



UNIVERSITE SULTAN MOULAY SLIMANE
Faculté des Sciences et Techniques
Béni-Mellal

N° d'ordre : 305 / 21



Centre d'Études Doctorales : Sciences et Techniques

Formation Doctorale : Mathématiques et Physiques Appliquées

THÈSE

Présentée par

MUSTAPHA ADAR

Pour l'obtention du grade de

DOCTEUR

Spécialité : Physique

Option : Matériaux et Energie

Contribution à l'étude, à la caractérisation et à la comparaison de trois installations Photovoltaïques de puissances 2kWc basées sur les trois technologies Si-Monocristallin, Si-Polycristallin et Si-Amorphe.

Soutenue le Samedi 09 Janvier 2021 à 10h devant la commission d'examen :

Pr.Mohammed SAJIEDDINE	Professeur, Université Sultan Moulay Slimane. E.N.S.A Khouribga, Maroc.	Président
Pr.Mohammed SAHLAOUI	Professeur, Université Sultan Moulay Slimane, F.S.T. Béni-Mellal, Maroc.	Rapporteur
Pr.Mourad ZEGRARI	Professeur, Université Hassan II, E.N.S.A.M. Casablanca, Maroc.	Rapporteur
Pr.Abdelati RAZOUK	Professeur, Université Sultan Moulay Slimane, F.P. Béni-Mellal, Maroc,	Rapporteur
Pr.Ahmed CHEBAK	Professeur, Université Mohammed VI Polytechnique. Benguérir, Maroc.	Co-directeur de thèse
Pr.Mustapha MABROUKI	Professeur, Université Sultan Moulay Slimane, F.S.T. Béni- Mellal, Maroc.	Directeur de thèse

Remerciement

Ce travail a été réalisé au sein du laboratoire de Génie Industriel (LGI) à la Faculté des Sciences et Techniques Béni-Mellal, sous la direction du Professeur **Mustapha MABROUKI**.

Je tiens tout d'abord à exprimer mes profonds remerciements à mon encadrant **M. Mustapha MABROUKI** qui m'a permis par ses perpétuels encouragements de mener à terme un tel sujet de thèse. Il a su m'orienter et me faire profiter de son expérience et son soutien dans de nombreux moments de découragements et d'avoir toujours trouvé de quoi me remonter le moral quand il le faut. Je suis très reconnaissant pour son esprit critique, pour ses conseils précieux, pour son aide et pour m'avoir permis de travailler avec un esprit de confiance et d'amitié. Ses qualités humaines, ses compétences scientifiques et sa rigueur en font un directeur de thèse au sens propre de terme.

J'adresse mes vifs remerciements à mon Co-encadrant **M. Ahmed CHEBAK** pour les nombreuses discussions sur l'ensemble de mon travail, pour son aide, ses encouragements, ses conseils judicieux et sa très grande disponibilité. Il a suivi avec beaucoup d'intérêts et de sens critique ce travail de thèse. Les discussions que nous avons menées pendant ces années de thèse m'ont énormément apporté tant sur le plan scientifique que personnel.

Je remercie également le professeur **M. Amin BENNOUNA**, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail et pour ses encouragements et son soutien moral durant toute la période de la réalisation de ce travail de recherche. J'aimerais également lui témoigner de ma grande appréciation envers sa disponibilité et son respect. Son enthousiasme et son optimisme communicatifs m'ont été d'une valeur précieuse au cours de ces longues années.

Je remercie chaleureusement tous les enseignants de département de physique de la faculté polydisciplinaire de Beni Mellal pour m'avoir accueilli au sein de leur département en tant qu'enseignant contractuel pendant 3 ans. Je les remercie pour leurs sympathies.

Je remercie tous mes collègues du laboratoire LGI, et tous les amis avec qui j'ai partagé des moments agréables et j'en garderai un très bon souvenir de nos discussions amicales.

Liste des figures

Figure 1. 1 : La production mondiale de l'énergie.....	5
Figure 1. 2 : L'échange mondiale du pétrole	6
Figure 1. 3 : La demande mondiale de pétrole.....	7
Figure 1. 4 : La production et la consommation mondiales du gaz naturel	8
Figure 1. 5 : la production et la consommation mondiales du charbon	9
Figure 1. 6 : La production mondiale en électricité	10
Figure 1. 7 : L'évolution de taux de l'émission de CO2.....	11
Figure 1. 8 : L'évolution de l'offre de l'énergie au Maroc	12
Figure 1. 9 : Le bouquet énergétique du Maroc.....	13
Figure 1. 10 : Le taux d'électrification rurale au Maroc	14
Figure 1. 11 : La répartition de la consommation de l'électricité.....	15
Figure 1. 12 : Les sources de l'électricité au Maroc	16
Figure 1. 13 : Le marché mondial de la production PV	17
Figure 1. 14 : Le développement mondial du nombre des installations PV	18
Figure 1. 15 : L'évolution de la part de chaque technologie PV dans le marché	18
Figure 1. 16 : Le développement de la technologie des couches minces	19
Figure 1. 17 : Le rendement de chaque technologie des cellules PV	20
Figure 1. 18 : L'évolution de rendement de chaque technologie des cellules PV	20
Figure 1. 19 : La capacité annuelle installée de l'éolien.....	22
Figure 1. 20 : Les installations éoliennes du Maroc	23
Figure 1. 21 : Les installations hydrauliques du Maroc.....	25
Figure 1. 22 : Les villes porteuses du projet propre.ma.....	26

Figure 2. 1 : Les angles pour repérer la position du soleil.....	30
Figure 2. 2 : Les coordonnées équatoriales.....	31
Figure 2. 3: Rotation de la Terre autour du Soleil	31
Figure 2. 4 : Trajectoire du soleil dans le ciel.....	32
Figure 2. 5 : Nombre air-masse.....	33
Figure 2. 6 : Spectre solaire	34
Figure 2. 7 : Les types de rayons solaires	35
Figure 2. 8 : Schéma de la conversion PV	36
Figure 2. 9 : Caractéristique I-V de la cellule PV.....	37
Figure 2. 10 : Modèle équivalent de la cellule PV.....	37
Figure 2. 11 : Effets de l’irradiation et la température sur la cellule PV	40
Figure 2. 12 : La part de chaque technologie.....	41
Figure 2. 13 : Les cellules cristallines.....	42
Figure 2. 14 : Cellules à base de Silicium Amorphe.....	44
Figure 2. 15 : Cellules organique.....	45
Figure 2. 16 : Caractéristique (I-V) du groupement en série de cellules PV	46
Figure 2. 17 : Caractéristique (I-V) du groupement en parallèle de cellules PV.....	47
Figure 2. 18 : Module Photovoltaïque	47
Figure 2. 19 : les constituant de module Photovoltaïque.....	48
Figure 2. 20 : Protection de module Photovoltaïque par diode by-pass	50
Figure 2. 21 : Sécurité contre-courant.....	51
Figure 3. 1 : Installation PV raccordée au réseau	54
Figure 3. 2 : Composition d'un module PV standard.....	57

Figure 3. 3 : Dommages causés au cadre de module PV par la charge de la neige [48]	58
Figure 3. 4 : La délamination, marques de brûlure et des fissures sur l'encapsulant (la plaque arrière) des modules PV	59
Figure 3. 5 : La délamination, marques de brûlure et des fissures sur l'encapsulant (la plaque arrière) des modules PV	60
Figure 3. 6 : Délamination de verre	61
Figure 3. 7 : Exemple de corrosion des barres et des rubans d'interconnexion observée dans différents modules.....	62
Figure 3. 8 : Jaunissement et brunissement des modules PV	62
Figure 3. 9 : Exemple de Hot spot	64
Figure 3. 10 : Exemple d'une cellule fissurée.....	65
Figure 3. 11 : Schéma simplifié d'un système photovoltaïque à potentiel flottant.	65
Figure 3. 12 : Cellule Photovoltaïque avec fissure visible.....	67
Figure 3. 13 : Module PV affecté par le DIP.	68
Figure 3. 14 : Image d'électroluminescence du module PV	71
Figure 3. 15 : Les traînées d'escargot.....	73
Figure 3. 16 : Pertes homogènes et hétérogènes de la transparence et de la corrosion du verre et perte de la délamination	74
Figure 3. 17 : Pertes de défauts d'interconnexion et la délamination.....	74
Figure 3. 18 : Effet de la corrosion sur I-V	75
Figure 3. 19 : Effet de LID et PID sur I-V	75
Figure 3. 20 : Effet de mismatch sur I-V	76
Figure 3. 21 : Taux de dégradation linéaire et exponentiel	83
Figure 3. 22 : Dégradation 85/85 DH versus temps d'exposition pour un module en Si polycristallin	85

Figure 4. 1 : Installation PV de la technologie Monocristalline (m-si)	91
Figure 4. 2 : L'architecture de l'installation PV	92
Figure 4. 3 : Les supports des panneaux PV	93
Figure 4. 4 : Quatre variantes thermiques différentes du montage conventionnel de la sonde Pt100	96
Figure 4. 5 : Températures des modules obtenus avec différents supports de capteurs	96
Figure 4. 6 : Système de l'acquisition des données	97
Figure 4. 7 : PcDuino Lite.....	98
Figure 4. 8 : Boitier de la station météorologique	99
Figure 4. 9 : Boitier de la carte PcDuino	100
Figure 4. 10 : Mécanismes de contrôle à distance et de transfert de données	101
Figure 4. 11 : Irradiation solaire et température ambiante.....	105
Figure 4. 12 : Comparaison de la production des trois système PV	106
Figure 4. 13 : Rendement final mensuel	107
Figure 4. 14 : Rendement des modules PV.....	109
Figure 4. 15 : Le facture de capacité des modules PV	110
Figure 4. 16 : Les pertes de conversion et de système.....	111
Figure 4. 17 : Le ratio de la performance des modules PV.....	112
Figure 4. 18 : La régression linéaire de la performance Vs la température	113
Figure 4. 19 : Effet des pertes sur la performance	114
Figure 4. 20 : Les dimensions porteurs de l'information.....	115
Figure 4. 21 : Projection des variables de mc-si sur le plan factoriel (PC1 PC2).....	117
Figure 4. 22 : Projection des variables de pc-si sur le plan factoriel (PC1 PC2).....	118

Figure 4. 23 : Projection de variables (a-si) sur le plan factoriel (PC1 PC2)	118
Figure 4. 24 : Classification des données de production de l’installation photovoltaïque monocristalline.....	120
Figure 4. 25 : Classification des données de production d'une installation photovoltaïque polycristalline.....	120
Figure 4. 26 : Classification des données de production d'une installation PV amorphe	121
Figure 5. 1 : Série temporelle des valeurs de PR de pc-si.....	134
Figure 5. 2 : Série temporelle des valeurs de PR de mc-si	134
Figure 5. 3 : Série temporelle de PR de l’amorphe.....	134
Figure 5. 4 : Lissage exponentiel double de PR de mc-si.....	135
Figure 5. 5 : Lissage exponentiel double de PR de pc-si	135
Figure 5. 6 : Lissage exponentiel double de PR de ac-si	136
Figure 5. 7 : La série temporelle de mc-si	137
Figure 5. 8 : La composante saisonnière de mc-si	137
Figure 5. 9 : La composante tendancielle de mc-si.....	137
Figure 5. 10 : La composante aléatoire de mc-si	130
Figure 5. 11 : La Série temporelle de pc-si.....	138
Figure 5. 12 : La composante saisonnière de pc-si	138
Figure 5. 13 : La composante aléatoire de pc-si	138
Figure 5. 14 : La composante tendancielle de pc-si.....	138
Figure 5. 15 : La série temporelle de a-si.....	139
Figure 5. 16 : La composante saisonnière de a-si	139
Figure 5. 17 : La composante aléatoire de a-si	140
Figure 5. 18 : La composante tendancielle de a-si.....	140

Figure 5. 19 : Modèle ARIMA de PR (pc-si)	141
Figure 5. 20 : Modèle ARIMA de PR (mc-si)	141
Figure 5. 21 : Modèle ARIMA de PR (a-si)	142
Figure 5. 22 : Histogramme des taux de dégradation publiés.....	143

Liste des tableaux

Tableau 4. 1 : Caractéristiques électriques des modules PV 92

Tableau 4. 2 : La fiche technique de la girouette 94

Tableau 5. 1 : Les paramètres de modèle de ARIMA..... 141

Tableau 5. 2 : Les taux de dégradations de différentes technologies PV 143

Liste des abréviations

a-si	Silicium amorphe
ARIMA	Moyenne mobile intégrée autorégressive
c-si	Silicium cristallin
CF	Facteur de capacité
CSD	Décomposition saisonnière classique
DIL	Dégradation induite par la lumière
DIP	Dégradation induite par le potentiel
E _{AC}	Energie AC
E _{DC}	Energie DC
EVA	Ethylène-acétate de vinyle
G ₀	Irradiation solaire dans STC
H _t	Irradiation solaire dans le plan de module PV
L _c	Les pertes de capture
LED	Lissage exponentiel double
L _s	Les pertes de système
LR	Régression linéaire
mc-si	Silicium monocristallin
P	Puissance
PC	Composante principale
PCA	Analyse en composantes principales
pc-si	Silicium polycristallin
P ₀	Puissance crête

PR	Ratio de performance
PV	Photovoltaïque
S	Surface des modules PV
STC	Conditions standards de test
Ta	Température ambient
Ya	Le rendement de module PV
Y _f	Le rendement final
Y _r	Le rendement de référence
η	Le rendement de panneau PV

Résumé

Les travaux développés dans cette thèse sont intitulés : « **Contribution à l'étude, à la caractérisation et à la comparaison de trois installations Photovoltaïques de puissances 2KWc basées sur les trois technologies Si-Monocristallin, Si-Polycristallin et Si-Amorphe** » Installées sur le toit de la Faculté des Sciences et Technique de Beni Mellal.

L'objectif de ce travail a été d'analyser et comparer la production et la performance de trois types de technologies photovoltaïques à base de Silicium dans les conditions météorologiques de Beni Mellal.

Dans le premier chapitre, nous donnons un aperçu sur le contexte international et national de la production de l'énergie. Nous abordons la transition énergétique vers les énergies renouvelables. Nous présentons aussi le contexte et l'objectif de la thèse.

Le deuxième chapitre est consacré à des généralités sur la conversion Photovoltaïque qui correspondent au principe de la conversion PV, les caractéristiques principales d'une cellule PV, sa modélisation, les différentes filières PV et les facteurs influençant le rayonnement solaire.

Le troisième chapitre sera dédié aux outils d'analyse de la performance des installations photovoltaïques. Nous présenterons et dénombrerons les paramètres normalisés de la performance, nous citerons les types de dégradation que peuvent subir les modules PV, les techniques de détection de dégradation et les modèles permettant la quantification et le suivi de la dégradation.

Notre première contribution sera l'objectif du quatrième chapitre. Dans un premier temps, nous allons présenter les différents composants des trois mini-stations PV raccordées au réseau ainsi que l'instrumentation pour l'acquisition des données électriques et météorologiques. Nous présenterons les données journalières, mensuelles et annuelles de la production et nous nous pencherons sur les conditions environnementales dans lesquelles évolue la centrale PV à savoir l'irradiation reçue, la température ambiante et la température des modules. Dans un deuxième temps, nous allons mener une analyse de la performance des trois installations PV en se basant sur les indices normalisés. Pour la première fois, la technique de l'analyse de la composante principale

(ACP) sera utilisée pour mesurer la corrélation entre les indices de la performance et les paramètres météorologiques.

Le cinquième chapitre représentera la seconde contribution. Nous allons utiliser les techniques de la régression linéaire, le lissage exponentiel Holt-Winters, la décomposition classique des séries temporelle et le modèle de ARIMA pour déterminer le taux de dégradations des modules PV, à base de silicium, dû à l'exposition aux conditions réelles de fonctionnement durant cinq ans.

Abstract

The work developed in this thesis is entitled '**Contribution to the study, characterization and comparison of three Photovoltaic installations of 2KWp power, based on the three technologies Si-Monocrystalline, Si-Polycrystalline and Si-Amorphous**'.

Installed on the rooftop of the Faculty of Science and Technology of Beni Mellal. The main objective of this work was to analyze and compare the production and performance of three types of silicon-based photovoltaic technologies.

In the first chapter, we give an overview of the international and national context of energy production. We discuss the energy transition to renewable energies. Thus, we present the context and the objective of the thesis.

The second chapter is devoted to the generalities about Photovoltaic Conversion, which correspond to the principle of PV conversion, the main characteristics of a PV cell, its modeling and the different PV pathways. Thus, the factors influencing solar radiation.

The third chapter will be dedicated to the usefulness of analyzing the performance of photovoltaic installations. We will present and enumerate the standard performance parameters, the types of degradation that can occur in PV modules, degradation detection techniques and models for quantifying and monitoring degradation.

The first contribution will be the objective of the fourth chapter. First, we will present the different components of the three grid-connected PV mini-stations as well as the instrumentation for the acquisition of electrical and meteorological data. Daily, monthly and annual production data will be presented and the environmental conditions in which the PV power plant operates will be examined, i.e., the received irradiation, the ambient temperature and the operating temperature of the modules. In a second step, we will conduct an analysis of the performance of the three PV plants based on the standard indices. For the first time, the Principal Component Analysis (PCA) technique will be used to measure the correlation between the performance indices and meteorological parameters.

The fifth chapter will be the second contribution. We will use linear regression techniques, Holt-Winters exponential smoothing, classical seasonal decomposition and ARIMA model to determine the rate of degradation of silicon-based PV modules that have suffered due to exposure to real operating conditions during five years.

Table des matières

Remerciement	i
Liste des figures	ii
Liste des tableaux.....	viii
Liste des abréviations.....	ix
Résumé	xi
Abstract	xiii
Chapitre I : Aperçu de la situation énergétique nationale et international	4
I. Introduction	4
II. Contexte international	4
I.1 Production et demande mondiales en énergies.....	4
II.1 Émissions de carbone dues à la consommation d'énergie	10
III. Le contexte national	11
III.1 La demande et la consommation d'énergie au Maroc.....	12
III.2 L'émission de dioxyde de Carbone au Maroc	13
III.3 Le secteur de l'électricité au Maroc	14
IV. La transition énergétique.....	16
IV.1 Le photovoltaïque.....	17
IV.1.1 Le rendement des cellules photovoltaïque :	19
IV.2 L'éolien.....	21
IV.3 La transition énergétique au Maroc	22
V. Contexte de l'étude : Projet Propre.ma	25

VI.	Objectif de la thèse	26
Chapitre II : Généralités sur la conversion Photovoltaïque		
28		
I.	Introduction	28
II.	Le rayonnement solaire	28
II.1	Irradiance	29
II.2	Irradiation	29
II.3	Position du soleil	29
II.3.1	Système de coordonnées horizontales	29
II.3.2	Système de coordonnées équatoriales :	30
II.4	Variation saisonnière de l'irradiation	31
II.4.1	Mouvement de la terre et l'origine des saisons	31
II.4.2	Trajectoire du Soleil dans le Ciel	32
II.4.3	Spectre solaire et Nombre d'air masse	33
II.4.4	Les rayonnements directs, diffus et globaux	34
III.	Conversion Photovoltaïque	35
III.1	Cellule Photovoltaïque	35
III.2	Caractéristique électrique et modélisation de la cellule	36
III.3	Paramètres externes de la cellule PV	38
III.3.1	Courant de court-circuit (I_{cc})	39
III.3.2	Tension de circuit ouvert (V_{co})	39
III.3.3	Facteur de forme (FF)	39
III.3.4	Rendement	39
III.4	Influence de la température et de l'éclairement	40

III.5	Les technologies des cellules photovoltaïques	41
III.5.1	Le silicium cristallin	42
III.5.2	Les couches minces	43
III.5.3	Cellules organiques.....	44
III.6	Module Photovoltaïque.....	45
III.7	Mise en parallèle / série	46
III.8	Conception d'un module photovoltaïque	47
III.9	Diode by-pass	49
III.10	Sécurité contre-courant.....	50
III.11	Mismatch	51
III.11.1	Mismatch structurel (différences de structure).....	51
III.11.2	Mismatch fonctionnel (différences de fonctionnement).....	52
IV.	Conclusion.....	52
Chapitre III : La performance et la dégradation des modules PV		53
I.	Introduction	53
II.	Les paramètres de la performance.....	53
II.1	Le rendement de référence (Y_r).....	54
II.2	Le rendement du panneau solaire (Y_a) :.....	54
II.3	Le rendement final (Y_f) :	55
II.4	Le Ratio de Performance (PR) :	55
II.5	Les pertes du système par conversion (L_s) :.....	55
II.6	Les pertes de capture (L_c) :	55
II.7	Rendement énergétique des installations solaires PV (η) :.....	56
II.8	Facteur de capacité de l'installation photovoltaïque solaire (CF) :.....	56

III.	Les modes de dégradations des panneaux solaires	56
III.1	Défauts du cadre	57
III.2	L'encapsulant.....	58
III.3	Défauts de verre.....	59
III.3.1	Défauts du verre frontal.....	60
III.3.2	Défauts du verre dans les modules en verre	60
III.4	La délamination	61
III.5	La corrosion.....	61
III.6	La décoloration.....	62
III.7	Hot spot.....	63
III.8	Les fissures de la cellule PV.....	64
III.9	Dégradation induite par le potentiel (DIP)	65
IV.	Les techniques de détection de la dégradation des modules PV.....	67
IV.1	L'inspection visuelle.....	67
IV.2	Thermographie.....	68
IV.2.1	Thermographie en régime permanent.....	68
IV.2.2	Thermographie par impulsion	69
IV.2.3	Thermographie à verrouillage	70
IV.3	L'électroluminescence	71
IV.4	Fluorescence des UV	71
V.	Caractérisation I-V	73
V.1	Modèles de régression	76
V.2	Les indices normalisés.....	77
V.3	Les séries temporelles.....	78

V.3.1	La décomposition classique des séries temporelles (DCS)	79
V.3.2	Lissage exponentiel	79
V.3.3	Modèle ARIMA.....	80
V.3.4	Lissage des nuages de points	81
VI.	Modèles de dégradation d'un module photovoltaïques	81
VI.1	Model linéaire et exponentiel	82
VI.2	Model de PAN et Peck (Essai accéléré)	84
VI.3	Model de Zimmerman	85
VII.	Conclusion.....	87
Chapitre VI : Analyse de la performance		88
I.	Introduction	88
II.	Etat de l'art sur l'analyse de performance des installations PV	88
III.	Présentation de l'installation PV	90
III.1	Présentation des systèmes PV.....	90
III.2	Descriptions de la station météorologique.....	93
III.2.1	Capteur de l'irradiation solaire	93
III.2.2	Capteur de la vitesse et la direction du vent	94
III.2.3	Capteurs de température	94
III.3	Acquisitions des données.....	97
III.3.1	Les données météorologiques.....	98
III.3.2	Acquisition des données DC, AC et de la température des modules PV	99
III.3.3	Transfert des données	100
IV.	Analyse en composantes principales (ACP)	102

V.	Analyses des données mensuelles	104
V.1	Les conditions météorologiques	104
V.2	La puissance AC produite.....	105
V.3	Le rendement final.....	106
V.4	Rendement des modules PV	108
V.5	Facteur de capacité (CF).....	109
V.6	Les pertes des trois technologies PV	110
V.7	Ratio de la performance.....	111
VI.	Analyse des données journalière par la méthode ACP avec le logiciel	
R.....		115
VI.1	Exploration des paramètres de performance	116
VI.2	Classification des données journalières de production.....	119
VI.3	Comparaison avec d'autre installation PV	122
VII.	Conclusion.....	123
 Chapitre V : Etude de la dégradation de la performance des modules Photovoltaïques		
	125
I.	Introduction :.....	125
II.	Etat de l'art	125
III.	Le taux de dégradation des trois technologies de silicium	130
IV.	Méthodologie	131
IV.1	Évaluation du taux de dégradation de performance par régression linéaire.....	131
IV.2	Évaluation du taux de dégradation des performances à l'aide de la décomposition classique des séries temporelle	131

IV.3	Évaluation du taux de dégradation des performances à l'aide de la méthode Saisonnières de Holt-Winters (HW) :	132
IV.4	Évaluation du taux de dégradation des performances à l'aide de ARIMA.....	132
V.	Taux de dégradation par régression linéaire.	133
VI.	Taux de dégradation par lissage exponentiel Holt-Winters.....	135
VII.	Taux de dégradation par la décomposition classique des séries temporelles.	136
VIII.	Taux de dégradation par ARIMA	140
IX.	Comparaison avec d'autres technologies.....	143
X.	Conclusion :.....	146
	Conclusion et perspectives	147

Introduction générale

La consommation mondiale d'énergie est en très forte croissance dans toutes les régions du monde sous l'effet du développement industriel et de l'amélioration de la qualité de vie des habitants. Cette croissance nécessite une augmentation de la production de l'énergie, afin de satisfaire les besoins. Les ressources en énergie fossile (pétrole, charbon, . . .) présentent l'avantage d'être excellentes, de point de vue production, en dégageant une chaleur considérable par rapport à leur encombrement, donc un rendement très élevé. Mais, à part leur caractère limité dans l'espace et dans le temps, la satisfaction de la demande par l'utilisation intensive de ce type de ressource soulève principalement des crises climatiques liées au dégagement excessif des gaz à effet de serre (GES) produits lors de la combustion. D'où la nécessité urgente de réduire la quantité des GES émis, qui est de plus en plus exprimé par les spécialistes de l'environnement et du changement climatique, et qui discutent périodiquement ce problème.

Dans ce contexte, les sources d'énergies dites renouvelables constituent une bonne alternative pour répondre à la fois aux besoins en énergie et réduire les émissions des GES. Ces sources d'énergies renouvelables ont l'avantage d'être abondantes et non polluantes. De plus elles ont un caractère non limité. Le solaire représente l'une des ressources énergétiques renouvelables. Il envoie chaque année à la surface de la terre environ 10 000 fois plus d'énergie que la planète en consomme. C'est donc intéressant d'essayer d'en tirer profit.

Ainsi, la construction d'une stratégie climatique mondiale visant à réduire les émissions des gaz à effet de serre passe par le développement et l'utilisation à grand échelle des énergies renouvelables sous ses diverses formes. Une telle solution semble aujourd'hui nécessaire pour basculer vers une économie durable. Dans cette optique, le Maroc, bien que pays faiblement pollueur, s'engage dans une stratégie à deux grands volets :

1. La maîtrise de la consommation à travers l'efficacité énergétique.
2. La diversification du mix énergétique par l'investissement dans les énergies renouvelables.

Les énergies renouvelables peuvent contribuer à cette diversification par une augmentation significative de leur part dans le bilan énergétique national, du fait que le Maroc dispose d'un important potentiel en ce type d'énergie, notamment dans le domaine du solaire et de l'éolien.

Malheureusement, l'énergie solaire au Maroc reste relativement peu exploitée au regard de gisement disponible. Une bonne exploitation et intensive, peut rendre le Maroc parmi les grands producteurs de ce type d'énergie à l'échelle mondiale, et lui permettre de contribuer considérablement à l'amélioration de la qualité de l'air et à la croissance économique par la création de nouveaux emplois.

Dans le cadre de la stratégie nationale, le Maroc a lancé plusieurs programmes qui ambitionnent de contribuer à la dépendance énergétique du pays, en portant à 42% sa capacité de production en 2020 et 52% en 2030 par la valorisation des ressources locales. L'énergie solaire occupe une place particulière dans cette stratégie. Sa valorisation se fera à l'aide de deux techniques distinctes : la conversion thermodynamique et la conversion photovoltaïque du rayonnement solaire. Cette dernière technique repose sur la transformation directe du rayonnement solaire en électricité, par le biais des cellules solaires. Plusieurs technologies sont disponibles à cet effet, à savoir les cellules à base de silicium, couches minces et autres.

Le marché de la production d'électricité à partir des modules photovoltaïques croît rapidement depuis une dizaine d'années. Jusqu'à présent, les performances des modules sont exprimées en termes de puissance maximale délivrée, courant de court-circuit, tension en circuit ouvert . . . , uniquement dans des conditions standards de test (STC) : c'est-à-dire une irradiance de 1000W/m^2 , une température de cellule de 25°C et une masse d'air de 1,5. Ces conditions sont très particulières et ne représentent en aucun cas la réalité. Or, plusieurs travaux de recherches montrent que le comportement des modules photovoltaïques dépend fortement du lieu et des conditions climatiques d'une part, et du type de technologie utilisée d'autre part. A cet effet, les travaux de recherche sur les méthodes de prédiction du comportement des modules, en ensoleillement réel, et en termes d'énergie moyenne produite en conditions réelles de fonctionnement, sont particulièrement importants.

Dans ce travail, nous avons évalué les performances de trois mini-stations Photovoltaïques : une installation à base des modules en silicium monocristallin avec une capacité de 2 kWc, une installation à base des modules en silicium polycristallin avec une capacité de 2 kWc et une installation à base des modules en silicium amorphe avec une capacité de 1,86 kWc. L'installation PV est munie d'une station métrologique pour mesurer l'irradiation solaire, la température ambiante et la température des modules PV, la vitesse et la direction du vent. La caractérisation

en extérieur (dans les conditions réelles de fonctionnement) apporte des avantages par rapport à la caractérisation au laboratoire faite par le fabricant, car elle permet de savoir la technologie la plus performante et la plus rentable sur le site donné. Le suivi et l'analyse de la production et les indices de la performance, journalières et saisonnières, de chaque mini-installation permet de choisir la technologie solaire adaptée aux conditions climatiques de la région de Beni Mellal.

Chapitre I : Aperçu de la situation énergétique nationale et internationale

I. Introduction

L'énergie, de toutes ses formes, est la raison derrière laquelle l'homme est survivant. Elle était le moteur de toutes activités humaines. Le développement technologique dans tous les domaines, surtout dans l'agroalimentaire et la santé ont provoqué une croissance démographique et économique énorme. Cette croissance a été toujours menée d'un besoin énergétique qui ne cesse d'augmenter. Dans le chemin de la satisfaction de ce besoin en énergie, de nouveaux défis ont apparu. La source principale en énergie est des combustibles fossiles. À forte demande, ils seront fatalement épuisés. En plus, leur utilisation entraîne une augmentation des concentrations des gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Ceci contribue de manière significative au réchauffement climatique. Pour ces deux raisons, des recherches ont été déclenchées pour apporter des solutions qui peuvent assurer la continuité de la vie sur Terre et la satisfaction des besoins énergétiques. Les énergies renouvelables sont considérées comme solution parfaite à ces problèmes de faite qu'elles sont inépuisables et non polluantes.

Ce chapitre présente une vue non exhaustive sur le contexte énergétique tant à l'échelle nationale qu'internationale. Ainsi il met l'œil sur la transition énergétique vers des énergies renouvelables.

II. Contexte international

I.1 Production et demande mondiales en énergies

Just avant l'arrivée de la pandémie de COVID'19, la demande mondiale en énergie a augmenté de 2,2% en 2017, contre 1,2% en 2016 et au-dessus de sa moyenne décennale de 1,7%. Cette croissance supérieure à la tendance a été tirée par L'Organisation de Coopération et de Développement Economiques (OCDE), en particulier par l'union européen. Une grande partie de cette force peut être directement liée à la reprise de la croissance économique. Mais cela reflétait également un léger ralentissement du rythme d'amélioration de l'intensité énergétique (ou de la productivité énergétique).

Malgré la croissance exceptionnellement forte enregistrée dans les pays de l'OCDE, la plus grande partie de l'augmentation de la consommation mondiale d'énergie a été générée par les pays en développement, représentant près de 80% de cette expansion.

La Chine à elle seule a contribué de plus d'un tiers de cette croissance, avec une augmentation de plus de 3 % en 2017 de la consommation d'énergie, soit près de trois fois le taux observé au cours des deux dernières années. Cette forte reprise a été provoquée par un rebond de la production de certains des secteurs chinois les plus énergivores, en particulier le secteur minier. Malgré cette augmentation, la croissance de la demande d'énergie de la Chine en 2017 est demeurée nettement inférieure à sa moyenne décennale. En effet, son taux de diminution de l'intensité énergétique a été plus de deux fois supérieure à la moyenne mondiale.

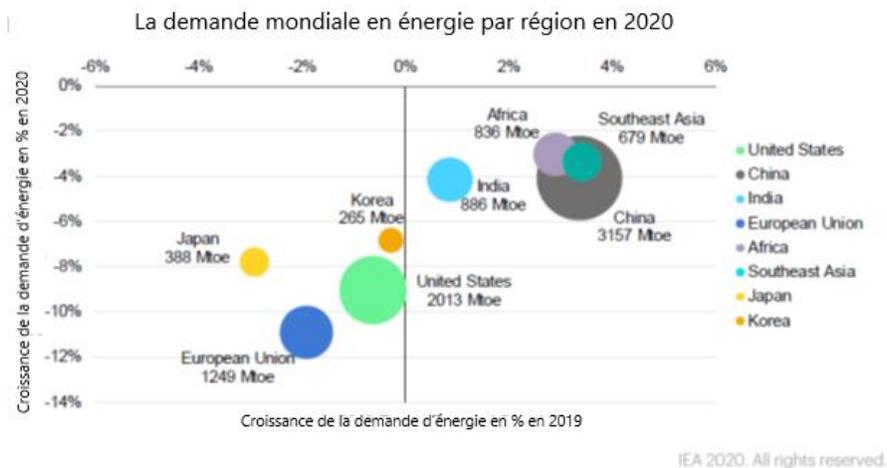
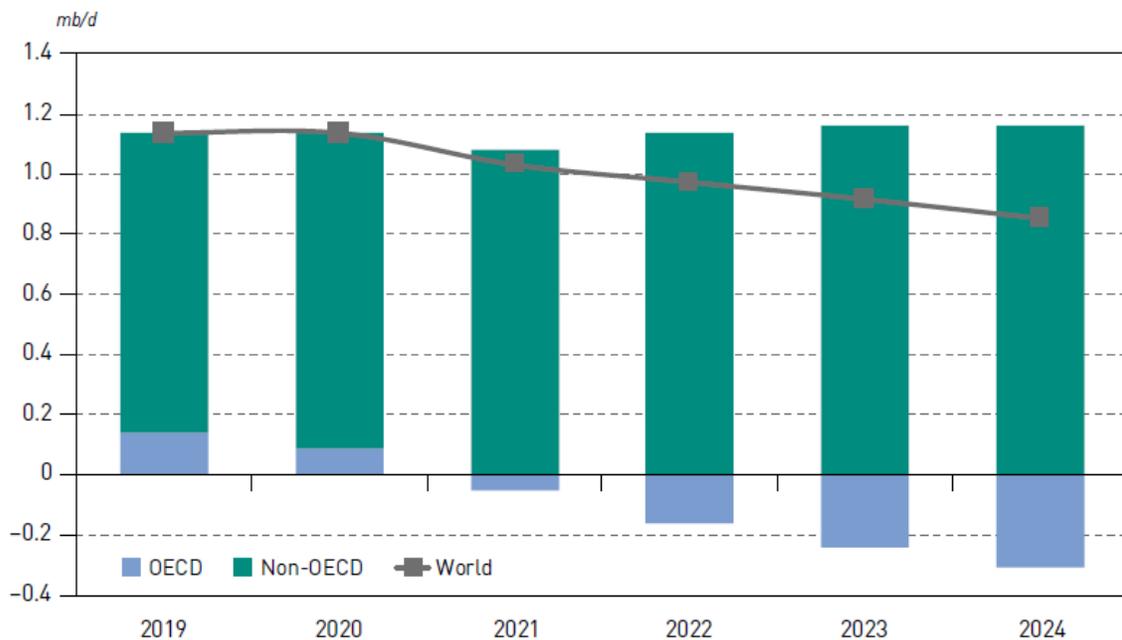


Figure 1. 1 : La production mondiale de l'énergie [1]

Avec l'arrivée de COVID'19, Les dernières données montrent que la réduction drastique de l'activité économique mondiale et de la mobilité au cours du premier trimestre 2020 a fait baisser la demande mondiale d'énergie de 3,8 % par rapport au premier trimestre 2019. Si les confinements durent de nombreux mois et que la reprise est lente dans une grande partie du monde, comme c'est de plus en plus probable, la demande annuelle d'énergie chutera de 6 % en 2020, effaçant les cinq dernières années de croissance de la demande. Un tel déclin n'a pas été observé depuis 70 ans. Si les efforts déployés pour enrayer la propagation du virus et relancer les économies sont plus fructueux, la baisse de la demande d'énergie pourrait se limiter à moins de 4% [1].

Malgré tous les discours, sur la baisse de la demande de pointe de pétrole, l'augmentation de l'efficacité énergétique des voitures, la croissance des véhicules électriques produites et la tendance vers les énergies renouvelables, la demande de pétrole a augmenté de 1,7 Mb/j. Soit une hausse similaire à celle observée en 2016 et nettement supérieure à la moyenne décennale d'environ 1,1 Mb/j. La figure 1.3 montre que la demande de pétrole en 2017 et en 2018 a continué d'être tirée par les importateurs de pétrole qui ont bénéficiés des prix bas. L'Europe (0,3 Mb/j) et les États-Unis (0,2 Mb/j) affichent des augmentations notables, comparativement aux baisses moyennes observées au cours des dix années précédentes. La croissance en Chine (0,5 Mb/j) a été plus proche de sa moyenne sur 10 ans [2]. La demande mondiale de pétrole devrait continuer à croître à un rythme relativement sain pour atteindre un niveau de 104,8 mb/j d'ici 2024 comme le montre la figure 1.2.



Source: OPEC.

Figure 1. 2 : L'échange mondiale du pétrole [3]

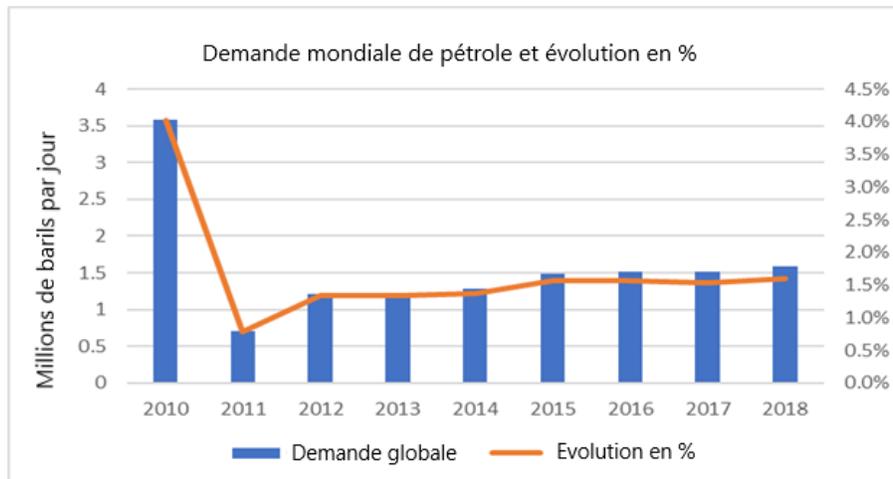


Figure 1. 3 : La demande mondiale de pétrole [4]

L'année 2017 a été exceptionnelle pour le gaz naturel. Concrètement, la consommation a augmenté de 3 %, et elle a atteint 96 milliards de m³. Par contre, la production a augmenté de 4%, elle a atteint 131 milliards de m³. La figure 1.4 montre que la croissance de la consommation a été conduite par l'Asie, avec une croissance particulièrement forte en Chine (15,1%, 31 milliards de m³), soutenue par des hausses au Moyen-Orient (Iran 6,8%, 13 milliards de m³) et en Europe.

La croissance de la consommation a été plus que compensée par une augmentation notamment en Russie (8,2%, 46 milliards de m³), soutenue par l'Iran (10,5%, 21 milliards de m³), l'Australie (18%, 17 milliards de m³) et la Chine (8,5%, 11 milliards de m³).

L'autre facteur, déterminant de la vigueur des marchés mondiaux du gaz en 2016, a été la poursuite de l'expansion du gaz naturel liquéfié (GNL), qui a augmenté de plus de 10% en 2017. Cette valeur est considérée comme une forte croissance depuis 2010, grâce au démarrage de nouveaux trains de GNL en Australie et aux États-Unis.

L'augmentation des besoins de la Chine en GNL a représenté près de la moitié de l'expansion mondiale, la Chine devançant ainsi la Corée, devenant le deuxième importateur mondial de GNL après le Japon [4].

Gaz naturel Prévisions de l'AIE sur l'évolution de la production et de la consommation dans le monde d'ici 2025

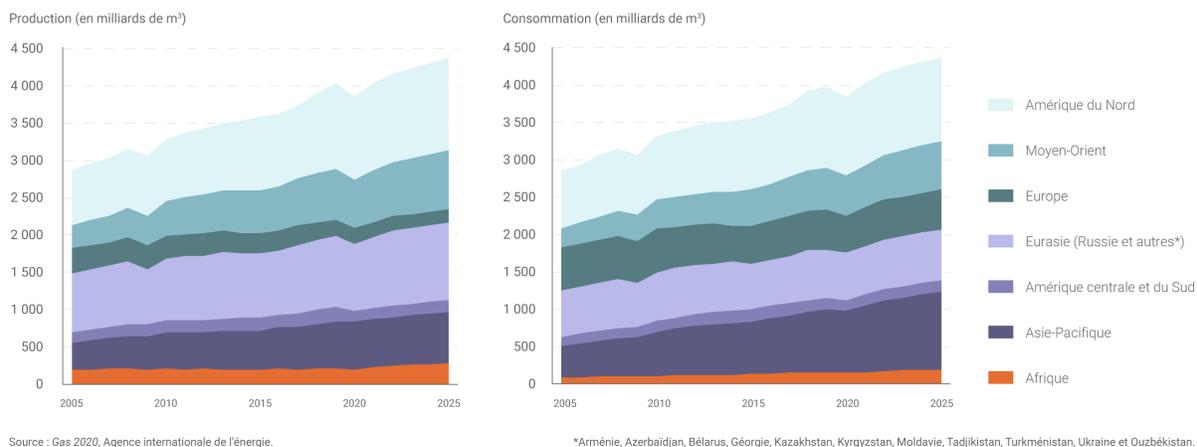


Figure 1. 4 : La production et la consommation mondiales du gaz naturel [5]

Après plusieurs années de sa chute libre, le marché du charbon a connu une mini-reprise en 2017. La consommation mondiale de charbon a augmenté de 1% (25 Mtep). L'Inde (4,8%, 18 Mtep) a enregistré la croissance la plus rapide, à cause de l'augmentation de la demande dans le secteur de l'électricité. La figure 1.5 montre qu'après trois années de déclin successif, la consommation de charbon en Chine (0,5%, 4 Mtep) a également augmenté, ceci en dépit de l'important basculement du charbon au gaz dans les secteurs industriel et résidentiel, l'augmentation de la demande d'électricité en Chine a entraîné un surcroît de charbon comme carburant d'équilibrage. La production mondiale de charbon a augmenté plus fortement (3,2%, 105 Mtep), tirée par les augmentations notables de la production chinoise (3,6%, 56 Mtep) et américaine (6,9%, 23 Mtep). Fait intéressant, l'augmentation de la production aux États-Unis s'est produite en dépit d'une nouvelle baisse de la consommation intérieure, les producteurs de charbon des États-Unis ayant plutôt augmenté leurs exportations vers l'Asie [6].

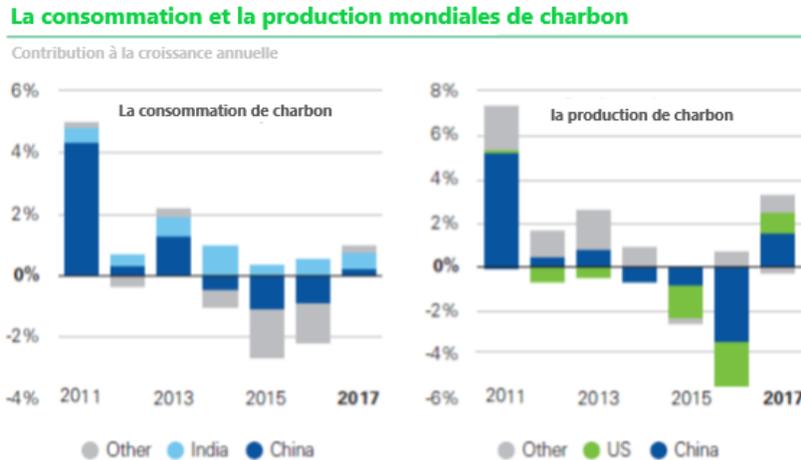


Figure 1. 5 : La production et la consommation mondiales du charbon [6]

Le secteur de l'électricité est considéré, de loin, le plus grand marché de l'énergie en absorbant plus de 40% de l'énergie primaire en 2017. Ceci est constaté à la pointe de la transition énergétique représentée par la croissance des énergies renouvelables et l'électrification du monde. La production mondiale d'électricité a augmenté de 2,8% en 2017, ce qui est proche de sa moyenne décennale. Presque toute cette croissance est venue du monde en développement. La demande des pays de l'OCDE a légèrement augmenté, mais le découplage de la croissance économique et de la demande d'énergie dans les pays de l'OCDE au cours des 10 dernières années s'est poursuivi, l'électricité de l'OCDE étant restée globalement stable au cours de la dernière décennie [7].

La figure 1.6 montre que l'augmentation de la production mondiale d'électricité a été impulsée par la forte expansion des énergies renouvelables, tirées par l'éolien (17%, 163 TWh) et le solaire (35%, 114 TWh), qui ont représenté près de la moitié de la croissance totale de la production électrique, bien que ne représentant que 8% du total. Bien que l'éolien ait continué à jouer son rôle de cousin plus grand, plus établi et plus âgé, c'est l'énergie solaire qui a fait toutes les vagues.

En particulier, la capacité solaire a augmenté de près de 100 GW l'an dernier, la Chine sur son propre bâtiment de plus de 50 GW, ce qui équivaut à peu près au potentiel de production de plus de deux centrales nucléaires de Hinkley Point et demi. La production mondiale d'énergie solaire a augmenté de plus d'un tiers l'an dernier. Une grande partie de cette croissance continue d'être soutenue par un soutien politique. Mais elle a été aidée par la poursuite de la baisse des coûts

solaires, avec des enchères de moins de 5 cents/kWh, ce qui aurait été impensable pour la plupart des projets, il y a quelques années encore.

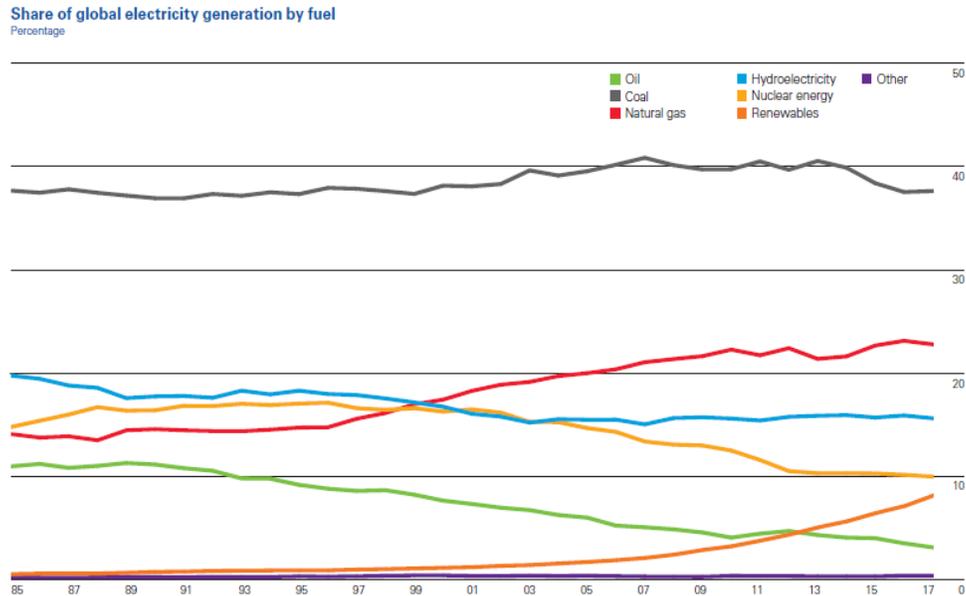


Figure 1. 6 : La production mondiale en électricité [7]

II.1 Émissions de carbone dues à la consommation d'énergie

Les émissions de carbone provenant de la consommation d'énergie, sont estimés par **Global Carbon Project** [8] qu'elles ont augmenté de 2 % en 2017 et atteint un record de 36,8 milliards de tonnes comme le montre la figure 1.7. Cela fait suite à trois années consécutives de croissance faible ou nulle des émissions de carbone. Donc, à première vue, c'est un grand pas en arrière.

Les facteurs à l'origine de la hausse des émissions de carbone sont bien entendu, la croissance du PIB mondial. Une grande partie de cette croissance a été tirée par l'activité industrielle, qui consomme davantage d'énergie, entraînant un ralentissement des gains d'intensité énergétique.

De plus, le redressement de la consommation de charbon, qui avait diminué de manière substantielle au cours des trois dernières années (2014, 2015 et 2016) et légèrement augmenté l'année 2017, a eu pour effet d'améliorer davantage l'intensité de la production de charbon.

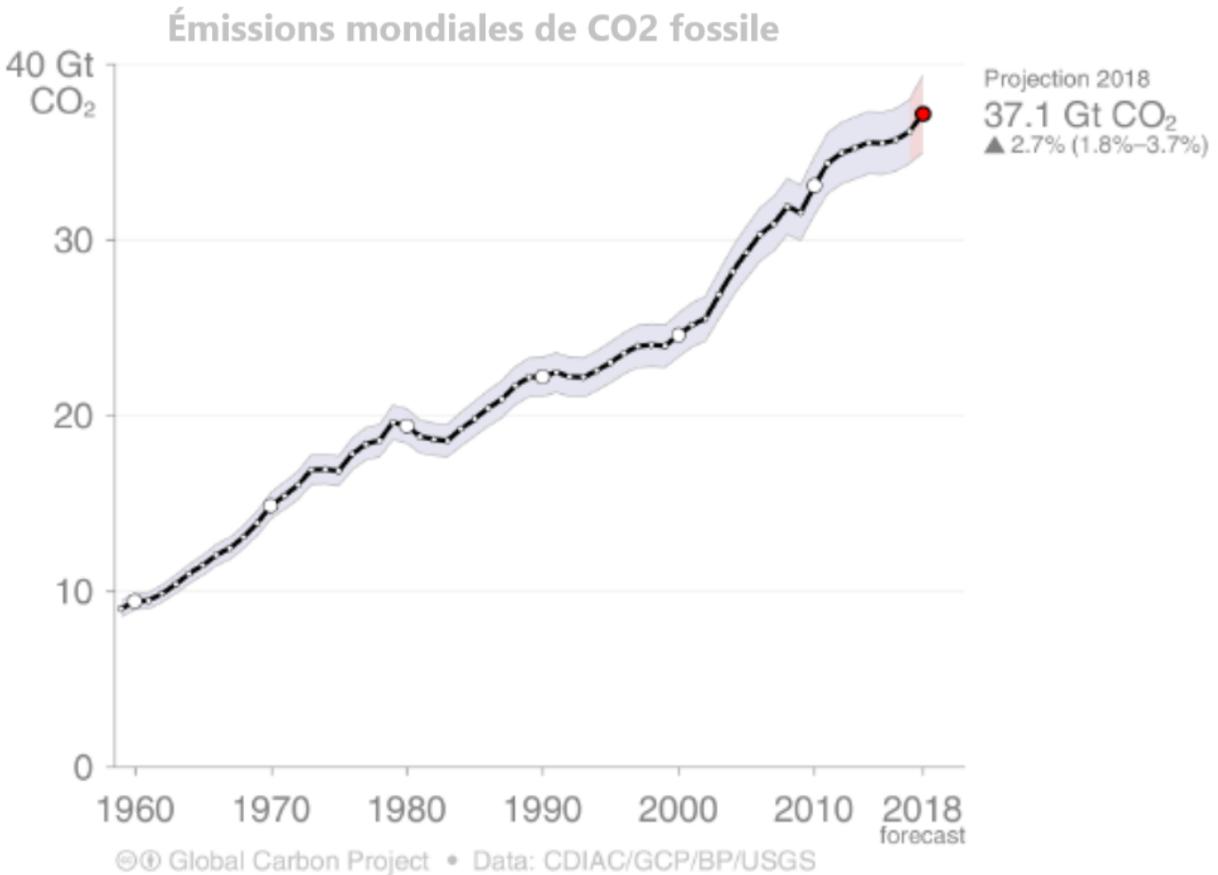


Figure 1. 7 : L'évolution de taux de l'émission de CO₂ [8]

III. Le contexte national

Le secteur de l'énergie au Maroc a connu une évolution rapide au cours des dernières décennies. Parallèlement à sa propre croissance démographique, à l'augmentation des taux d'accès à l'électricité ainsi qu'aux taux élevés de migration rurale-urbaine et à la hausse du niveau de vie, les besoins énergétiques domestiques du Maroc ont fortement augmenté depuis le début des années 1990. Malheureusement, le Maroc est encore très dépendant des énergies conventionnelles avec un taux d'importation récent qui dépasse 95% [9], ce qui rend le pays le plus grand importateur d'énergie du Nord d'Afrique [10] et occupant le 68^{ième} rang à l'échelle mondiale [11]. Cette situation critique met en danger les équilibres budgétaires de l'État et représente une charge environnementale importante, principalement sous la forme d'émissions de GES (gaz à effet de serre) auxquelles le secteur de l'énergie (électricité et chauffage) contribue le plus en raison de sa

dépendance importante vis-à-vis des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel et charbon principalement). C'est pour ces raisons que le Maroc a visé des options énergétiques à long terme, en se concentrant sur les solutions énergétiques "vertes" qui font partie de l'avantage concurrentiel naturel du Maroc.

III.1 La demande et la consommation d'énergie au Maroc

Le secteur de l'énergie du Maroc est très intensif en carbone, les combustibles fossiles représentant près de 90 % de l'approvisionnement total en énergie primaire (ATEP). Le pétrole reste le principal moteur de l'économie marocaine.

La croissance de la PTEP, qui représente 62% de la PTEP en 2017, est suivie par le charbon (22%) et le gaz naturel (5%). La quasi-totalité des combustibles fossiles sont importés, et cette forte dépendance à l'égard des importations d'énergie a des conséquences évidentes sur la sécurité énergétique du Maroc [12].

Maroc Système énergétique en 2017

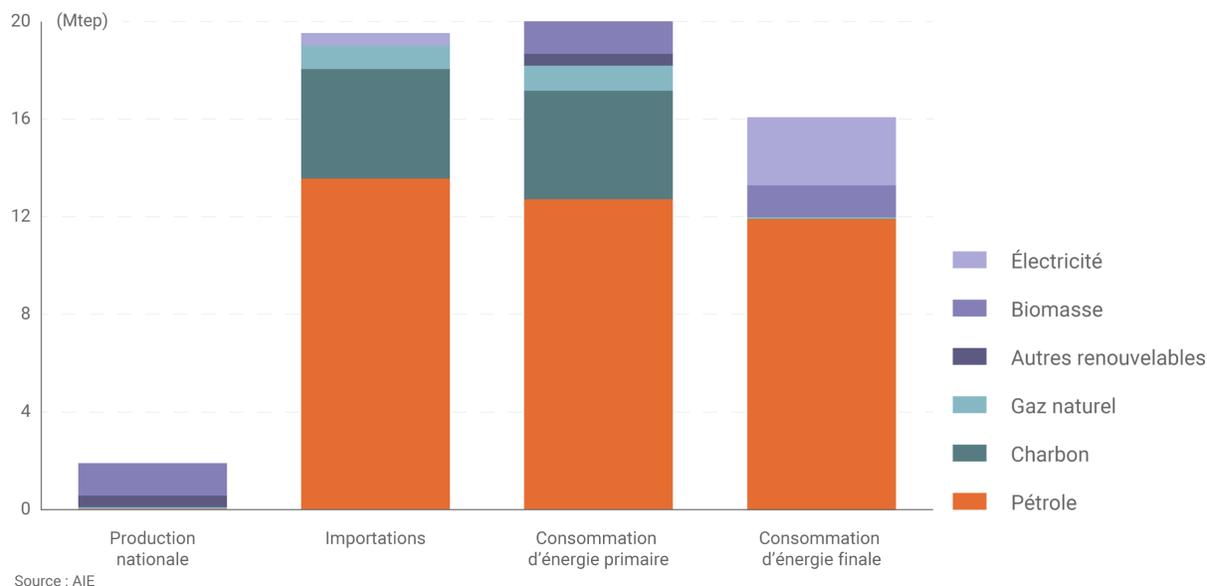


Figure 1. 8 : L'évolution de l'offre de l'énergie au Maroc [12]

Comme le montre la figure 1.8, l'approvisionnement total en énergie primaire (ATEP) au Maroc a atteint 20,5 millions tonnes d'équivalent pétrole (Mtep) en 2017, soit une augmentation de 32 % par rapport aux 15,6 Mtep de 2007. La PTEP a augmenté en moyenne de 2,4 % par an au cours de

la dernière décennie, ce qui correspond à la croissance économique globale du pays. Comme le montre la figure 1.9, l'offre brute de combustibles fossiles a connu une croissance de 37 % entre 2007 et 2017. Une augmentation significative de l'offre de gaz naturel (87%) a été soutenue par d'importantes importations d'Algérie entre 2005 et 2012. L'utilisation du gaz s'est toutefois stabilisée après 2012 à environ 1,22 milliard de m³ mètres par an. Le reste de la PTEP était constitué des biocarburants et les déchets (7 %), les importations d'électricité (2 %), et une petite part de l'hydroélectricité, de l'énergie éolienne et des solaire (2% ensemble). Les sources renouvelables connaissent toutefois une croissance rapide à partir d'une base peu élevée.

Au cours de la dernière décennie, l'hydroélectricité a augmenté de 29 %, tandis que l'énergie solaire et l'énergie éolienne ont augmenté ensemble de 15 temps. L'offre de biocarburants et de déchets a diminué de 29 % [13].

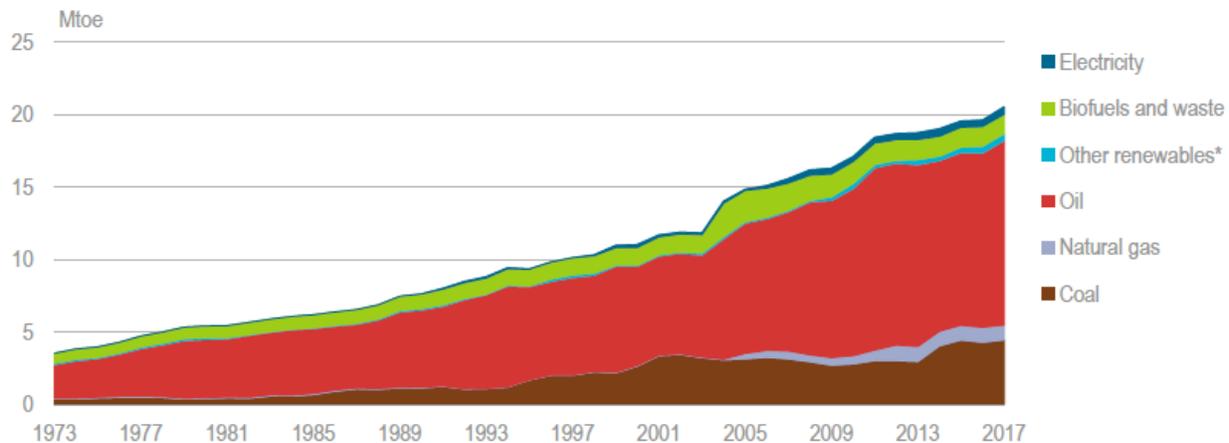


Figure 1. 9 : Le bouquet énergétique du Maroc [12]

III.2 L'émission de dioxyde de Carbone au Maroc

Les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) provenant des combustibles de combustion se sont élevées à 53,1 millions de tonnes (MtCO₂) en 2014 et ont augmenté sans interruption au cours des trois dernières décennies. Les émissions de CO₂ ont augmenté de 80 % depuis 2000, parallèlement à une augmentation similaire de la consommation d'énergie.

La consommation de pétrole reste la principale source d'émissions de CO₂ de la combustion des

combustibles au Maroc, représentant 65,4% des émissions totales, suivie du charbon (30,1%) et du gaz naturel (4,4%). Toutefois, la plus forte augmentation des émissions provient du gaz naturel, conséquence d'une forte croissance de la consommation (près de 20 fois plus importante en 2014 qu'en 2004). Au-dessus de là, au cours de la même période, les émissions provenant du pétrole ont augmenté de 45 %, tandis que les émissions provenant du charbon ont augmenté de 31 % [13].

III.3 Le secteur de l'électricité au Maroc

La population du Maroc a atteint 33,8 millions d'habitants (recensement de la population de 2014) comparativement à 29,8 millions (recensement de la population de 2004). Celle-ci est prévue atteindre 38 millions en 2020 avec un taux de croissance annuel moyen démographique de 1,25 %. En plus, le lancement des programmes comme l'électrification rurale, le Maroc vert et l'émergence industrielle... sont des principaux moteurs de besoins supplémentaires en électricité du Maroc [14].

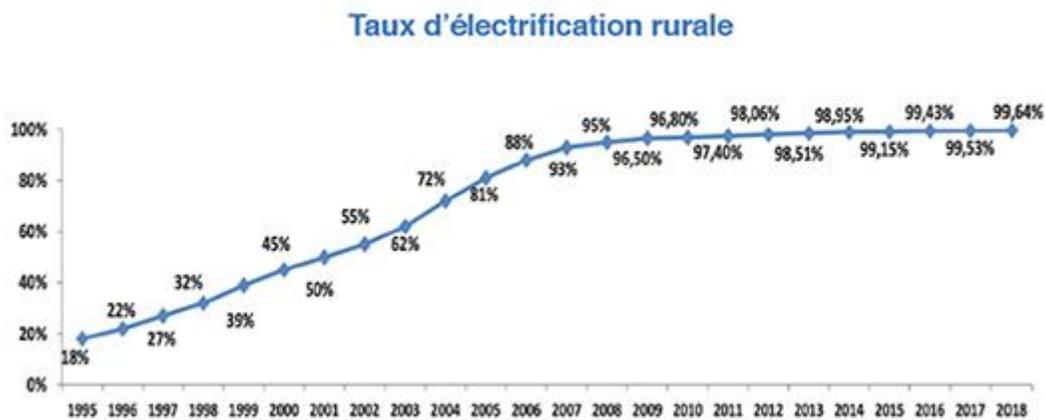


Figure 1. 10 : Le taux d'électrification rurale au Maroc [14]

La figure 1.10 montre que le taux d'électrification rurale (TER) a atteint 99,64% en 2018. La production nationale de l'électricité a atteint 34517 GWh en 2018 avec un taux d'accroissement de 0,6% par rapport à 2017. En 2018, 513 villages ont été électrifiés, par réseau interconnecté pour mettre l'électricité à la disposition de 13 383 foyers ruraux soit environ 61 000 habitants. Les infrastructures électriques réalisées par réseau interconnecté sont de l'ordre de 682 Km et 1 721 Km de lignes MT et BT, respectivement, ce qui a permis d'atteindre le taux d'électrification

rurale de l'ordre de 99,53% contre 99,43% à fin 2016. Pour répondre à ses besoins, le Maroc a été obligé de diversifier les sources de l'électricité. Malheureusement, les importations de l'électricité de l'Espagne et de l'Algérie font partie de ces sources. En 2017, les importations de l'Espagne sont de l'ordre de 5747,323 GWh tandis que celles de l'Algérie ont atteint 149,110 GWh. Les importations se classent en deuxième rang après le charbon qui représente la source principale de l'électricité avec une part de l'ordre de 46,5%.

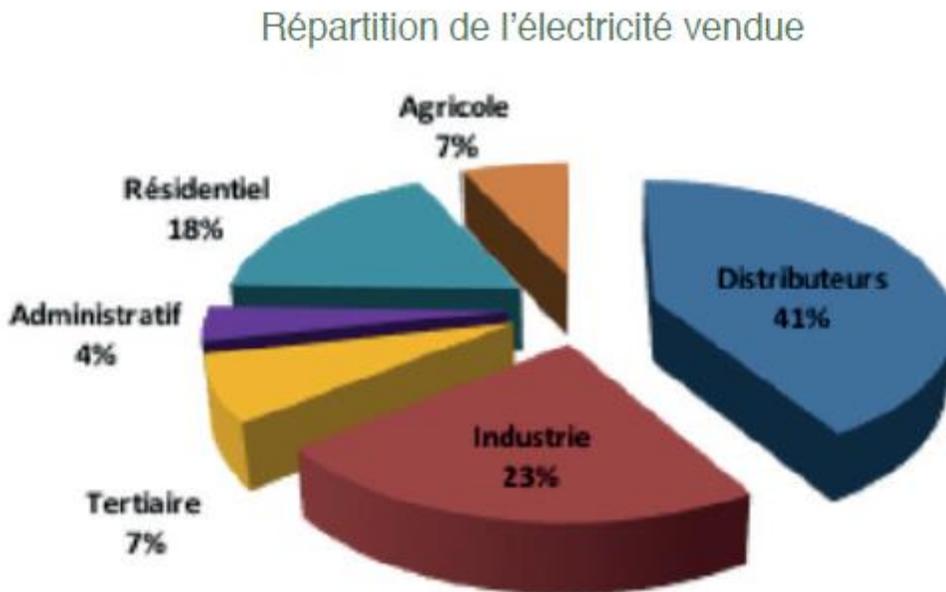


Figure 1. 11 : La répartition de la consommation de l'électricité [15]

Le charbon reste la principale source de combustible pour la production d'électricité au Maroc, représentant 54 % de la production nationale totale d'électricité en 2017 (Figure 1.12). Électricité au charbon a connu une croissance rapide depuis le milieu des années 1990, et a augmenté de 41 % entre 2007 et 2017. L'électricité au gaz naturel a été introduite en 2004, lorsque le Maroc a commencé à importer du gaz de Algérie pour alimenter les centrales électriques. Depuis lors, la production d'électricité à partir du gaz a augmenté de manière significative et plus a plus que doublé au cours de la dernière décennie, et représentait 19 % de la production totale d'électricité en 2017 [16].

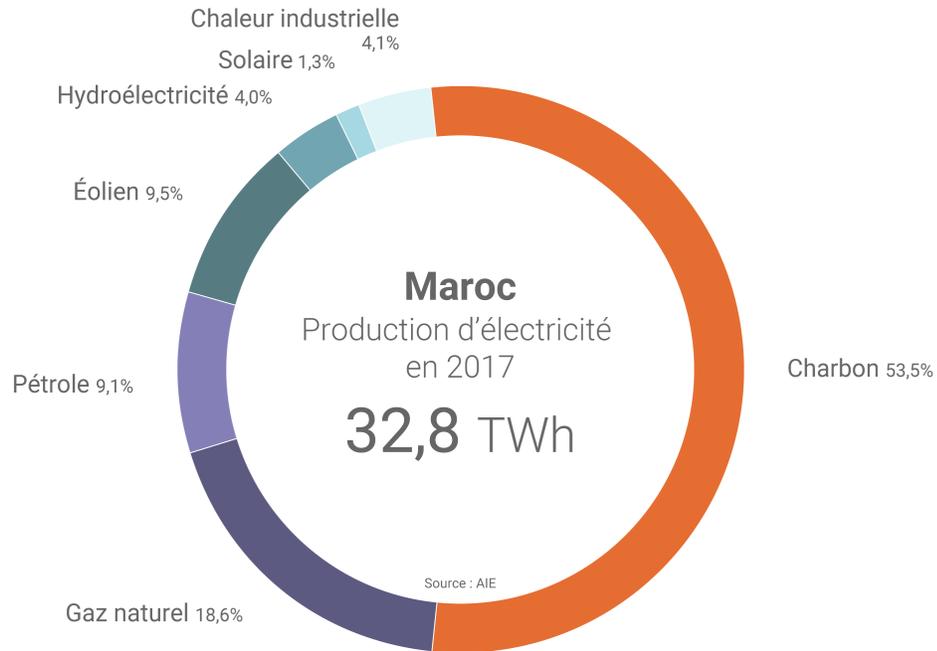


Figure 1. 12 : Les sources de l'électricité au Maroc [16]

IV. La transition énergétique

Le changement climatique dû à l'émission de CO₂ a obligé les gouvernements des différents pays à signer l'accord historique de 2015 sur le climat. Cet accord a comme objectif de limiter, au minimum, la hausse moyenne de la température mondiale en-dessous de 2 °C pour ce siècle par rapport aux niveaux de l'époque préindustrielle. Dès cette date, les énergies renouvelables, se sont associées à une amélioration rapide de l'efficacité énergétique, et elles sont la pierre angulaire d'une solution climatique pérenne. Cependant, le système énergétique mondial doit passer d'un système qui repose largement sur les combustibles fossiles à un système qui reposera à la fois sur l'amélioration de l'efficacité énergétique et sur les énergies renouvelables. Une telle transformation énergétique mondiale, est au cœur de la « transition énergétique », sachant que l'association de ces deux éléments peut assurer plus de 90 % des réductions nécessaires d'émissions de CO₂ liées à l'énergie si la part totale des énergies renouvelables augmente et passe d'environ 15 % de la production totale d'énergie primaire actuellement, à deux tiers d'ici 2050. Ainsi, si la part des énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité augmente et passe de 25 % en 2017 à 85 % en 2050, et ça sera dû, principalement, grâce à la croissance de la production d'énergie solaire et éolienne.

IV.1 Le photovoltaïque

Le photovoltaïque devient un marché en croissance rapide avec un taux de croissance annuel composé (TCAC) des installations photovoltaïques qui était de 35% entre 2010 et 2019. La figure 1.13 montre que, en ce qui concerne la production de modules photovoltaïques en 2019, la Chine et Taïwan occupent le premier rang avec une part de 66%, suivis par le reste de l'Asie-Pacifique et de l'Asie centrale (ROAP / CA) avec 18%. L'Europe a contribué avec une part de 3% (contre 4% en 2016), la contribution des états unis et Canada a atteint 4% [17].

Figure 1.14 montre que le marché mondial du photovoltaïque connaît une croissance considérable. Le taux de croissance cumulé la capacité mondiale installée est passée de moins de 1 GW à la fin de 2000 à 1013 GW à la fin de 2018, la contribution de l'Europe au total des installations photovoltaïques s'élevait à 28% (contre 33% en 2016). En revanche, les installations en Chine représentaient 32% (contre 26% en 2016). La figure 1.15 montre que la technologie PV à base de Silicium cristallin a représenté environ 92.5% de la production totale en 2019. La part de la technologie polycristalline et monocristalline, respectivement, représente désormais environ 52% et 39% de la production totale.

En 2019, la part de marché de toutes les technologies de couche mince représentait environ 7,5% de la production annuelle totale. La figure 1.16 montre que les parts de la technologie PV à base de Tellure de cadmium (Cd-Te), Silicium amorphe et à base de l'indium, gallium et sélénium (CIGS) sont 5,7%, 0,2% et 1,6% respectivement [16].

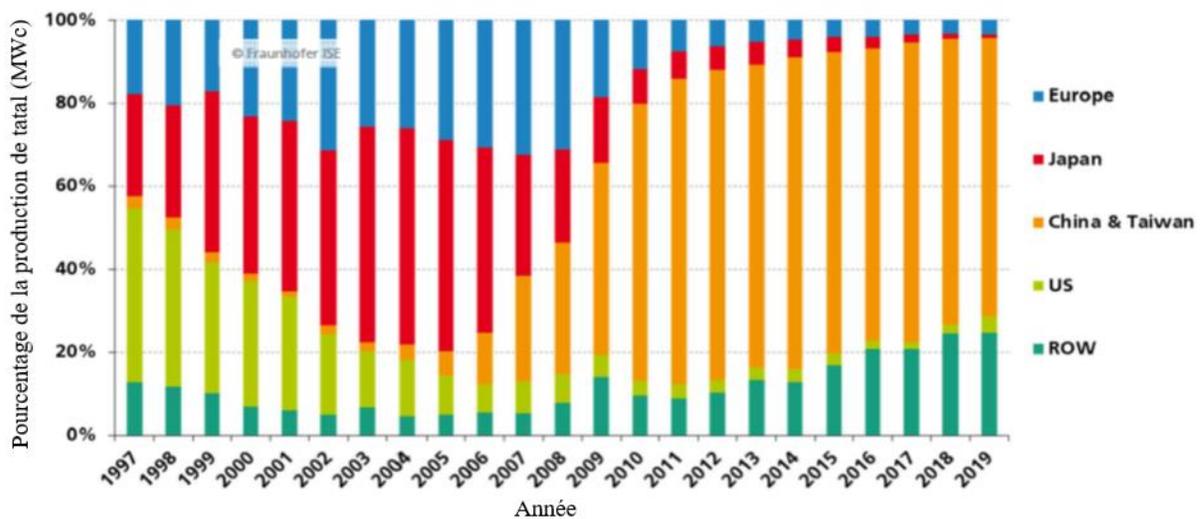


Figure 1. 13 : Le marché mondial de la production PV [17]

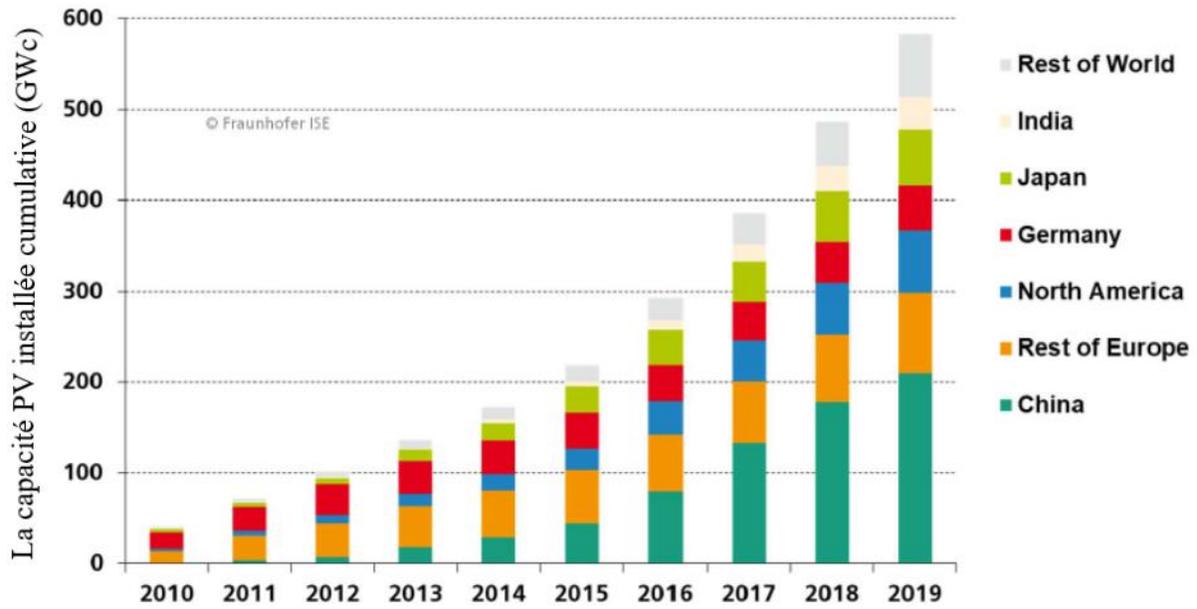


Figure 1. 14 : Le développement mondial du nombre des installations PV[17]

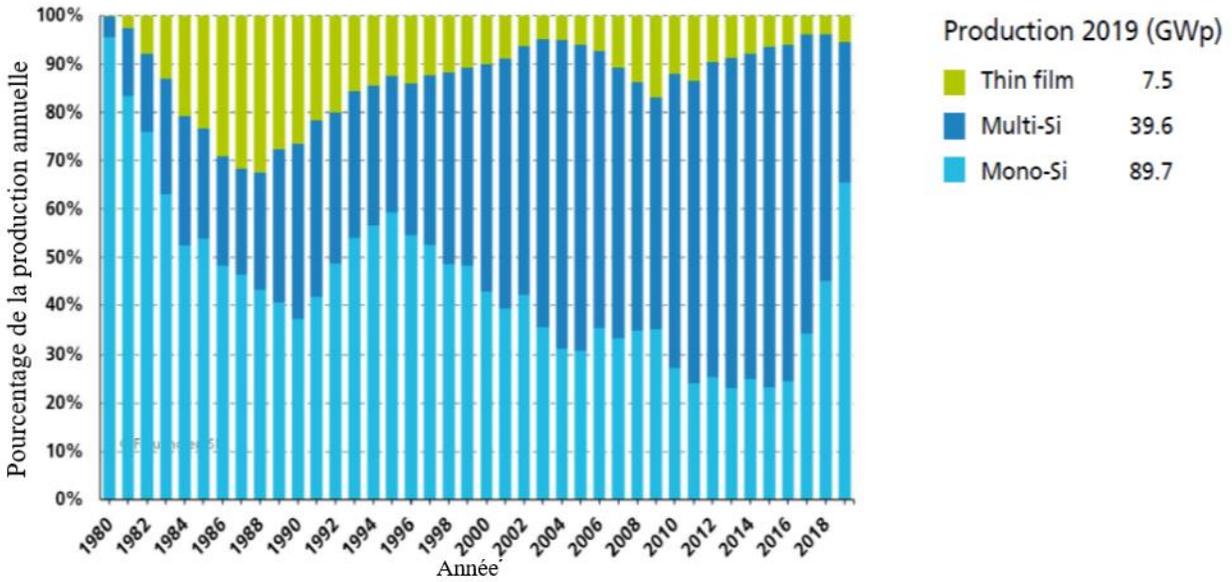


Figure 1. 15 : L'évolution de la part de chaque technologie PV dans le marché [17]

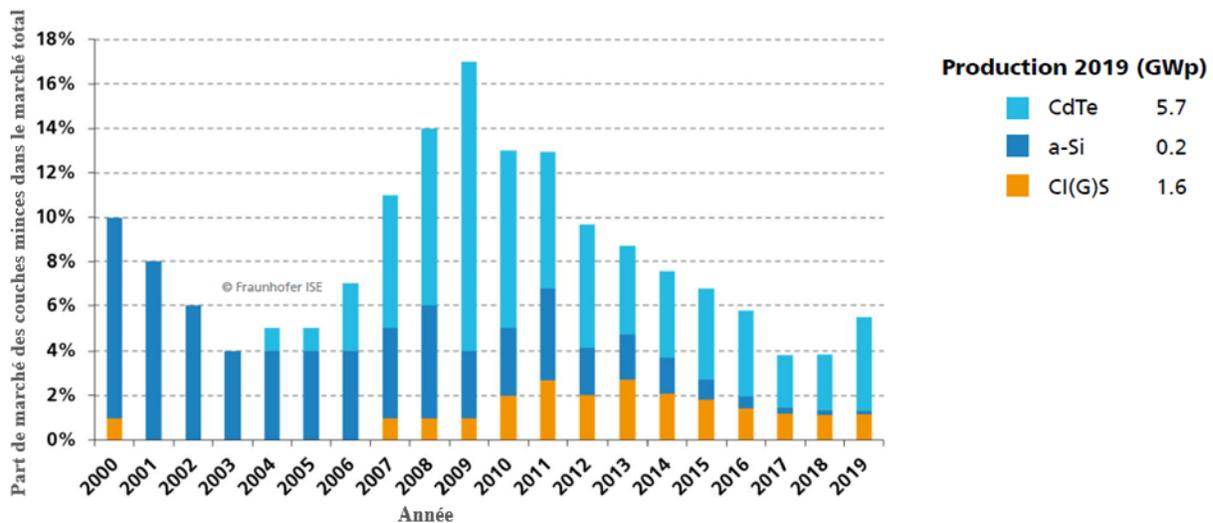


Figure 1. 16 : La part de la technologie des couches minces [17]

IV.1.1 Le rendement des cellules photovoltaïque :

La figure 1.17 montre que le rendement des cellules du laboratoire d'enregistrement est de 26,7% pour la technologie monocristalline et de 22,3% pour la technologie de la plaquette de silicium polycristallin.

La plus haute efficacité de laboratoire dans la technologie des couches minces est de 21,7% pour les cellules solaires CIGS et 21,0% pour les cellules solaires au CdTe.

Au cours des 10 dernières années, l'efficacité des modules de silicium commerciaux moyens basés sur des plaquettes est passée d'environ 12% à 17% (Super-mono 21%). Dans le même temps, l'efficacité du module CdTe est passée de 9% à 16%.

Au laboratoire, les modules les plus performants sont basés sur du silicium monocristallin avec une efficacité de 24,4%. Les performances record démontrent le potentiel d'augmentation supplémentaire de l'efficacité au niveau de la production. Les cellules solaires multi-jonctions à haute concentration atteignent aujourd'hui une efficacité allant jusqu'à 46,0%. Avec la technologie de concentrateur, l'efficacité des modules a atteint jusqu'à 38,9% (Figure 1.18).

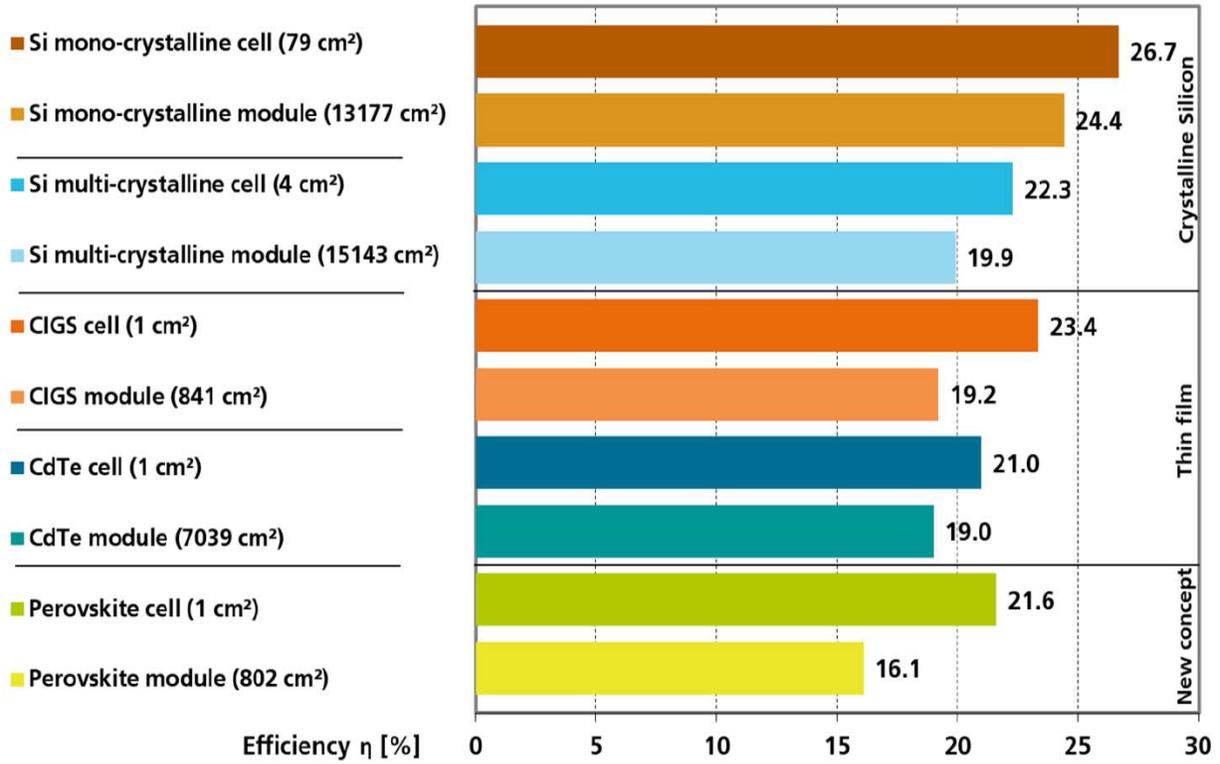


Figure 1. 17 : Le rendement de chaque technologie des cellules PV [17]

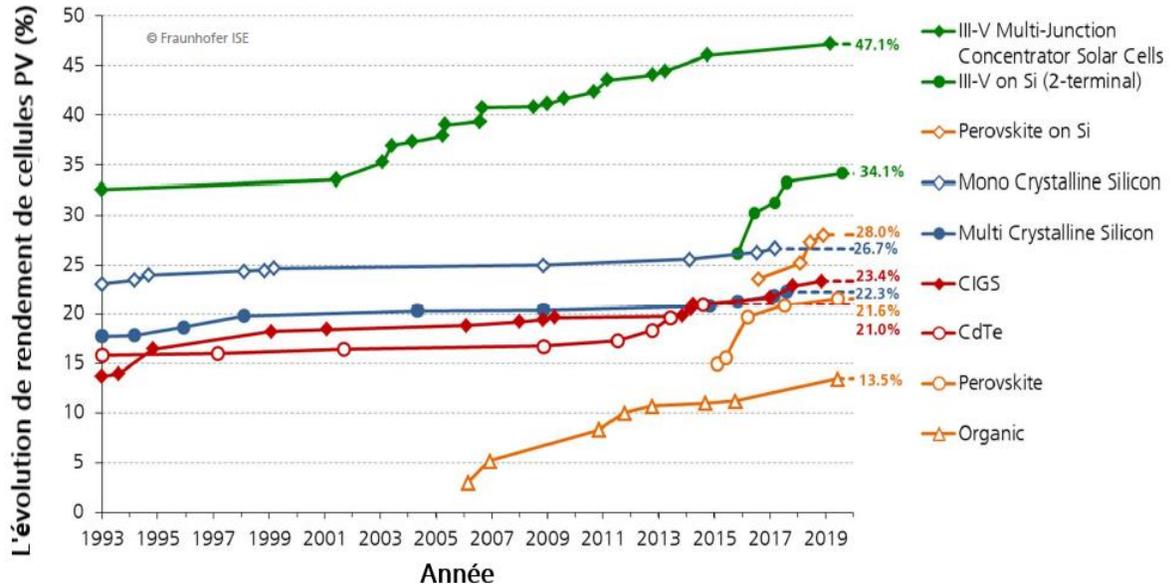


Figure 1. 18 : L'évolution de rendement de chaque technologie des cellules PV [17]

IV.2 L'éolien

En 2019, la capacité totale de toutes les éoliennes installées à travers le monde était de l'ordre de 600,5 GW, ce qui peut satisfaire environ 6% de la demande mondiale d'électricité. Notons que cette année a connu l'ajout de 53,9 GW contre 52,552 GW en 2017. L'année 2018 est considérée comme étant la deuxième année consécutive qui connaît un nombre croissant de nouvelles installations. Pourtant, le taux de croissance (9,8%) est inférieur par rapport à celui de 2017 (10,8%).

La Chine, possédant le plus grand marché de l'énergie éolienne, a installé une capacité supplémentaire de 25,9 GW et est devenu le premier pays avec une capacité éolienne installée de plus de 200 GW. Elle a repris le chemin de la croissance après 2017 qui n'avait pas été aussi forte qu'en 2018 avec l'installation d'une centrale de 19 GW relativement modeste. La Chine conserve sa position imbattable de leader mondial de l'énergie éolienne, avec une capacité éolienne cumulée de 221 GW.

Le deuxième marché important, les États-Unis, a vu sa capacité passer de 6,7 GW en 2017 à 7,6 GW en 2018, malgré des objectifs climatiques et énergétiques nationaux moins ambitieux. Cette évolution positive n'est certainement pas seulement le résultat de l'économie de l'énergie éolienne, mais aussi d'un soutien fort et global au niveau des États et des municipalités. Bientôt, les États-Unis seront le deuxième pays après la Chine à atteindre une capacité installée de plus de 100 GW. Contrairement aux marchés précédents, la figure 1.19 montre que les marchés européens de l'énergie éolienne étaient en baisse et la plupart des États européens ont affiché un faible développement, notamment l'Allemagne (3,1 GW nouveaux, 59 GW au total), l'Espagne, la France (1,5 GW neuf, 15,3 GW total) et le Royaume-Uni (2,9 GW nouveaux, 20,7 GW au total). Dans le même temps, une croissance robuste a été observée dans des pays comme l'Inde (2,1 GW ajoutés, 35 GW de capacité totale), le Brésil (1,7 GW neuf, 14,5 GW au total) et de nombreux autres marchés asiatiques ainsi que dans certains pays africains [18].

Installations éoliennes globales

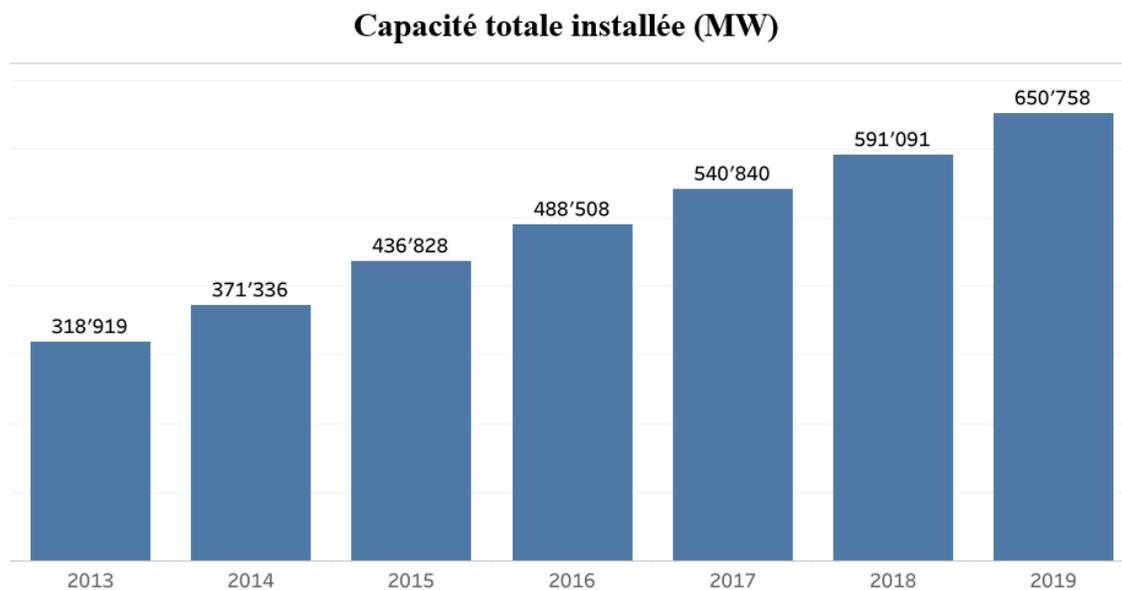


Figure 1. 19 : La capacité annuelle installée de l'éolien [18]

IV.3 La transition énergétique au Maroc

La transformation globale du système énergétique vers les énergies renouvelables est en marche, et l'énergie éolienne et l'énergie solaires forment la base de cette transition, devenues un pilier majeur de l'approvisionnement en énergie à travers le monde. Certains pays ont fait de très bons progrès dans l'accélération des taux de déploiement des énergies éolienne et solaires. Une telle accélération est impérative non seulement pour atteindre la transition totale et les objectifs du développement durable, mais aussi pour profiter des avantages socio-économiques des énergies renouvelables. Parmi les pays qui ont mis en place des, vrais, stratégies énergétiques basées sur les énergies renouvelables ; le Maroc.

La stratégie marocaine adoptée en mars 2009, qui vise de porter la part des énergies renouvelables de 42 % de puissance installée pour 2020 à 52 % pour 2030 et l'économie de 15% d'énergie au même horizon, est basée sur le développement et l'investissement dans les énergies renouvelables ainsi la promotion de l'efficacité énergétique à travers des programmes d'efficacité énergétique dans le bâtiment, l'industrie, le transport, les administrations et les établissements publics.

Dans le chemin de la mise en place de cette stratégie ambitieuse, de nombreux projets sont établis et ont permis aux énergies renouvelables d'atteindre la part de 34 % dans le mix électrique national à fin 2017 [12]. En ce qui concerne l'énergie éolienne, l'année 2018 a connu la mise en exploitation de centrales avec des capacités qui avoisinent les 300 MW, ainsi que le lancement de nouveaux projets, notamment ceux de Midelt et Taza qui viendront renforcer la dynamique pour atteindre l'objectif de 2280 MW en 2020 et 5520 MW en 2030 (Figure 1.20).

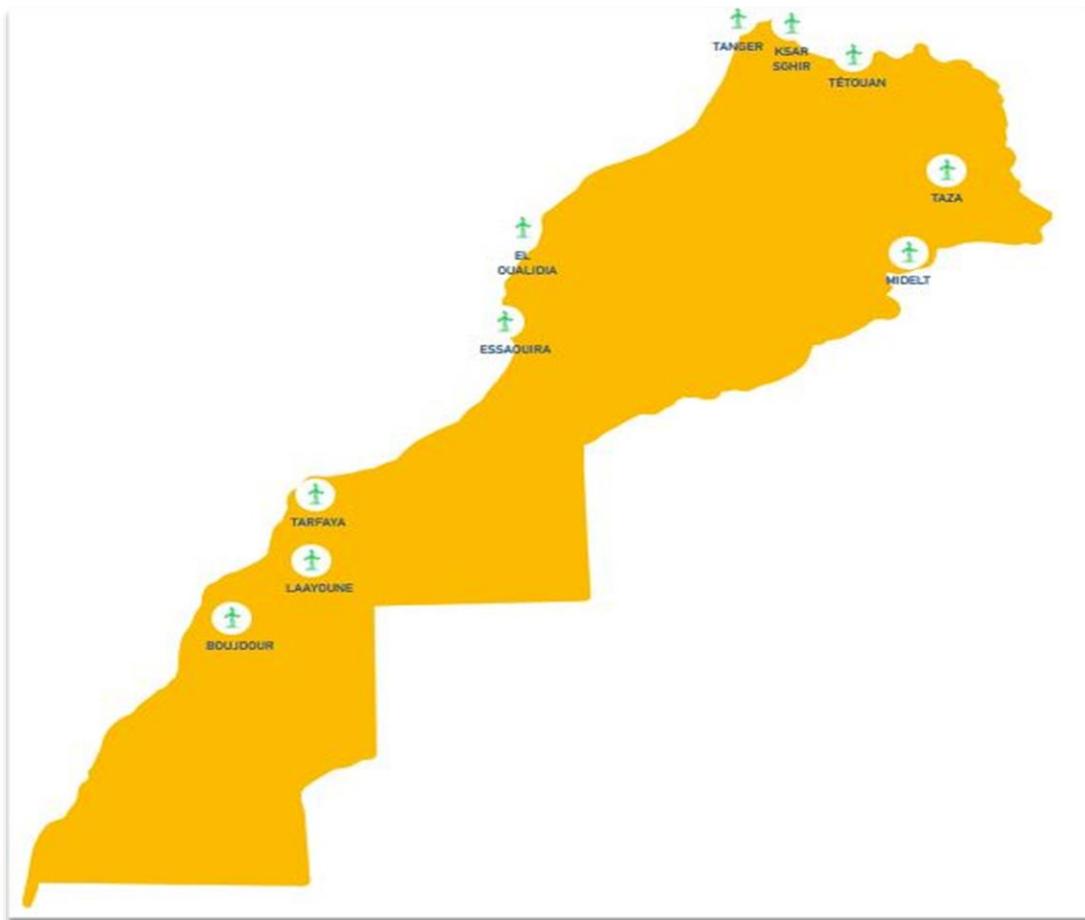


Figure 1. 20 : Les installations éoliennes du Maroc [19]

Dans le but de promouvoir la croissance de l'énergie solaire, les centrales NOOR Ouarzazate II, NOOR Ouarzazate III, et NOOR Ouarzazate IV, ainsi que NOOR Laâyoune I et NOOR Boujdour I sont mises en exploitation en 2018. Notant que l'année 2020 sera également marquée par l'extension des centrales NOOR Laâyoune I et NOOR Boujdour I et le démarrage de la centrale Midelt pour atteindre la réalisation d'ici à 2030 de 740 MW en solaire à concentration, 400 MW en photovoltaïque et 3 000 000 m² en solaire thermique.

La biomasse : la biomasse est au cœur de la transition énergétique, concrètement le potentiel marocain en biomasse est estimé d'être de l'ordre de 11,5 millions de mégawattheures par an (MMWh/a), répartis sur trois secteurs clés à savoir les déchets verts, l'agriculture, la foresterie et les eaux usées. 6,6 millions de MWh/a du potentiel technique national est issu du secteur agricole, 1,7 M MWh/a proviennent du secteur forestier, 3 M MWh/a du secteur des déchets, tandis que 0,2 M MWh/a peuvent être générés à partir du secteur des eaux usées [20]. L'exploitation d'une partie de ce potentiel est programmée d'ici 2030 pour atteindre une production de 400 MW.

Hydroélectrique : Actuellement, la capacité installée de l'énergie hydraulique s'élève à 1,777 MW [21]. La mobilisation du potentiel hydroélectrique est l'un des piliers de la transition énergétique par l'optimisation des centrales existantes (Figure 1.21), la recherche et la construction de nouvelles STEP pour gérer les pointes de la demande, La régulation des turbinages par l'installation de bassins de rétention et l'équipement des sites identifiés de micro centrales hydroélectriques [22].

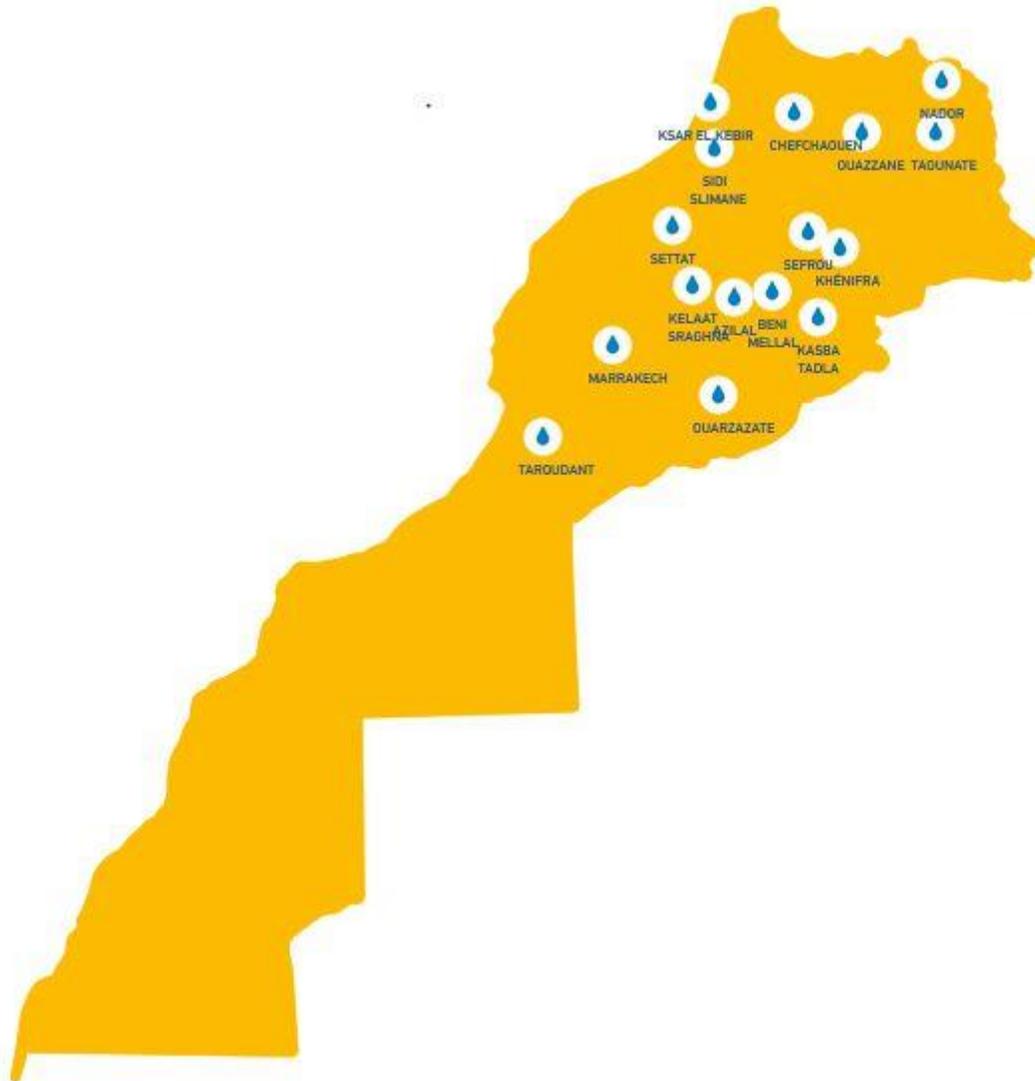


Figure 1. 21 : Les installations hydrauliques du Maroc [19]

V. Contexte de l'étude : Projet Propre.ma

Les travaux de thèses ont commencé grâce au projet de recherche « PROPRE.MA ». Ce dernier, **PRO**ductivité **Ph**otovoltaïques d'installations connectées au réseau à l'échelle **RE**gionale dans tout le **MA**roc (Figure 1.22), est le seul projet de recherche collaboratif impliquant toutes les Universités publiques. Il est porté par la faculté des sciences Semlalia de l'Université Cadi Ayyad de Marrakech, en partenariat avec 20 établissements d'enseignement supérieur ainsi que l'entreprise RESING.

« PROPRE.MA » est financé par l'Institut de Recherche en Energie Solaire et Energie Nouvelle

(IRESEN), dans le cadre de l'appel à projets InnoPV à hauteur de 5 millions de Dirhams [23]. Son objectif est de réaliser des cartes calibrées aux sols avec un taux de corrélation élevé à 3 technologies de modules PV à base de Silicium. Ces cartes, du productibles PV, permettent de générer des données qui serviront aux développeurs et aux investisseurs comme outil d'aide à la décision quant aux performances des modules PV et ainsi assurer une rentabilité du projet PV à réaliser. Elles permettront, en outre, aux opérateurs d'avoir un outil de prévision annuel du productible PV au Maroc.

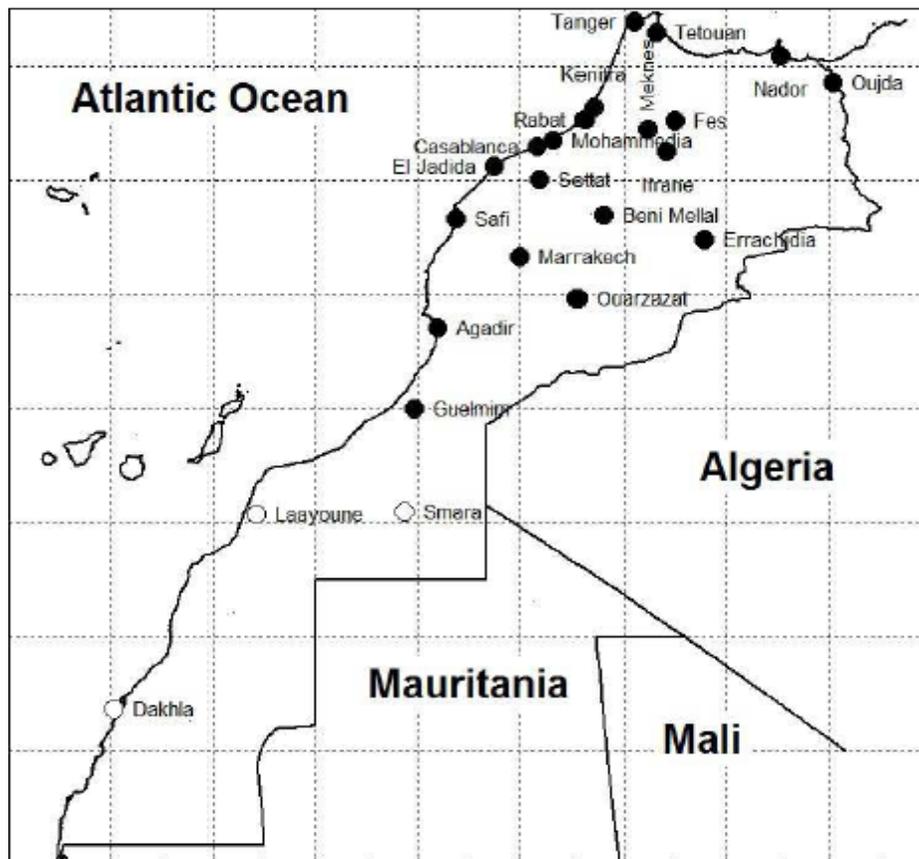


Figure 1. 22 : Les villes porteuses du projet propre.ma [24]

VI. Objectif de la thèse

L'objectif de cette thèse est, dans un premier temps, d'analyser la performance de trois mini-installations photovoltaïques raccordées au réseau. Chacune d'elle est basé sur l'une des trois technologies de silicium à savoir le monocristallin, le polycristallin et l'amorphe. Cette analyse exige l'acquisition en temps réel des données électriques DC (courant, tension et puissance) ainsi que l'énergie AC injectée dans le réseau, en outre, les données météorologiques comme

l'irradiation solaire et la température ambiante. Pour cela, il était nécessaire d'utiliser des différents capteurs de mesures d'ensoleillement, de la direction et la vitesse du vent et de température ambiante et celle des panneaux solaires. Ce système nous permet d'étudier l'influence des paramètres extérieurs sur le comportement des modules PV. Le suivi durant une période de cinq ans nous permettra d'étudier la performance et de quantifier la dégradation des trois technologies dans les conditions réelles de fonctionnement qui caractérise la région de Beni Mellal. Cette étude facilite, au investisseurs, agriculteurs, le choix de la technologie solaire la plus rentable et adaptée aux conditions climatiques de la région de Beni Mellal.

Chapitre II : Généralités sur la conversion Photovoltaïque

I. Introduction

Plusieurs années après la découverte de l'effet photovoltaïque par Edouard Becquerel (1839), la première cellule susceptible de transformer l'énergie solaire en énergie électrique fut mise au point par un groupe de chercheurs américains de Bell Labs [25]. Les cellules Photovoltaïques ont été des prisonnières, longtemps, dans des laboratoires comme une curiosité. Elles ont été utilisées en premier lieu dans le domaine du spatial, avant d'être utilisées comme source d'énergie en site isolé et de connaître le développement qu'on lui connaît aujourd'hui en application connectée au réseau.

Dans ce chapitre, nous aborderons, dans une première partie, le rayonnement solaire, puis, le domaine photovoltaïque dans sa généralité. Nous étudierons les modèles équivalents des cellules PV et leurs caractérisations afin de définir leurs modes de fonctionnement. Nous étudierons ensuite leurs interconnexions et les éléments de sécurité à introduire lors de la réalisation d'un module ou d'un champ PV. La compréhension du fonctionnement d'un générateur PV nous permettra d'appréhender les impacts importants que provoque l'interconnexion de générateurs PV ayant des caractéristiques différentes (mismatch) sur la production. Nous présenterons les différentes technologies de cellules utilisées en insistant sur leurs points faibles et leurs points forts. Nous verrons qu'à l'heure actuelle le matériau historique, le silicium, reste largement le plus utilisé.

II. Le rayonnement solaire

Le soleil est la source de rayonnement solaire. Cette étoile gazeuse est la plus proche de la terre, environ 150 millions de Km, constituée de d'hydrogène (70%), d'hélium (28%), les 2% restant étant composé d'autres éléments chimiques dont les principaux sont l'oxygène et le carbone. Au cœur du soleil, la température atteint 15 millions °C ce qui le rend un siège des réactions nucléaires en transformant, par fusion nucléaire, son constituant principal en énergie sous forme de rayonnement très énergétique gamma. En photovoltaïque, le rayonnement solaire est quantifié par deux grandeurs : l'irradiation et l'irradiance.

II.1 Irradiance

L'irradiance ou l'éclairement énergétique est la densité d'énergie instantanée délivrée par le flux solaire arrivant sur l'unité de surface. Il s'exprime en Watts par mètre carré (W/m^2).

II.2 Irradiation

L'irradiation solaire représente une énergie reçue par unité de surface. Il s'agit de l'intégrale temporelle de l'irradiance arrivant à la surface de la terre pendant un intervalle de temps donné d'exposition. Elle s'exprime en Wh/m^2 .

Ces deux grandeurs ainsi définies dépendent du lieu, du jour, de l'heure, de l'orientation et des conditions climatiques. Autrement dit, de la position de la surface considérée par rapport au soleil.

II.3 Position du soleil

Pour un observateur sur terre, le soleil aura donc une trajectoire apparente qui varie au cours du temps. Donc, il est intéressant de connaître la position du soleil par rapport à un point donné sur la terre pour estimer son apport en énergie. Habituellement, pour repérer le soleil, on utilise deux systèmes de coordonnées : système de coordonnées horizontales et équatoriales.

II.3.1 Système de coordonnées horizontales

On peut repérer la position du soleil dans l'espace en déterminant deux angles appelés l'azimut (ψ) et le zénith (θ) (Figure 2.1).

- a) Azimut : C'est l'angle (ψ) formé par la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud-nord. Au cours de la journée il varie d'est en ouest.
- b) Zénith : C'est l'angle (θ) formé par la verticale et la direction du soleil. Il décrit la hauteur du soleil car il représente l'angle complémentaire de l'élévation(γ), dite aussi hauteur solaire.

Les angles ; Le zénith et l'azimut dépendent de l'heure locale du jour, du jour de l'année et de la latitude de l'observateur.

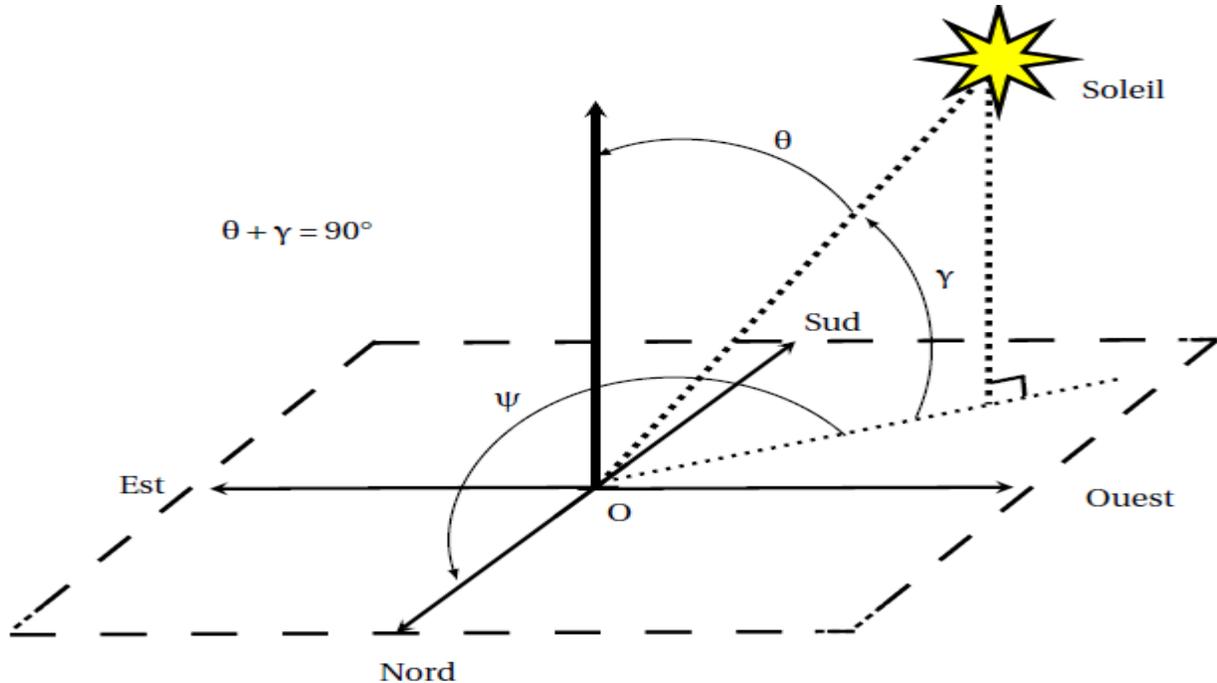


Figure 2. 1 : Les angles pour repérer la position du soleil [26]

II.3.2 Système de coordonnées équatoriales :

La figure 2.2 montre que ce système de coordonnées a pour origine le centre de la terre. Le soleil peut être repéré grâce à sa déclinaison notée (δ) et à son angle horaire noté (ω).

a) Déclinaison solaire :

C'est l'angle (δ) formé par la droite reliant le centre de la Terre au centre du Soleil et le plan équatorial. Elle vaut zéro aux équinoxes et varie de $-23,27^\circ$ (solstice d'hiver) à $+23,27^\circ$ (solstice d'été).

b) Angle horaire du Soleil :

C'est l'angle (ω) formé par la projection M du Soleil sur le plan équatorial et la projection M_0 (point de référence) du Soleil sur ce même plan à midi (Figure 2.2). L'angle horaire du Soleil augmente approximativement de 360° en 24 h (environ 15° par heure), il est mesuré négativement le matin et positivement l'après-midi.

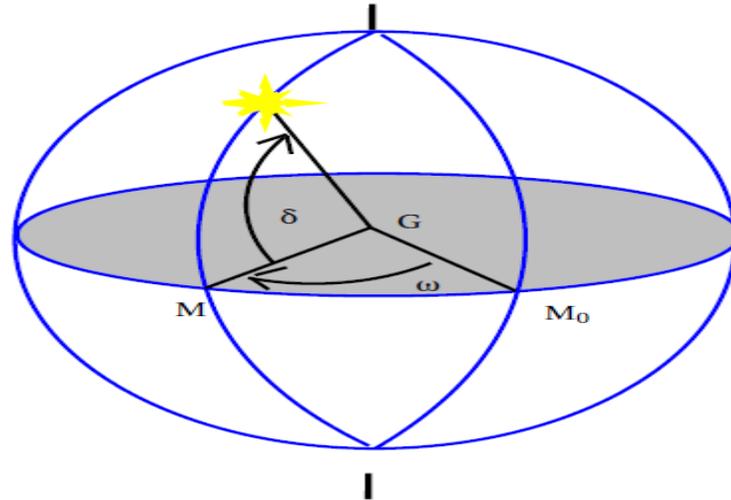


Figure 2. 2 : Les coordonnées équatoriales [27]

II.4 Variation saisonnière de l'irradiation

II.4.1 Mouvement de la terre et l'origine des saisons

Figure 2.3 illustre le mouvement de rotation de la terre autour du soleil. Pendant une durée de 365,25 jours, la Terre tourne autour du Soleil suivant une orbite de forme elliptique. Son plan de révolution définit le plan de l'écliptique. La valeur faible de l'excentricité de cette orbite fait que notre planète se déplace pratiquement sur un cercle.

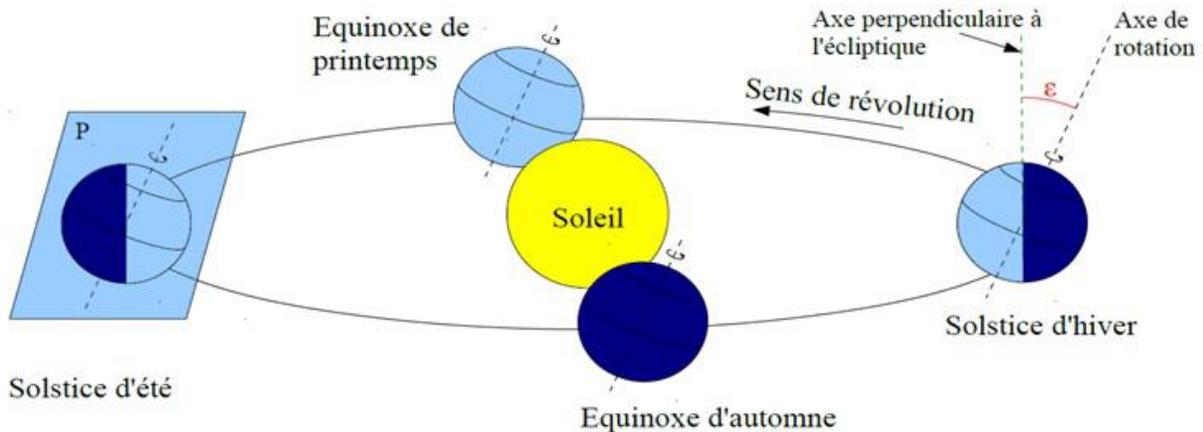


Figure 2. 3: Rotation de la Terre autour du Soleil [27]

L'angle ($\epsilon = 23,26^\circ$) d'inclinaison de l'axe de rotation de la Terre sur elle-même par rapport à l'axe perpendiculaire au plan de l'écliptique est l'origine de la succession des saisons. Cette succession peut être envisagée, en considérant le plan P qui contient l'axe de rotation de la Terre et qui est perpendiculaire au plan de l'écliptique. Quatre positions remarquables associées à la

position du Soleil par rapport à ce plan. Ces positions permettent de justifier la succession des quatre saisons dans les zones tempérées : Au solstice d'été, la direction Terre-Soleil est contenue dans le plan P et le Soleil étant au-dessus de l'équateur, sa déclinaison est maximale et atteint $\delta=23.27^\circ$. A l'équinoxe d'automne, La direction Terre-Soleil est perpendiculaire au plan P. Le Soleil est exactement dans le plan de l'équateur, sa déclinaison est nulle ($\delta=0$). Au solstice d'hiver, La direction Terre-Soleil est contenue dans le plan P. Le Soleil étant en dessous de l'équateur, sa déclinaison est minimale et de l'ordre de -23.27° . A l'équinoxe de printemps, La direction Terre-Soleil est perpendiculaire au plan P. Le Soleil est exactement dans le plan de l'équateur, sa déclinaison est nulle ($\delta=0$).

II.4.2 Trajectoire du Soleil dans le Ciel

La figure 2.4 montre la trajectoire apparente du Soleil dans le Ciel. Le mouvement du Soleil dans le Ciel est un mouvement apparent, il reflète le mouvement réel de la Terre. La rotation propre de la terre sur elle-même en une journée explique la succession des jours et des nuits.

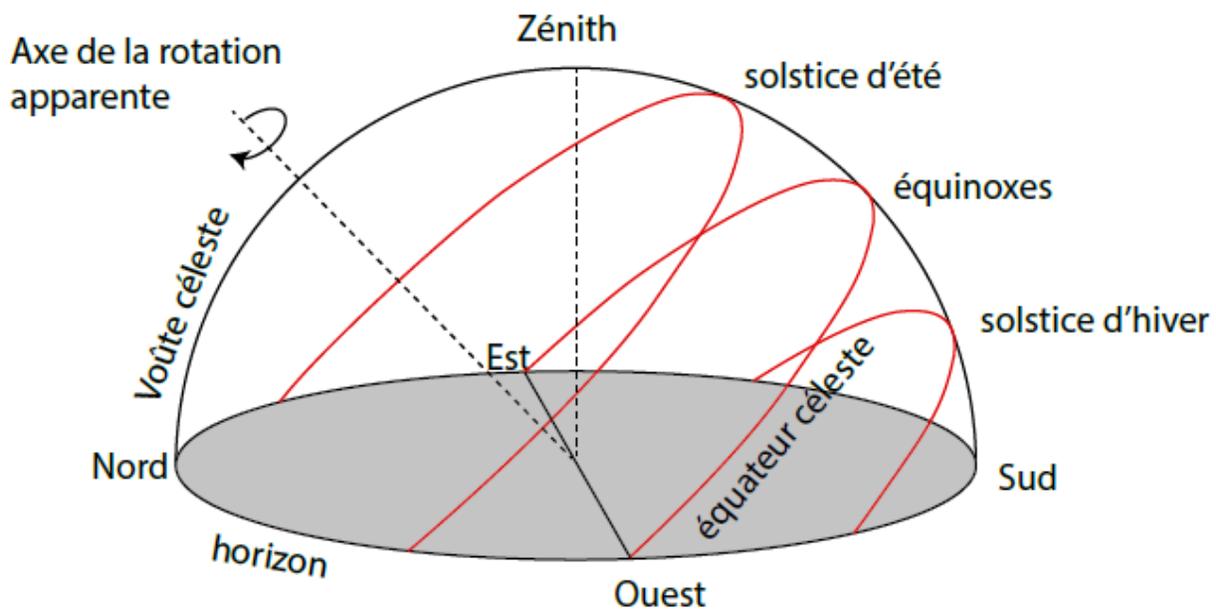


Figure 2. 4 : Trajectoire du soleil dans le ciel

La trajectoire du soleil dans le Ciel évolue chaque jour, il monte plus ou moins haut dans le ciel. Il se lève et se couche à des endroits différents, ce qui affecte la durée d'ensoleillement. Donc

sa trajectoire dans le Ciel change chaque jour et toutes ses trajectoires sont parallèles entre elles et perpendiculaires à l'axe de rotation de la Terre.

II.4.3 Spectre solaire et Nombre d'air masse

Juste au-dessus de l'atmosphère terrestre, le rayonnement solaire est d'une puissance moyenne de 1361 W/m^2 [28]. L'atmosphère agit sur le spectre solaire comme un filtre affectant le rayonnement solaire selon la distance parcourue pour arriver à la surface de la terre. Les gaz atmosphériques, les aérosols et les particules, l'eau vapeur, les gouttelettes (nuages) et les divers polluants modifient la distribution de l'énergie solaire par rapport à la longueur d'onde suite aux phénomènes d'absorption et de diffusion. Il en résulte une large gamme de variation du spectre de la lumière naturelle. Afin de caractériser le spectre solaire en terme d'énergie émise [29], on utilise la notion AM_i pour la Masse d'air qui représente le rapport entre la longueur d'atmosphère traversée par le rayon lumineux et l'épaisseur de celle-ci et qu'on illustre sur la figure 2.5 . Il dépend de l'altitude, la saison et l'heure du jour.

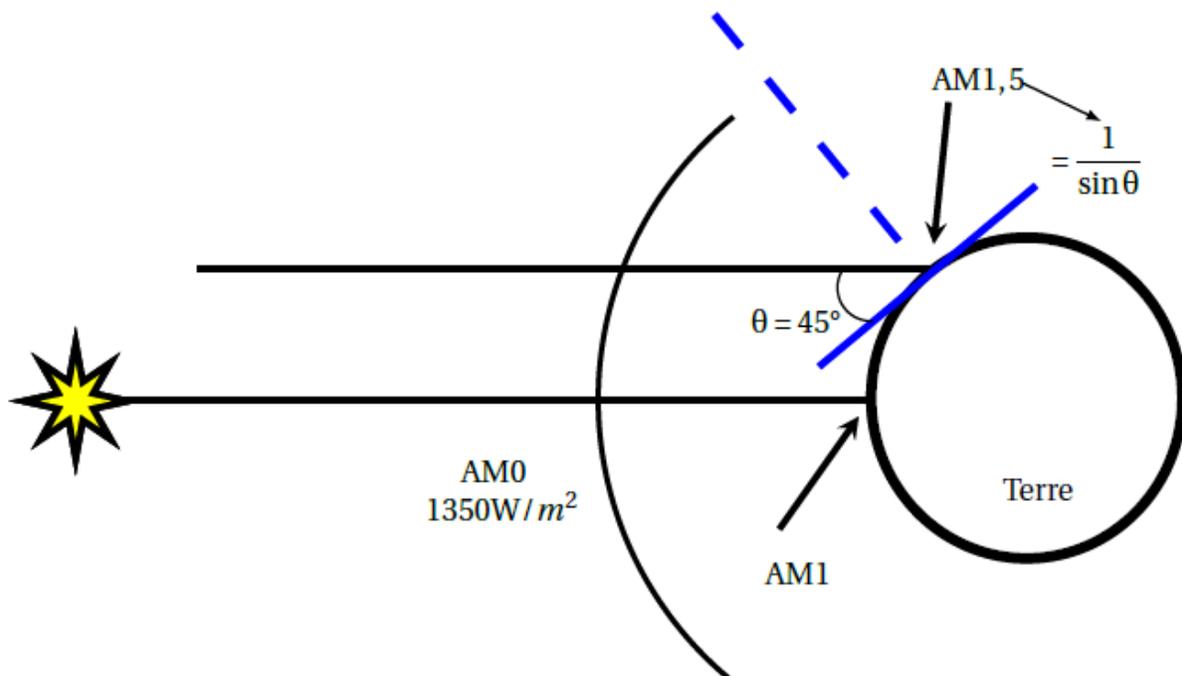


Figure 2. 5 : Nombre air-masse [28]

AM₀ est le spectre solaire hors atmosphère, il correspond à une énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre de l'ordre de 1350 W/m^2 . AM_{1,5} est le spectre solaire ayant traversé l'atmosphère faisant une hauteur de 45° du soleil au-dessus de l'horizon.

AM2 est le spectre solaire ayant traversé l'atmosphère faisant une hauteur de 30° du soleil au-dessus de l'horizon.

La figure 2.6 montre le spectre solaire et l'effet de la quantité de l'atmosphère traversée. La courbe jaune correspond au spectre du rayonnement émis par le corps noir à 5900K, donc la loi de Planck. La courbe orange correspond au rayonnement solaire hors de l'atmosphère (AM0). En première approximation, le spectre solaire hors de l'atmosphère suit la loi de Planck, donc le soleil se comporte comme un corps noir. La troisième courbe montre l'influence de l'air masse sur le spectre suite à la traversé d'une couche de l'atmosphère. Cette influence est due principalement à l'absorption des photons constituant le spectre solaire par O₃ (UV et visible), H₂O (proche IR < 2μm) et CO₂ (IR > 1,3).

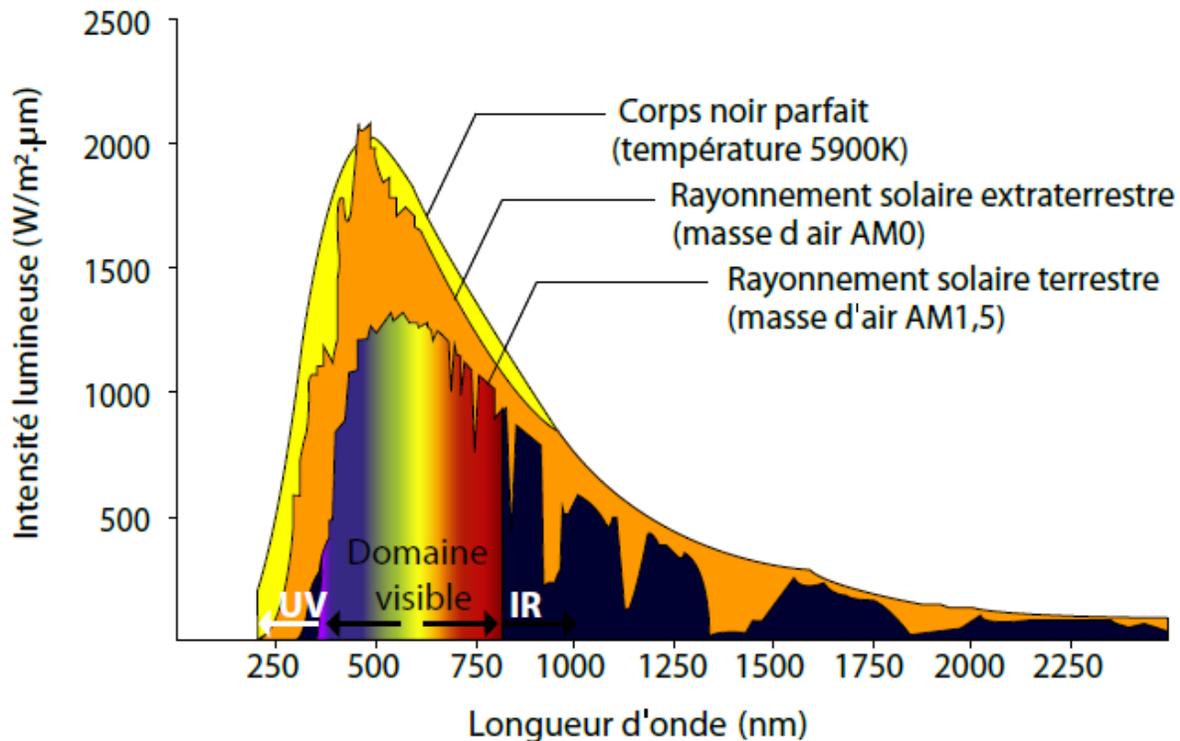


Figure 2. 6 : Spectre solaire [30]

II.4.4 Les rayonnements directs, diffus et globaux

Suite aux phénomènes subits par le rayonnement durant son trajet, on divise la lumière reçue par un capteur PV à la surface de la terre en différentes composantes, comme illustré sur la figure 2.7 :

Des études antérieures ont traité l'influence de plusieurs facteurs sur spectre solaire. Les principaux facteurs intéressants, dans la gamme de longueurs d'ondes utiles pour le PV, à savoir de 300 à 1100 nm sont [31] : l'épaisseur de la couche d'atmosphère traversée par les rayons lumineux (AM), la quantité de la vapeur d'eau présente dans l'atmosphère (w), le volume et la taille des aérosols (AOD) et le niveau de pollution.

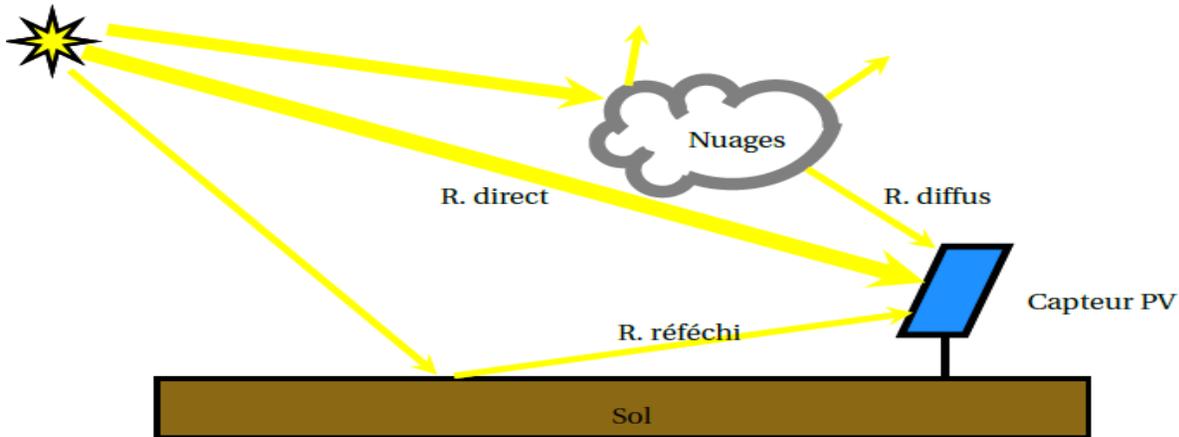


Figure 2. 7 : Les types de rayons solaires [31]

III. Conversion Photovoltaïque

III.1 Cellule Photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est la composante électronique qui produit de l'électricité à partir de l'irradiation solaire grâce à l'effet photovoltaïque. La cellule photovoltaïque est élaborée de matériaux semi-conducteur formant deux couches différentes de point de vue dopage (Figure 2.8). La couche supérieure est dopée N et la couche inférieure est dopée P créant ainsi une jonction PN. Cette jonction PN crée une barrière de potentiel. L'effet photovoltaïque est découvert par Le scientifique français Edouard Becquerel En 1839. Il a été expliqué par Albert Einstein en 1905 en se basant sur l'aspect corpusculaire de la lumière. Concrètement, la lumière est considérée comme un ensemble de particules sans masse dites des photons. Chaque photon transporte une énergie (E_{ph}) donnée par l'équation (2.1). Ou λ est la longueur d'onde, h est la constante de Planck et c : est la célérité de la lumière.

$$E_{ph} = \frac{hc}{\lambda} \quad (2.1)$$

Lorsque les photons heurtent la surface de la cellule, ils transfèrent leur énergie aux atomes de la matière. Ce gain d'énergie libère des électrons de ces atomes, créant des trous et des électrons. Ceci engendre donc une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel crée un champ E qui draine les porteurs libres vers les contacts métalliques des régions P et N. Il en résulte alors un courant électrique et une différence de potentiel dans la cellule PV.

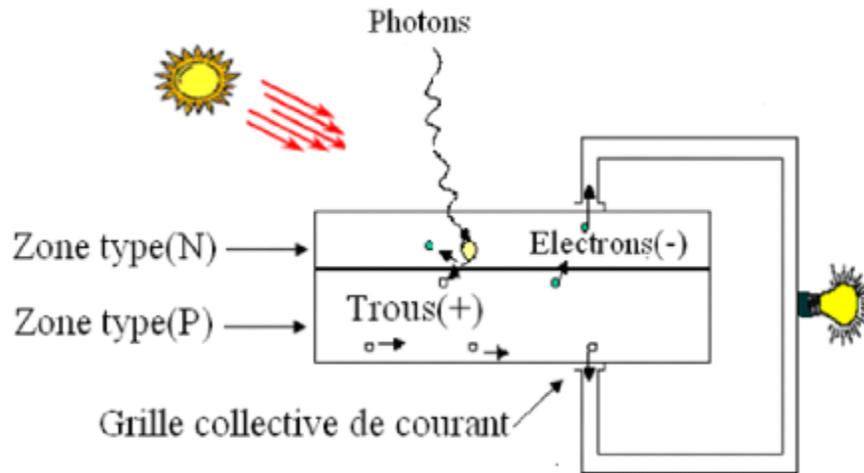


Figure 2. 8 : Schéma de la conversion PV

III.2 Caractéristique électrique et modélisation de la cellule

La cellule photovoltaïque se caractérise par une caractéristique $I(V)$ non linéaire (Figure 2.9). Cette caractéristique possède quatre quadrants que la cellule PV ne balaye que trois. La cellule PV balaye le deuxième et le quatrième quadrant en se comportant comme un récepteur. Le fonctionnement dans ces deux régions la rend susceptible d'être détruite par le phénomène d'échauffement local (hot spot). Le fonctionnement normal de la cellule PV est dans le quadrant 1, là où se comporte comme un générateur.

La cellule PV est caractérisée par sa tension en circuit ouvert (V_{co}) qui est, généralement, confiné entre 0,3V et 0,7V selon le matériau utilisé, la température et son état de vieillissement. Son courant de court-circuit (I_{cc}), est une fonction de l'irradiation, varie principalement selon le niveau d'éclairement et selon les technologies et les tailles de cellules (entre 5A et 8A pour le silicium cristallin). Une cellule PV peut être modélisée selon des modèles électriques [32-35]. La Figure 2.10 illustre le modèle équivalent le plus utilisé dans la littérature.

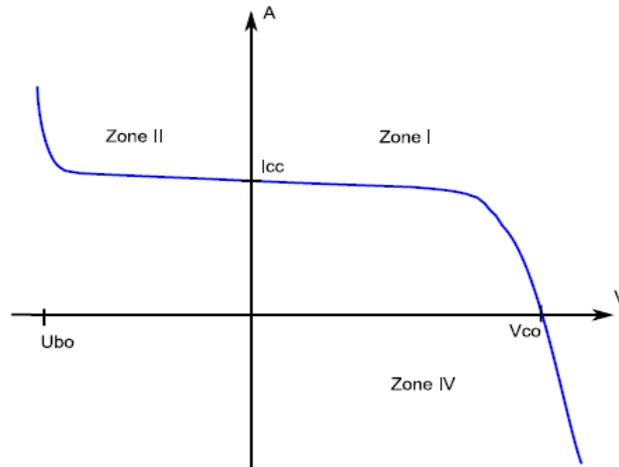


Figure 2. 9 : Caractéristique I-V de la cellule PV [36]

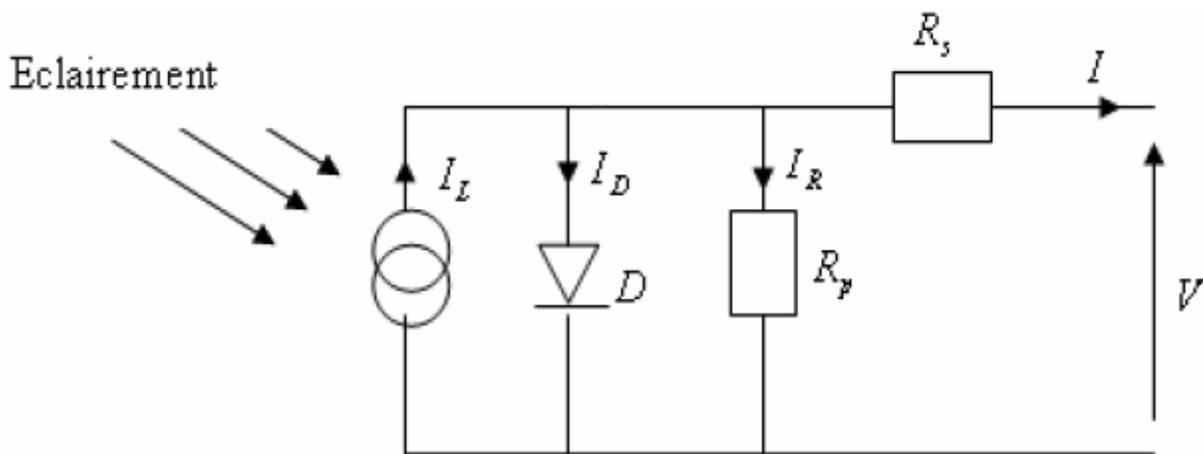


Figure 2. 10 : Modèle équivalent de la cellule PV [37]

Le module de la cellule comporte une résistance série (R_s) et une résistance en dérivation ou shunt (R_p). Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I-V de la photopile:

- la résistance série est la résistance interne de la cellule. Elle représente la résistance du semi-conducteur utilisé, la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles.

-la résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction, elle dépend de la fonction dont celle-ci a été réalisée.

A partir de la figure 2.10 la loi des nœuds nous permet d'écrire la relation suivante :

$$I_L = I_D + I_R + I \quad (2.2)$$

Le courant de jonction est donné par l'équation suivante :

$$I_D = I_0(e^{q(\frac{V+R_s I}{nKT})} - 1) \quad (2.3)$$

Le courant dans la résistance Rp est donné par :

$$I_R = \frac{V+R_s I}{R_p} \quad (2.4)$$

A partir de l'équation (2.2), on obtient l'expression du courant I :

$$I = I_L - I_D - I_R \quad (2.5)$$

Remplaçons dans l'équation (2.5) les équations (2.3) et (2.4), l'équation caractéristique du courant de la cellule deviendra :

$$I = I_L - I_0(e^{q(\frac{V+R_s I}{nKT})} - 1) - \frac{V+R_s I}{R_p} \quad (2.6)$$

Avec :

I : Le courant de cellule [A].

V : La tension de cellule [V].

Rs : La résistance série de la cellule [Ω].

T : La température de la cellule [$^{\circ}\text{K}$].

q : La charge d'électron $e=1.6*10^{-19}\text{C}$.

I_0 : Le courant de saturation [A].

K : La constante de Boltzmann ($1.3854*10^{-2} \text{ J/K}$).

n : Le facteur de qualité de la diode.

III.3 Paramètres externes de la cellule PV

Les paramètres externes de la cellule PV peuvent être déterminés à partir des courbes courant-tension, ou de l'équation caractéristique.

III.3.1 Courant de court-circuit (I_{cc})

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nul. Dans le cas idéal (R_s nulle et R_p sont infinies), ce courant se confond avec le courant I_L dans le cas contraire, en annulant la tension V dans l'équation (2.7), on obtient :

$$I_{cc} = I_L - I_0 \left(e^{q \left(\frac{V+R_s I_{cc}}{nKT} \right)} - 1 \right) - \frac{V+R_s I_{cc}}{R_p} \quad (2.7)$$

Pour la plupart des cellules (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme $I_0 \left(e^{q \left(\frac{V+R_s I_{cc}}{nKT} \right)} - 1 \right)$ devant I_L , ce qui donne une expression approchée de courant de court-circuit :

$$I_{cc} = \frac{I_L}{1 + \frac{R_s}{R_p}} \quad (2.8)$$

III.3.2 Tension de circuit ouvert (V_{co})

C'est la tension pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul.

$$0 = I_L - I_0 \left(e^{q \left(\frac{V_{co}}{nKT} \right)} - 1 \right) - \frac{V_{co}}{R_p} \quad (2.9)$$

Dans le cas idéal sa valeur est légèrement inférieure à :

$$V_{co} = \left(\frac{nKT}{q} \right) \ln \left(\frac{I_L}{I_0} + 1 \right) \quad (2.10)$$

III.3.3 Facteur de forme (FF)

On appelle facteur de forme FF , le rapport entre la valeur maximale de la puissance qui peut être extraite ($V_{pm} * I_{pm}$) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées, et le produit ($I_{cc} * V_{co}$).

$$FF = \frac{V_{pm} * I_{pm}}{I_{cc} * V_{co}} \quad (2.11)$$

Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70%.

III.3.4 Rendement

Le rendement (η) des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est exprimé par le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente P_{in} .

$$\eta = \frac{P_m}{P_{in}} = \frac{FF * V_{co} * I_{cc}}{P_{in}} \quad (2.12)$$

D'après cette expression, on peut améliorer le rendement en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert.

III.4 Influence de la température et de l'éclairement

La caractéristique d'une cellule PV est directement dépendante de l'éclairement et de la température. La Figure 2.11 (a) a montré que le courant produit par la cellule est proportionnel à l'éclairement (E) par contre la tension aux bornes de la jonction N-P sa dépendance est minimale, ce qui influence directement sur la puissance optimale de la cellule (Pm) qui a une variation proportionnelle à l'éclairement [38]. La tension à vide Vco varie peu avec l'éclairement.

Elle peut être considérée comme une constante pour une installation donnée, les influences de ces paramètres se traduisent donc par des variations de la caractéristique utile de la cellule photovoltaïque avec les conditions d'éclairement.

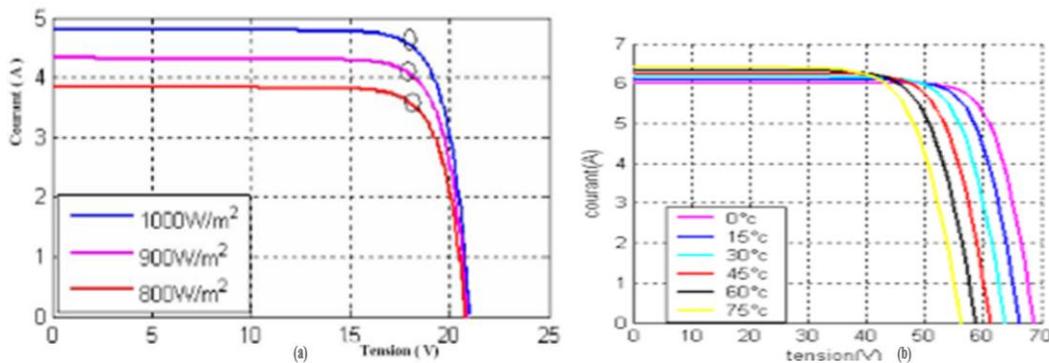


Figure 2. 11 : Effets de l'irradiation et la température sur la cellule PV [38]

La température a également une influence sur la caractéristique d'un générateur PV. La Figure 2.11(b) présente la variation des caractéristiques de la cellule en fonction de la température à un éclairement de 1000W.m⁻².

Nous remarquons qu'à éclairement donné :

- La tension à vide Vco décroît avec la température. Plus la température est élevée plus Vco est faible.

- Le courant de court-circuit (I_{cc}) augmente avec la température. Cette hausse est nettement moins importante que la baisse de tension. L'influence de la température sur I_{cc} peut être négligée dans la majorité des cas.

La température et l'éclairement sont donc les deux principaux paramètres qui vont modifier la caractéristique d'un générateur PV. Ces deux paramètres devront donc être étudiés avec soin lors de la mise en place d'une installation PV.

III.5 Les technologies des cellules photovoltaïques

Il existe différents semi-conducteurs pour la réalisation des cellules photovoltaïques. Les principales filières technologiques les plus utilisées sont : le silicium cristallin, les couches minces et les cellules organiques. Ces filières se partagent inégalement le marché comme le montre la figure 2.12

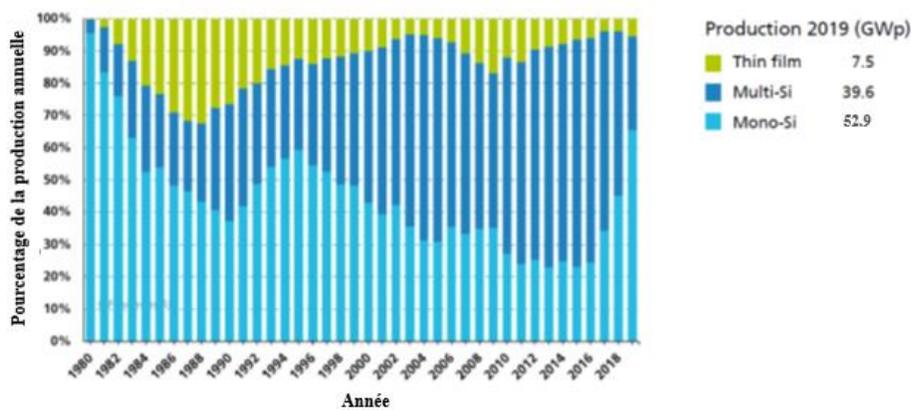


Figure 2. 12 : La part de chaque technologie [17]

Ces technologies coexistent sur le marché dans des proportions équivalentes depuis de nombreuses années malgré des prix et des rendements très différents (figure 2.12). L'augmentation des rendements focalise particulièrement l'intérêt des chercheurs.

Le développement des systèmes de conversion photovoltaïques ces trente dernières années a permis des améliorations considérables en termes de coût et de performances. A ce jour les meilleurs rendements de conversion photovoltaïques sont obtenus avec des systèmes à concentration solaire utilisant des cellules multi jonctions à base de matériaux semi-conducteurs

III-V. Le record mondial dans ce domaine étant actuellement détenu par la société Spire avec un rendement de 42,3% mesuré sur une cellule multi-jonctions de type GaInP/GaAs/InGaAs bifaciale et pour une irradiation solaire de 406W/m^2 [39]. Précédemment en 2009, la compagnie SpectroLab (USA) avait obtenu un rendement de 41,6% avec des cellules GaInP/GaInAs/Ge sous une irradiance solaire de 364W/m^2 [40]. Ces résultats bien qu'excellents, ont été obtenus pour des irradiances solaires inférieurs à 500W/m^2 soleils et à ce jour aucune cellule solaire n'a réellement été optimisée pour fonctionner avec des taux de concentration plus élevés (typiquement supérieur à 1000W/m^2).

III.5.1 Le silicium cristallin

Le c-si occupe plus de 90 % des revenus totaux du marché PV en raison de ses nombreux avantages tels que l'amélioration du rendement. La fin de cette technologie gourmande en matière première est annoncée depuis de nombreuses années mais les progrès technologiques réalisés par cette filière aux cours des 10 dernières années lui ont permis de garder sa place prédominante sur le marché. Cette filière, de part de son très fort développement actuel, semble partie pour garder cette place encore quelques années. Cette filière comporte deux technologies : le silicium monocristallin et le silicium polycristallin. Le silicium mono cristallin est difficile à obtenir. En effet, il nécessite un taux de pureté très élevé et donc plusieurs étapes de purification. Ces étapes sont délicates et donc coûteuses. Le rendement du silicium monocristallin est le plus élevé, il est compris entre 12 et 20% pour les cellules industrielles et d'environ 25% en laboratoire. Son coût élevé est aujourd'hui un handicap et le silicium monocristallin perd du terrain devant le silicium polycristallin.

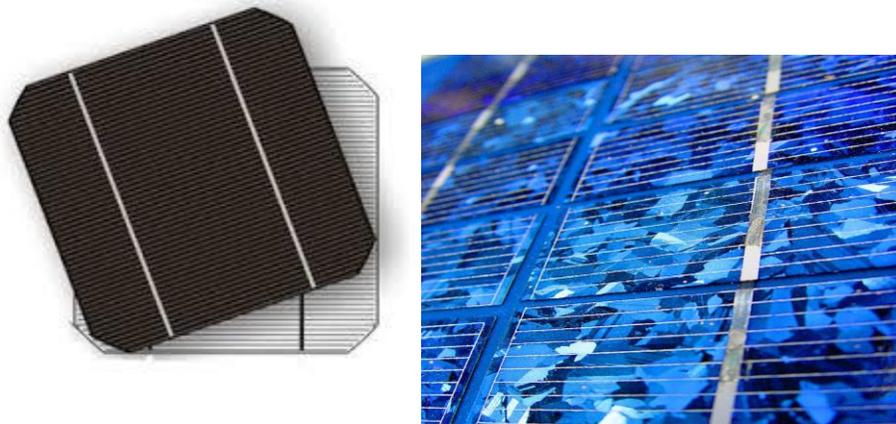


Figure 2. 13 : Les cellules cristallines

Ça rend sa structure hétérogène. Son rendement est légèrement inférieur au silicium monocristallin il est compris entre 10 et 15% selon les fabricants et d'environ 20% au laboratoire. En revanche sa fabrication est beaucoup plus simple, les coûts de production sont donc plus faibles, ce type de cellules ont pour l'instant le meilleur rapport qualité/prix.

L'un des points faibles de ces deux technologies est la quantité de matière utilisée, même si actuellement la taille des lingots et des cellules augmente continuellement. Les lingots de silicium, mono ou polycristallin, sont sciés en tranche de 150 à 300 microns, par des scies à fils. Le diamètre du fil de découpe étant de 180 microns d'épaisseur, il entraîne une perte en matière première de près de 50%.

III.5.2 Les couches minces

Le principal frein au développement du photovoltaïque à très grande échelle reste encore aujourd'hui, malgré la baisse de ces dernières années, le prix trop élevé du kWc. Le kilo watt crête (kWc) est l'unité qui définit la puissance d'un générateur PV aux Conditions de Test Standard (STC) (1000W.m^{-2} , AM1,5 et 25°C). La majorité du prix d'un générateur photovoltaïque provient du silicium et du procédé de purification. Plusieurs types de cellules photovoltaïques visant à diminuer la quantité de matière nécessaire à leur fabrication sont aujourd'hui développés et commencent à être industrialisés. Ces technologies appelées couches minces font appel à des procédés de fabrication (dépôt sur ruban) visant la diminution de l'épaisseur des cellules.

La figure 2.12 montre que la technologie à couche mince dont la plus mure est le silicium amorphe (a-si) (Figure 2.14) représentait en 2008 plus de 7% du marché mondial. L'avantage de cette technique est l'utilisation de substrats à bas coût. Le silicium est déposé à basse température sur un substrat en verre. De plus il est possible de déposer ces cellules sur des substrats souples et ainsi de fabriquer des cellules souples. Son prix est plus faible que les cellules cristallines ; en revanche, le rendement d'une cellule en (a-si) est inférieur à celui des cellules cristallines, il est d'environ 7%. L'utilisation de ce type de cellules nécessite l'utilisation d'une isolation galvanique entre les modules et le réseau.

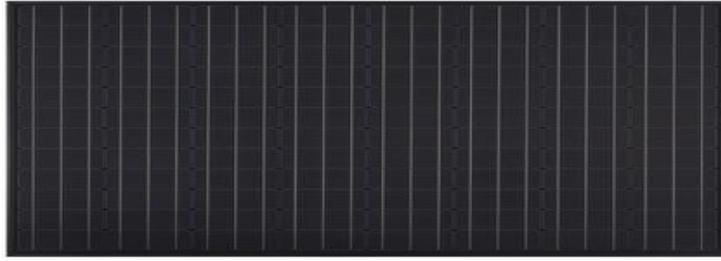


Figure 2. 14 : Cellules à base de Silicium Amorphe

Sans cette isolation galvanique les cellules amorphes se dégradent très rapidement. La raison physique de ce phénomène reste encore obscure. Les cellules amorphes captent très bien le rayonnement diffus et sont donc moins sensibles aux variations de rayonnement direct. Ces cellules sont donc une très bonne alternative aux cellules cristallines sur des sites soumis à des ombrages sévères.

D'autres matériaux sont également utilisés dans les filières à couches minces comme le Tellure de Cadmium (CdTe), le cuivre-indium-sélénium (CIS) et de gallium (CIGS). Ces technologies possèdent de bons rendements, pouvant aller jusqu'à 18% (en laboratoire). Malgré les potentialités de ces trois technologies, les problèmes de toxicité sur l'environnement et d'approvisionnement en matières premières qu'elles soulèvent les cloisonneront au laboratoire ou à des applications très spécifiques.

III.5.3 Cellules organiques

Les cellules organiques (Figure 2.15) sont aujourd'hui un sujet d'étude très actif. Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules « humides » et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules « plastiques ». Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment battus (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures).

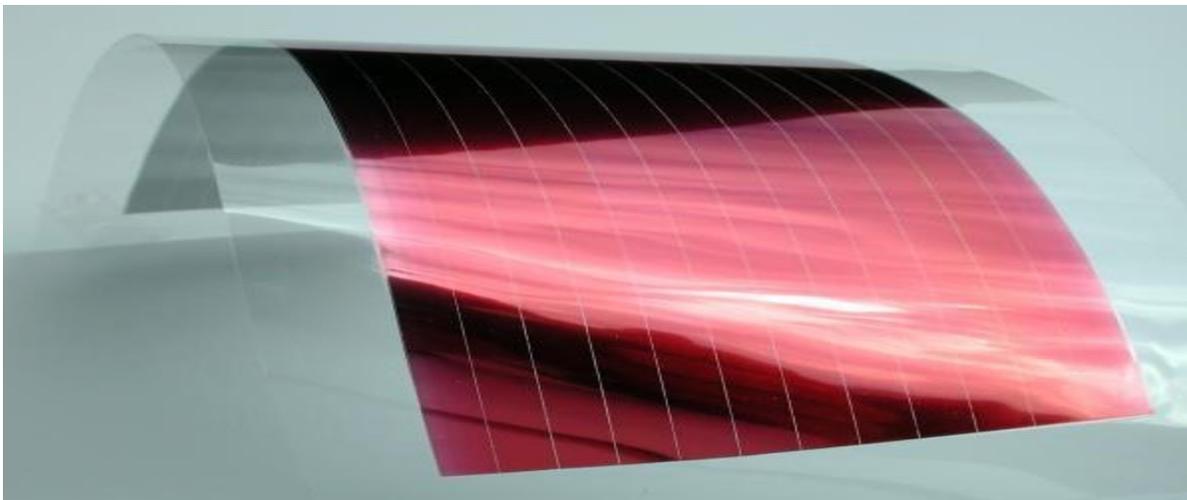


Figure 2. 15 : Cellules organique

Les nanosciences ouvrent cependant de nouvelles voies à leurs améliorations. Leur avenir industriel n'est pas encore établi mais ces technologies ouvriraient la voie à des modules à très bas coût, ces plastiques permettraient également d'étendre l'offre à des produits souples ou de conformations diverses (tuiles de bâtiments par exemple), donnant accès à des marchés inaccessibles aux technologies classiques, notamment par leur intégration à des systèmes multifonctionnels.

III.6 Module Photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques ne sont d'ordinaire pas vendues séparément à l'utilisateur. Elles constituent des ensembles reliés électriquement et encapsulés, en formant un module photovoltaïque. Généralement il contient également des protections pour protéger les cellules PV et leurs contacts métalliques contre les conditions ambiantes (humidité surtout). Les matériaux utilisés pour l'encapsulation doivent avoir une durée de vie élevée afin de :

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

Les connexions peuvent être réalisées en parallèle ou en série. Nous allons présenter par la suite le comportement de cellules PV lors de ces différentes connexions. Les normes de références pour la fabrication des modules sont les suivantes :

- IEC 61215 ou NBN 61215 pour les modules de première génération (modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin) [41].
- IEC 61646 ou NBN 61646 pour les modules de seconde génération (couches minces) [42].

Ces normes garantissent l'exactitude des informations techniques reprises sur les fiches des fabricants. Elles garantissent également la réussite d'une série de tests : variations de température, exposition aux rayons UV, résistante aux efforts mécaniques (transport, montage, efforts éoliens, grêle).

III.7 Mise en parallèle / série

Lors d'un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique courant-tension du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. La caractéristique d'un groupement de n_s cellules PV identiques est présentée par la figure 2.16.

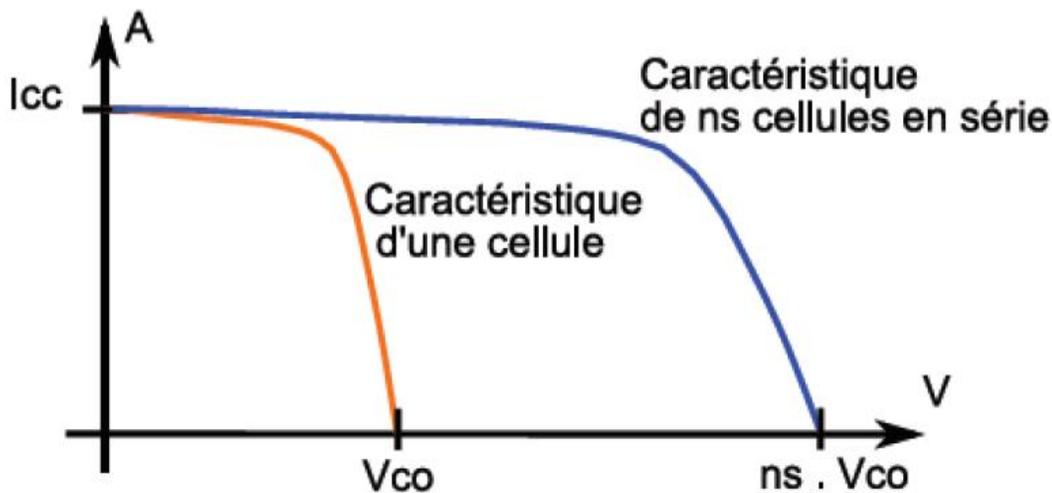


Figure 2. 16 : Caractéristique (I-V) du groupement en série de cellules PV

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 caractéristique résultant d'une mise en parallèle de n_p cellule PV identiques en série est présentée sur la Figure 2.17

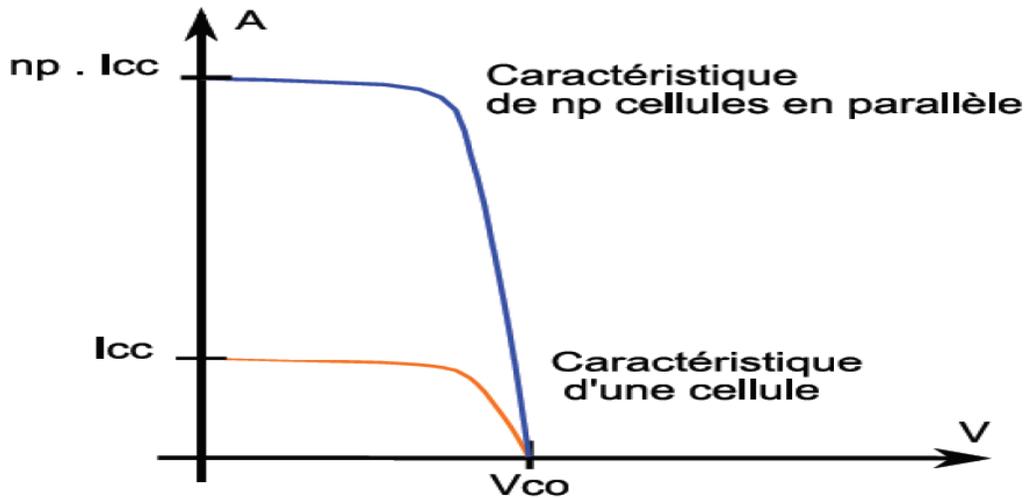


Figure 2. 17 : Caractéristique (I-V) du groupement en parallèle de cellules PV

III.8 Conception d'un module photovoltaïque

Dans la fabrication d'un module photovoltaïque, l'encapsulation a pour but de regrouper les cellules en série ou en parallèle afin de permettre leur utilisation à des tensions et des courants pratiques tout en assurant leur isolation électrique et leur protection contre les facteurs extérieurs. Cette protection doit permettre une durée de vie des modules photovoltaïques supérieure à 20 ans.

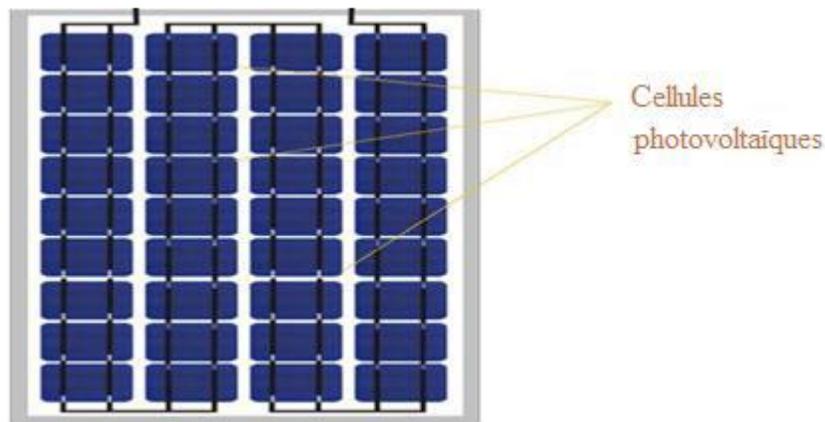


Figure 2. 18 : Module Photovoltaïque

La conception d'un module PV repose encore aujourd'hui sur des raisons historiques. A l'origine, l'énergie solaire était réservée aux applications en sites isolés. La tension de fonctionnement de ces installations était donc imposée par la tension des batteries utilisées pour stocker l'énergie. Ces systèmes fonctionnant avec des batteries au plomb, leurs tensions étaient de

12, 24V ou 48V. Cette raison historique explique que la quasi-totalité des modules existants aujourd'hui aient encore une tension de sortie de 12V ou 24V.

En pratique, l'encapsulation consiste à la mise en sandwich de l'ensemble constitué par les cellules et le matériau encapsulant (EVA) entre deux plaques de verre (procédé bi-verre) ou entre une plaque de verre et un ensemble constitué de couches minces de polymère (tedlar, mylar) et d'aluminium (procédé mono-verre) (figure 2.19).

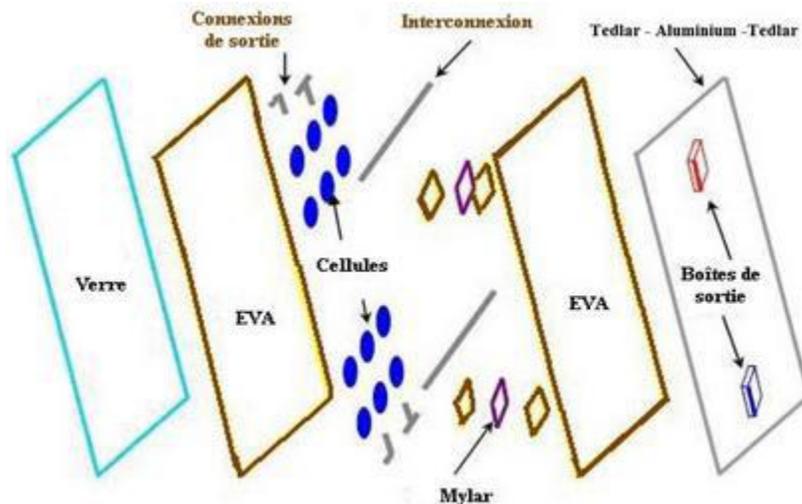


Figure 2. 19 : Les constituants du module Photovoltaïque

Le verre utilisé est d'une épaisseur de 4 mm dit "verre solaire". Ce verre a une faible teneur en fer. Ceci permet une meilleure transmission optique. En générale, sa transmission optique est de l'ordre de 95 % dans la gamme utile du spectre solaire (380 nm à 1 200 nm). La face extérieure du verre, traité à l'acide fluosilicique (H_2SiF_6), est recouverte de nano pores qui piègent la lumière incidente et réduisent la réflexion en surface à une valeur inférieure à 8 % dans la gamme 380 nm à 1 200 nm.

L'EVA est une résine transparente enrobant les cellules photovoltaïques. Chimiquement, elle est formée de chaînes de copolymère d'éthylène et de vinyle d'acétate et utilisée car ce produit présente de grandes propriétés adhésives, diélectrique (c'est-à-dire qu'il ne peut pas conduire le courant), thermique et d'étanchéité (il dispose d'un très faible taux d'absorption d'eau). Bien entendu, l'EVA présente aussi une excellente transmission optique (supérieure à 90% selon le type d'EVA) dans la gamme utile du spectre solaire (380 nm à 1 200 nm).

Le mylar, utilisé pour isoler électriquement les connexions de sortie de la face arrière des cellules, est un film polymère transparent.

Chimiquement, il s'agit d'un composé de polyéthylène de téréphtalate, de constante diélectrique très élevée lui permettant d'être un très bon isolant électrique.

Le TEDLAR est un polymère fluoré. Le rôle majeur du TEDLAR, dans un module photovoltaïque, est la protection de surface. En effet, le TEDLAR résiste particulièrement bien aux agressions extérieures (UV, variations de température, atmosphères corrosives, ...), à l'abrasion ainsi qu'aux produits chimiques.

La conception d'un module photovoltaïque impose de s'assurer que les composants de ce dernier ne risquent pas d'être détruits au cours d'un fonctionnement dans les quadrants 2 et 4. Dans ces zones les cellules PV fonctionnent en récepteurs et des risques de destruction existent. Pour se protéger de ces risques deux types de protection sont mis en place dans les installations photovoltaïques : la diode by-pass et la sécurité contre-courant.

III.9 Diode by-pass

Un panneau solaire est composé de différentes cellules solaires. Quand il tombe autant de lumière du soleil sur toutes les cellules solaires, elles produisent toutes autant de courant.

Quand quelques cellules solaires tombent dans l'ombre, elles produisent moins de courant. Par conséquent, le courant des cellules solaires, sur lesquelles tombe bien la lumière du soleil, doit encore passer ces cellules solaires ombrées moins actives.

Le courant forcé est donc "poussé", de sorte que les cellules solaires ombrées réchauffent énormément. C'est ce qu'on appelle un "Hot Spot". Cela peut endommager les cellules solaires, ou même déformer ou éclater la plaque en verre des panneaux.

Pour éviter l'Hot Spot, des diodes by-pass doivent être mises en parallèle au maximum toutes les 20 cellules pour les technologies silicium [43]. Quand il y a des cellules solaires qui produisent moins d'énergie, le courant qui doit passer ces cellules est détourné par ces diodes by-pass.

Ainsi, le panneau est protégé quand il y a de l'ombre sur une partie par ce que le panneau a plusieurs zones "by-pass", comme ça l'électricité des cellules solaires qui ont assez de lumière ne se perd pas (figure 2.20).

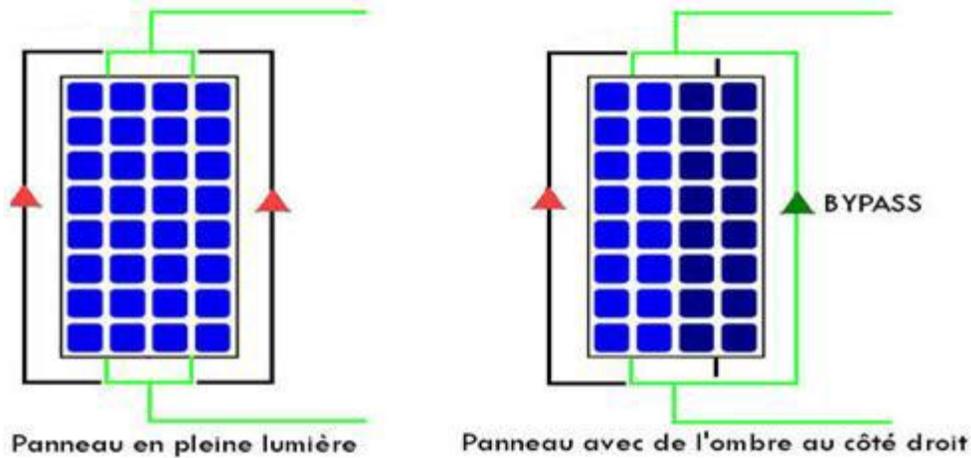


Figure 2. 20 : Protection de module Photovoltaïque par diode by-pass

Dans cette illustration schématique le principe est représenté, ici avec un panneau solaire ayant deux diodes by-pass. Dans les faits, pour des raisons de simplicité de réalisation, une diode de by-pass est placée en parallèle de chaque groupe de 18 cellules constituant le module. Deux diodes de by-pass sont nécessaires pour un module 12V, 4 pour un module 24V et ainsi de suite.

III.10 Sécurité contre-courant

Lorsqu'une partie du panneau solaire est ombrée, un deuxième phénomène apparait. Les cellules ensoleillées vont donc débiter dans les cellules ombrées, ces dernières vont fonctionner dans la zone 4 (Figure 2.20) et vont se comporter comme un consommateur au lieu de producteur d'électricité. Pour protéger ces cellules ombrées une diode anti-retour ou un fusible de protection [44-45] est mis en série pour éviter leur dégradation (Figure 2.21).

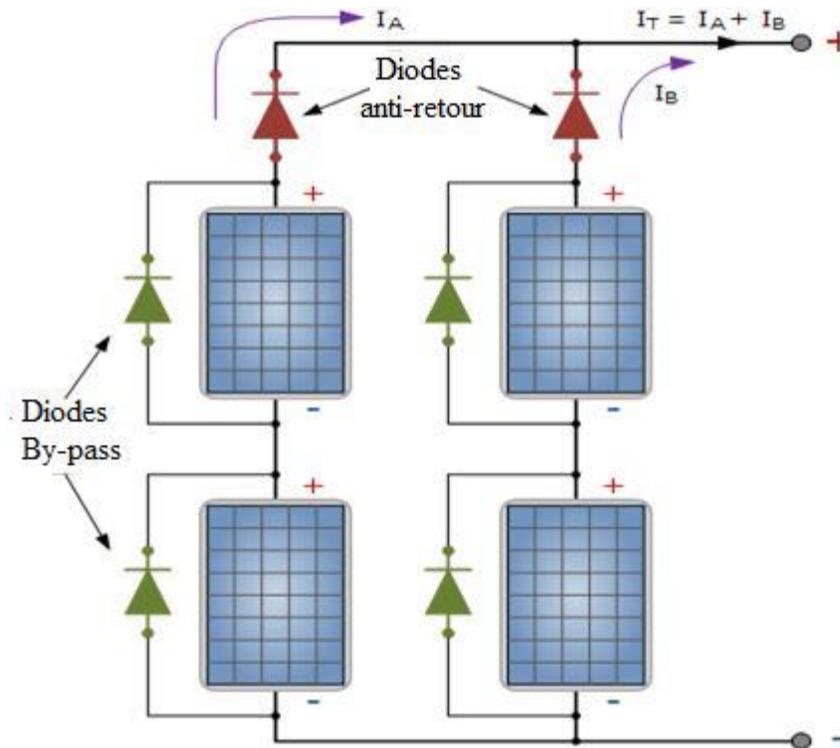


Figure 2. 21 : Sécurité contre-courant

III.11 Mismatch

La plupart des modules photovoltaïques comprennent 60 ou plusieurs cellules solaires ayant une caractéristique identique. Cette hypothèse est purement théorique parce qu'en réalité chaque cellule solaire possède sa propre caractéristique. Ces différences de caractéristiques sont appelées mismatch. Il existe deux types de mismatch :

III.11.1 Mismatch structurel (différences de structure)

Le mismatch structurel est dû aux faites que plusieurs cellules identiques (même technologie, même fabricant) soumises aux mêmes conditions de fonctionnement ayant des caractéristiques différentes. Les fabricants des cellules garantissent une inadéquation des caractéristiques de leurs cellules ayant de 1% jusqu'à 10% selon les fabricants [46-47]. Lors de la mise en série ou en parallèle de ces cellules des pertes par mismatch structurel apparaissent ce qui va influencer sur l'extraction du point de fonctionnement maximal.

III.11.2 Mismatch fonctionnel (différences de fonctionnement)

Le mismatch fonctionnel est dû aux conditions de fonctionnement des cellules solaires (ombrage, hot spot...). Pour les systèmes photovoltaïques, cependant, où plusieurs chaînes PV sont connectées en parallèle pour augmenter la puissance du système, la connexion parallèle oblige toutes les chaînes de travailler à la même tension conduisant à des pertes par mismatch fonctionnel si un sous-ensemble de chaînes exige une tension de fonctionnement différent de celui des autres pour atteindre son point de puissance maximale (MPP) [48].

Plusieurs travaux ont étudié le mismatch dû à l'effet des conditions d'ombrage partiel [49-50]. Les possibilités d'éviter ou de réduire l'inadéquation de chaînes sont multiples. Le travail [51] a donné une vue sur les différentes approches. Les principales approches pour surmonter les pertes de désadaptation sont soit intégrer un contrôleur de poursuite de point de puissance maximale (MPPT) par chaîne de PV dans l'onduleur, ou soit inclure les optimiseurs de puissance dans chaque module PV [52]. Les résultats montrent que, pour une grande variété de configurations système les pertes liées aux incohérences des chaînes photovoltaïques asymétriques sont dans l'erreur de mesure de $\pm 1\%$ de l'équipement de test standard, et peuvent donc être négligés dans la pratique.

IV. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une généralité sur la conversion photovoltaïque. Nous avons abordé le rayonnement solaire, les technologies des cellules PV, les caractéristiques des cellules PV et l'effet de la température et l'irradiation solaire sur le courant et la tension de la cellule PV.

Chapitre III : La performance et la dégradation des modules PV

I. Introduction

On dit qu'un système se dégrade lorsque ses caractéristiques se détériorent progressivement et que cela est dû aux conditions de fonctionnement [53]. Pendant cette dégradation, le module PV peut continuer à remplir sa fonction première, qui est de convertir l'énergie lumineuse en électricité, même si la conversion n'est plus optimale, jusqu'à ce qu'il soit finalement considéré comme ayant échoué. Aux yeux des fabricants, un module est considéré comme défaillant lorsque sa production tombe à 80 % de la capacité nominale. La plupart des fabricants de systèmes photovoltaïques garantissent contre la perte à 80 % de la capacité nominale après 25 ans, que ce soit de manière progressive ou linéaire. La baisse est exprimée en pourcentage relatif de telle sorte qu'un module ayant un rendement hypothétique de 20 % aujourd'hui tomberait à 17,5 % après 25 ans à un taux annualisé de 0,5 %/an dans l'hypothèse d'une baisse linéaire [54]. Cependant, les différentes technologies ont des modules d'efficacité différente, ainsi les modules de meilleure technologie dégradés à 80% peuvent encore être plus efficaces que les modules légèrement moins dégradés de technologies inférieures. Il n'y a donc pas de consensus sur la définition de la défaillance [55]. La dégradation des modules dépend entre autres de la technologie, du climat, du fabricant, du modèle, de la méthode d'analyse et de l'installation. Ici, la dépendance de la dégradation par rapport à la technologie et au climat sera mise en évidence.

II. Les paramètres de la performance

Dans un système solaire photovoltaïque raccordé au réseau, La chaîne de conversion du flux d'énergie se schématise comme le montre la figure 3.1. Cette chaîne est généralement constituée de :

- D'un générateur PV (panneaux PV) qui assure la production de la puissance continue (P_{DC}) en fonction des paramètres environnementaux, principalement l'ensoleillement et la température.
- D'un groupe convertisseur (onduleurs) qui extrait la puissance maximale issue du générateur PV puis il la convertit en une puissance alternative (P_{AC}) ; Cette puissance est ensuite injectée sur le réseau électrique.

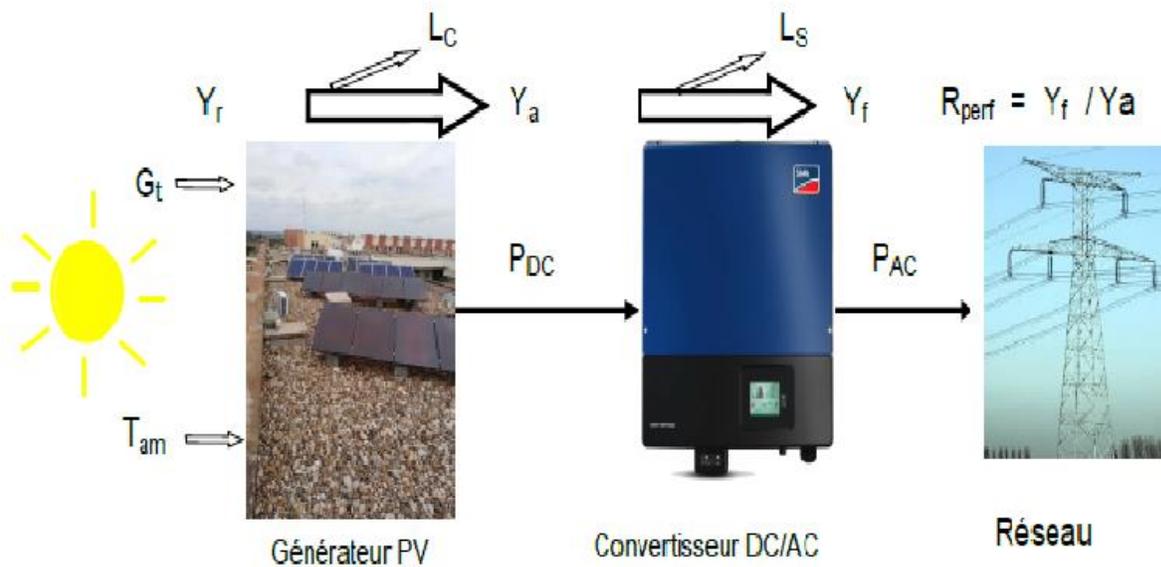


Figure 3. 1 : Installation PV raccordée au réseau

L'analyse de la performance d'un tel système PV exige des données de l'ensoleillement sur le plan des panneaux PV, la température ambiante, la température des modules et la vitesse du vent. En outre, la tension, le courant et la puissance à l'entrée et à la sortie de l'onduleur. Les indicateurs les plus utilisés pour évaluer la performance d'un système PV raccordé au réseau, sont les paramètres décrits dans la norme internationale IEC 61724 publiée par la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) [56].

II.1 Le rendement de référence (Y_r)

Le rendement de référence est le rapport du rayonnement solaire total H_t (kWh/m^2) arrivant à la surface des panneaux solaires PV et la quantité de rayonnement de référence G_0 (1kW/m^2).

Ce paramètre représente le nombre d'heures pendant lesquelles l'éclairement est égal à celui de la référence.

$$Y_r = \frac{H_t}{G_0} \quad (3.1)$$

II.2 Le rendement du panneau solaire (Y_a) :

Le rendement du champ PV est défini comme le rapport entre l'énergie totale E_{DC} (kWh) produite par le système PV pendant une période définie (jour, mois ou année) et la puissance nominale P_0 (kWc) du système par rapport aux conditions standard (STC : irradiation de

1000 W / m², température ambiante de 25 °C et spectre de référence AM 1,5-G). Algébriquement, est donné par :

$$Y_a = \frac{E_{DC}}{P_0} \quad (3.2)$$

II.3 Le rendement final (Yf) :

Le rendement final est l'énergie totale E_{AC} (kWh) produite par le système PV par rapport à la puissance nominale installée P₀ (kWc). Cette quantité représente le nombre d'heures pendant lesquelles le champ PV fonctionne à sa puissance nominale, se lit comme suit :

$$Y_f = \frac{E_{AC}}{P_0} \quad (3.3)$$

II.4 Le Ratio de Performance (PR) :

Le Ratio de Performance (PR) indique l'effet global des pertes sur la production d'énergie du système PV. Les valeurs PR indiquent comment un système PV se rapproche des performances idéales dans des conditions de fonctionnement réelles. PR, qui est une quantité sans dimension, est défini par le rapport entre le rendement final et le rendement de référence.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (3.4)$$

II.5 Les pertes du système par conversion (Ls) :

Les pertes du système sont dues aux pertes de conversion des onduleurs (DC-AC). Ils sont définis par la différence entre le rendement du champ PV (Y_a) et le rendement final (Y_f).

$$L_s = Y_a - Y_f \quad (3.5)$$

II.6 Les pertes de capture (Lc) :

Les pertes de capture (L_c) sont définies comme étant la différence entre le rendement de référence et le rendement du champ PV. Elles représentent les pertes dues aux températures du panneau, à l'ombrage partiel, à la perte spectrale, aux taches, aux erreurs dans la recherche du point de puissance maximale et aux conversions (DC / AC), etc.

$$L_c = Y_r - Y_a \quad (3.6)$$

II.7 Rendement énergétique des installations solaires PV (η) :

Le rendement énergétique d'une installation solaire PV est la relation entre l'énergie électrique produite par celle-ci et l'énergie solaire qui tombe sur le plan des modules solaires. Le rendement énergétique mensuel de l'installation PV est calculé en utilisant la relation suivante :

$$\eta = \frac{\sum_{i=1}^n (E_D)_i}{S \sum_{i=1}^n (G_{opt})_i} \quad (3.7)$$

Où n est le nombre de jours d'un mois. E_D est la quantité totale d'énergie électrique produite par l'installation PV et transmise au réseau électrique pendant la journée (Wh), G_{opt} est la quantité totale d'énergie solaire globale tombant sur le plan des modules solaires (Wh/m^2) pendant la journée. S est la surface totale des modules solaire.

II.8 Facteur de capacité de l'installation photovoltaïque solaire (CF) :

Le facteur de capacité (CF) est la relation entre l'énergie électrique annuelle réelle produite par le système PV et l'énergie électrique qui pourrait être produite si l'installation solaire PV fonctionnait avec sa puissance totale installée 24 heures sur 24 pendant un an. Selon la référence [57], le facteur de capacité de l'installation PV solaire est calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$CF = \frac{Y_f}{8760(h)} \times 100 \quad (3.8)$$

III. Les modes de dégradations des panneaux solaires

L'exposition des panneaux solaire à l'irradiation, la température et l'humidité et en plus des fissures ou le bris de verre, qui peuvent avoir lieu lors de déplacement, l'installation et la maintenance, amènent à leur dégradation. Selon ces paramètres (mécanismes), on distingue entre les modes de la dégradation des modules PV, sachant que chacun d'eux peut être responsable d'un ou de plusieurs modes de dégradation.

En général, les modules PV sont des systèmes multicouches de différents composants collés les uns aux autres, ce qui donne de nombreuses interfaces de différents matériaux :

Verre/encapsulant, encapsulant/cellule, interconnexions/ encapsulant, encapsulant/plaque arrière (Figure 3.2). Ces interfaces sont des voies potentielles de pénétration de la contamination et/ou de différentes réactions interfaciales, qui peuvent conduire à des dégradations et à des courants de fuite [58]. Selon une étude exhaustive réalisée à partir de 2016 sur 1 919 000 modules installés

sous différents climats, la dégradation des cellules et de la métallisation dépendait peu ou pas du tout des conditions climatiques, tandis que la dégradation des composants polymères affichait une tendance plus marquée. La dépendance de la dégradation des matériaux polymères par rapport aux conditions climatiques s'est avérée être dans l'ordre : chaud aride > tropical > tempéré [59].



Figure 3. 2 : Composition d'un module PV standard

III.1 Défauts du cadre

La plupart des modules PV, en plus du verre, sont protégés par un cadre en aluminium. Son avantage est son montage qui est relativement facile sur le système PV, son inconvénient est son prix qui est relativement élevé. Le cadre peut être endommagé (Figure 3.3) par les contraintes mécaniques causées, par exemple, par un mauvais entretien ou une mauvaise conception des constructions de support. La conséquence est la perte de l'intégrité du module PV, ce qui entraîne le risque d'apparition de problèmes liés à l'état d'isolation du module. Un cadre endommagé entraîne toujours le remplacement du module.



Figure 3. 3 : Dommages causés au cadre de module PV par la charge de la neige [60]

III.2 L'encapsulant

Les principaux objectifs du matériel d'encapsulation sont de fournir support structurel, couplage optique, isolation électrique, isolation physique protection et conduction thermique pour la cellule de silicium fragile et de l'exposition des composants de circuits à des substances dangereuses ou dégradantes pour l'environnement facteurs [61-62]. La nature de l'encapsulant a également une influence sur la dissipation de la chaleur entre les différentes couches des modules PV, qui peut être d'une grande importance pour leurs fonctionnements sous des températures élevées [63-64]. En raison des exigences manifestement élevées, seulement quelques polymères tels que le copolymère éthylène-acétate de vinyle (EVA), poly(butyracétate de vinyle) (PVB), poly(diméthylsiloxane) (PDMS), c'est-à-dire les silicones, les ionomères et les élastomères thermoplastiques (TPE) et les polyoléfinés thermoplastiques (TPO) se sont révélées adaptées aux applications dans les modules PV [65]. Cependant, l'EVA (dans le verre polymère) et le PVB (dans les modules verre-verre) sont les principaux encapsulants utilisés jusqu'à présent dans l'industrie photovoltaïque. L'encapsulant le plus couramment utilisé aujourd'hui est toujours l'EVA, non pas en raison de sa meilleure combinaison de propriétés, mais parce qu'il s'agit d'une option économique dont la durabilité a été jugée acceptable par le passé. En d'autres termes, lorsqu'elle est exposée à l'extérieur, l'EVA est susceptible de se dégrader. Le jaunissement de l'EVA a été reconnu dès les années 1980. En fait, dans les premières décennies (jusqu'en 2000), le mode de dégradation prédominant des modules photovoltaïques vieillissant sur le terrain était la décoloration (jaunissement, brunissement) de l'EVA [62], [66-67]. Même une légère décoloration peut entraîner une augmentation de la température de surface par absorption du rayonnement, ce qui se traduit par des rendements plus faibles. Comme les processus de dégradation dépendent de

la température, une augmentation de la température de surface due à la décoloration peut avoir un impact significatif sur le taux de dégradation. Par conséquent, même si la puissance de sortie peut sembler ne pas être affectée par la décoloration au moment de l'analyse de la puissance, il faut garder dans l'esprit que la décoloration s'accompagne généralement des changements dans les propriétés mécaniques [68] qui peuvent induire d'autres modes de dégradation (par exemple la délamination) au sein du multi-matériau. La figure 3.4 montre la délamination et bulles (à gauche) et les marques de brûlure (à droite).



Figure 3. 4 : La délamination, marques de brûlure et des fissures sur l'encapsulant (la plaque arrière) des modules PV [69]

III.3 Défauts de verre

Le verre utilisé pour couvrir les modules peut être divisé en deux groupes selon deux points de vue :

- selon l'emplacement - verre avant et verre arrière,
- selon la texturation - verre lisse et verre à motifs.

Les modules produits à partir de silicium cristallin n'utilisent généralement qu'un seul verre de couverture, c'est le verre à motifs de la face avant, ou ils peuvent également utiliser le verre de la face arrière, dans le cas où ils sont bifaciaux. Les modules à couche mince sont souvent sans cadre, de sorte qu'ils utilisent aussi bien le verre avant que le verre arrière. Dans ce cas, ils sont lisses car le module à couche mince fonctionne à la fois avec l'irradiation directe et diffuse donc il n'y a aucune raison de texturer le verre. Les défauts du verre sont explicitement causés par les dommages

car le taux de dégradation du verre utilisé est trop élevé pour être important pendant la durée de vie habituelle des modules PV (un verre spécial sodo-calcique à faible teneur en fer est utilisé).

III.3.1 Défauts du verre frontal

Les dommages habituels du verre texturé de la façade sont les bris de verre causés généralement par les contraintes mécaniques (Figure 3.5) locales - impact de la grêle, pierres qui volent en tondant l'herbe. Si les dommages ont été causés par une contrainte mécanique de longue durée, la cassure est très similaire, mais il n'y a pas de zones d'impact apparentes. Dans ce cas, la mauvaise construction est généralement la cause initiale de ce défaut. Le verre de la façade est trempé, de sorte que les contraintes locales et superficielles entraînent la rupture de l'ensemble du verre. Heureusement, l'encapsulant sert de colle dans ce cas, de sorte que l'intégrité mécanique du module permet toujours de remplacer facilement le module endommagé, ce qui est inévitable en raison du risque de sécurité et de l'état d'isolation.

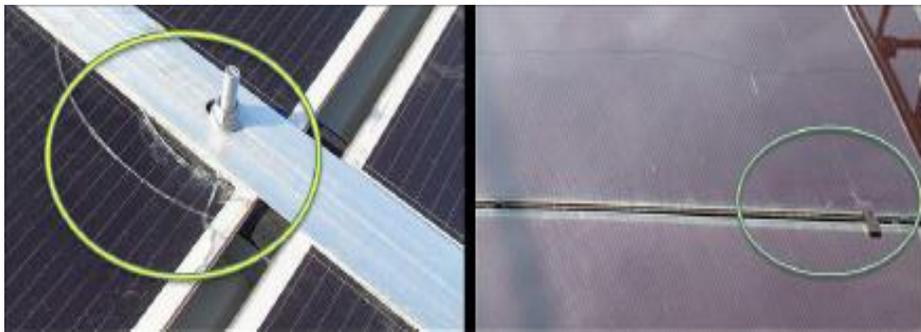


Figure 3. 5 : La délamination, marques de brûlure et des fissures sur l'encapsulant (la plaque arrière) des modules PV [69]

III.3.2 Défauts du verre dans les modules en verre

La situation est différente lorsque le module verre-verre est endommagé. Ces modules sont généralement sans cadre, ce qui entraîne un risque relativement élevé d'endommagement par le poinçon sur le bord du module, en particulier dans les coins. Alors que dans le cas précédent, tout le verre est cassé, la structure verre-verre se comporte différemment. Cela est dû au fait que le verre avant peut être trempé thermiquement ou chimiquement et que le verre arrière n'est pas trempé, de sorte que les dommages sur la face arrière du module ne créent que de longues lignes. La cause habituelle des défauts des modules en verre est la contrainte mécanique causée par les pinces de montage et par un mauvais entretien. La conséquence est la même que dans le cas précédent, à savoir le remplacement du module défectueux.

III.4 La délamination

La délamination a été observé dans les installations PV à l'interface cellule- EVA [70][71], en particulier dans les climats chauds et humides. Il peut également apparaître après une dégradation accélérée dans des conditions de chaleur humide. L'origine de la délamination pourrait être une réaction chimique entre le revêtement antireflet de la cellule (TiOx) et certains additifs de l'encapsulant du module [72]. De plus, en utilisant la spectroscopie électronique Auger, il a été démontré que les concentrations de phosphore et de sodium migrant de l'émetteur de la cellule et du verre respectivement, ont un impact négatif direct sur la force d'adhérence de l'encapsulant EVA de la cellule [73].

Ce type de défaut se trouve toujours au même endroit sur les cellules solaires entre les doigts de métallisation à proximité des barres omnibus des cellules et sur le périmètre des cellules comme le montre la figure 3.6.

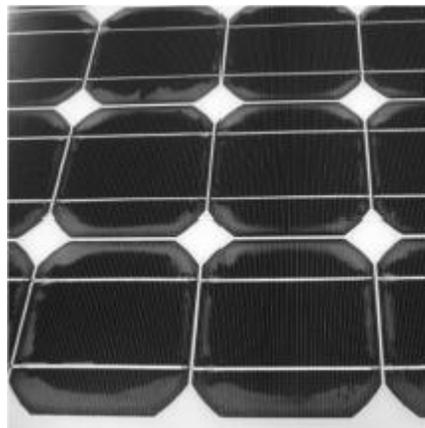


Figure 3. 6 : Délamination de verre

III.5 La corrosion

La corrosion de la métallisation des cellules est évidente en raison de la décoloration des circuits internes. Elle est causée par l'infiltration d'humidité dans le module. L'humidité peut s'infiltrer à travers la feuille de fond et les bords du module [74], en particulier lorsque le bord est sans cadre. Mais c'est le délaminage qui facilite le plus l'infiltration d'humidité. La perte de puissance dans le module délaminé vient en premier lieu à cause de la perte de transmission causée par la couche supplémentaire. Mais avec le temps, l'humidité pénètre dans le module PV et attaque la

métallisation des cellules. La corrosion de la métallisation des cellules entraîne une augmentation de la résistance en série qui se traduit par une diminution du facteur de remplissage FF.



Figure 3. 7 : Exemple de corrosion des barres et des rubans d'interconnexion observée dans différents modules [75]

III.6 La décoloration

La décoloration (le jaunissement ou le brunissement) de l'encapsulant est le mode de dégradation le plus souvent signalé. Cela peut être dû au fait que la décoloration est le mode de dégradation dominant dans les modules PV ou au fait qu'elle est facilement perceptible [76]. La décoloration se produit lorsque le matériau d'encapsulation subit une dégradation photochimique à la suite de son exposition aux rayons UV. La dégradation photochimique est causée par l'interaction induite par les UV et l'acide acétique créé grâce à des substances à l'intérieur de l'encapsulation EVA. Il en résulte la formation de composants capables d'absorber la lumière visible. L'encapsulant change d'abord de couleur pour devenir jaune et, au fur et à mesure de la dégradation, il devient brun et absorbe encore plus dans la lumière visible. Comme cela réduit la lumière transmise pour atteindre les cellules, il en résulte une perte de puissance de sortie [77-78].

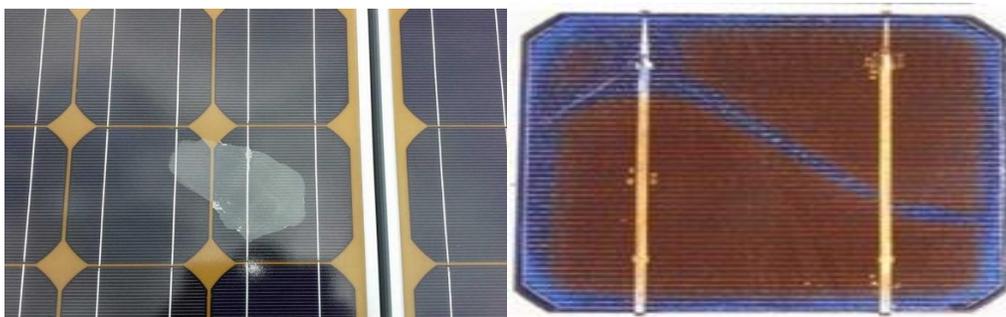


Figure 3. 8 : Jaunissement et brunissement des modules PV

III.7 Hot spot

Les points chauds sont le résultat d'effets de chauffage locaux à l'intérieur du module qui pourraient endommager la cellule et d'autres composants du module. La cause de l'effet de chauffage peut être une défaillance des cellules de différents types, tels que l'ombrage partiel, le décalage des cellules, la détérioration des interconnexions de cellules et les cellules isolées par des fissures [79]. Comme les cellules d'une sous-chaîne sont connectées en série et que toutes les cellules doivent fonctionner avec le même courant de chaîne, les cellules partiellement ombragées de la chaîne seront polarisées en inverse. Cela entraîne une dissipation de puissance et donc un effet de chauffage.

La disparité électrique entre les cellules connectées en série entraîne un effet similaire. Lorsque le courant produit par une cellule est inférieur à celui des autres cellules en raison de variations de cellule qui peuvent être dues à une erreur de fabrication, la cellule dissipe de la puissance et un point chaud apparaît à la suite d'une augmentation de la température. En raison des différences dans le mode de dégradation des cellules individuelles, le décalage peut augmenter avec le vieillissement du module. Cela augmente encore le décalage électrique et aggrave l'effet de chauffage. Des points chauds peuvent également apparaître lorsque les cellules sont fissurées et isolées. Ces cellules se comportent de la même manière que les cellules ombrées.

L'autre effet de chauffage provient de la détérioration de la soudure. Lorsque le module passe par un cycle thermique continu, les soudures de la métallisation peuvent éventuellement se rompre. Cela augmentera la résistance du contact électrique, ce qui entraînera directement un échauffement de la zone affectée.

Les cellules de l'interconnexion des sous-chaînes sont pontées par des diodes pour éviter la surcharge thermique et la formation de points chauds. Néanmoins, si la distribution des diodes n'est pas appropriée ou si elles fonctionnent mal, des dommages importants peuvent survenir à l'avant ou à l'arrière du module [43].



Figure 3. 9 : Exemple de Hot spot [80]

III.8 Les fissures de la cellule PV

Poussées par la nécessité de réduire le coût global de production des cellules solaires, les cellules ont été rendus plus fins en épaisseur jusqu'à 80 - 200 μm et plus grands en surface jusqu'à 210 mm x 210 mm [81]. Il en résulte des cellules fragiles et susceptibles de se fracturer, ce qui rend leur traitement difficile. Par conséquent, les cellules peuvent se fissurer pendant le soudage des fils aux cellules plus fines ou plus tard dans le module en raison des dommages subis pendant leur traitement [82]. Les fissures à l'intérieur de la cellule, généralement, ne sont pas visibles à l'œil nu (microfissures), c'est pourquoi d'autres méthodes, comme l'électroluminescence, doivent être utilisées pour les révéler. En fait, dans le cas des modules plus anciens (produits entre 2008 et 2012) les fissures étaient parfois visibles en raison de ce qu'on appelle les "traînées d'escargot", mais ce défaut est actuellement bien connu et ne représente généralement pas une baisse de fiabilité. Bien qu'il y ait aussi des cas où les dommages sont si importants qu'ils se produisent, les microfissures sont généralement moins graves et sont couvertes par la garantie du produit (le fabricant du module PV tient compte du fait que les fissures apparaîtront pendant l'opération). Certaines d'entre elles ne représentent pas une diminution future de la performance, mais certaines d'entre elles peuvent provoquer la séparation d'une partie de la cellule et entraîneront logiquement une diminution de la performance.



Figure 3. 10 : Exemple d'une cellule fissurée

III.9 Dégradation induite par le potentiel (DIP)

La dégradation induite par le potentiel (DIP) a fait l'objet d'une attention considérable ces dernières années en raison de son impact négatif sur les performances des modules photovoltaïques (PV) dans les conditions de fonctionnement sur le terrain. Les modules de Silicium cristallins (c-si) et les modules PV à couche mince sont sensibles aux DIP. Bien que des études approfondies aient déjà été faites dans ce domaine, la compréhension des phénomènes de DIP est encore incomplète et elle représente un problème dans l'industrie photovoltaïque. L'origine de ce problème est le fait que dans les systèmes PV connectés au réseau, les panneaux solaires sont généralement connectés en série pour augmenter la tension de sortie, tandis que les cadres des modules sont mis à la terre pour des raisons de sécurité. Une différence de potentiel électrique élevée entre les cellules solaires et le cadre du module peut être induite dans les modules à chaque extrémité d'une chaîne de modules.

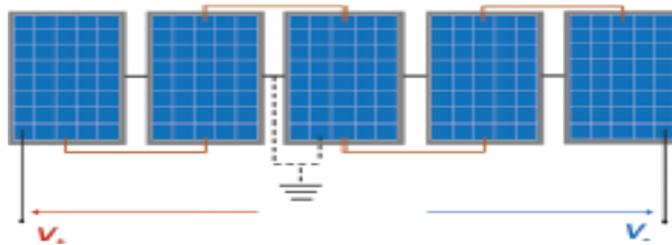


Figure 3. 11 : Schéma simplifié d'un système photovoltaïque à potentiel flottant [83]

La différence de potentiel électrique provoque des courants de fuite entre le cadre du module et les cellules solaires (ou vice versa, selon la position du module dans une chaîne de modules), ce

qui donne lieu à un DIP. Ce problème sera plus grave à l'avenir, car l'industrie photovoltaïque a tendance à augmenter la tension maximale du système à 1500 V dans un but de réduction globale des coûts. La DIP ait été signalé pour la première fois par le laboratoire (JPL) en 1985 pour les modules en silicium cristallin (c-si) et les modules à couche mince en silicium amorphe (a-si) [84]. Au début des années 2000, le National Research Energy Laboratory (NREL), le Florida Solar Energy Center (FSEC) et BP Solar ont également étudié les risques potentiels de tension élevée du système sur différents types de modules photovoltaïques [85],[86],[87]. Plus tard, elle a été observée dans les modules PV c-si de type jonction-n arrière de SunPower lors d'un banc d'essai extérieur en Allemagne en 2005 [88] et dans les modules standard d'Evergreen avec des couches minces de silicium en 2008 [89]. Plus récemment, la DIP a fait l'objet d'une attention considérable. Depuis 2010, les instituts de recherche sur le photovoltaïque du monde entier ont mené de nombreuses recherches sur la DIP des modules PV c-Si de type p conventionnels [90] le terme "DIP" ayant été inventé par Pingel et al. en 2010 [91]. Différents types de modules à couche mince ont également été soumis à des tests de fiabilité sous tension élevée dans un nombre important d'études [92]. En outre, au cours de la période 2009-2012, l'Institut de recherche sur l'énergie solaire de Singapour (SERIS) a réalisé des études de fiabilité sur dix types différents de modules PV commerciaux (à la fois des modules PV à couche mince et c-Si et a élucidé les sensibilités DIP relatives de diverses technologies commerciales d'absorption [93-94]. Bien que des progrès significatifs aient été réalisés dans la compréhension du DIP des modules PV, de nombreuses questions restent encore sans réponse. La complexité du DIP représente également un sérieux défi pour les chercheurs qui doivent y répondre. Les effets du DIP sont influencés par de nombreux facteurs tels que les propriétés du revêtement antireflet (AR) de la cellule solaire, [91] les matériaux d'encapsulation [95], la construction du module (par exemple avec ou sans cadre), [95] et les topologies du système [96], [91] même pour le même type de modules, différents degrés de dégradation de la puissance peuvent être induits, en fonction des contraintes environnementales (température, humidité, condensation, etc.) [89], [97-98] des conditions de mise à la terre de la surface du verre (humide ou sèche) [98-99] et de l'exposition à la lumière. [89], [100] En outre, le dépôt de terre sur la surface du module dans l'environnement naturel influence également la sensibilité du module aux DIP [96], [101]. La complexité des DIP, ainsi que leur compréhension incomplète, ont entravé les progrès scientifiques vers le développement de technologies PV totalement exemptes de DIP.

IV. Les techniques de détection de la dégradation des modules PV

Tout au long du cycle de vie des cellules photovoltaïques, ou plus précisément des modules, il est nécessaire d'évaluer si les dispositifs PV ont ou non les paramètres déclarés. Pendant la période d'utilisation, c'est-à-dire le temps de fonctionnement, il est nécessaire d'effectuer non seulement un diagnostic des défauts visibles, mais aussi un diagnostic préventif qui permet de détecter à temps les éventuels défauts et donc d'éliminer les pertes économiques, par exemple les microfissures éventuellement dangereuses. Il existe de nombreuses méthodes d'évaluation des paramètres en phase de fonctionnement d'un dispositif photovoltaïque, dont certaines sont étayées par des normes internationales.

IV.1 L'inspection visuelle

L'inspection visuelle est un outil puissant pour identifier les causes des défaillances des modules PV ou pour identifier les problèmes qui pourraient causer des défaillances à l'avenir. Parfois, les modifications qui entraînent des problèmes esthétiques sont considérées comme des défaillances même si le module fonctionne bien. De nombreux changements de performance sont invisibles et doivent être étudiés avec des outils plus sophistiqués, mais l'inspection visuelle est très efficace pour identifier les points chauds (marques de brûlure), la délamination, le jaunissement de l'encapsulant, le cloquage de la plaque arrière, la défaillance de la boîte de jonction, et bien d'autres. Les défauts visuels tels que les surfaces externes pliées ou mal alignées, les cadres ou les boîtes de jonction peuvent entraîner des défaillances sur le terrain. Sinon, des défauts tels que des cellules fissurées (Figure 3.12) ont une forte probabilité de provoquer des défaillances ultérieures des modules avec perte de puissance ou problèmes de sécurité. D'autres défauts, tels que la délamination ou les petites distances entre les cadres des cellules, peuvent entraîner des défaillances de sécurité, car l'isolation n'est pas garantie.

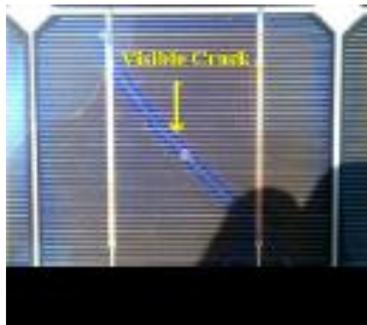


Figure 3. 12 : Cellule Photovoltaïque avec fissure visible [102]

IV.2 Thermographie

Il existe essentiellement trois types de méthodes de thermographie pour détecter les défaillances des modules PV. La technique la plus courante et la plus facile à appliquer est la thermographie en régime permanent. Cette méthode permet l'analyse des modules PV sur le champ dans des conditions de fonctionnement. La thermographie par impulsions et la thermographie de verrouillage permettent d'obtenir une vue plus détaillée du module PV, mais les deux techniques doivent être réalisées dans des conditions de laboratoire.

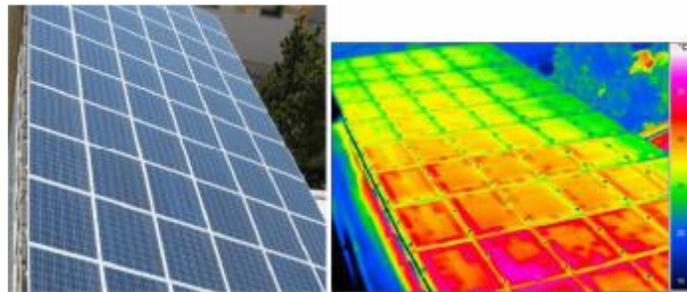


Figure 3. 13 : Module PV affecté par le DIP. L'image de gauche ne montre aucun symptôme visuel de DIP, tandis que l'image IR de droite montre un réchauffement dû à une perte de puissance/un shuntage des modules [103].

IV.2.1 Thermographie en régime permanent

La thermographie ou l'imagerie infrarouge (IR) est une technique de mesure non destructive, qui fournit des distributions rapides, en temps réel et bidimensionnelles des caractéristiques des modules PV [104]. Il peut être utilisé comme méthode sans contact pour diagnostiquer certaines défaillances thermiques et électriques dans les PV modules. Les mesures peuvent être effectuées en fonctionnement normal pour les deux modules PV individuels et comme un balayage des systèmes à grande échelle. Il faut s'assurer que la mesure est effectuée dans des conditions de régime permanent du module PV.

Les mesures thermographiques montrent les différences de température induites par un courant externe ou en appliquant de la lumière sur le module PV. Lors de mesures dans l'obscurité, il n'y a pas de lumière appliquée au module mais un courant externe (généralement comparable au courant de court-circuit I_{sc}) est fourni dans le sens direct [105].

Afin d'éviter les dommages thermiques aux modules à couche mince, il faut s'assurer que le courant I_{sc} des modules n'est pas dépassé de plus de 30 %.

Pendant l'éclairage, la chaleur et le courant sont générés par la lumière incidente (par exemple, le soleil) ce qui peut entraîner une température non homogène du module PV. Pour plus de précisions détection des défauts, l'imagerie thermographique est réalisée sous illumination du PV et la répartition de la température des différentes conditions de charge doivent être comparées : court-circuit, circuit ouvert et au point de puissance maximale.

Au moyen d'une caméra IR appropriée, la répartition de la température peut être mesurée. L'imagerie thermographique est principalement réalisée au moyen d'un appareil portable, caméra IR non refroidie. La longueur d'onde du détecteur IR utilisé est généralement comprise entre 8 et 14 μm [106].

Les mesures de thermographie éclairée (en extérieur) doivent être effectuées par une journée ensoleillée et sans nuage, avec un minimum de 700 W/m^2 d'irradiation au niveau du réseau de modules. Idéalement, la température ambiante ainsi que la vitesse du vent sont faibles. L'angle de vue doit être réglé aussi près que possible de 90° mais pas moins de 60° par rapport au plan de verre du module. L'opérateur doit être conscient des réflexions, par exemple des bâtiments dans le voisinage, des nuages ou de l'auto-radiation de l'opérateur ou de la caméra. Pour une mesure correcte de la température, la caméra doit être réglée à la bonne température ambiante et aux valeurs d'émissivité de la surface inspectée [107]. Les valeurs d'émissivité typiques sont de 0,85 pour le verre et de 0,95 pour la plaque de fond en polymère, respectivement, si l'angle de vue est compris entre 90° - 60° (verre) et 90° - 45° (polymère). Les mesures effectuées du côté de la plaque arrière, lorsque cela est possible, sont plus précises que celles effectuées du côté du verre.

IV.2.2 Thermographie par impulsion

La thermographie par impulsions (PT) nécessite une source de chaleur externe, par exemple au moyen d'une ou plusieurs lampes de poche puissantes à déclenchement simultané pour générer un flux de chaleur dynamique par le biais d'un module PV. La durée de l'impulsion ne doit pas dépasser quelques millisecondes, pour éviter les images floues. Le dispositif de flash placé devant le module (côté arrière) et son intensité doivent être suffisants pour élever instantanément la température de surface d'environ 1 K à 5 K de façon à peu près homogène. Pour un module PV à pleine échelle, une puissance de lampe de plusieurs kJ est nécessaire. Après excitation, la température de surface diminue un peu près de $(\text{temps})^{1/2}$. Une caméra thermographique avec une

fréquence d'acquisition d'images à haute répétition d'au moins plusieurs 10 Hz, ou, mieux encore, des centaines de Hz, prend des images en continu de la face arrière du module PV. Une répartition non homogène de la capacité thermique et de la conductivité thermique du matériau, c'est-à-dire des différences de diffusivité thermique, affectent l'évolution de la distribution de la température. Les changements de température de surface enregistrés par rapport au temps sont évalués après une transformation de Fourier des signaux dans le domaine des fréquences. L'impulsion résultante et les images de thermographie de phase montrent les détails de la structure interne d'un module PV : des bulles dans les couches, et des connexions électriques internes invisibles à travers une plaque arrière opaque. Un inconvénient de la méthode de thermographie par impulsions est qu'elle nécessite un système de caméra infrarouge à haute vitesse et haute résolution.

IV.2.3 Thermographie à verrouillage

La thermographie de verrouillage (LIT) pour les essais non destructifs a été développée par Busse et Breitenstein [108]. Grâce à la LIT, l'échantillon est excité et détecté à une fréquence contrôlée. Cela améliore le rapport signal/bruit, de sorte que les sources de chaleur faibles peuvent être détectées. Les autres avantages du LIT sont le faible impact thermique sur l'échantillon, l'influence sur la propagation de la chaleur et des informations supplémentaires à partir d'images de verrouillage déphasées. La méthode LIT peut être utilisée pour étudier les modules cristallins [109] ainsi que les modules à couche mince [110], ou PV organique [111]. Pour la thermographie de verrouillage, des caméras IR refroidies dans la gamme spectrale de 2μ à 5μ ainsi que des bolomètres non refroidis dans la gamme de 8μ à 14μ sont appropriés.

En raison de l'excitation périodique, des échantillons, qui est synchronisée avec l'enregistrement de l'image, les différences thermiques dans la gamme de $10\ \mu\text{K}$ peuvent être rendues visibles. L'algorithme de verrouillage fournit deux images primaires et deux images dérivées de celles-ci : le signal d'amplitude et le signal de phase. Comme le signal d'amplitude est toujours positif, il est couramment choisi pour afficher les images de verrouillage résultantes lors des tests de modules PV. Le signal de phase, en particulier, n'est pas affecté par l'émissivité ni par la puissance de la source de chaleur.

IV.3 L'électroluminescence

Le panneau PV de test est alimenté par un courant continu pour stimuler la recombinaison radiative dans les cellules solaires [112]. Cette émission d'électroluminescence (EL) est détectée par une caméra à dispositif couplé chargé (CCD) au silicium disponible dans le marché (Figure 3.14).

L'imagerie EL est réalisée dans un environnement obscur car la quantité de rayonnement infrarouge près de 1150 nm émis par le module solaire est faible par rapport au rayonnement émis par l'éclairage de fond. L'environnement sombre est utile mais pas nécessaire pour diminuer le "bruit" de fond pendant l'imagerie EL. En outre, un passe-haut filtre de bord à 850 nm peut être utilisé pour réduire la lumière parasite provenant d'autres sources. La résolution de la caméra doit être au moins suffisamment élevée pour que les lignes conductrices des cellules solaires du module puissent être clairement identifiées. Le bruit de la sortie de la caméra doit être aussi faible que possible. Pour réduire l'influence de la lumière parasite, une image sans courant continu à travers le module PV peut être prise et soustraite (soustraction en champ sombre). L'image résultante est alors exempte de lumière parasite. La caractérisation en extérieur est également possible dans l'obscurité, ou en utilisant la technique de soustraction de champ sombre ou de verrouillage avec une caméra sensible.

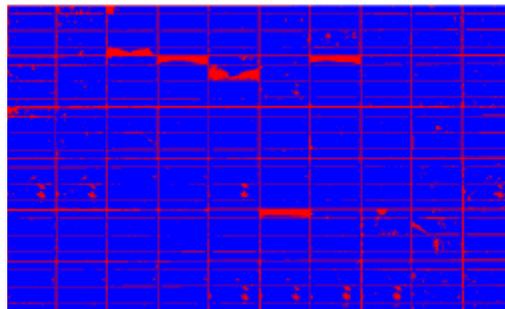


Figure 3. 14 : Image d'électroluminescence du module PV les zones actives en bleu et inactives en rouge [113]

IV.4 Fluorescence des UV

La fluorescence UV (FL) de l'éthylène-acétate de vinyle (EVA) a été utilisée pour la première fois pour analyser la décoloration des modules photovoltaïques (PV) par Pern et al. en 1997 [114].

En raison de l'exposition de l'EVA à la lumière du soleil, en particulier le spectre UV, les molécules de l'encapsulation se décomposent pour former des lumophores. Dans la publication de Pern, une source de lumière UV de 315 nm a été utilisée pour exciter les lumophores de l'EVA qui émettent une lumière fluorescente dans la gamme de 325 nm à environ 800 nm. Une corrélation entre les caractéristiques des images de fluorescence UV et les fissures des cellules a récemment été présentée [115]. Schlothauer et al ont utilisé des images EL pour identifier les fissures dans une cellule d'un module PV et les corréler avec l'image de fluorescence UV. Il a été constaté que le produit de dégradation fluorescent se transformait en un produit non fluorescent le long des bords et des fissures des cellules solaires, lorsqu'elles sont oxydées par l'oxygène diffusé à travers la couche arrière vers la couche avant EVA du module [116]. Cet effet est appelé photoblanchiment et peut être utilisé pour déterminer le nombre, la position et l'orientation des fissures des cellules des modules PV, même dans l'obscurité l'environnement extérieur. Les espèces impliquées dans la fluorescence qui peuvent indiquer ou faciliter la dégradation des matériaux peuvent être examinées par spectroscopie de fluorescence. On obtient d'abord un spectre d'émission en surveillant la réponse à une longueur d'onde d'excitation particulière, comme 315 nm. Ensuite, un spectre d'excitation est obtenu en surveillant à une longueur d'onde fluorescente particulière et en balayant la longueur d'onde du signal d'excitation. L'examen peut être répété itérativement jusqu'à ce que chaque pic de fluorescence soit corrélé avec un spectre d'excitation correspondant. La technique peut être appliquée à l'encapsulation d'hydrocarbures et de silicium [117-118]. Toutefois, cette technique nécessite un accès direct à l'encapsulant car les verres avant ou les couches arrière généralement utilisés sont opaques pour les rayons UV inférieurs à 350 nm. Par conséquent, le module PV doit être détruit pour une analyse spectroscopique de fluorescence complète. En spectroscopie de fluorescence et en imagerie FL, l'intensité est proportionnelle à la concentration de lumophores et la longueur d'onde est caractéristique de l'espèce de lumophore.

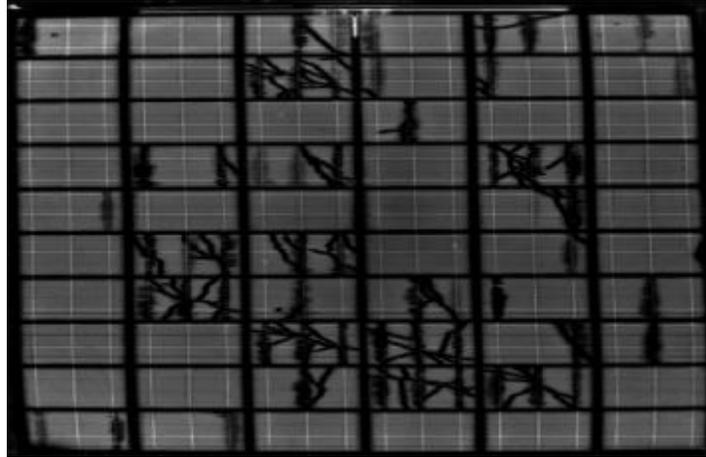


Figure 3. 15 : Les traînées d'escargot sont en corrélation avec l'extinction de la fluorescence due aux fissures [119]

V. Caractérisation I-V

La méthodologie de caractérisation I-V, que ce soit à l'intérieur ou à l'extérieur, consiste principalement à obtenir les courbes I-V des modules PV. Pour la caractérisation à l'intérieur, cela se fait par des simulateurs solaires qui sont maintenus à STC (conditions de test standard). Pour la caractérisation en extérieur, des traceurs de courbes I-V sont utilisés pour générer les paramètres électriques du module.

Le courant électrique et la puissance obtenus du module PV dépendent de la tension aux bornes. Ainsi, la courbe I-V est obtenue en appliquant un balayage de tension aux bornes du module sous éclairage et en mesurant en parallèle le courant et la tension [53]. La puissance du module PV dépend essentiellement des paramètres électriques du module directement dérivés de la courbe I-V. Par conséquent, la détermination précise des taux de dégradation des différents paramètres électriques nécessite l'extraction de ces paramètres à partir des courbes I-V [120]. Les paramètres comprennent le courant de court-circuit I_{sc} , la tension de circuit ouvert V_{oc} , le courant et la tension au point de puissance maximale I_{mp} , V_{mp} , (et donc la puissance maximale P_{mp}), la résistance série R_s , la résistance shunt R_{sh} et le facteur de remplissage FF.

Si nous disposons des données électriques spécifiques au module PV - provenant de l'étiquette du fabricant - la comparaison de ces valeurs mesurées donne une bonne indication des défaillances potentielles et des problèmes techniques. Si nous disposons d'une courbe I-V antérieure du même

module PV mesurée avec un équipement et des conditions comparables, nous pouvons évidemment évaluer la dégradation à partir de la courbe I-V.

Les écarts entre les deux courbes I-V pourraient être divisées en catégories suivantes [121] :

- Un courant de court-circuit I_{sc} plus faible que prévu est probablement dû à la perte de transparence de l'encapsulation due au brunissement ou au jaunissement, à la corrosion du verre qui réduit le piégeage de la lumière du module ou à la délamination qui provoque le découplage optique des couches. Ces effets sur la courbe I-V sont comme une réduction de l'irradiation, la forme de la courbe change différemment si les effets sont homogènes ou hétérogènes.

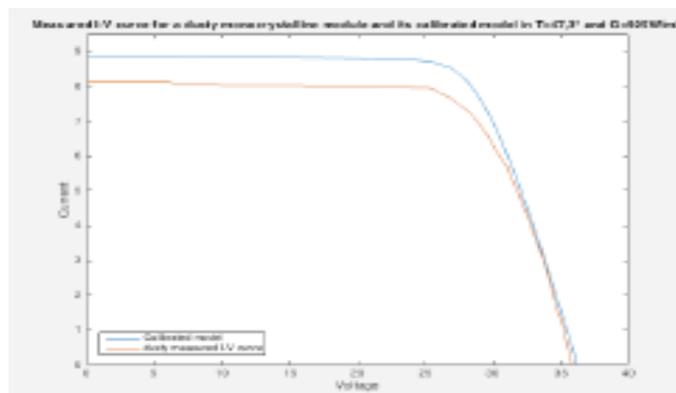


Figure 3. 16 : Pertes homogènes et hétérogènes de la transparence et de la corrosion du verre et perte de la délamination

- La courbe I-V près d' I_{sc} devient inclinée, ce qui signifie que la résistance de shunt a diminué en raison des circuits de connexion dans les cellules PV et/ou les interconnexions. Un léger décalage entre les cellules ou un léger jaunissement non uniforme peuvent également en être la cause.

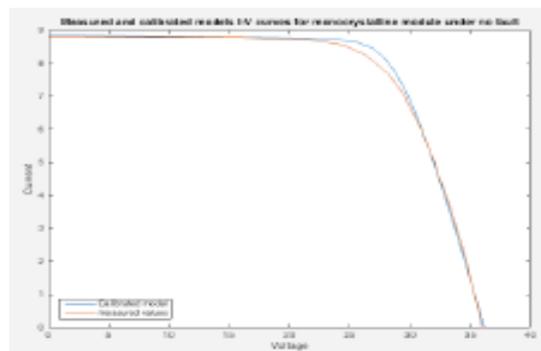


Figure 3. 17 : Pertes de défauts d'interconnexion et la délamination

- La pente de la courbe I-V près de Voc est plus faible, ce qui indique une augmentation de la résistance en série dans le module PV. La résistance en série dans le module pourrait augmenter en raison de l'augmentation de la résistance des interconnexions, de la corrosion de la boîte de jonction ou des interconnexions et des joints de soudure.

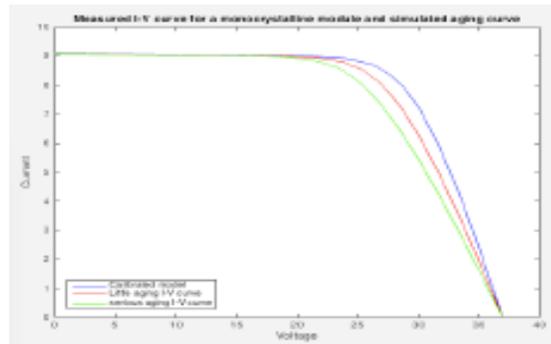


Figure 3. 18 : Effet de la corrosion sur I-V

Les deux points précédents diminuent le facteur de remplissage du module et donc la puissance maximale de sortie du module.

- La courbe I-V a une valeur Voc plus faible que prévu. Les défaillances qui font baisser la Voc sont des interconnexions de cellules défaillantes, des courts-circuits de cellule à cellule ou une défaillance de la diode de by-pass. La tension de circuit ouvert du module peut également être réduite par la dégradation induite par la lumière (DIL) des modules en silicium cristallin ou dégradation induite de potentiel (DIP).

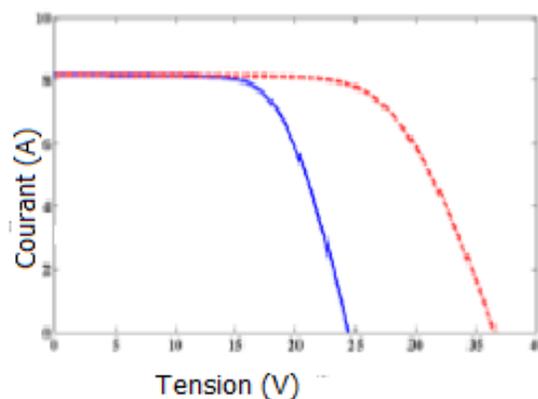


Figure 3. 19 : Effet de LID et PID sur I-V

- La courbe I-V montre les échelons. Les raisons de ces échelons peuvent être un défaut de la diode de bypass, des cellules endommagées ou une forte incohérence (mismatch) des cellules PV du module.

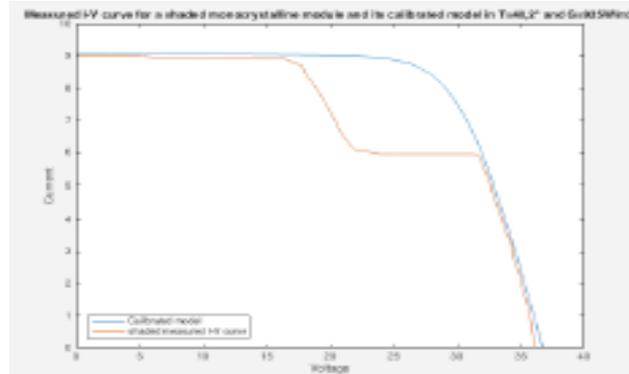


Figure 3. 20 : Effet de mismatch sur I-V

V.1 Modèles de régression

Les modèles de régression sont des modèles empiriques qui découlent de la relation linéaire des paramètres du système PV avec les paramètres météorologiques [122]. L'un des modèles de régression les plus populaires est le modèle *Photovoltaics for Utility Scale Applications* (PVUSA) [123]. PVUSA a été développée par NREL dans les années 1990 comme une méthodologie pour évaluer la performance des systèmes PV dans des conditions de test de performance (PTC). Ce modèle nécessite la sélection de mesures à forte irradiance sur le plan du module PV (à, ou au-dessus de 800 W/m^2), l'ajustement de ces mesures de P_{MPP} ou P_{AC} , G , T_a et V à l'équation (3.9) et le calcul des coefficients a , b , c et d par régression multivariée. La régression linéaire multiple est plus couramment utilisée, bien que des méthodes plus robustes puissent être utilisées pour minimiser les erreurs des résidus de régression. Les coefficients sont calculés pour des ensembles de données mensuelles, puis les classes mensuellement aux conditions d'essai de la PVUSA (PTC), P_{PTC} , sont calculées en substituant $G = 1000 \text{ W/m}^2$, $T_a = 20^\circ\text{C}$ et $U_w = 1 \text{ m/s}$ dans l'équation (3.9) :

$$P_{PTC} = G \cdot (a + b \cdot G + c \cdot T_a + d \cdot V) \quad (3.9)$$

Le modèle est précis pour le c-si PV, mais pas pour les technologies à couche mince. Un modèle modifié pour les films minces a été proposé dans la référence [124], qui utilise l'équation (3.10) et ajoute un facteur de perte constant, où a , b , c , d et e sont des coefficients de régression avec des

mesures à des niveaux d'irradiation égaux ou supérieurs à 50W/m². Un avantage indirect de ce modèle modifié est que moins de données sont filtrées, ce qui permet une réalisation plus précise des caractéristiques temporelles du système photovoltaïque dans une plus grande plage d'irradiation.

$$P_A = G*(a + b*G + c*Ta + d*V) - e \quad (3.10)$$

V.2 Les indices normalisés.

Les indices normalisés [125] et calibrés [126]-[127] sont utilisés pour les comparaisons directes entre les différentes technologies PV, les capacités des systèmes PV et les emplacements géographiques [128]. La norme la plus populaire est la norme PR, qui est définie dans l'équation (3.11) comme le rapport entre le rendement énergétique final du système PV, Y_f, et le rendement de référence, Y_r [56] :

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (3.11)$$

Où Y_f est défini comme le rendement du système PV, lorsque P_{AC} est utilisé et du générateur si P_{MPP} est utilisé, divisé par la puissance nominale, P_{max}, du générateur PV et Y_r est calculé en divisant l'irradiation totale sur le plan du générateur, G, par l'irradiation de référence à STC (1000W/m²).

Pour tenir compte de l'impact de la température sur le rapport de performance et pour minimiser l'impact des variations saisonnières, un rapport de performance corrigé de la température est défini comme :

$$PR_{corr} = \frac{PR}{1 + \gamma(T_c - T_{am})} \quad (3.12)$$

Où γ est le coefficient de température en puissance (%/°C), T_c est la température du module et T_{am} est la température ambiante. Le ratio de performance corrigé de la température est utile pour prévoir la puissance des systèmes PV, car il permet également de saisir le comportement thermique de l'installation. Les changements de sa valeur dans le temps indiquent des changements dans la

réalité physique sous-jacente [129], et a par conséquent été utilisé dans l'étude de la dégradation des performances des installations PV [130-131].

Le principal avantage de PR et des autres paramètres normalisés et calibrés par rapport à la méthode PVUSA est qu'ils peuvent être exprimés en unité de temps annuelle, mensuelle, hebdomadaire ou toute autre unité de temps arbitraire.

En ce qui concerne les taux de dégradation (TD), une comparaison des taux publiés obtenus en utilisant PVUSA et PR, a montré des résultats similaires pour différentes technologies [132], mais certaines études ont montré des différences substantielles entre PVUSA et PR [125], [133]. Des résultats différents ont également été observés en utilisant la correction de température et différentes unités de temps moyennes sur la PR (équation 3.12). Il a été démontré que l'application de la correction de température entraîne des taux de dégradation plus élevés, par rapport aux mesures non corrigées en température [125], [134], les taux de dégradation plus élevés étant conformes aux taux de dégradation obtenus par la caractérisation IV en intérieur. En outre, l'utilisation d'une unité de temps plus petite a entraîné une augmentation de la variabilité des taux de dégradation résultants [125].

V.3 Les séries temporelles

Les méthodes statistiques permettant d'estimer la tendance de la performance dans le temps ont le plus grand impact sur le TD qui en résulte. L'objectif de l'analyse statistique est de calculer la tendance de la série chronologique des performances des systèmes PV et de transformer la pente de la tendance en taux de dégradation annuel, en unités de %/an. Les méthodes basées sur des modèles telles que la régression linéaire (RL), la décomposition saisonnière classique (DSC), le lissage exponentiel triple de Holt-Winters (HW) et la moyenne mobile intégrée autorégressive (ARIMA) nécessitent la spécification d'un modèle stochastique de séries chronologiques où, en tant que filtrage non paramétrique des méthodes, telles que le lissage des nuages de points LOcally wEighted Scatterplot (LOESS) n'exigent pas la spécification d'un modèle et sont populaires pour les raisons de leur simplicité.

La méthode la plus couramment utilisée dans la littérature est la régression linéaire (RL). La RL est utilisée pour ajuster l'équation (3.13) à la série chronologique des performances de la photovoltaïque.

$$Y = \alpha t + \beta \quad (3.13)$$

Où y représente les valeurs ajustées, α est la pente de la tendance et β est l'ordonnée à l'origine. L'ajustement de l'équation (3.13) se fait en minimisant la somme des carrés des résidus, en utilisant le plus souvent les moindres carrés ordinaires. Il est très sensible aux valeurs aberrantes et aux variations saisonnières et peut donc avoir une très grande incertitude. Une alternative aux moindres carrés ordinaires est l'estimateur Theil-Sen [135-136] qui est une technique d'estimation robuste qui choisit la pente médiane de toutes les lignes passant par les points de données. Son principal avantage est qu'il est beaucoup moins sensible aux valeurs aberrantes.

Les méthodes suivantes, plus avancées que la RL, ont été proposées dans la littérature [137-138], afin d'extraire la tendance sous-jacente de la série chronologique des performances du PV et surmonter les limites de la méthode RL.

V.3.1 La décomposition classique des séries temporelles (DCS)

La méthode DCS est basée sur l'application d'une moyenne mobile centrée et le calcul d'indices saisonniers en faisant la moyenne de la composante saisonnière extraite pour chaque mois. Elle suppose donc que la composante saisonnière de la performance du PV est stable année après année. Elle nécessite soit le modèle additif en équation (3.14), soit le modèle multiplicatif en équation (3.5) selon la stabilité de la composante saisonnière.

$$Y = T_t + S_t + \text{et} \quad (3.14)$$

$$Y = T_t * S_t * \text{et} \quad (3.15)$$

Où T_t est la composante tendancielle, S_t est la composante saisonnière ainsi que et est la composante résiduelle. Étant donné que les méthodes RL et DCS s'adaptent à un modèle fixe, les caractéristiques particulières de chaque série temporelle ne sont donc pas prises en compte, ce qui entraîne des autocorrélations significatives dans les résidus du modèle.

V.3.2 Lissage exponentiel

Une autre méthode basée sur un modèle est la méthode Holt-Winters, dans laquelle un lissage triple exponentiel est appliqué aux séries temporelles. Le triple lissage exponentiel tient compte des variations saisonnières, ainsi que des tendances, en minimisant l'erreur au carré de prévision à un pas d'avance, contrairement à la méthode DSC, qui base le calcul de la tendance, de la composante saisonnière et des résidus sur une moyenne mobile centrée. Le lissage exponentiel

HW nécessite le modèle additif général de l'équation (3.16), où m_n est la composante de niveau, b_n la composante de pente et C_{n-S+1} la composante saisonnière pertinente, S la période saisonnière, et sont donnés en Eq. (3.17), Eq. (3.18) et Eq. (3.19) respectivement.

$$Y_{n+ln} = m_n + b_n + C_{n-S+1} \quad (3.16)$$

$$m_t = \alpha_0(y_t - C_{t-S}) + (1 - \alpha_0)(m_{t-1} + b_{t-1}) \quad (3.17)$$

$$b_t = \alpha_1(m_t - m_{t-1}) + (1 - \alpha_1)b_{t-1} \quad (3.18)$$

$$C_t = \alpha_2(y_t/m_t) + (1 - \alpha_2)C_{t-S} \quad (3.19)$$

Où α_0 , α_1 et α_2 se situent entre 0 et 1.

V.3.3 Modèle ARIMA

La méthode basée sur un modèle la plus avancée rapportée dans la littérature est l'ARIMA multiplicative [139-140]. La méthode ARIMA est plus flexible que les méthodes classiques car elle peut traiter efficacement les variations saisonnières, les erreurs aléatoires, les valeurs aberrantes et les changements de niveau et peut donc être utilisée pour spécifier un modèle qui élimine toutes les autocorrélations dans les résidus du modèle. Le modèle général de la méthode ARIMA multiplicative est donné dans l'équation (3.20) et est abrégé en ARIMA(p,d,q)(P,D,Q), où p est l'ordre autorégressif (AR), d est l'ordre différentiel, q est l'ordre de la moyenne mobile (MA), P est l'ordre saisonnier de la RA, D est l'ordonnance de différenciation saisonnière et Q est l'ordonnance saisonnière de MA.

$$\phi(T)\phi_S(T^S)\nabla^d\nabla_S^D y_t = \theta(T)\theta_S(T^S)e_t \quad (3.20)$$

Pour trouver le modèle ARIMA optimal, il faut vérifier la stationnarité des séries temporelles, puis les transformer en utilisant la différenciation pour atteindre la stationnarité, si nécessaire. Les retards p , q , P , Q du modèle sont déterminés à partir de la fonction d'autocorrélation (ACF) et de la fonction d'autocorrélation partielle (PACF). La procédure de sélection du modèle peut donner plusieurs modèles qui s'adaptent bien aux données. Le modèle optimal est celui qui présente l'ordre le plus bas (c'est-à-dire avec parcimonie), l'erreur quadratique moyenne (EQM) la plus faible et la valeur minimale du critère d'information d'Akaike corrigé (AICc). En raison de la nature complexe d'ARIMA, il est entièrement implémenté dans un logiciel [141-142]. L'un des plus utilisés est X-13 ARIMA [143], qui a été développé par le Bureau du recensement américain. X-13ARIMA met en œuvre la méthode paramétrique X-11ARIMA [144-145] qui détecte automatiquement les valeurs aberrantes additives et les variations de niveau dans les données et a fait ses preuves pour

calculer des taux de dégradation statistiquement précis [138]. La méthode ARIMA a été étudiée pour la prévision de la PR de différentes technologies photovoltaïques [146]. Grâce à la validation du modèle, à l'analyse des résidus et à la minimisation de l'erreur de prévision, l'étude a montré que chaque système photovoltaïque était modélisé de manière plus précise avec différents ordres de modèle. Une autre étude a testé la sensibilité des méthodologies aux valeurs aberrantes et aux changements de données [147]. Les changements de mesures ont été fixés en sélectionnant une série de facteurs d'échelle correctifs et en minimisant la somme des carrés résiduels (RSS) des erreurs par rapport aux différents facteurs d'échelle. Le modèle ARIMA(1,0,0)(0,1,1) a été présélectionné et les résultats ont montré qu'il fonctionnait très bien avec les valeurs aberrantes et pouvait être utilisé pour calculer une TD similaire à la méthode RL simple avec aussi peu que deux ans de mesures sur le terrain dans un climat semi-aride.

V.3.4 Lissage des nuages de points

Les méthodes de filtrage non paramétrique sont différentes des méthodes basées sur un modèle car un modèle explicite n'est pas spécifié. Une de ces méthodes est LOESS, qui extrait la tendance à partir d'un ajustement polynomial pondéré localement [148-149]. LOESS fournit des estimations robustes de la tendance et des composantes saisonnières qui ne sont pas faussées par des valeurs aberrantes et manquantes [150]. Une comparaison de la TD trouvée en utilisant la RL, la DCS et la méthode LOESS (LOcally wEighted Scatterplot Smoothing) sur des séries chronologiques mensuelles et quotidiennes de PR et de PR_{CT} corrigé de la température de 5 ans de performance de systèmes PV c-si et à couche mince a montré que la RL était la méthode la moins robuste car elle était fortement influencée par le type de mesure de performance utilisé et par la correction de la température de P_{MPP}. En utilisant un autre critère, la plus faible variation de TD, la meilleure pour c-si était le PR-LOESS mensuel qui a donné lieu à un taux moyen de dégradation de 0,95 %/an, tandis que pour les films minces, il était la méthode PR-RL quotidienne, qui donnait un moyen taux de dégradation.

De ces résultats, on peut déduire que différentes technologies pourraient nécessiter différentes méthodes de calcul de la TD en raison des différences inhérentes à leurs composantes saisonnières, à leurs coefficients de température et à leur métastabilité (effet Staebler-Wronski, recuit thermique, trempage à la lumière et repos à l'obscurité).

VI. Modèles de dégradation d'un module photovoltaïques

VI.1 Model linéaire et exponentiel

Ce model utilise la puissance du module PV comme le paramètre de référence pour évaluer sa performance. Les garanties des modules PV utilisent également ce paramètre comme référence. Par conséquence la défaillance du module PV sera définie en référence soit à sa puissance nominale ou initiale. Si, à un moment donné, la puissance produite par un module PV est inférieure à une valeur prédéfinie P_{limit} (par exemple 80% de la puissance crête), le module sera considéré comme défaillant. Sachant que La puissance du module PV suit une distribution gaussienne sa fonction de densité de probabilité s'exprime comme suit :

$$P(p) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} \exp - \frac{1}{2} \left[\frac{P - \mu}{\sigma} \right]^2 \quad (3.21)$$

Où P désigne la puissance du module en W, μ est sa valeur moyenne en Wc et σ son écart-type en Wc.

Le model considère la puissance moyenne (μ) des modules PV diminue de façon linéaire dans le temps, μ pouvant être calculée comme suit :

$$\mu(t) = P_0 - At \quad (3.22)$$

Où P_0 est la puissance moyenne en W à $t=0$ donc la puissance nominale du module, A est un paramètre qui reflète la diminution annuelle de la puissance du module en W/an et t est le temps en années. Évidemment, la validité de l'équation est limitée aux temps inférieurs à P_0/A . Une autre limitation possible de l'équation (3.22) vient de l'hypothèse que A est une constante dans le temps.

En utilisant l'équation (3.23), il est facile de démontrer que pour toute paire d'années successives, la puissance du module diminue à un pourcentage fixe de sa puissance initiale :

$$\frac{\mu(n) - \mu(n-1)}{P_0} = -\frac{A}{P_0} = Cst \quad (3.23)$$

Le rapport A/P_0 est un paramètre en unités de temps inverse (année^{-1}) qui aura dénommé le pourcentage de dégradation annuelle.

Plusieurs auteurs affirment que les preuves expérimentales limitées disponibles ne sont pas suffisantes pour considérer le taux de dégradation linéaire comme acquis et suggèrent qu'un taux

de dégradation exponentiel pourrait être une tendance plus appropriée, comme c'est le cas dans certains dispositifs optoélectroniques [151].

On peut aussi utiliser le model exponentiel, comme le montre l'équation (3.24), pour modéliser la décroissance de la puissance moyenne (μ) des modules PV.

$$\mu(t) = P_0 e^{-\alpha t} \quad (3.24)$$

Toutefois, il convient de noter que les deux tendances présentent une évolution très similaire au cours des 10-15 premières années - si l'on suppose des taux de dégradation annuels initiaux similaires - et que le taux de dégradation linéaire est alors une estimation plus pessimiste, comme le montre la figure 3.21.

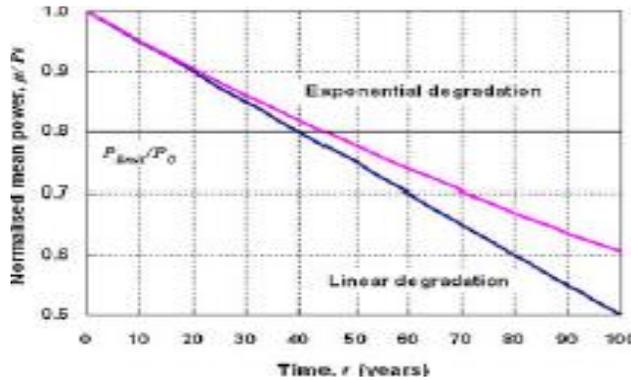


Figure 3. 21 : Taux de dégradation linéaire et exponentiel [152]

La deuxième dépendance temporelle de la fonction de densité de probabilité de puissance du module PV est celle de son écart-type (σ). Différents auteurs ont signalé que σ augmente avec le temps dans les modules PV, tout comme dans les autres appareils optoélectroniques [153]. Cependant, il existe peu d'informations sur l'évolution de l'écart type dans le temps. Dans une première approche, nous supposons que l'écart-type suit un taux de dégradation linéaire dans le temps :

$$\sigma(t) = \sigma_0 + Bt \quad (3.25)$$

σ_0 étant l'écart-type à $t=0$, B un paramètre qui reflète l'augmentation annuelle de l'écart-type en W/an et t est le temps en années. Dans ce modèle, la valeur du paramètre B doit être limitée à un tiers de celle du paramètre A afin d'éviter que la puissance des modules PV ne varie dans le temps sans aucun sens physique (c'est-à-dire que si $B > A/3$, la puissance de certains modules PV

augmente dans le temps). Comme pour l'équation (3.22), on peut également faire valoir que pour deux années consécutives, l'écart-type augmente toujours d'un pourcentage donné de sa valeur initiale :

$$\frac{\sigma(n) - \sigma(n-1)}{P_0} = \frac{B}{P_0} \quad (3.26)$$

Où le rapport B/P_0 reflète le pourcentage de la puissance initiale que l'écart-type de la répartition de la puissance augmente chaque année.

En tenant compte des variations temporelles reflétées par les équations (3.22) et (3.25), la puissance du module PV à un instant défini correspondra à la distribution suivante :

$$P(P, t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}(\sigma_0 + Bt)} \exp \left[-\frac{1}{2} \left[\frac{P - (P_0 - At)}{\sigma_0 + Bt} \right]^2 \right] \quad (3.27)$$

VI.2 Model de PAN et Peck (Essai accéléré)

PAN a proposé un modèle de dégradation de la puissance de sortie des modules PV donnée par [154] :

$$D(t) = 1 - \exp(-bt^a) \quad (3.28)$$

Avec a et b sont des paramètres du modèle de dégradation, déterminés à partir des essais accélérés et qui dépendent du mode de dégradation considéré. La corrosion est l'un des mécanismes de dégradation les plus importants pour un module PV et surtout les modules à base de silicium cristallin. Ce mécanisme de dégradation est dû à l'influence de la température et de l'humidité.

Wohlgemuth [155] a effectué un test de chaleur humide avec une température de 85°C et une humidité relative (RH) de 85% (nommé 85/85 DH). La dégradation en fonction du temps déterminée pour une combinaison particulière d'encapsulation (EVA) et de type de cellule de c-si, avec grilles de sérigraphie, est présentée sur la figure 3.22. En utilisant toutes les données obtenues par [155] et l'équation (3.28), les paramètres du modèle de dégradation sont déduits. Ainsi : $a = 3,0868$, $b = 5,762 \cdot 10^{-12}$. En utilisant l'équation (3.28), le processus de Wiener peut être estimé comme suit :

$$D_{corrosion}(t) = 1 - \exp(-b_{corrosion} t^{a_{corrosion}}) \quad (3.29)$$

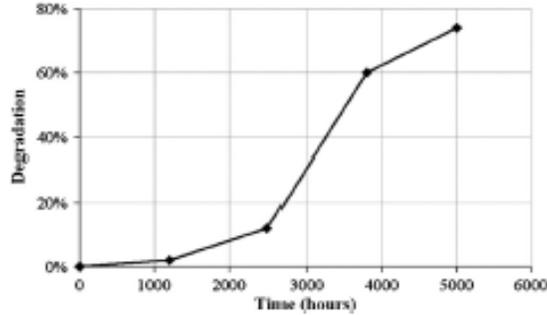


Figure 3. 22 : Dégradation 85/85 DH versus temps d'exposition pour un module en Si polycristallin

Le modèle d'accélération susceptible de prendre en compte la température (T) et l'humidité relative (RH) est le modèle de Peck [156], La durée de vie moyenne est alors définie par la relation suivante :

$$\tau = A \cdot (RH)^n \cdot \exp\left(-\frac{E_a}{KT}\right) \quad (3.30)$$

Où E_a est l'énergie d'activation effective du processus de dégradation, k est la constante de Boltzmann ($K=8,61710^{-5}$ eV/K) et A et n sont deux constantes dépendantes du mode de défaillance.

Soit x_1 et x_2 deux facteurs qui correspondent respectivement à l'humidité relative (RH) et à la température du module (T), et x_{01} et x_{02} , correspondent respectivement à l'humidité relative (RH_0) et à la température (T_0) connues dans les conditions de référence.

Soit τ et τ_0 , respectivement, les durées de vie moyennes pour le niveau de stress et les conditions de référence. Le ratio τ/τ_0 nous permet de déterminer la fonction de transfert suivante :

$$r(x_1, x_2, n, E_a) = \exp\left[n \ln\left(\frac{RH}{RH_0}\right) - \frac{E_a}{K} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_0}\right) \right] \quad (3.31)$$

VI.3 Model de Zimmerman

Dans des conditions de fonctionnement normales, on peut supposer sans risque que la dégradation du module induite par les UV est dominée par la photodégradation de l'encapsulant.

Soit $T(\lambda, E)$ la transmittance moyenne mesurée de rayonnement UV, λ est la longeuers d'onde discrètes et E est la dose de rayonnement UV.

$$T(\lambda, E) = T_0(\lambda) \frac{1}{(1 + a_{\text{filter}} E)^{b_{\text{filter}}(\lambda)}} \quad (3.32)$$

Où $T_0(\lambda)$ désigne la transmission du silicium non irradié. Cette forme fonctionnelle est envisagée en supposant qu'un nombre fini de chromophores présents dans l'encapsulant au départ est consommé lors de la création de nouveaux chromophores, généralement plus absorbants. L'évolution de la transmittance de l'encapsulant est régie par la distribution spatio-temporelle de ces chromophores dans l'échantillon [157]. Les paramètres d'ajustement a_{filter} et b_{filter} résument les paramètres du modèle microscopique. Notez que, tant que le silicium est hautement transparent au départ, avec un $T_0(\lambda)$ supérieur à 90% dans l'intervalle de longueur d'onde du filtre, le filtre dépend linéairement de l'épaisseur du silicium. Une modification de la transmittance de l'encapsulant du module entraîne un déplacement vers le bas de la courbe I-V, qui est quantifié par la modification relative de la densité de courant de court-circuit du module $I_{sc}(E) / I_{sc}(E=0)$. $I_{sc}(E)$ est calculé en intégrant la réponse spectrale $SR(\lambda)$ de la cellule, les transmittances $T(\lambda, E)$ de l'encapsulant, et $T_{CMX}(\lambda)$ du verre de protection, avec la densité de puissance spectrale $P(\lambda)$ du soleil. L'intervalle d'intégration ($\lambda_{\min}, \lambda_{\max}$) couvre la plage de réponse spectrale non nulle de la cellule. Le facteur de dégradation du module $D(E)$ est donc exprimé comme suit :

$$D(E) = \frac{\int_{\lambda_{\min}}^{\lambda_{\max}} SR(\lambda) T_{CMX}(\lambda) P(\lambda) T(\lambda, E) d\lambda}{\int_{\lambda_{\min}}^{\lambda_{\max}} SR(\lambda) T_{CMX}(\lambda) P(\lambda) T_0(\lambda) d\lambda} \quad (3.33)$$

Pour autant que la photodégradation $T(\lambda, E)/T_0(\lambda)$ dans l'encapsulant soit inférieure à 70% et dans l'intervalle ($\lambda_{\min}, \lambda_{\max}$) pour toutes les doses d'UV, ce qui n'impose aucune limitation à l'applicabilité de model pour tous les encapsulant pratiquement utilisables. L'équation (3.32) se résume à :

$$T(\lambda, E) = T_0(\lambda) [1 - b_{CMX}(\lambda) \ln(1 + a_{CMX} E)] \quad (3.34)$$

La relation entre la dose E d'UV et le temps t d'exposition au spectre solaire réel $P(\lambda)$ qui nous intéresse est la suivante :

$$E = \int_0^{400} (T_{CMX}(\lambda) P(\lambda) d\lambda) t \quad (3.35)$$

En combinant les équations (3.34) à (3.35) et en utilisant le théorème de la valeur moyenne, la relation fonctionnelle pour la dégradation des modules photovoltaïques par les UV est obtenue comme suit :

$$D(t) = 1 - b_{CMX}(\lambda) \ln(1 + a_{CMX} \left(\int_0^{400} T_{CMX}(\lambda) P(\lambda) d\lambda \right) t) \quad (3.36)$$

VII. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons exposé les paramètres qui permettent d'analyser la performance des systèmes PV. Puis nous avons présenté une étude bibliographique sur la dégradation des modules PV. Cette étude a couvert tous les types de dégradation que peut subir un système PV, ainsi les méthodes qui permettent la détection de la dégradation et nous avons fini par présenter les modèles permettant sa quantification.

Chapitre VI : Analyse de la performance

I. Introduction

La performance d'un système PV, qui concerne principalement la production d'énergie, dépend des conditions de fonctionnement et de la configuration du système. À leur tour, les conditions de fonctionnement dépendent de l'emplacement du système, qui régit l'irradiation solaire reçue, la température ambiante et d'autres aspects liés au climat qui influencent les performances du système. Dans ce chapitre, nous allons mener une analyse de la performance de l'installation PV en se basant sur les indices normalisés et en utilisant, pour la première fois, la technique de l'analyse des composantes principales (ACP). Pour ce faire, nous allons dans un premier temps effectuer un état de l'art des études portant sur l'analyse des performances de plantes PV sous différentes zones climatiques ainsi que de l'influence des conditions réelles de fonctionnement sur les performances.

II. Etat de l'art sur l'analyse de performance des installations PV

La performance des centrales photovoltaïques est liée aux conditions météorologiques telles que l'irradiation, la température ambiante, l'humidité et la vitesse du vent. En outre, elle dépend du type de matériau utilisé dans le processus de production, ce qui détermine le type de module PV et la quantité de coefficient de température.

Plusieurs chercheurs ont réalisé certaines études et analyses de performance de plusieurs installations photovoltaïques raccordées au réseau à travers le monde. En Island par exemple, une étude d'évaluation des performances d'un parc photovoltaïque de 171,36 kWc a montré que le parc photovoltaïque a fourni 229 MWh au réseau en 2007, allant de 335,48 à 869,68 kWh. Le rendement final (Y_f) a varié de 1,96 à 5,07 h/j et le ratio de performance (PR) est de 58 à 73%, soit un PR annuel de 67,36% [158]. Les auteurs de l'article [159] ont analysé la performance opérationnelle du système photovoltaïque connecté au réseau à Alger. Ce système a produit 10981 kWh d'énergie annuelle injectée dans le réseau. Cela représente une énergie quotidienne moyenne de 30 kWh, avec un ratio de performance (PR) compris entre 62 et 77%. L'analyse de performance, d'une installation photovoltaïque solaire de taille de 2 kWc installée sur le toit du bâtiment de la Faculté des sciences et des mathématiques à Niš (République de Serbie), a montré qu'en 2013 le rendement

énergétique annuel de cette installation photovoltaïque solaire était de 10,07%, ainsi qu'il diminué avec l'augmentation de la température ambiante. La valeur moyenne annuelle du rapport de performance était de 93,6%. Son facteur de capacité annuel était de l'ordre 12,88 % [160]. A Dublin, en Irlande, l'évaluation d'une centrale photovoltaïque de 1,72 kWc a montré que l'énergie totale annuelle produite était de 885,1 kWh/kWc, tandis que le rendement final quotidien moyen annuel, le rendement de référence et le rendement du réseau étaient respectivement de 2,41 kWh/kWc/jour, 2,85 kWh/kWc/jour et 2,62 kWh/kWc/jour. L'efficacité quotidienne moyenne annuelle du module PV, l'efficacité du système et l'efficacité de l'onduleur étaient respectivement de 14,9 %, 12,6 % et 89,2 %, tandis que le ratio de rendement quotidien moyen annuel et le facteur de capacité étaient respectivement de 81,5 % et 10,1 %. La moyenne annuelle quotidienne des pertes du système, des pertes de capture et des pertes de température des cellules était de 0,23 h/jour, 0,22 h/jour et 0,00 h/jour, respectivement [161]. Une évaluation, sur une base horaire, quotidienne et mensuelle pendant une période de trois ans, de la performance d'une plante photovoltaïque connecté au réseau de capacité 13 kWc monté sur un toit en Irlande du Nord a montré que les rendements quotidiens moyens mensuels des modules PV, des systèmes et des onduleurs variaient de 4,5 % à 9,2 %, de 3,6 % à 7,8 % et de 50 % à 87 %, respectivement. Les rendements annuels moyens des modules PV, des systèmes et des onduleurs étaient respectivement de 7,6 %, 6,4 % et 75 %. Les ratios de performance quotidiens moyens mensuels des DC et des AC variaient de 35 % à 74 % et de 29 % à 66 %, respectivement. La moyenne annuelle mensuelle des ratios de performance du côté AC pour les trois années étaient de 60 %, 61 % et 62 %, respectivement [162]. L'étude présentée dans [163] a analysé la performance de trois différentes technologies de modules photovoltaïques, dans les conditions météorologiques de İzmit Kocaeli (Turquie). Le système PV est constitué de modules PV à base de monocristallin (mc-si), polycristallin (pc-si) et Cadmium-Telluride (Cd-Te) technologies. Les résultats ont montré que le rendement moyen des modules de Cd-Te donne une valeur supérieure à celle des autres modules, ce qui est dû à la faible dépendance aux changements météorologiques. Les fluctuations du rapport de performance des modules de mc-si et pc-si sont inférieures à celles de Cd-Te pendant la période de mesure. Les valeurs moyennes des PR sont de 83,8%, 82,05% et 89,76% pour les panneaux de pc-si, mc-si et Cd-Te, respectivement. Pendant tous les mois, les modules de Cd-Te ont un facteur de capacité le plus élevé. En conséquence, la technologie de Cd-Te peut être considérée la plus fiable dans les conditions climatiques de İzmit. En France, l'état de l'art des systèmes PV

résidentiels est passé en revue. L'analyse des données d'exploitation de 6868 installations a montré que les systèmes PV ont produit une énergie annuelle moyenne de 1163 kWh/kWc durant l'année 2010. Une perte de 7% de la production d'énergie est due à l'orientation des panneaux qui est différente de l'orientation optimale. Le ratio de performance moyen était de 76 % et l'indice de performance moyen était de 85 %. En conséquence, un système PV typique en France produit moins de 15 % d'énergie par rapport à un système PV de très haute qualité. La puissance réelle des modules PV diminue de 4,9% par rapport à la puissance nominale correspondante annoncée sur la fiche technique du fabricant. Les panneaux PV équipés d'hétérojonction à couche mince intrinsèque (HIT) ont montré des performances supérieures à la moyenne. Les systèmes PV équipés de modules Cuivre Indium (di)-Selenide (CIS) ont montré une puissance réelle inférieure de 16% par rapport à leur valeur nominale [164]. En Thaïlande, durant leurs huit premiers mois d'exploitation, une centrale photovoltaïque de 500 kWc a produit environ 383 274 kWh. La production moyenne d'électricité était de 1695,9 kWh/jour. Sa production varie de 1452,3 à 2042,3 kWh. Le rendement des panneaux photovoltaïques variait de 9 à 12 %. Le rendement des unités de conditionnement d'énergie variait de 92% à 98 %. Le rendement final variait de 2,91 à 3,98 h/j et le rapport de performance de 70% à 90% [165]. Le papier [166] présente l'analyse des performances d'une installation photovoltaïque de 11,2 kWc installée à l'Université Siksha 'O' Anusandhan a montré que l'énergie totale produite au cours de la période d'étude a été de 14,960 MWh et le rendement du module PV, le rendement de l'onduleur et le coefficient de performance ont été respectivement de 13,42%, 89,83% et 0,78%.

III. Présentation de l'installation PV

III.1 Présentation des systèmes PV

Notre système photovoltaïque a été installé sur le toit de la Faculté des sciences et techniques de Beni Mellal, au Maroc (Figure 4.1). Il se composait de trois mini-stations photovoltaïques de 2kWc pour chacune d'elles, distinguées par les trois technologies du silicium à savoir le Monocristallin (mc-si), le polycristallin (pc-si) et l'amorphe (a-si).



Figure 4. 1 : Installation PV de la technologie Monocristalline (m-si)

Les mini-station de type monocristallin et polycristallin sont composées de huit panneaux de marque Sunmodule plus SW (Solarworld) de puissance 255 Wc. Les modules PV sont montés en série formant une seule rangée. Chaque module est composé de 60 cellules solaires connectées en série avec un rendement de 15% dans des conditions de test standard. La rangée est connectée à un onduleur de Sunny Boy 2000HF monophasé.

La plante de silicium amorphe se compose de 12 panneaux, de marque NEXPOWER NT_155AF. La puissance de chaque module est 155 Wc et leur rendement est de l'ordre de 9,8%. Les modules formant deux rangés qui sont reliées en parallèle. Chaque rangée est formée de 6 modules montés en série. Les deux strings sont reliés à un onduleur Sunny Boy 2000HF monophasé. D'autres caractéristiques des modules PV sont illustrées dans le tableau 4.1.

Tous les modules des trois installations sont non ombragés et ont été fixés avec un angle d'inclinaison de 30° , orientés vers le sud avec un angle d'azimut de 0° . Plus de détails sur l'architecture adoptée peuvent être illustrés dans la figure 4.2.

Tableau 4. 1 : Caractéristiques électriques des modules PV

<i>Modules</i>	<i>mc-Si</i>	<i>pc-Si</i>	<i>a-Si</i>
<i>Puissance nominale de module (W)</i>	255	255	155
<i>Tension à vide (V)</i>	37,8	38	85,5
<i>Tension au point de puissance maximale (V)</i>	31,4	30,9	65,2
<i>Courant de court-circuit (A)</i>	8,66	8,88	2,56
<i>Courant au point de puissance maximale (A)</i>	8,15	8,32	2,38
<i>Coefficient de température de la puissance (par 1 K)</i>	-0,45%	-0,41%	-0,28%
<i>Coefficient de température de la tension en circuit ouvert (par K)</i>	-0,30%	-0,31%	-0,32%
<i>Coefficient de température du courant de court-circuit (par K)</i>	0,004%	0,051%	0,070%

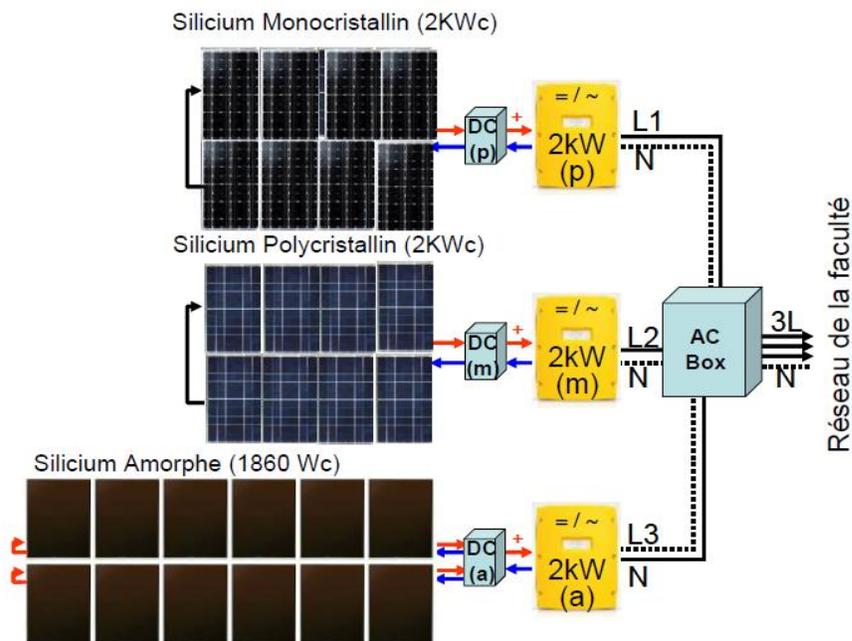


Figure 4. 2 : L'architecture de l'installation PV

III.2 Descriptions de la station météorologique

La station météorologique comporte deux panneaux PV, un capteur de vitesse et de direction du vent et quatre sondes pour mesurer la température. Ces instruments permettent d'enregistrer les conditions climatiques dans la zone de l'installation des modules PV. La centrale d'acquisition est protégée par un coffret ventilé monté sur un support. Ce dernier est fixé sur des briques de socle comme le montre la figure 4.3.



Figure 4. 3 : Les supports des panneaux PV

III.2.1 Capteur de l'irradiation solaire

Pour mesurer l'irradiation solaire horizontale et dans le plan des champs PV, deux modules PV de type silicium polycristallin de marque Phaesum "Sun Plus 20" sont utilisés. Dans ce type de panneaux PV, les cellules PV sont protégées par des vitres de verre, dont l'épaisseur est de l'ordre de 3,2 mm, d'un film double épaisseur et d'un cadre en aluminium. L'étalonnage des deux capteurs s'est fait en exploitant un pyranomètre. Ce pyranomètre est de la marque Kipp & Zonen, la

confirmation de son étalonnage a été faite dans les laboratoires de l'IRESSEN (Institut de Recherche en Energie Solaire et Energies Nouvelles) Green Park. La méthode consiste à mesurer le courant de court-circuit I_{sc} qu'est proportionnel au rayonnement solaire incident en mesurant la tension à travers une résistance shunt connectée au module de référence, puis la valeur finale est corrigée en fonction de la température ambiante pour tenir compte de la légère variation de l'ensemble du système (module en parallèle avec la résistance shunt) courant avec la température de la cellule. Afin de s'assurer que le petit module PV fonctionne suffisamment près de l'état de court-circuit, une résistance de précision de petite valeur est connectée aux bornes positive et négative du module de référence.

III.2.2 Capteur de la vitesse et la direction du vent

Le choix des capteurs destinés à mesurer la vitesse et la direction du vent doit se fait en prenant en considération l'aptitude de ces instruments à ressentir les moindres fluctuations. En effet, le capteur doit avoir un seuil de démarrage le plus bas possible, un minimum d'inertie ainsi une résistivité aux vents les plus violents. Le capteur utilisé est un anémomètre et une girouette. L'anémomètre est de marque GRLEX003, possède trois coupelles en forme de demi-sphères fixées sur trois bras horizontaux. Les bras sont disposés à 120° , et sont capables de tourner librement dans le même sens par rapport à un axe fixe. La girouette est à potentiomètre LEXCA002 munie d'une flèche pour indiquer la direction du vent. Ces caractéristiques techniques sont présentées sur le tableau 4.2

Tableau 4. 2 : La fiche technique de la girouette

Précision	$\pm 3^\circ$
Etendue de la mesure	360° mécanique et 355° électrique
Seuil de sensibilité	1m/s pour un déplacement 1° et 1,5m/s pour un déplacement de 5°

III.2.3 Capteurs de température

La température des modules est un paramètre très important de fait qu'il influence la performance des systèmes PV. Par conséquent, ce paramètre doit être mesuré de manière fiable avec des capteurs précis positionnés sur la surface arrière d'un ou plusieurs modules.

Quatre sondes de type RTD Pt100 (Resistance Temperature Detector) sont utilisées pour mesurer la température ambiante et la température des trois technologies des panneaux PV à base de silicium. Pt100 est élu en raison de ses avantages tels que sa grande stabilité, sa linéarité, sa grande stabilité et une précision supérieure à $0,1^{\circ}\text{C}$ sur une large plage de température. Il s'agit d'un capteur basé sur la variation de la résistance de platine qui est connu par sa conductivité de la température et de sa stabilité électrique. Le capteur Pt100 utilise une sonde à résistance de $100\ \Omega$ à 0°C . Son logement peut être conçu pour mesurer des plages de températures allant de -200°C jusqu'à 800°C . La variation de résistance est presque linéaire par rapport à température : elle est autour de $+0,4\ \Omega/^{\circ}\text{C}$ à 20°C diminuant à seulement $+0,35\ \Omega/^{\circ}\text{C}$ à 300°C .

La sonde consacrée à la mesure de la température ambiante doit être installée dans un endroit exposé à l'air. En effet, Les capteurs de température se réchauffent lorsqu'ils sont exposés au rayonnement solaire. Toutefois, afin de ne mesurer que la température de l'air, il est indispensable de limiter les effets du soleil, de la pluie et du vent. Pour cela, les sondes de température devraient être montées dans des boîtiers. Leur rôle est d'assurer à la fois une protection contre le rayonnement solaire et une ventilation suffisante grâce à un échange entre l'air autour des capteurs et l'atmosphère ambiante. La sonde est mise sous abri comme le montre la figure 4.3. Cet abri nous permettra d'installer la sonde en plein soleil et en toute sécurité.

Pour la température des modules PV, une expérience a été conduite à la faculté des sciences de Marrakech pour, à la fois, fixer mécaniquement la sonde et pour assurer et améliorer le contact et l'équilibre thermique entre l'extrémité de la sonde Pt100 et la face arrière du module PV. Face à quatre possibilités qu'on site et on illustre dans la figure 4.4 [167]:

La première est la plus simple et ne comporte aucune précaution thermique puisque l'extrémité de la sonde de température est directement en contact avec la feuille Tedlar de l'arrière du module.

Dans le deuxième, un tube en plastique a été ajouté pour protéger quelque peu le capteur du contact latéral avec la température ambiante.

Dans le troisième, l'extrémité du capteur est placée dans un boîtier en laiton pour améliorer le contact thermique avec la feuille Tedlar.

La solution finale, où, en plus des précautions précédentes, une gaine isolante extérieure a été ajoutée.

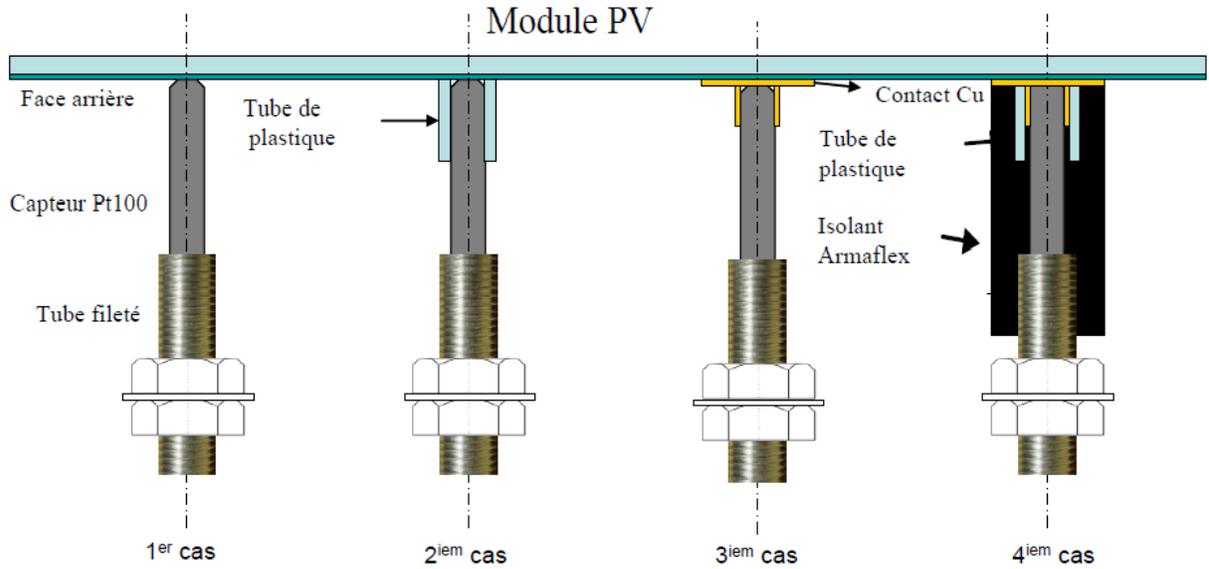


Figure 4. 4 : Quatre variantes thermiques différentes du montage conventionnel de la sonde Pt100

L'expérience a été répétée en inversant les capteurs de température et a donné typiquement les mêmes résultats.

Le dernier montage, incluant une protection accrue contre la température ambiante et le vent ainsi qu'une amélioration du contact thermique avec le module, donne les meilleurs résultats comme le montre la figure 4.5.

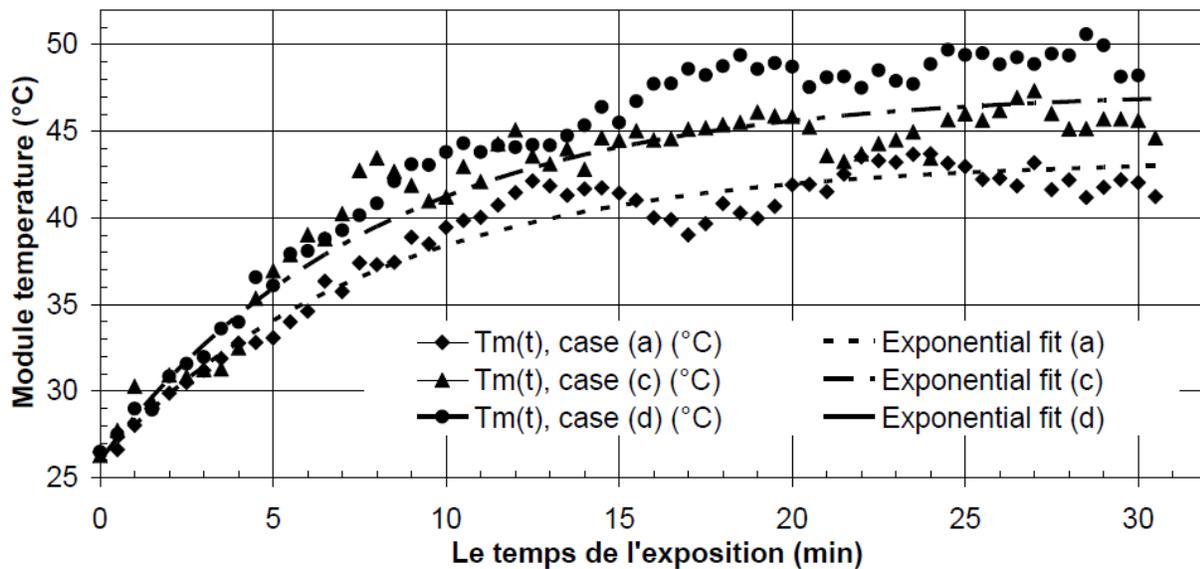


Figure 4. 5 : Températures des modules obtenus avec différents supports de capteurs

III.3 Acquisitions des données

Le système d'acquisition des données est composé de trois parties : les capteurs de mesure avec leurs circuits de conditionnement, la carte mère (carte PcDuino), le contrôle et la partie transfert de données. Les signaux de sortie des capteurs sont conditionnés par des circuits précis et transmis directement aux entrées analogiques ou numériques de la carte mère, ou convertis en signaux numériques par des convertisseurs analogique-numérique (ADC) avant d'être transmis à la carte mère via différents protocoles bus.

La carte mère est le composant principal du système qui contrôle les autres éléments ; elle reçoit les données entrantes des capteurs et les stocke sur une carte SD au format CSV avant de les transférer aux utilisateurs. Le système est conçu de manière à permettre aux utilisateurs d'avoir accès aux données collectées en temps réel et de suivre le système d'exploitation à distance à travers Internet par commande à distance et mécanisme de transfert de données. La figure 4.6 présente le schéma d'ensemble du système d'acquisition de données. L'alimentation électrique est fournie par une batterie chargée par un adaptateur AC/DC via un contrôleur de charge de batterie.

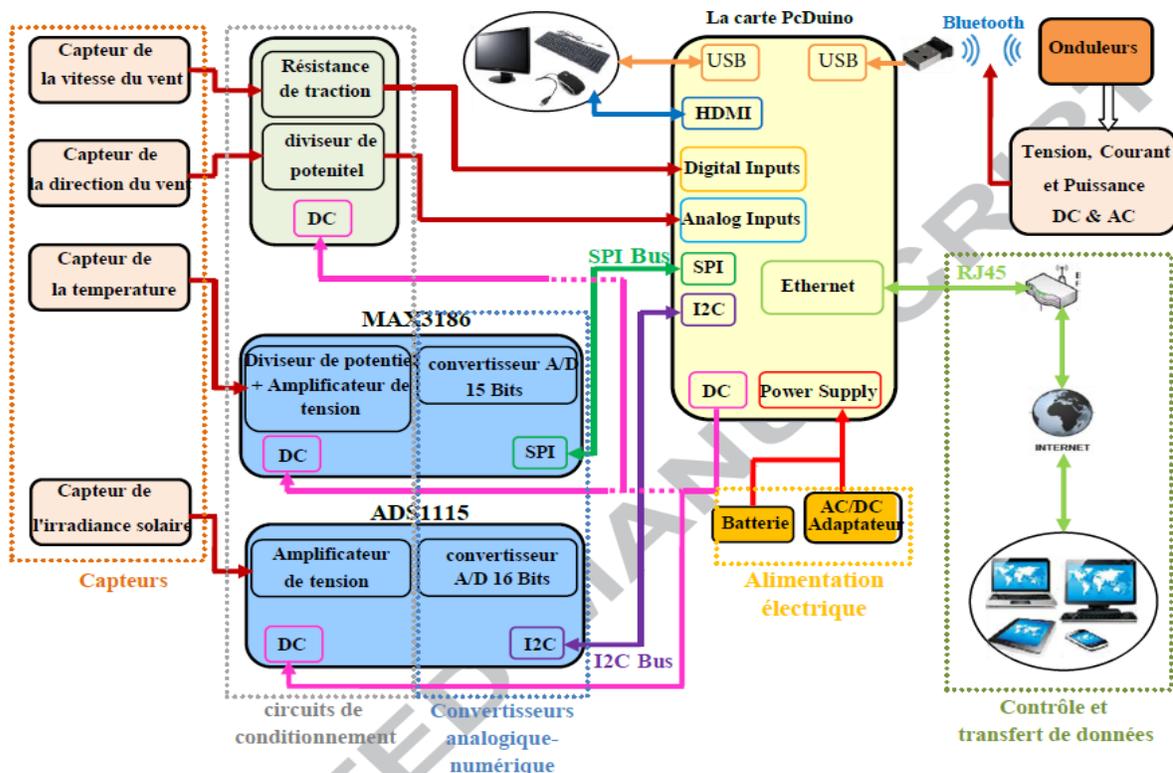


Figure 4.6 : Système de l'acquisition des données

III.3.1 Les données météorologiques

Pour l'acquisition des données issues des différents capteurs, un mini-ordinateur intelligent, économique et performant est sélectionné. La plate-forme est un petit ordinateur compatible avec les systèmes d'exploitation tels que, Ubuntu et Android. La carte PcDuino Lite (125mm X 52mm) (Figure 4.7), munie d'un processeur ARM Cortex A8, processeur 1GHz, 512MB DRAM et un slot micro SD jusqu'à 32GB.

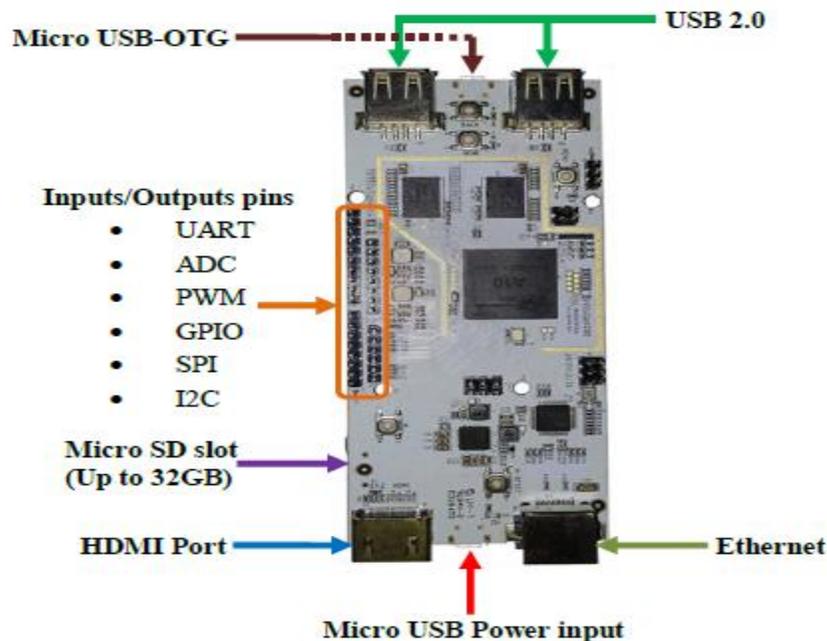


Figure 4. 7 : PcDuino Lite

C'est une carte électronique qui combine les caractéristiques des deux plates-formes Arduino et Raspberry Pi, elle porte une sortie vidéo fournie par un port HDMI, une interface réseau via un port Ethernet 10/100Mbps, deux ports USB 2.0 et une alimentation micro-USB (5V, 2000mA). Elle est équipée d'un connecteur d'entrée-sortie numérique. Elle possède six sorties analogiques PWM et six broches ADC convertissant les signaux analogiques en signaux numériques. Elle dispose également d'interfaces de communication série telles que UART, SPI et I2C comme indiqué sur la Fig. 4.7. En plus de son faible coût, un autre avantage d'utiliser cette carte est sa capacité à se connecter facilement avec d'autres matériels, sa flexibilité et sa facilité de programmation.

Parmi les quatre cartes PcDuino utilisées pour acquérir les données. Une d'elles a été consacrée pour mesurer les paramètres météorologiques y compris la température ambiante, la vitesse et la

direction du vent, le rayonnement solaire horizontal et dans le plan du champ PV. Ce mini-ordinateur a été monté à l'intérieur d'un boîtier IP-45 20×30×40×40 cm³ (KM sur la figure 4.8). La boîte est assez grande pour intégrer d'autres appareils électroniques. En plus de l'alimentation électrique utilisée pour alimenter tous les autres composants du système d'acquisition de données en 5Vdc stabilisé à travers des fils électriques de 2,5 mm², calculés pour éviter les chutes de tension.

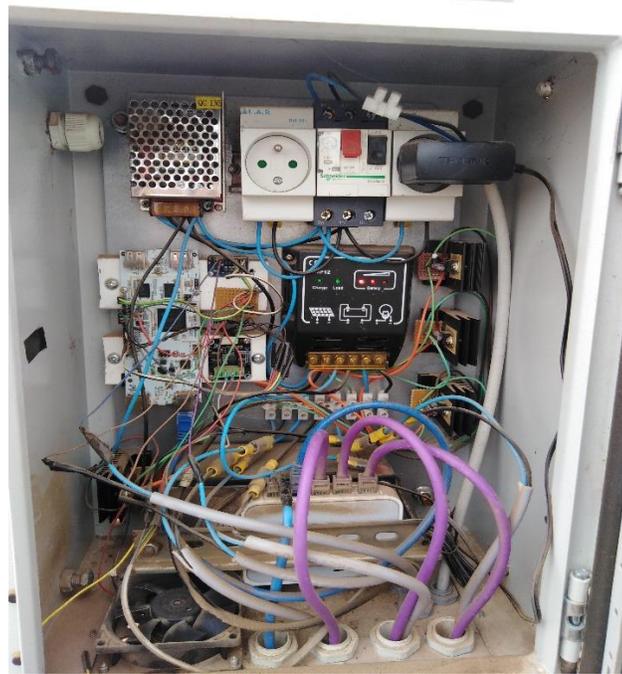


Figure 4. 8 : Boîtier de la station météorologique

L'alimentation électrique du système était assurée par une batterie 12Vcc et des régulateurs de tension 12/5Vcc. Ce dernier était lui-même chargé par un adaptateur AC/DC via un contrôleur de charge de batterie. Des régulateurs de tension de 12 à 5Vdc sont utilisés pour alimenter les cartes contrôleur. L'alimentation de tous les autres composants, y compris les circuits de conditionnement, les capteurs et l'ADC, est assurée par les mini-ordinateurs.

III.3.2 Acquisition des données DC, AC et de la température des modules PV

Les données électriques DC et AC sont les paramètres les plus importants pour évaluer la performance des systèmes PV et pour suivre le fonctionnement de tous ses composants. Ces paramètres peuvent être utilisés en complément des données météorologiques pour calculer les

perdes de conversion du rayonnement solaire en électricité par les panneaux photovoltaïques ainsi que les pertes dans les onduleurs pendant la conversion DC en AC. La mesure de la puissance en courant continu peut être utilisée pour déterminer le rendement du générateur PV, les effets des paramètres météorologiques sur l'énergie de sortie et, à long terme, la dégradation des modules. La tension et le courant continu permettent une étude approfondie du comportement thermique des modules photovoltaïques électriques, quelle que soit la technologie utilisée. En effet, trois cartes sont utilisées pour prendre en charge l'acquisition des paramètres électriques des onduleurs (AC et DC) et mesurent la température des cellules de chaque technologie PV. Chacune d'entre elles a été montée dans un boîtier IP-45 $14 \times 18 \times 24 \times 24 \text{ cm}^3$ (Figure 4.9) et placé sous les modules près de chaque onduleur et ça pour sécuriser et assurer la connexion Bluetooth entre chacun des trois avec l'onduleur correspondant.

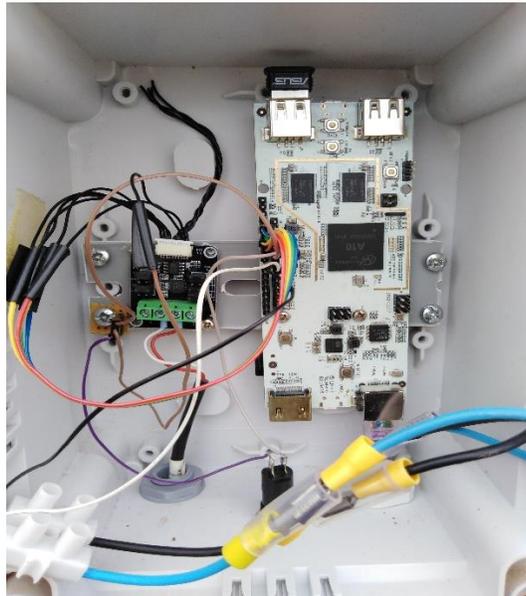


Figure 4. 9 : Boîtier de la carte PcDuino

III.3.3 Transfert des données

La carte PcDuino utilisée dispose d'un port Ethernet et peut être facilement connecté à Internet via la connexion réseau câblée pour permettre l'accès à distance aux données. Afin de donner plus de flexibilité au système développé et de le rendre applicable même si l'installation est située dans un site isolé, où les lignes téléphoniques et le réseau câblé ne sont pas disponibles, le système est conçu pour fonctionner également avec un modem et routeur Internet 3G/4G. L'architecture

générale du système et les mécanismes utilisés pour la commande à distance et le transfert de données sont illustrés dans la figure 4.10.

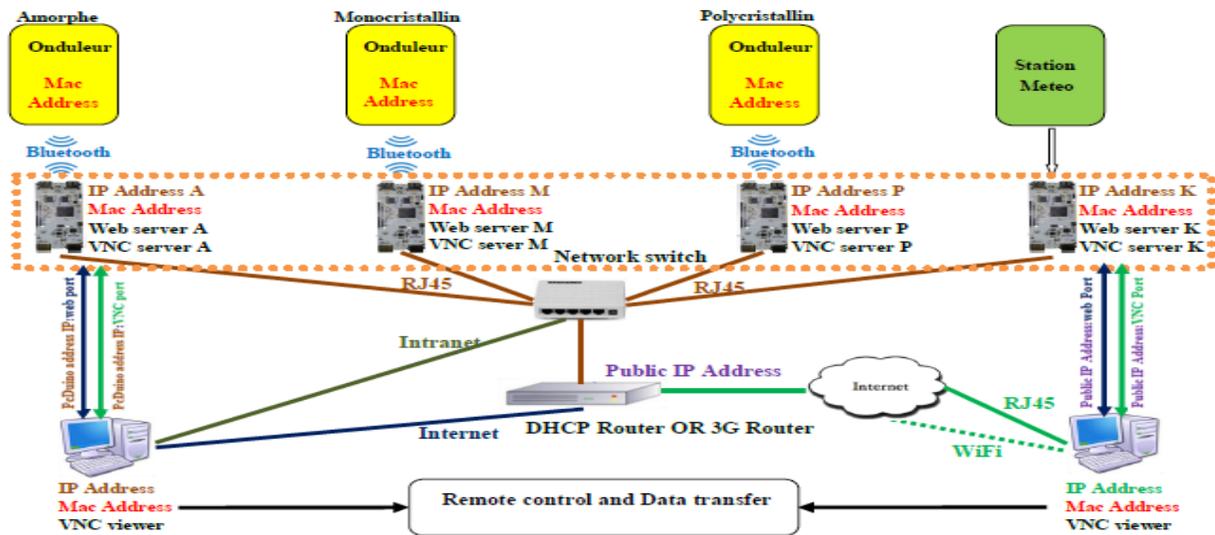


Figure 4. 10 : Mécanismes de contrôle à distance et de transfert de données

Les données des installations météorologiques et photovoltaïques sont fortement corrélées au temps. Par conséquent, les cartes PcDuino doivent être synchronisées de manière à ce que les mesures électriques et météorologiques soient mesurées au même moment. Les programmes sont développés pour que tous les paramètres soient stockés en utilisant la date et l'heure fournies par les cartes elles même. Par conséquent, elles se synchronisent avec le même serveur ou la même source d'heure. Elles reçoivent l'heure actuelle d'Internet, un serveur de temps est installé dans chacun d'elles et ce serveur permet la mise à jour de l'horloge système par synchronisation avec un serveur de temps présent sur Internet. L'heure actuelle peut également être obtenue à partir de l'onduleur en s'y connectant via Bluetooth après chaque démarrage. Mais cette méthode, adoptée, présente certains inconvénients : lorsque l'Internet n'est pas disponible, seuls les trois mini-ordinateurs connectés aux onduleurs (dans les boîtes OP, OM et OA de la figure 4.9) peuvent obtenir l'heure exacte, mais la quatrième carte (station météo dans la case KM de la figure 4.8) se trouve à une heure différente après un redémarrage imprévu. Pour surmonter cette difficulté, l'une des trois premières cartes est élue comme serveur qui tire son heure de l'onduleur ; les autres sont des clients qui synchronisent leur heure avec le serveur via un réseau local (LAN). Tous les trois onduleurs ont été synchronisés manuellement une seule fois avec un ordinateur portable déjà

synchronisé avec un serveur de temps spécifique (pool.ntp.org). Avec cela, il n'y avait aucun besoin de toute horloge en temps réel (RTC) pour maintenir l'heure et la date à jour.

Le programme crée un fichier CSV dans lequel l'heure actuelle et les paramètres mesurés sont enregistrés, le nom du fichier contient le nom de la ville, la technologie des modules photovoltaïques et la date actuelle. Tout d'abord, le programme vérifie si le fichier du jour en cours existe, sinon un nouveau fichier est créé. Dans la dernière étape, le programme enregistre l'heure actuelle et les paramètres mesurés sur le fichier CSV créé ci-dessus, ces fichiers CSV sont stockés sur une carte SD sécurisée et ensuite transférés aux utilisateurs. L'intervalle d'enregistrement est sélectionné en fonction du type et de l'utilisation finale de la grandeur de mesure. Pour nous, l'intervalle d'enregistrement de 5min est plus que suffisant pour atteindre l'objectif du projet. Le fichier est envoyé chaque minuit par voie Email.

IV. Analyse en composantes principales (ACP)

En plus des méthodes précédemment citées dans le chapitre 3, d'autres méthodes peuvent également être utilisées pour analyser les performances des installations photovoltaïques, comme l'analyse en composantes principales (ACP) proposée dans ce travail de thèse. En effet, dans le domaine de l'analyse des données, nous trouvons les méthodes dites exploratoires (analyse exploratoire des données). Leur but est de décrire les données sans avoir de connaissances préalables pour créer des modèles prédictifs. Ces méthodes comprennent des techniques telles que l'analyse en composantes principales (ACP), qui est une méthode courante largement utilisée pour réduire les dimensions des données en les projetant dans un sous-espace qui englobe la plupart de leurs variations (transformation orthogonale) et où les nouvelles dimensions des données ne sont pas corrélées (composantes principales ou axes principaux). C'est également une méthode de projection qui permet de projeter les observations de l'espace à p dimensions de p variables dans un espace à k dimensions ($k < p$) où un maximum d'informations est conservé sur les trois premières dimensions. Si les informations associées aux 2 ou 3 premiers axes représentent un pourcentage suffisant de la variabilité totale du nuage. Les observations peuvent être représentées dans un graphique à 2 ou 3 dimensions et facilitent grandement l'interprétation.

L'utilisation efficace de la méthode d'ACP dans les applications modernes nécessite une compréhension de ses performances pour les données à haute dimension et hétéroscédastiques [168]. Cette méthode a été largement utilisée dans une grande variété d'applications. Par exemple,

elle est utilisée dans la référence [169] pour effectuer une analyse de diverses variables météorologiques et pour déterminer leur effet sur l'estimation de la puissance de sortie des systèmes PV. L'étude a utilisé trois années de données météorologiques d'entrée et de données de sortie PV provenant de divers consommateurs professionnels dans deux études de cas, l'une aux États-Unis et l'autre aux Pays-Bas. Dans le travail de la référence [170], l'ACP et certains algorithmes d'apprentissage machine ont été appliqués aux spectres XRF de 18 échantillons de météorites de nature et d'origine différentes afin de les discriminer et de les classer dans des macro-groupes caractéristiques. Cependant, l'ACP avec la spectrométrie de masse des ions secondaires en temps de vol (ToF-SIMS) a été utilisée pour étudier les produits de surface de la smithsonite avec adsorption de dodécylamine avant et après sulfuration [171]. D'autres applications de la méthode ACP peuvent être trouvées dans [172-173].

L'ACP est une technique de modélisation basée sur des données qui transforme une collection de variables corrélées en un ensemble plus restreint de nouvelles variables qui ne sont pas corrélées et qui préservent une grande partie des informations des données originales.

Soit X l'ensemble de données saisi où chaque colonne est une séquence de données à m dimensions. De plus, considérez que la moyenne de chaque fonction dans l'ensemble de données est égale à zéro ($E(X) = 0$). Une matrice de données originale peut généralement être donnée avec n échantillons et m variables comme suit :

$$X = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T = \begin{pmatrix} x_{11} & \dots & x_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{n1} & \dots & x_{nm} \end{pmatrix} \quad (4.1)$$

L'ACP permet de transformer les données des variables météorologiques et les paramètres de performance entrés dans un nouvel espace d'événement qui préserve autant que possible les informations des données d'origine. Pour ce faire, on recherche les directions de variance maximale dans les ensembles de données d'entrée et on les projette dans un nouveau sous-espace de dimensions égales ou inférieures à l'espace original.

Ainsi, une transformation orthonormée Z peut être utilisée pour transférer X dans le nouvel espace T comme suit :

$$T = ZX \quad (4.2)$$

Les vecteurs orthonormaux qui forment la matrice T des indices sont dérivés d'une combinaison linéaire d'éléments de la matrice X, ce qui traduit la façon dont les indices sont liés entre eux. La matrice de covariance T est :

$$C_T = ZC_X Z^T \quad (4.3)$$

C_X est la matrice de covariance de X.

La matrice de chargement Z peut être dérivée de l'équation de la valeur propre exprimée sous la forme :

$$(C_T - \lambda I)e_i = 0 \quad (4.4)$$

La matrice de covariance conserve les covariances par paires entre les différentes variables d'entrée. Ensuite, une décomposition des vecteurs propres et des valeurs propres de la matrice de covariance est effectuée et les vecteurs propres associés décrivent les nouvelles composantes orthogonales, également appelées "composantes principales", tandis que leur amplitude sera déterminée par les valeurs propres correspondantes. Après avoir classé les valeurs propres et leurs vecteurs propres correspondants par ordre décroissant, la première composante principale aura la plus grande variance possible (c'est-à-dire l'information), puis la deuxième composante principale avec la deuxième plus grande variance, et ainsi de suite. Il convient de noter que les composantes principales résultantes ne sont pas corrélées entre elles, même si les variables d'entrée sont corrélées en raison de l'orthogonalité des vecteurs propres décomposés.

V. Analyses des données mensuelles

V.1 Les conditions météorologiques

La figure 4.11 montre l'ensoleillement total mensuelle mesuré dans le plan des modules PV entre Janvier 2015 et Décembre 2019. L'ensoleillement mensuelle a varié de 139 kWh/m² en Novembre 2016 à 205,6 kWh/m² en Mai 2019 faisant une valeur moyenne sur 60 mois de l'ordre de 173,3 kWh/m²/m. L'ensoleillement total annuel mesuré est respectivement de 2051,7 kWh/m², 2091,3 kWh/m², 2125,5 kWh/m², 1659,5 kWh/m² et 2157,6 kWh/m² pour les années 2015, 2016, 2017, 2018 et 2019, faisant une moyenne de 2017,14kWh/m²/an.

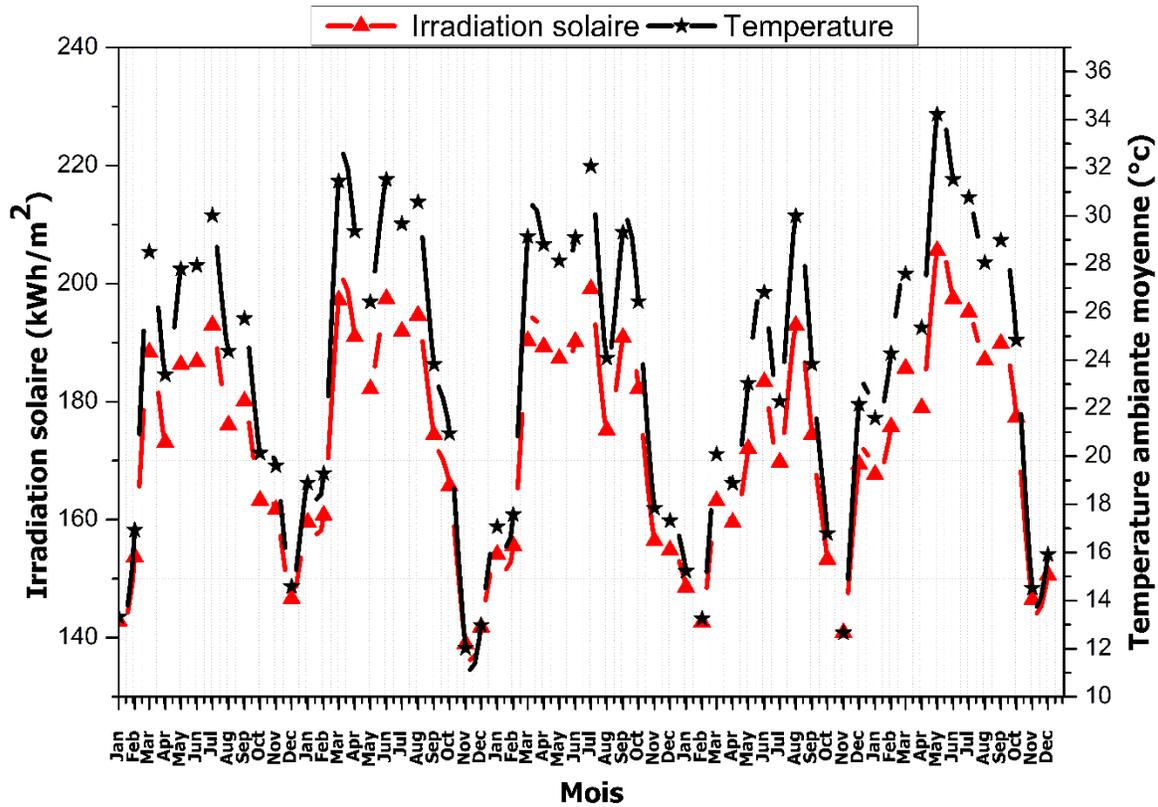


Figure 4. 11 : Irradiation solaire et température ambiante

La même figure montre la température ambiante mensuelle moyenne mesurée sur la même période de surveillance. La température ambiante moyenne mensuelle a varié entre 12,06 °C en novembre 2016 et 34,22 °C en mai 2019, alors que la valeur moyenne était de 23,5 °C/m. l’année 2019 était la plus chaude avec une moyenne de 25,63°C et l’année 2018 était la plus froide avec une moyenne de 20,41°C.

V.2 La puissance AC produite

La figure 4.12 montre l’énergie électrique mensuelle produite par les trois technologies du silicium pour une période de cinq ans. Par une simple comparaison, on constate que la puissance maximale est produite les mois les plus ensoleillés. Plus précisément, les deux technologies cristallines atteignent leurs maximums pendant les mois de Mars, Mai et Juillet. Pour le système PV amorphe il atteint son maximum de production pendant les mois de Juillet et Aout. L’énergie produite durant cinq ans est de l’ordre de 17697,816 kWh pour le monocristallin, 18096,21 kWh

pour le polycristallin et 16170,85 kWh pour l'amorphe. En moyenne le système PV mc-si a produit 294,9636 kWh/m, le pc-si a produit 301,6035 kWh/m et 269,514 kWh/m pour le système a-si.

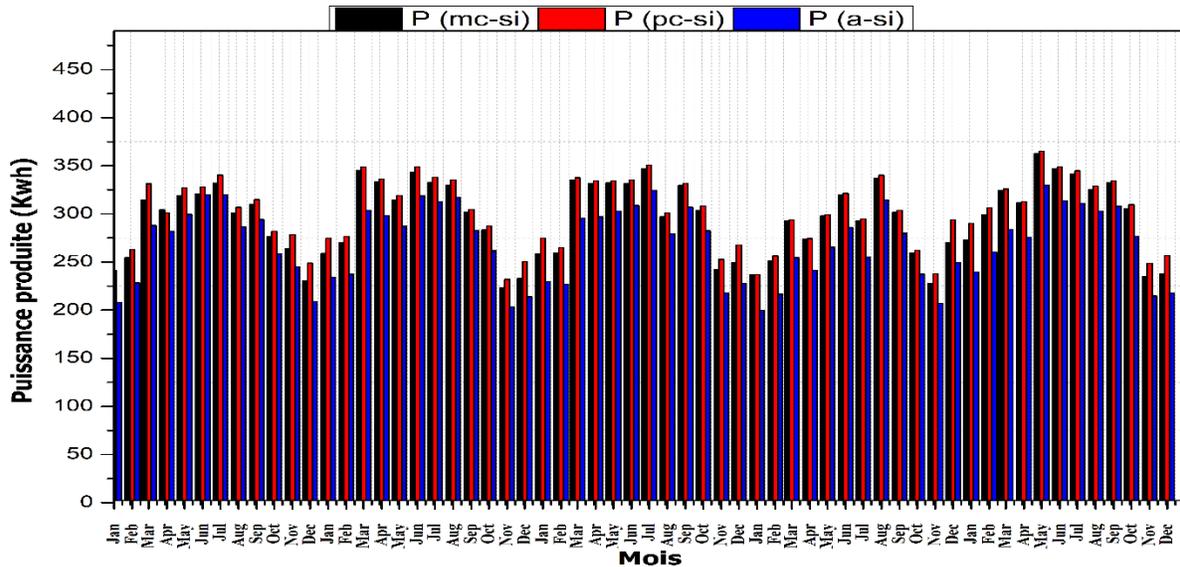


Figure 4. 12 : Comparaison de la production des trois systèmes PV

Étant donné que les trois plantes PV sont de technologies différentes, ainsi le fait qu'elles ne sont pas de même puissance crête, on ne peut pas faire une comparaison entre elles en se basant sur les données de la production. Les capacités installées pour chaque technologie sont de l'ordre de 2,04 kWc pour le monocristallin et le polycristallin avec une puissance unitaire de 255 Wc tandis qu'elle est de l'ordre de 1,86 kWc pour l'amorphe avec une puissance unitaire de 155 Wc, ce qui empêche toute comparaison entre les cristallines et l'amorphe. La comparaison exige l'analyse des paramètres de performance. Ces paramètres sont élaborés d'une manière pour qu'ils soient indépendants des conditions météorologiques, de la technologie utilisée et de la capacité installée.

V.3 Le rendement final

Le rendement final est un bon indicateur pour comparer les performances des systèmes PV situés au même endroit et qui utilisent ou non la même technologie et la même structure de montage. Il est défini comme la production annuelle, mensuelle ou quotidienne nette d'énergie en

courant alternatif du système PV, divisée par la puissance nominale de l'installation photovoltaïque à STC.

Concrètement, la figure 4.13 montre l'évolution du rendement final des trois plantes PV au cours de la période allant de Janvier 2015 à la fin de Décembre 2019.

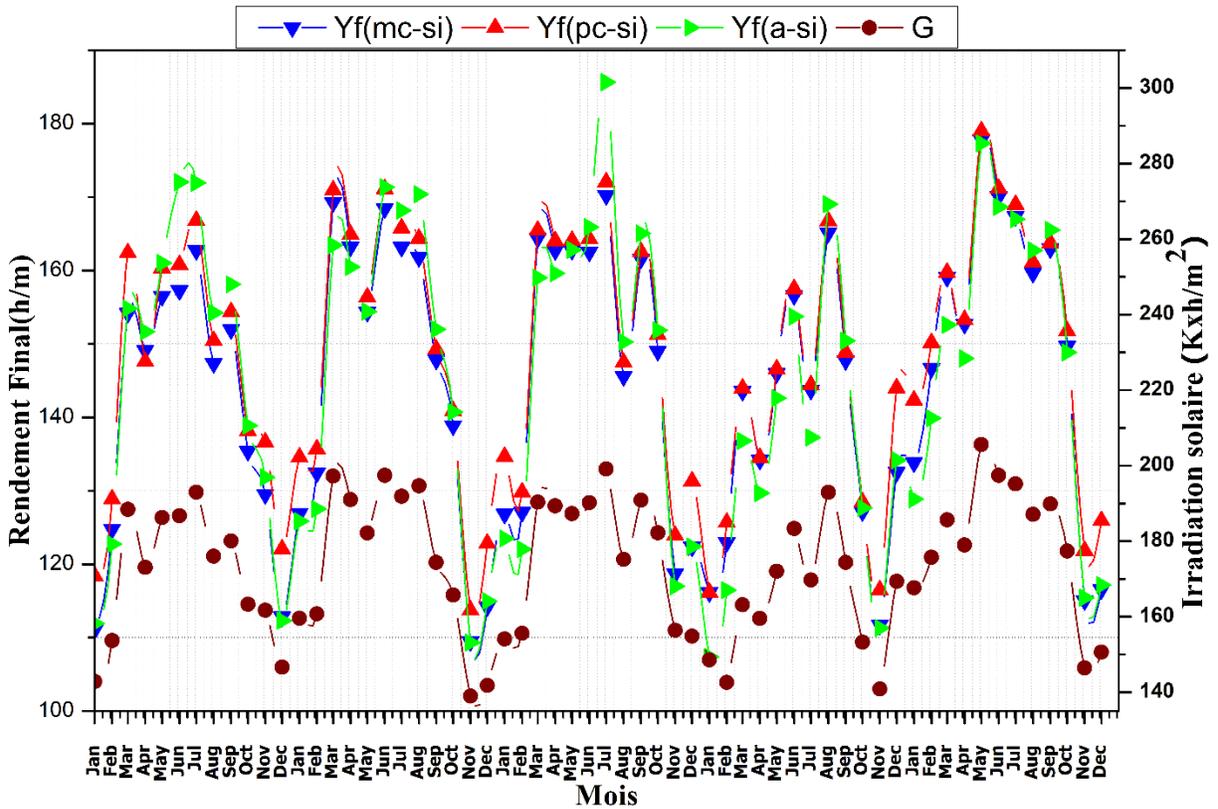


Figure 4. 13 : Rendement final mensuel

On remarque que le rendement final des trois installations PV suit le même profil que l'irradiation solaire. On remarque aussi que les rendements finaux de pc-si et mc-si sont comparable mais avec une légère supériorité pour le pc-si spécialement pendant les moins ensoleillés et plus froids. Le rendement final du silicium amorphe témoigne de ces faibles valeurs en comparaison avec celles de mc-si et de pc-si sauf les mois les plus ensoleillés notamment les mois de Juillet et Aout. Les valeurs moyennes mensuelles d'Yf sont près de 147,84 h/m pour le pc-si, 144,6 h/m pour le mc-si et 144,9 h/m pour l'a-si. La valeur maximale de Yf est de 179,01 h/m au mois de Mai 2019 et la valeur minimale de Yf est de 113,74 h/m au mois de Novembre 2016 pour pc-si. Au cours des mêmes mois, pour le mc-si, la valeur la plus élevée de Yf est de

177,83 h/m et la plus basse est 109,46 h/m. Pour l'installation a-si, la valeur maximale de Yf est de 185,65 h/m au mois de Juillet 2017 et la valeur minimale de 107,73 h/m au mois de Janvier 2018. Dans les mêmes conditions météorologiques et géographiques, et pendant une durée de 5 ans les technologies photovoltaïques au silicium monocristallin, polycristallin et amorphe ont fonctionné en leur puissance nominale pendant 8675,40 h, 8870,69 h et 8694,01 h respectivement.

V.4 Rendement des modules PV

La figure 4.14 montre que la variation de rendement des modules PV d'a-si suit presque la même allure de la variation de la température en comparaison avec celle c-si. Le rendement des panneaux PV de type mc-si varie entre 11,55 % en Novembre 2017 et 13,39 % en Mars 2018, avec des valeurs plus élevées pendant les mois les plus irradiés. Le rendement des panneaux PV de type pc-si a pris des valeurs entre 11,9 % et 13,43 % enregistrées en Janvier 2018 et Mars 2018, respectivement. Alors que l'efficacité des panneaux photovoltaïques de la technologie a-si s'est révélée confinée entre 7,14 % en Décembre 2017 et 9,21 % en Juillet 2017. Le rendement moyen des modules pc-si est 12,97% faisant un écart de 2,24% avec leur rendement aux conditions STC qui se quantifie à 15,21%. Le rendement moyen des modules mc-si est 12,67%, cette valeur moyenne s'écarte de rendement au laboratoire de 2,54%. Le rendement des modules PV d'a-si, dans les conditions STC, prend la valeur de 9,87%, et dans les conditions réelles de fonctionnements ce rendement prend une valeur moyenne de 8,22%. L'écart de rendement entre les deux conditions est 1,65%. Ça montre que la technologie PV de silicium amorphe perd moins de son rendement dans les conditions réelles de fonctionnement en comparaison avec celles de silicium cristallin.

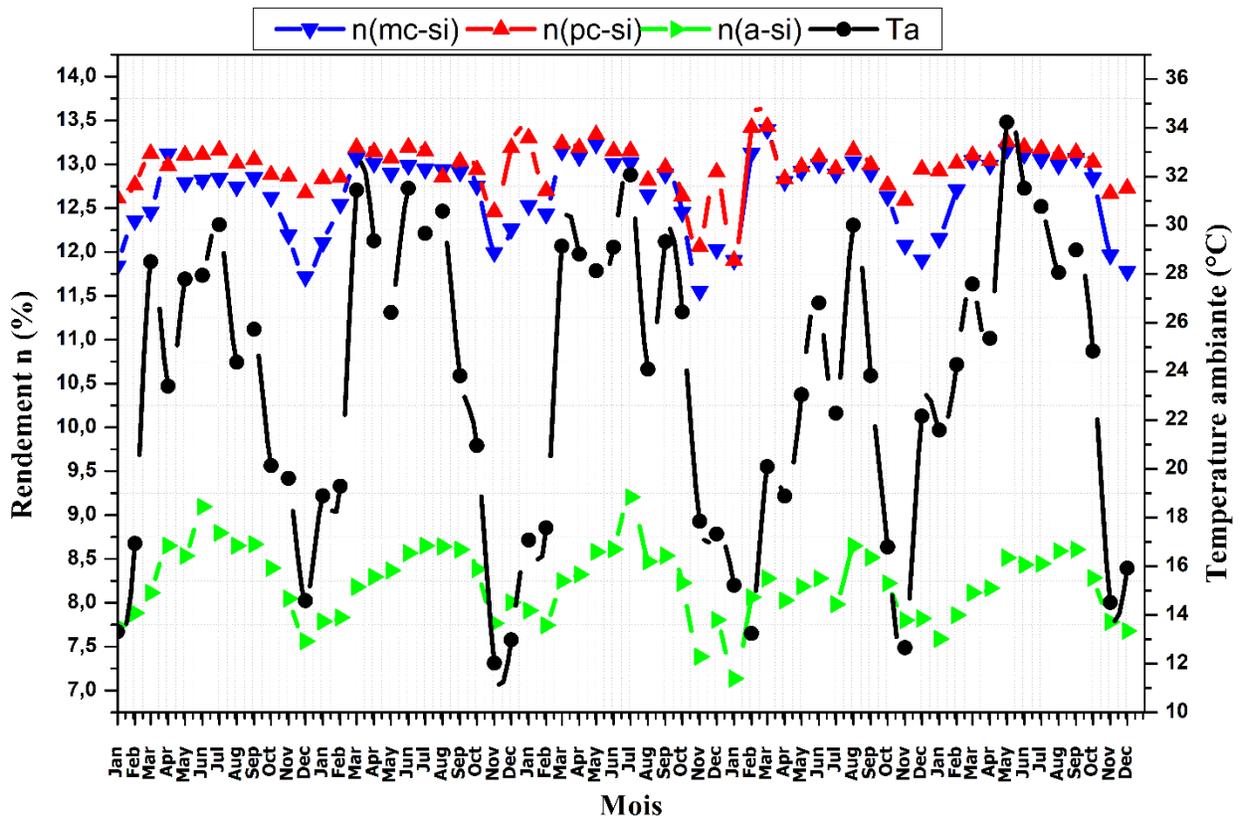


Figure 4. 14 : Rendement des modules PV

V.5 Facteur de capacité (CF)

Le Facteur de capacité indique la fraction, dans une année, pendant laquelle le système PV fonctionne à sa puissance nominale. Bien que le facteur de capacité soit connu par sa forte dépendance de l'irradiation solaire, la figure 4.15 montre que les Facteurs de capacité des trois systèmes PV suivent la variation de la température. Les valeurs maximales de FCs sont de 24,95%, 24,06% et 23,90% pour les a-si, pc-si et mc-si, respectivement, qui ont été enregistrées en Juillet 2017 pour l'amorphe et en Mai 2019 pour le cristallin. Alors que les valeurs minimales étaient de 14,43 % et 15,61 % en Janvier 2018 respectivement pour les systèmes a-si et pc-si, pour le mc-si, la valeur minimale est 14,93 % enregistrée en Janvier 2015. En moyenne les modules PV de type mc-si, pc-si et a-si ont fonctionnés, respectivement, en leur fonctionnement nominale pour les fractions de 19,8%, 20,24% et 19,84% de la période de cinq ans (1826 jours). Par conséquent, les systèmes PV ont produit de l'électricité à leur capacité maximale pendant environ 361,54 jours pour le mc-si, environ 369,58 jours pour le pc-si et 362,27 jours pour a-si.

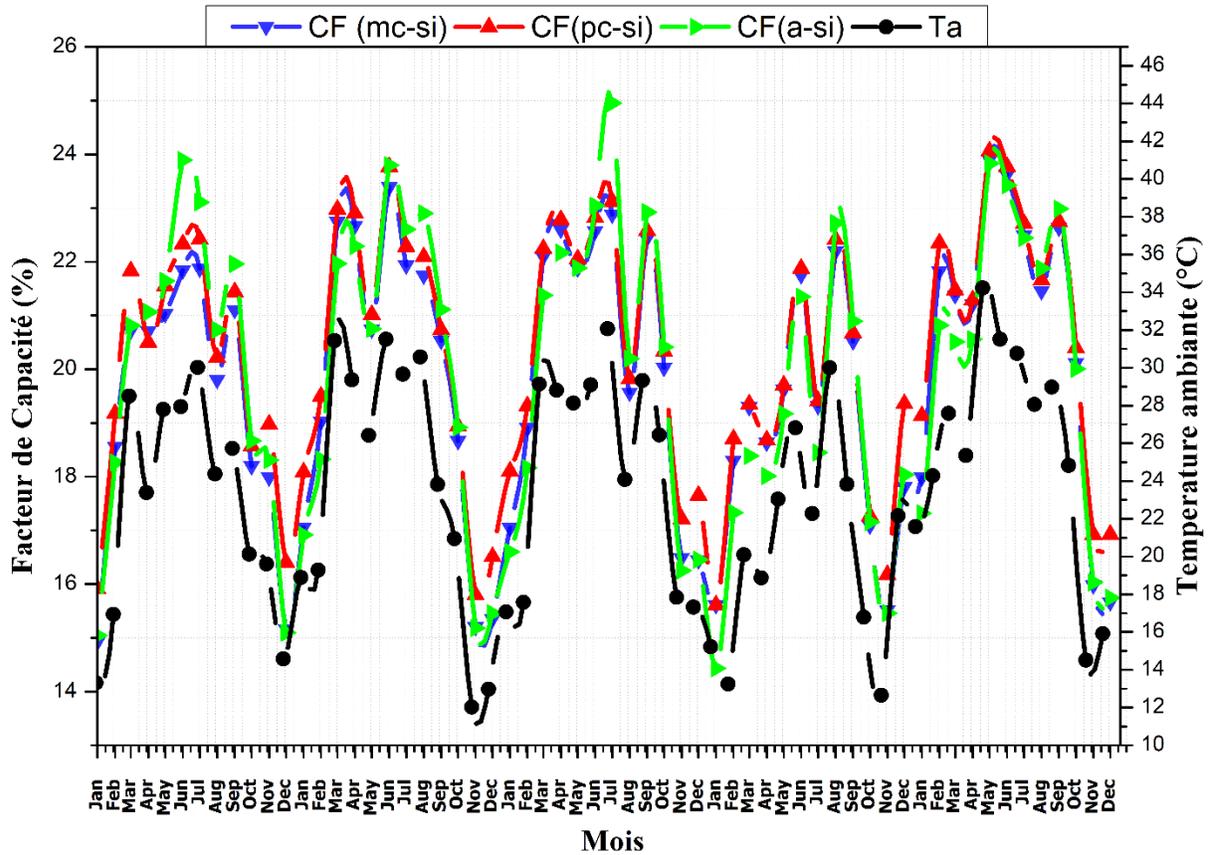


Figure 4. 15 : La facture de capacité des modules PV

V.6 Les pertes des trois technologies PV

Le terme de pertes de capture provient de la différence entre le rendement de référence et le rendement de panneaux photovoltaïques. Il désigne les pertes causées par l'atténuation de la lumière entrante (sauté ou neige, ombrage, réflexion, etc.), les pertes thermiques, la mauvaise adaptation électrique, les résistances parasites dans les modules PV et les MPPT imparfaits, en plus de la limitation de puissance particulière due à un onduleur sous-dimensionné. Les pertes de capture sont un indicateur utile pour les problèmes des systèmes PV. Les pertes de système L_s , sont obtenues à partir des pertes de conversion de l'onduleur dans les systèmes PV connectés au réseau.

La figure 4.16 montre que pour les pertes de conversion (L_c), les cellules de silicium amorphe ont dissipé plus d'énergie en comparaison avec la technologie cristalline de même matériau. Les pertes de capture d'a-si varient entre 3,7h/m, en Juillet 2017 et 34,9 h/m en Janvier 2018 en faisant une moyenne de 21 h/m. Pour le silicium cristallin, le mc-si perd plus d'énergie que le pc-si, il a

perdu entre 11,25 h/m, en Mars 2018, et 31,46 h/m en Novembre 2017, en moyenne le mc-si perd 20 h de conversion optimale par mois. Le pc-si a perdu moins d'énergie de conversion, ces pertes varient entre 9,61 h/m, en Février 2018, et 25,96 h/m en Novembre 2017 ce qui équivaut à une perte moyenne de 17,6 heures par mois.

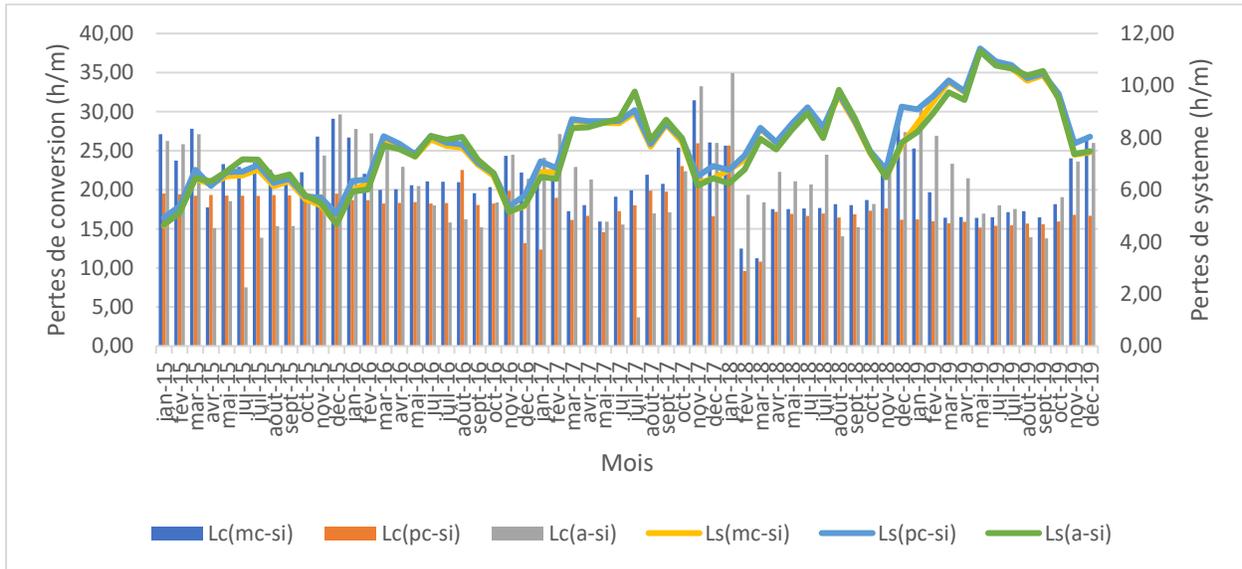


Figure 4. 16 : Les pertes de conversion et de système

Au total, et pendant cinq ans le système amorphe a perdu 1262,68 h de conversion de l'irradiation solaire en électricité dans les conditions de fonctionnement optimales. Le monocristallin a perdu 1248,33 h et le polycristallin a perdu 1060,81 h. Concernant les pertes de système, les trois technologies ont dissipé presque la même quantité d'énergie cela s'explique de fait que les trois systèmes sont connectés au même type et taille d'onduleur. La dissipation de système PV amorphe varie entre 4,66 h/m et 11,32 h/m. Celle de mc-si varie entre 4,63 h/m et 11,35 h/m. Pour le pc-si les pertes de système ont varié entre 4,93 h/m 11,43 h/m. Les valeurs maximales des pertes ont été enregistré en Mai 2019 et les valeurs minimales en Janvier 2015 pour les trois systèmes.

V.7 Ratio de la performance

Le Ratio de performance est supposé être un meilleur indicateur, par rapport au rendement final, de la performance des installations photovoltaïques en raison de sa capacité à mieux capter l'ensoleillement réel. Par conséquent, le rendement final ne peut pas être utilisé pour comparer des systèmes PV situés dans des régions différentes en raison d'une variation importante de leurs valeurs d'ensoleillement réelles.

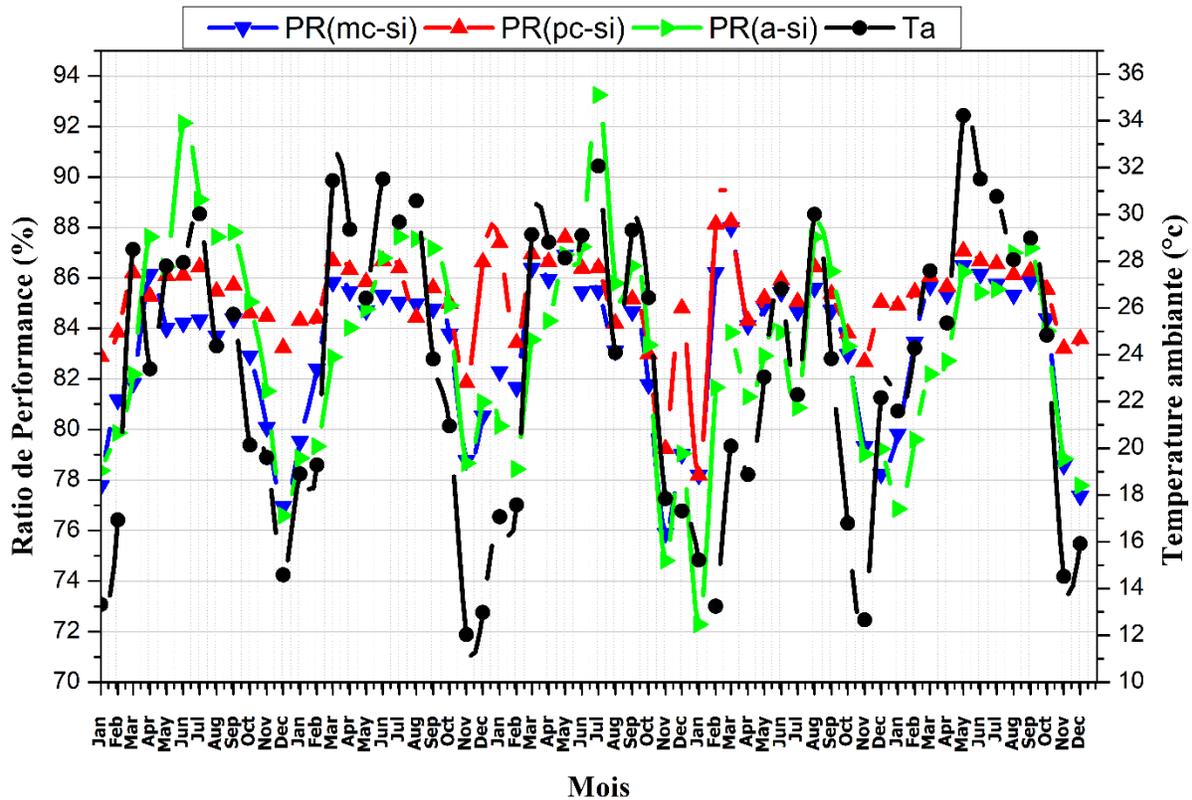


Figure 4. 17 : Le Ratio de la performance des modules PV

La figure 4.17 montre la température ambiante mensuelle moyenne et le Rapport de performance des trois technologies PV testées au cours de la période de surveillance.

Le PR des modules PV constitués de cellules pc-si subit les plus petites fluctuations au cours de la période de surveillance avec un écart de 10,05%. Il se situe entre 78,19%, en Janvier 2018, et 88,94 % en Mars 2018. Les fluctuations des performances mensuelles de la technologie mc-si sont légèrement plus élevées, elles sont quantifiées à 12,1% et elles sont situées entre 75,89%, en Novembre 2017, et 87,99% en Mars 2018. Les PR, des modules constitués de cellules a-si, ont plus largement fluctués, ils basculent entre 72,28%, enregistrée en Janvier 2018, et 93,24% observée en Juillet 2017 faisant un écart de l'ordre de 21%. Le Rapport de Performance mensuel moyen des technologies pc-si, mc-si et a-si, durant cinq ans de fonctionnement, est obtenu, respectivement, à 85,2%, 83,23% et 83,28%.

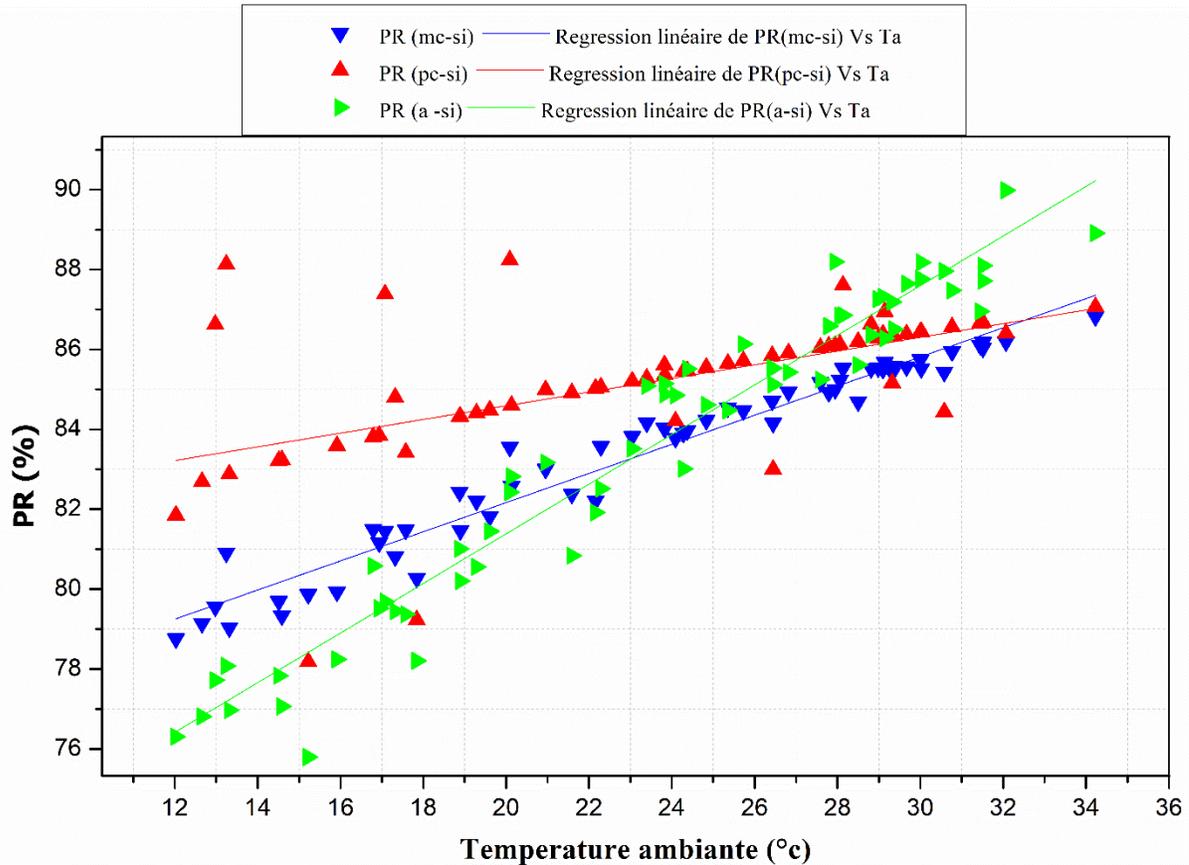


Figure 4. 18 : La régression linéaire de la performance Vs la température

Selon les coefficients de température de puissance indiqués dans le tableau 4.1, le PR des modules pc-si, mc-si et a-si devrait tous diminuer lorsque la température ambiante augmente. En conséquence, et en tenant compte de l'irradiation solaire, la performance des technologies mc-si et pc-si atteint des valeurs maximales pendant la période allant de Février à Mai de chaque année. Cette période est caractérisée par une température presque basse et une bonne irradiation solaire. Au contraire, la performance des modules a-si augmente pendant les mois les plus chauds, elle dépasse la performance de la technologie cristalline et atteint des performances élevées durant la période située entre Mai et Septembre. Cela est logique car les cellules en silicium amorphe (a-si) peuvent améliorer les performances électriques dans des conditions de température élevée. Cet effet est appelé le recuit thermique. Ce dernier permet de récupérer une partie de la puissance nominale initialement perdue en raison de la dégradation induite par la lumière (LID) due à une exposition prolongée à des températures élevées [174-175]. Dans la figure 4.18 on voit clairement que l'effet du recuit thermique est devenu plus évident pour la technologie a-si à partir des

températures moyennes supérieures à 23 °c qui correspondent à des valeurs moyennes des températures enregistrées dans la période entre Mai et Septembre de chaque année. Une autre raison est la taille plus importante des modules amorphes qui permet une plus grande dissipation de la chaleur et donc les modules solaires amorphes sont plus froids que les modules solaires c-si [176]. De ce fait, il atteint une meilleure performance que les autres technologies pendant les mois les plus chauds. En Janvier et Février, lorsque la température atteint les valeurs les plus basses, les technologies de c-si, au contraire de la technologie de Silicium amorphe, fonctionnent avec des performances élevées, le pc-si montre des performances plus grandes que celles de mc-si.

Le rapport de performance représente les pertes globales (pertes de système et les pertes de conversion) sur la puissance nominale de l'installation PV qui peuvent résulter des effets de la température du module, du câblage, des inefficacités de l'onduleur, des pannes des composants, etc. L'effet des pertes de capture (conversion) et celle de système sur la performance peut être illustré sur la figure 4.19.

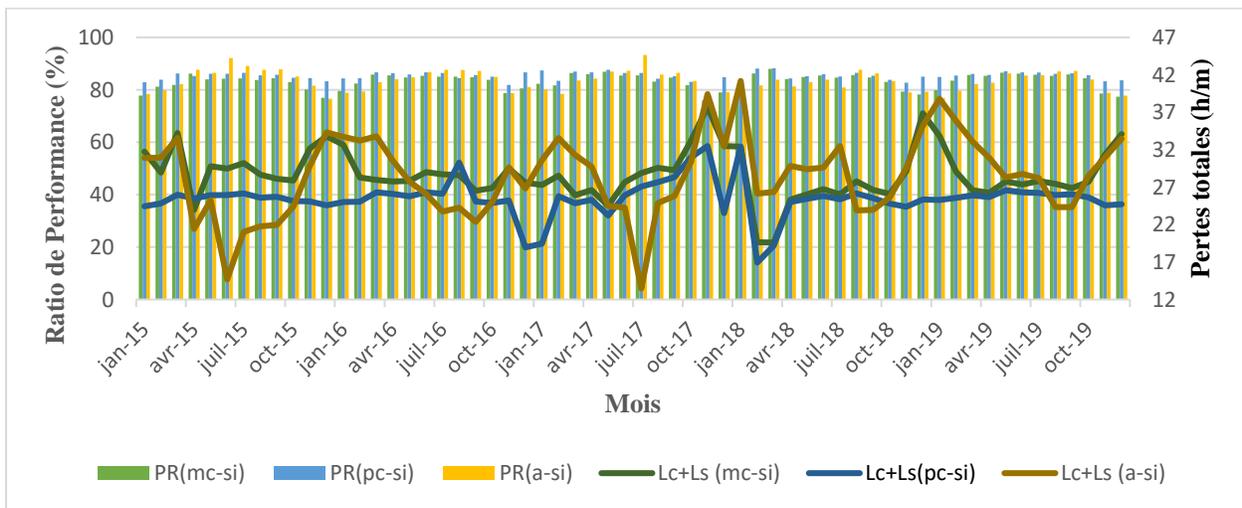


Figure 4. 19 : Effet des pertes sur la performance

La figure 4.19 montre l'effet des pertes de conversion sur les performances de chaque installation photovoltaïque. Les faibles valeurs de PR observées pour la technologie amorphe sont dues à des pertes de conversion élevées. Il est facile de voir que la technologie polycristalline se distingue par les valeurs les plus faibles de Lc, surtout pendant les mois froids. La technologie monocristalline présente le même comportement que la technologie polycristalline mais avec plus de pertes. Contrairement à la technologie polycristalline et monocristalline, la technologie

amorphe montre des valeurs de pertes élevées pendant les mois froids et moins ensoleillés, et elle gagne de l'énergie pendant les mois plus chauds car pendant les mois plus irradiés, la composante bleue de la lumière du soleil devient plus importante. En outre, le silicium amorphe a une réponse spectrale étroite (250-800 nm) et est donc plus sensible aux composantes bleues du spectre solaire par rapport à la réponse spectrale du c-si (350-1200 nm) [177-178].

Tous les paramètres mensuels montrent que la technologie PV pc-si est la plus performante dans les conditions météorologiques du site de Beni Mellal.

VI. Analyse des données journalière par la méthode ACP avec le logiciel R

Dans cette partie, nous examinons l'analyse des données journalières à l'aide de l'ACP. Il est rappelé que l'APC est un outil mathématique. Son but est de représenter la variation présente dans l'ensemble de données en exploitant un petit nombre de facteurs. La projection bidimensionnelle ou tridimensionnelle d'échantillons dont les facteurs sont les axes PCi permet l'analyse visuelle. Chaque axe (PCi) est une combinaison linéaire des réponses originales qui conservent une certaine corrélation entre elles, et les axes sont orthogonaux entre eux. La méthode itérative est utilisée pour calculer les PC, de sorte que PC1 explique davantage la variation des données que PC2, et PC2 explique davantage la variation des données que PC3, etc. Ceci est illustré sur la figure 4.20.

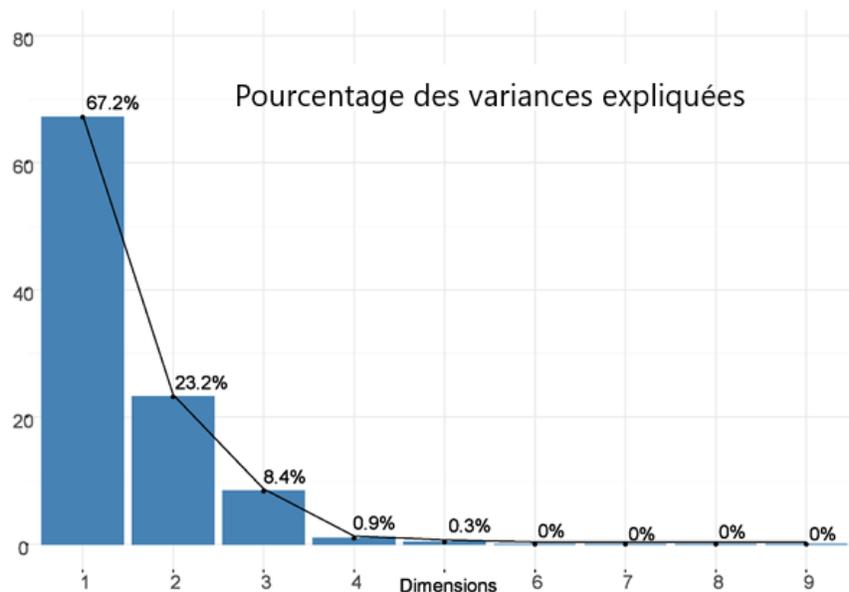


Figure 4. 20 : Les dimensions porteuses de l'information

La figure 4.20 montre les axes qui portent généralement le plus d'informations et qui facilitent l'analyse. Il ressort de cette figure que la première composante (PC1) de l'ACP représente à elle seule plus de la moitié de l'ensemble des informations (67,2%). La deuxième et la troisième composante (PC2 et PC3) conservent respectivement 23,2% et 8,4% de l'information. Il est à noter que la totalité de la variance (90,4 %) s'explique par les deux premiers axes. Il suffit donc de conserver le plan pour l'interprétation. Les informations contenues sur le troisième, le quatrième et le cinquième axes peuvent être considérées comme résiduelles [179].

Les figures suivantes représentent la distribution des variables de départ dans un graphique à deux dimensions (PC1, PC2) avec PC_i représente la combinaison linéaire des variables de départ. PC2 est perpendiculaire à PC1, ce qui signifie que les composantes principales sont complémentaires dans les informations expliquées.

VI.1 Exploration des paramètres de performance

Dans cette section, nous discutons la corrélation entre les variables, qui correspond au cosinus de l'angle formé par les axes représentant les variables. L'origine de l'angle coïncide avec le centre du graphique (PC1, PC2).

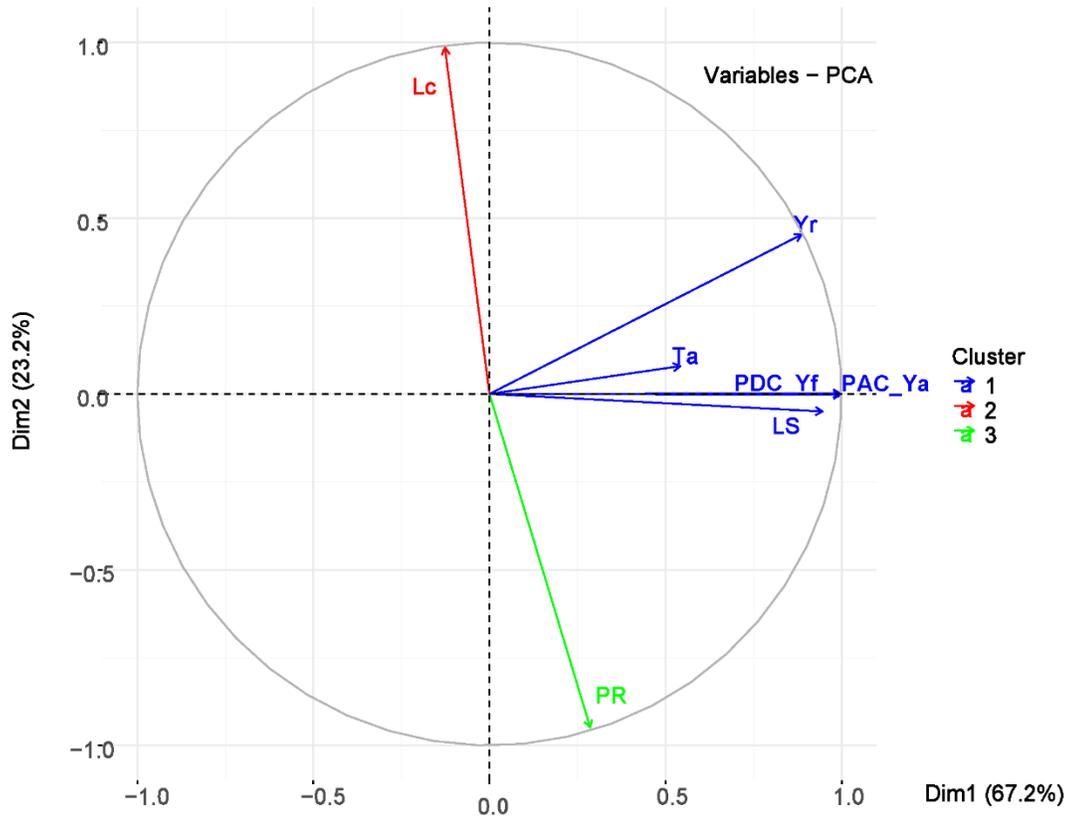


Figure 4. 21 : Projection des variables de mc-si sur le plan factoriel (PC1 PC2)

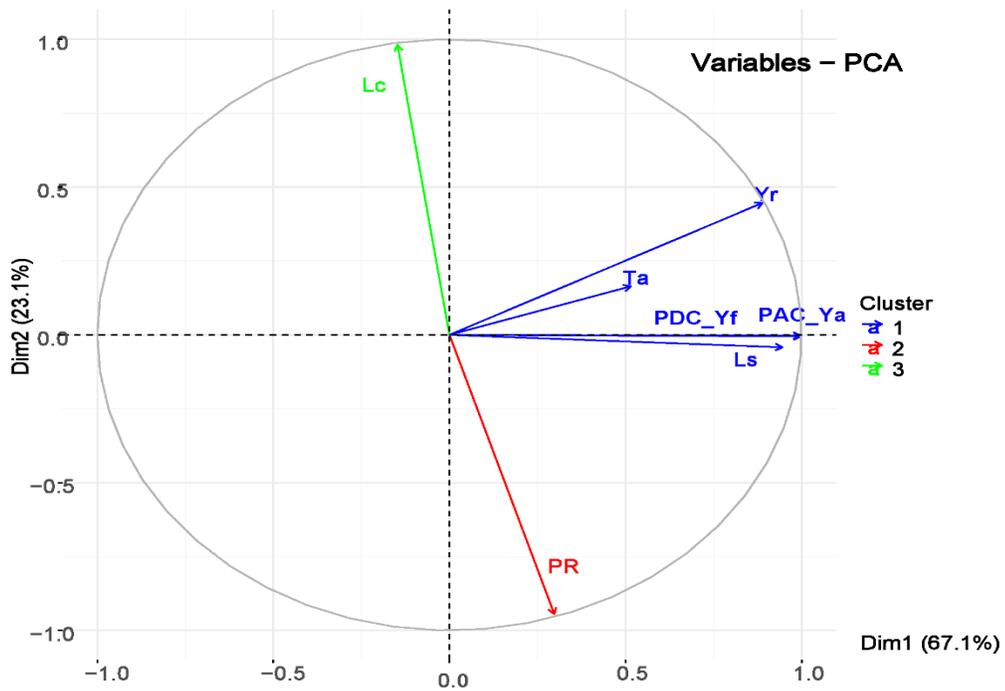


Figure 4. 22 : Projection des variables de pc-si sur le plan factoriel (PC1 PC2)

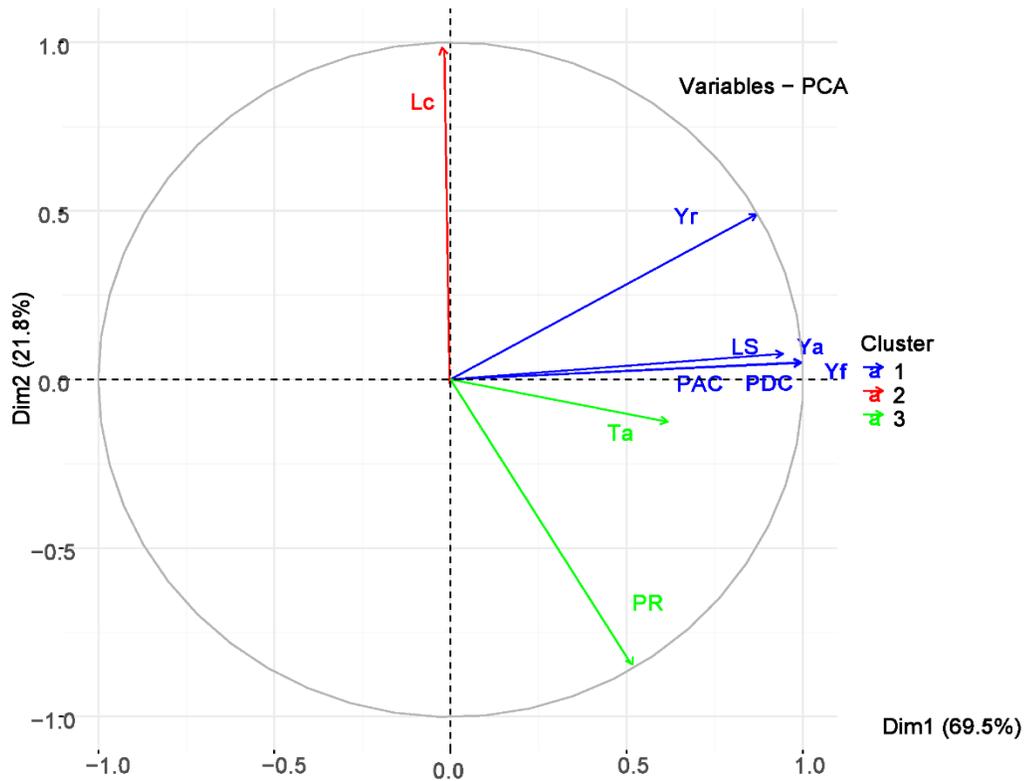


Figure 4. 23 : Projection de variables (a-si) sur le plan factoriel (PC1 PC2)

Sur la base des figures 4.21, 4.22 et 4.23, on peut voir qu'il existe une corrélation parfaite entre Y_a et la puissance produite par les systèmes PV. Pour le mc-si et le pc-si, la corrélation entre PR et Y_r est faible et de l'ordre de $-0,16 \pm 0,01$. Ainsi, le Rapport de Performance est indépendant de l'irradiation solaire. La température ambiante et les pertes du système (LS) ont une légère influence sur le PR. Leur corrélation est respectivement de $0,06 \pm 0,03$ et $0,3$. L'angle entre PR et Lc est presque égal à -180° indiquant qu'il existe une forte corrélation négative de l'ordre de $-0,96$. Cependant, il s'avère que Lc a un impact négatif sur les performances de l'installation. Ainsi, toute augmentation de la Lc implique une diminution de la PR. La corrélation entre la température et les pertes de conversion et de système, pour le polycristallin, était d'environ $0,026$ et $0,34$, respectivement. Alors que pour le monocristallin, la corrélation entre la température et Lc et Ls était dans un certain ordre, avec une petite différence, elle était de $0,31$ et $0,33$, respectivement [179].

Pour l'amorphe (a-si) comme le montre la figure 4.23, nous constatons que la corrélation entre PR et Yr est de 0,04, comme le mc-si et le pc-si. Bien que la corrélation entre PR, Ta et Ls se soit améliorée par rapport à celle du mc-si et du pc-si, elle est restée faible avec des valeurs de 0,38 et 0,41, respectivement. En revanche, la corrélation entre PR et Lc a diminué et elle est de l'ordre de -0,91. Il est à noter qu'elle est toujours négative. La corrélation entre la température et les pertes du système est de 0,44 alors qu'elle est d'environ -0,16 pour les pertes de capture [179].

A partir de cette exploration des composants de l'ACP et de la projection des variables mesurées, nous avons discuté la performance des trois centrales photovoltaïques. Une différence a été observée au niveau de la corrélation entre les différents paramètres de performance selon les technologies du silicium.

La classification des données mesurées peut mieux expliquer les performances de chaque technologie de silicium, la section suivante présente la classification de la production quotidienne basée sur les composants ACP.

VI.2 Classification des données journalières de production

Dans cette section, nous nous basons sur la classification ACP pour visualiser la distribution des données de 1826 jours, regroupées par mois, sur deux axes factoriels (PC1-PC2) comme le montrent les figures suivantes :

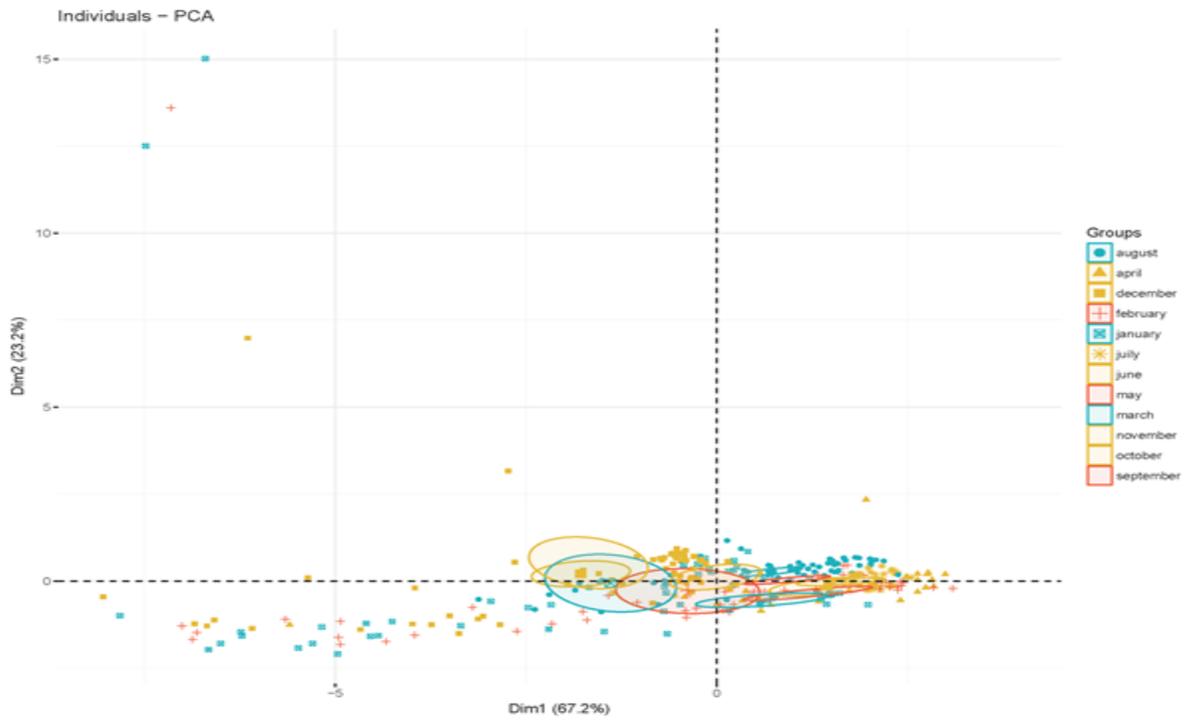


Figure 4. 24 : Classification des données de production de l'installation photovoltaïque monocristalline

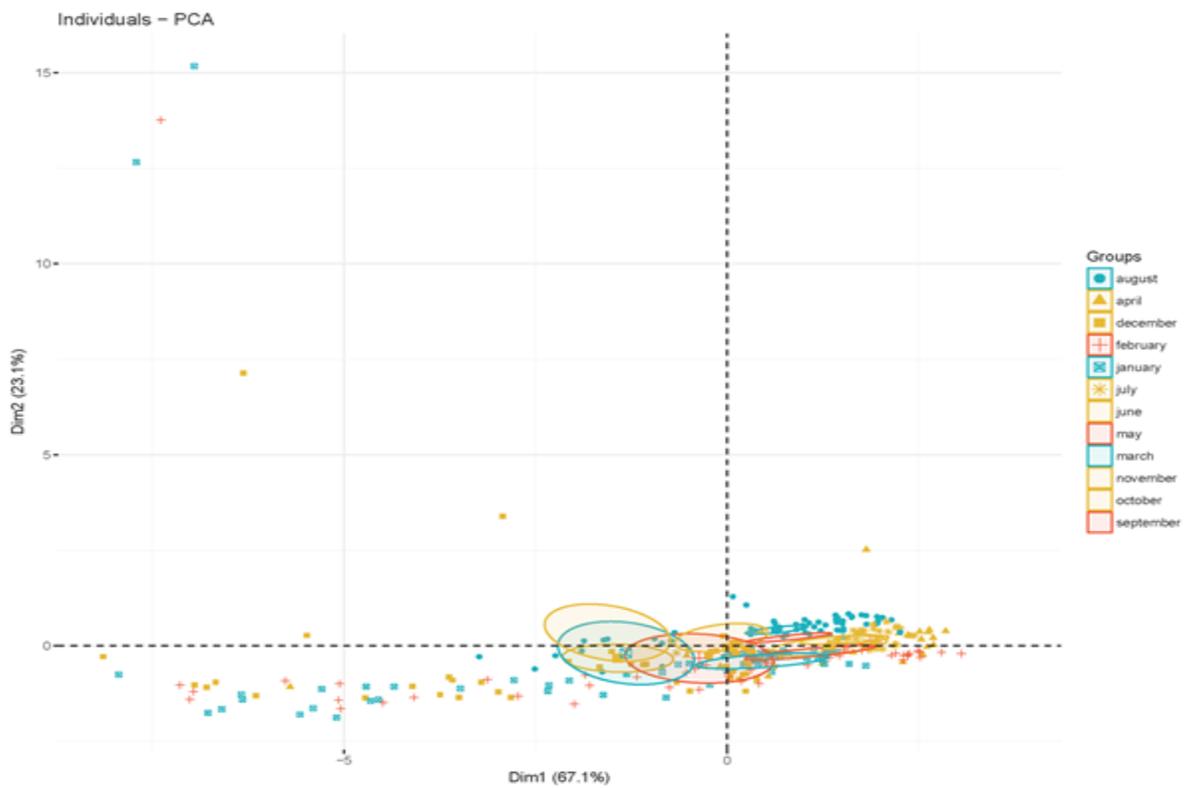


Figure 4. 25 : Classification des données de production d'une installation photovoltaïque polycristalline

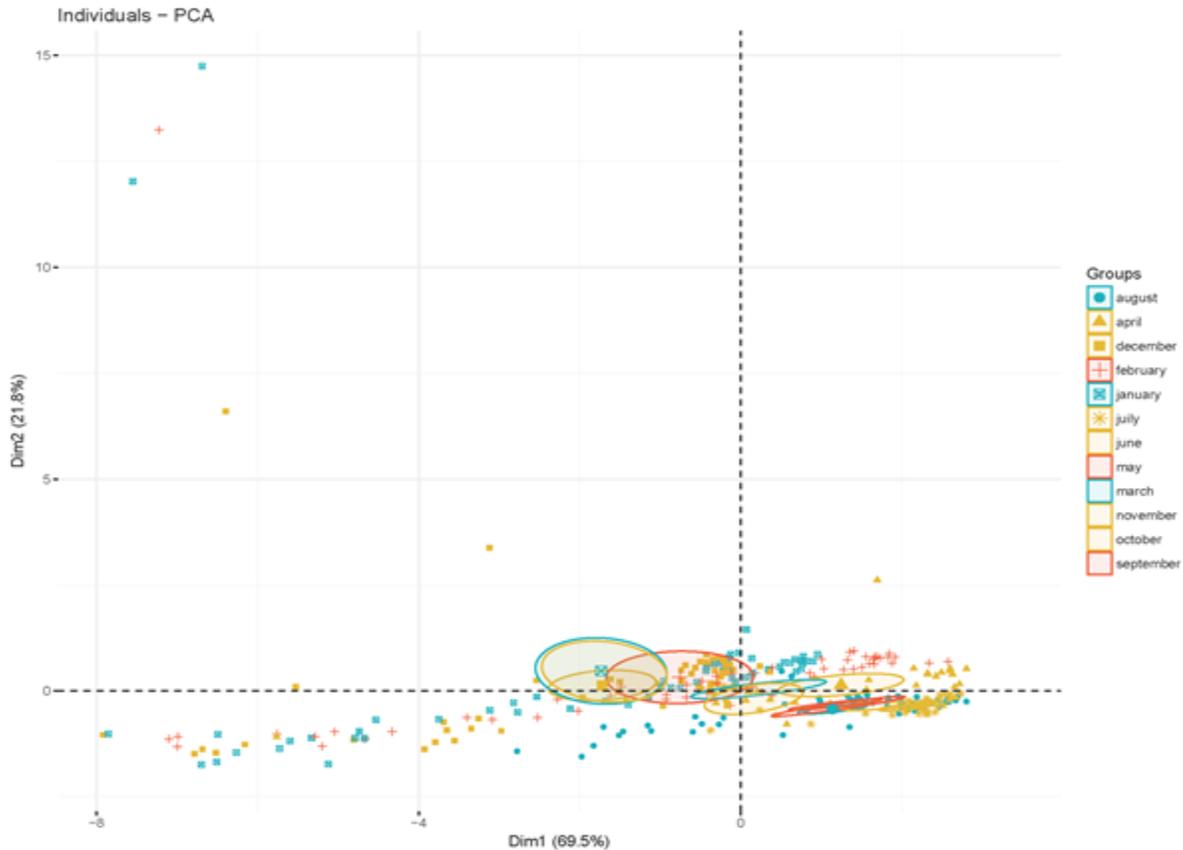


Figure 4. 26 : Classification des données de production d'une installation PV amorphe

Les figures 4.24, 4.25 et 4.26 montrent la répartition de la production journalière groupée par mois. Les mois à droite de l'origine de référence sont caractérisés par une production élevée. Cependant, les mois à gauche sont caractérisés par une faible production. Pour le monocristallin et le polycristallin, la répartition de la production est la même. Une forte production est observée dans les mois d'Août, Avril, Septembre, Juillet et Juin et une faible production en Janvier et Décembre. Cette distribution montre que la production du mois de Février est répartie sur l'axe PC1, ce qui peut s'expliquer par des jours ensoleillés, nuageux et pluvieux en Février. La majorité des jours se situent à gauche de l'origine et au bas du premier axe. Cela signifie que ces journées sont caractérisées par une faible perte de capture (L_c) et un indice de performance élevé. Pour le Monocristallin et le Polycristallin, les jours situés à droite de l'origine et au sommet du premier axe sont caractérisés par une forte production, le minimum des pertes de système et l'impact positif de la température. Les jours au bas de cet axe sont associés à une production élevée mais à des pertes de système sous l'impact négatif de la température. D'autre part, pour l'amorphe, la température a un impact négatif sur la majorité des jours situés au-dessus du premier axe. On note

également que, pour les trois installations photovoltaïques, la production est trop faible pendant 2 jours de Décembre et Janvier et seulement un jour de Février en raison des pertes de captage [179].

VI.3 Comparaison avec d'autre installation PV

Une comparaison a été faite dans le cadre de ce chapitre sur la performance Photovoltaïque des installations qui sont situées sur différents sites au Maroc et dans le monde.

Dans cette comparaison, le type de module et le Rapport de Performance ont été utilisés comme références. La raison pour laquelle la comparaison a été basée sur ces paramètres est qu'ils sont les facteurs les plus déterminants dans la description de la performance d'une centrale PV.

Les données relatives aux paramètres utilisés pour les installations PV dans 14 pays sont présentées dans le tableau 4.3. Les centrales PV situées en Espagne, en Grèce, en Allemagne et en Mauritanie ont affiché la plus faible performance. Leur Ratio de Performance était d'environ 62-70%, même si la Mauritanie a un ensoleillement abondant. Pour L'Espagne et la Grèce, leurs Ratios de Performance correspondants ne présentent pas une différence significative qui peut être observée et ça s'explique par les caractéristiques environnementales qui se ressemblent. Les Ratios de Performance de l'Algérie, Singapore, New Zélande et de l'Inde sont presque les mêmes, soit entre 66% et 74%, bien qu'il y ait des incohérences significatives dans leurs climats.

L'étude actuelle présente les Ratios de Performance les plus élevés des 14 pays, avec 85,2% pour pc-si, 83,23% pour mc-si et 83,23% pour a-si. Des résultats similaires peuvent également être observés à Marrakech, à Oman et à Singapour. D'autre installations dans d'autre payées sont déjà comparé dans la section de l'état de l'art.

Tableau 4.2 : Les PR de différentes installations PV

Localisation	PR(%)			Reference
	mc-si	Pc-si	a-si	
Inde	-	-	71,6-79,5	[180]
Grece	-	67,36	-	[158]
Allemagne	-	66,5	-	[181]
Singapour	-	81	-	[182]
Thaïlande	70-90	-	-	[165]
Dublin, Irlande	81,5	-	-	[161]
Sohar, Oman	84,6	-	-	[183]
Castile & Leon, Espagne	69,8	-	-	[184]
Ballymena, Irlande	60-62	-	-	[162]
Warsaw, Pologne	-	-	60-80	[185]
Jaén, Espagne	-	62-70	-	[186]
Málaga, Espagne	-	64,5	-	[187]
Nouakchott, Mauritanie	-	-	67,96	[188]
Wellington, New Zealand	78	-	-	[189]
Adrar, Algérie	73,82	-	-	[190]
Beni Mellal, Maroc	83,23	85,20	83,23	[191]
Marrakech-Maroc	75,2-86	78,3-88,7	61,4-75	[192]

VII. Conclusion

Dans ce chapitre, l'analyse des performances de trois centrales photovoltaïques avec trois technologies au silicium a été réalisée en utilisant la méthode d'analyse en composantes principales. De cette étude, il a été démontré que bien que les propriétés thermiques et les coefficients de température soient similaires pour le silicium polycristallin et monocristallin, le silicium polycristallin offre le meilleur rendement énergétique. Les modules amorphes, en automne, en hiver et au printemps, ont un rendement photovoltaïque inférieur à celui du silicium cristallin. Bien qu'en été, il dépasse les deux autres technologies, la technologie amorphe bénéficie de son coefficient de puissance de température le plus bas. De plus, l'analyse de la corrélation entre les paramètres de performance et les conditions météorologiques a montré que le rapport de performance est indépendant du rayonnement solaire mais qu'il a une corrélation avec la température. Cette corrélation varie selon la technologie de la cellule photovoltaïque. Pour comparer les performances des différentes installations photovoltaïques situées dans des lieux identiques ou différents, il a été remarqué que le Ratio de performance, dans son expression actuelle, semble insuffisant puisqu'il ne prend pas en compte la température. Notre étude pourrait

nous éclairer sur le lien possible avec un tel problème. Toutefois, ces idées non triviales méritent d'être étudiées en profondeur.

Chapitre V : Etude de la dégradation de la performance des modules Photovoltaïques

I. Introduction :

La technologie peut devenir encore plus attrayante pour les consommateurs et les investisseurs si le coût est réduit au minimum, tout en maintenant la fiabilité et la durabilité au plus haut niveau. Comme c'est le cas pour toutes les technologies photovoltaïques, toute avancée dans l'amélioration de la durabilité et, par conséquent, de la durée de vie des modules photovoltaïques suscitera la confiance dans la technologie, dont la viabilité économique repose sur la capacité à fournir la puissance nominale, P_{max} , pendant la durée de vie prévue. C'est le principal facteur qui explique l'intérêt croissant pour le calcul et la prévision précis de la dégradation des modules photovoltaïques dans des conditions de fonctionnement réelles, soit par des essais sur le terrain, soit par un vieillissement normal. Ce chapitre présente, dans son début, une revue bibliographique approfondie sur la dégradation des modules photovoltaïques. Puis, nous allons étudier la dégradation des trois technologies de Silicium après 5 ans d'exposition aux conditions de fonctionnement réel.

II. Etat de l'art

La dégradation des performances d'un système PV se manifeste à tous les niveaux, c'est-à-dire à celui de la cellule, module, champ et installation avec différents facteurs et mécanismes de dégradation apparents à chaque niveau. Dans tous les cas, les principaux facteurs extrinsèques liés à la dégradation des performances dans les conditions d'exploitation sur le terrain comprennent : la température, l'humidité, les précipitations, la poussière, la neige et les l'irradiation solaire. Au niveau des panneaux, tous ces facteurs et, en outre, l'ombrage et le décalage des modules contribuent à la dégradation. Les facteurs susmentionnés donnent lieu à divers mécanismes de dégradation [155],[193] et imposent des contraintes importantes sur la durée de vie d'un système PV, entraînant une réduction de la durabilité, qui doit être quantifiée par la mesure du taux de dégradation des performances.

Plus précisément, au niveau des cellules photovoltaïques, les principaux mécanismes à l'origine de la perte de performance et d'une éventuelle défaillance sont la corrosion, la dégradation induite par la lumière, la stabilité de contact et les cellules fissurées. Au niveau du module, la dégradation est due aux problèmes de fiabilité des cellules individuelles et, en outre, à la rupture du verre, au délaminage, à la défaillance des barres omnibus, aux interconnexions brisées, à la décoloration de la surface avant, à l'infiltration d'humidité, à la réduction de l'adhérence des couches intermédiaires, aux défaillances des diodes et aux points chauds. La majorité des études sur la technologie du silicium cristallin (c-si) indiquent que la dégradation de la puissance (P_{max}) calculée était principalement attribuée à des pertes de courant de court-circuit (I_{cs}), suivies de diminutions plus faibles du facteur de remplissage FF [194-197]. La dégradation des I_{cs} associée à la réduction de la P_{max} était le plus souvent causée par la délamination et la décoloration [198-199]. Les auteurs du papier [197] ont montré que la réduction de la I_{cs} était due à la décoloration ou au délaminage à l'interface cellule/éthylène-acétate de vinyle (EVA), à la rupture du verre frontal et à l'augmentation de la résistance en série (R_s) due à la dégradation de la soudure des électrodes. Une étude réalisée par Le Laboratoire National des énergies renouvelables (NREL) a suggéré que le taux de dégradation et le déclin associé des I_{cs} étaient causés par l'absorption de la lumière ultraviolette (UV) au sommet de la surface du silicium ou à proximité, ce qui provoque une décoloration [200]. Sanchez-Friera et al [195] ont attribué le taux de dégradation élevé et les pertes d' I_{cs} à la délamination de l'interface cellule-encapsulant, à l'oxydation de la grille de métallisation frontale et du revêtement antireflet des cellules et à l'encrassement du verre frontal. D'autre part, pour les technologies en couches minces, le taux de dégradation de FF était plus élevé que dans le cas du c-si [201]. Enfin, au niveau de l'installation, la dégradation était le résultat de défaillances de modules individuels, de l'ombrage du réseau, de la dégradation induite par le potentiel (PID) et d'autres effets sur le bilan de l'installation tels que la perte de rendement de l'onduleur, les pertes d'interconnexion et de câblage.

La dégradation progressive des performances, lorsqu'elle est exposée à des conditions de fonctionnement réels, est définie comme l'incapacité du dispositif PV à produire sa puissance nominale, suite à l'exposition à des facteurs extrinsèques [202]. Des essais à long terme ont prouvé que la dégradation progressive affecte la puissance nominale des modules PV et bien qu'elle puisse être clairement observée par une surveillance à long terme des dispositifs PV sur le terrain, il n'existe pas encore de représentations physiques, mathématiques ou empiriques précises en raison

de la multitude de facteurs physiques et de mécanismes associés à la dégradation. Dans d'autres secteurs, tels que l'automobile, les matériaux, la peinture et les revêtements, la dégradation à long terme est testée par les intempéries. À cet égard, l'altération est très différente des normes d'essai de qualification de la Commission électrotechnique internationale (CEI) sur les modules PV qui testent la "mortalité infantile" [203-204] et doit être établie pour le PV également. Même si un module PV passe avec succès les tests de qualification, cela ne prouve pas qu'il offrira sa durée de vie utile théorique dans chaque environnement d'exploitation. Certaines avancées ont été réalisées sous la forme de propositions telles que la proposition de l'American Society for Testing and Materials (ASTM), ASTM WK25362, "New Practice for Accelerated Life Testing of Photovoltaic Modules" [205], qui décrit les procédures permettant d'accélérer les mécanismes de défaillance des modules PV causés par des contraintes mécaniques, électriques et environnementales. L'ASTM indique que les résultats des protocoles d'essai décrits dans la norme ASTM WK25362 aideront les concepteurs et les fabricants à identifier et à quantifier les mécanismes de défaillance qui peuvent limiter la durée de vie des modules photovoltaïques, ainsi qu'à fournir des méthodes pour évaluer le taux de dégradation des performances. D'autres propositions ont été faites par l'AIE PVPS sur la performance et la fiabilité des systèmes photovoltaïques afin de constituer une banque de données de mesures des systèmes photovoltaïques et d'analyser les données pour évaluer leur performance et leur dégradation [206-207].

La mesure dans laquelle les divers mécanismes de dégradation affectent les différentes technologies PV ne semble pas être identique mais dépend de la technologie, des topologies de fonctionnement et de l'historique cumulé d'exposition aux conditions météorologiques en raison de l'emplacement géographique de l'installation. En conséquence, la puissance nominale des PV se dégrade à des rythmes différents. Le terme taux de dégradation (TD) est défini comme le taux de réduction maximale de la performance en fonction du temps et est désigné comme une quantité positive. Il est couramment exprimé en %/an et représente la réduction de P_{max} attendue d'une cellule, d'un module, d'un champ ou d'une installation PV sur le terrain [208]. Les mesures des taux de dégradation sont essentielles pour évaluer la durée de vie effective d'un module PV, étant donné les garanties de 25 ans offertes par les fabricants, qui garantissent une réduction maximale de 20 % de la fiche technique P_{max} à la fin des 25 ans. Depuis peu, le taux maximal de dégradation par an est également justifié. Certains fabricants garantissent que le module PV ne subira pas de dégradation de performance supérieure à 1 %/an pour les dix premières années de fonctionnement

(garantie linéaire), mais ils ne précisent pas les tests nécessaires à l'évaluation d'une éventuelle réclamation du client. Même en mesurant les performances du module aux conditions d'essai standard (STC), les incertitudes de mesure sont suffisamment élevées pour qu'une différence inférieure à 3-4 % par rapport au Pmax nominal ne puisse être considérée comme incertaine [202]. Les garanties par eux-mêmes sont suffisamment élevées et le fait que les modules récemment produits n'ont pas été testés jusqu'à la fin de leur durée de vie sur le terrain valide davantage la nécessité d'établir une méthodologie standardisée pour calculer les taux de dégradation précis des modules et systèmes PV sur le terrain.

Jordan et al ont compilé une étude exhaustive des taux de dégradation [209]. En résumé, à partir de 1751 études publiées pour le Silicium, le taux moyen de dégradation a été calculé à 0,7 %/an et la médiane à 0,5 %/an, la majorité des études ayant été publiées avant 2000, tandis que pour 169 études publiées pour les technologies à couche mince, la moyenne et la médiane étaient plus élevées, à 1,5 %/an et 1 %/an respectivement, la majorité des études ayant été publiées après 2000. Ces résultats n'incluaient pas la dégradation initiale (minimum trois ans de données de mesure). Bien que la moyenne pour les modules des couches minces soit de 1,5 %/an, les taux s'échelonnent de 0,2 à 4,2 %/an, alors que pour c-si, les taux sont principalement concentrés autour de la médiane. Cela signifie une très grande variation des taux de dégradation signalés, qui peut être attribuée au petit nombre d'études de terrain et à la variabilité des méthodes de calcul des taux de dégradation [210-211]. Il est intéressant de noter que des études ont trouvées des taux de dégradation pour les systèmes qui étaient quelques fois plus bas que les taux rapportés pour les modules et non l'inverse comme on pourrait s'y attendre, étant donné que les composants de l'équilibre du système, l'accumulation de poussière et de neige et l'ombrage pourraient entraîner des taux de dégradation plus élevés [203], [212-213].

Les méthodes de calcul de TD varient considérablement en fonction de la méthode de mesure des performances utilisée pour évaluer la puissance du module, champ, système PV et des conditions d'essai (à l'extérieur et à l'intérieur). Les essais en intérieur à STC (irradiation de 1000 W/m², spectre AM1,5 et température de cellule de 25 C) à l'aide de simulateurs solaires sont moins souvent utilisés car ils prennent du temps et sont efficaces pour les grands systèmes PV. Souvent, seul un petit échantillon de modules PV est testé à STC [203] afin de calculer la dégradation d'un grand système PV, ce qui ajoute une erreur significative au calcul.

Le calcul des taux de dégradation repose sur l'analyse et les évaluations chronologiques des performances des modules photovoltaïques. L'évaluation des performances des panneaux photovoltaïques sur le terrain comprend généralement l'enregistrement des mesures des paramètres telles que :

- Le courant continu I_{MPP} et la tension V_{MPP} au point de puissance maximale du module ou du champ PV, et ensuite la puissance continue, P_{MPP} , en tant que quantité calculée.
- La puissance en courant alternatif P_{AC} , des panneaux connectés au réseau.
- Le courant de court-circuit, I_{CC} , tension de circuit ouvert, V_{CO} , facteur de remplissage, FF, résistance série, R_S , et résistance shunt, R_{SH} , de la caractérisation I-V des modules et des champs PV.
- Des mesures météorologiques telles que l'irradiation globale (GI) dans le plan du modules PV et les températures ambiante (T_{am}) et celle des modules PV (T_c), la vitesse du vent, Sw , et la direction du vent, dw , et l'humidité relative, H_{rel} [56].

Les mesures communes de performance utilisées pour évaluer la performance des technologies PV peuvent être regroupées en quatre catégories :

- Les paramètres électriques des courbes IV enregistrées sous les rubriques des conditions intérieures simulées et corrigées en fonction de conditions de test standard.
- Des modèles de régression tels que le Photovoltaics for Utility Scale Applications (PVUSA) et les modèles SANDIA[214-215].
- Des indicateurs normalisés telles que le rapport de performance PR.
- Des échelles telles que P_{MPP}/P_{max} , P_{AC}/P_{max} et kWh/kWc [126].

Pour calculer le taux de dégradation (TD) des systèmes PV installés à l'extérieur, il est évident qu'une étude complète doit être réalisée, dans laquelle chaque méthode est testée sur les mêmes modules/champ/systèmes PV et comparée en plusieurs endroits, afin de formuler une méthodologie précise et robuste. Dans le papier [202] on trouve que le TD moyen de toutes les technologies s'est avéré être de 1,1 %/an. Le TD médian de toutes les technologies était de 0,99%/an. Pour les technologies individuelles, le TD moyen pour le mc-si était de 0,89 %/an, pour le pc-si était de 0,81 %/an, pour l'a-si était de 1,34 %/an, pour le CIGS était de 1,86 %/an, pour le CdTe était de 1,70 %/an et pour les autres technologies à couche mince, le TD moyen était de 2,24

%/an. Les différences entre les taux de dégradation moyens montrent qu'il faut faire une distinction en fonction de la technologie photovoltaïque.

Le même papier montre que les taux de dégradation les plus élevés ont été relevés en Corée et dans la région méditerranéenne et les plus faibles au Brésil et en Italie. La représentation géographique ne doit pas être considérée comme relative, mais plutôt comme absolue, car les taux de dégradation ont été calculés à partir de l'amplitude de systèmes ayant un historique d'exposition au champ très différent et utilisant des méthodes de calcul des taux de dégradation très différentes. On peut voir que pour toutes les technologies, les méthodes IV et PE (Percentage Error) ont données les résultats les plus faibles des taux de dégradation et faibles variations, sauf pour le mc-si. La régression linéaire (RL) a entraîné les plus grandes variations et incertitudes, en particulier pour a-si, CdTe et CIGS, et produit un TD médiane légèrement inférieure. LOESS et ARIMA, bien que moins fréquemment utilisés, se sont avérés produire de bons résultats avec peu de variation, pour toutes les technologies. Enfin, la décomposition classique des séries temporelles a produit les taux de dégradation les plus élevés pour les technologies mc-si et pc-si.

III. Le taux de dégradation des trois technologies de silicium

La durabilité associée au taux de dégradation est d'une importance vitale pour le développement de l'industrie photovoltaïque. Le taux de dégradation doit être étudié non seulement au niveau du module mais aussi du système entier. L'évaluation des performances en extérieur est cruciale pour quantifier le comportement à long terme et la durée de vie du système, car les systèmes photovoltaïques fonctionnent généralement dans cet environnement.

Cette section a permis d'étudier les taux de dégradation des trois systèmes PV de silicium en se basant sur des techniques, à savoir la régression linéaire des valeurs de la série temporelle du Rapport de Performance (PR_{DC}), le lissage exponentiel Holt-Winters (HW), la décomposition classique des séries temporelles de PR_{DC} et le modèle ARIMA. Ces approches correspondent à l'évaluation du taux de dégradation au niveau du système PV. Quatre techniques statistiques ont été appliquées sur des séries temporelles de PR_{DC} de cinq ans (2015-2019) pour étudier les taux de dégradation et les variations saisonnières pour les trois systèmes PV.

IV. Méthodologie

Dans cette partie nous faisons un rappel aux méthodes statistiques utilisées pour déterminer le taux de dégradation de la performance de chaque technologie PV de silicium.

IV.1 Évaluation du taux de dégradation de performance par régression linéaire

Les taux de dégradation (TD) de performance se calculent en construisant des séries chronologiques des valeurs de Ratio de Performance (PR_{DC}). En appliquant une régression linéaire à chaque série chronologique, les taux annuels de dégradation de performance ont ensuite été calculés en utilisant le gradient de l'ajustement linéaire obtenu et en le multipliant par douze (nombre de mois dans une année) comme le montre l'équation (5.1)

$$TD = \frac{a * 12}{b} * 100 \quad (5.1)$$

IV.2 Évaluation du taux de dégradation des performances à l'aide de la décomposition classique des séries temporelle

Cette technique consiste à décomposer la série chronologique en trois composantes à savoir la composante tendancielle, saisonnière et aléatoire restante. La tendance s'obtient à partir de la série chronologique en utilisant une moyenne mobile centrée sur deux étapes. Pour une moyenne mobile de $2*k$, où k est l'ordre de la moyenne mobile ($k = 12$ en raison du nombre de mois d'une année), la moyenne centrée au moment t se calcule en utilisant l'équation 5.2 :

$$T_t = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{k} \sum_{i=t-m}^{t+m-1} Y_i + \frac{1}{k} \sum_{i=t-m+1}^{t+m} Y_i \right) \quad (5.2)$$

Où T_t est la tendance au temps t , ($t > m$), et m est défini comme la demi-largeur d'une moyenne mobile, $m = k/2$. Les moyennes mobiles calculées forment une série plus lisse, c'est la tendance de chaque série temporelle. Par la suite, la composante saisonnière se calcule en soustrayant la tendance des données initiales pour chaque mois respectif tout au long de la période d'évaluation de cinq ans.

La fonction utilisée pour extraire la composante brute de saisonnalité était :

$$S_t = Y_t - T_t \quad (5.3)$$

Où la saisonnalité S_t est définie comme la différence entre les données originales Y_t , et la tendance au temps t . Après avoir extrait la tendance pour chaque technologie, la régression linéaire s'applique à nouveau pour calculer le taux de dégradation de performance. Le taux de dégradation est calculé en utilisant l'équation 5.4 :

$$TD = a * 12 \quad (5.4)$$

Où a est la pente de la courbe de la régression linéaire.

IV.3 Évaluation du taux de dégradation des performances à l'aide de la méthode Saisonnières de Holt-Winters (HW) :

La méthode saisonnière Holt-Winters comprend les quatre équations que nous avons évoquées dans le chapitre III et que nous ne voyons pas inconvenient de les rappeler ici.

$$Y_{n+ln} = m_n + b_n + c_{n-s+1} \quad (5.5)$$

$$m_t = \alpha_0 (y_t - c_{t-s}) + (1 - \alpha_0) \times (m_{t-1} + b_{t-1}) \quad (5.6)$$

$$b_t = \alpha_1 (m_t - m_{t-1}) + (1 - \alpha_1) \times b_{t-1} \quad (5.7)$$

$$c_t = \alpha_2 \times \frac{y_t}{m_t} + (1 - \alpha_2) \times c_{t-s} \quad (5.8)$$

Où α_0 , α_1 et α_2 prennent des valeurs entre 0 et 1.

Ces équations peuvent être appliquées aux séries chronologiques du PR_{DC} pour évaluer la dégradation des performances des systèmes photovoltaïques tout en déterminant la composante saisonnière et la composante tendancielle et en minimisant l'erreur de prédiction au carré d'un pas en avant[202]. Comme les variations saisonnières dans les séries chronologiques des systèmes PV sont généralement stationnaires, nous allons adopter le modèle additif général comme indiqué dans l'équation (5.5). Où m_n est la composante de niveau, b_n la composante de pente et C_{n-s+1} la composante saisonnière pertinente, S la période saisonnière, et sont donnés, respectivement, dans les équations (5.6), (5.7) et (5.8).

IV.4 Évaluation du taux de dégradation des performances à l'aide de ARIMA

Le modèle de Moyenne Mobile Intégrée AutoRégressive (ARIMA) se distingue des méthodes classiques par sa capacité à traiter les fluctuations saisonnières, les erreurs aléatoires, les valeurs

aberrantes et les changements de niveau[202]. Il a été mis en œuvre par Box et Jenkins en 1976 en tant qu'outil de modélisation basé sur des paramètres autorégressifs (p), le nombre de passes différentes (d) et des paramètres de moyenne mobile (q) [140],[216]. Comme nous avons mentionné dans le chapitre III, le modèle général multiplicatif ARIMA est donné dans l'équation (5.9) et est abrégé en ARIMA(p,d,q)(P,D,Q), P étant le paramètre autorégressif saisonnier, D la différence saisonnière et Q l'ordre de la moyenne mobile saisonnière [146].

$$\phi(T)\phi_s(T^s)\nabla^d\nabla_s^D y_t = \theta(T)\theta_s(T^s)e_t \quad (5.9)$$

Dans l'équation ci-dessus, T représente l'opérateur de retard, $\phi(T) = (1 - \phi_1 T - \dots - \phi_p T^p)$ représente un polynôme autorégressif en T de degré p , $\phi(T^s)$ est un polynôme autorégressif en T^s de degré P_s , $\theta(T)$ est un polynôme à moyenne mobile en T de degré q , $\theta_s(T^s)$ est un polynôme moyen mobile de degré Q_s en T^s , l'opérateur $\nabla^d = (1-T)^d$ est un opérateur de différenciation non saisonnier et ∇_s^D est un opérateur saisonnier différencié et saisit la non stationnarité dans les lieux correspondants au cours de périodes consécutives [146].

V. Taux de dégradation par régression linéaire.

Des séries chronologiques de cinq ans des valeurs moyennes mensuelles du rapport de performance (PR_{DC}), comprenant 60 ensembles de données, ont été préparées pour la période allant de Juin 2015 à Décembre 2019. Les graphiques des figures 5.1 à 5.3 illustrent les séries chronologiques mensuelles du rapport de performance, coté DC, construites, respectivement, pour les technologies PV mc-si, pc-si et a-si. Il ressort de ces graphiques que toutes les technologies présentent un comportement saisonnier, tandis qu'une tendance à la perte progressive de performance est plus évidente dans toutes les technologies PV de silicium. La tendance à la décroissance des performances est visible dès la fin de la première année (2015) de fonctionnement sur le terrain. Ceci est attribuable à la dégradation induite par le potentiel (PID) pour les technologies de silicium cristallin (c-si) [60],[91], [217-218] et à l'effet Staebler-Wronski et aux cycles de recuit thermique qui sont généralement attribués à la technologie PV au silicium amorphe [191], [219-[221].

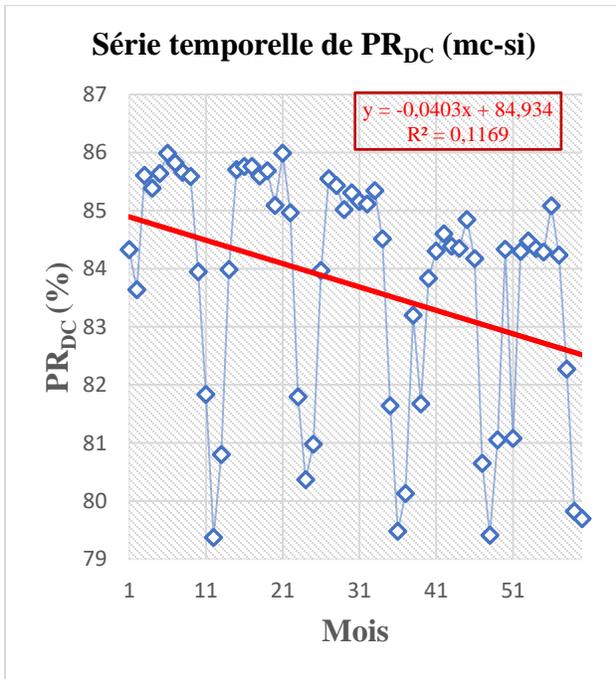


Figure 5. 1 : Série temporelle des valeurs de PR_{DC} de mc-si

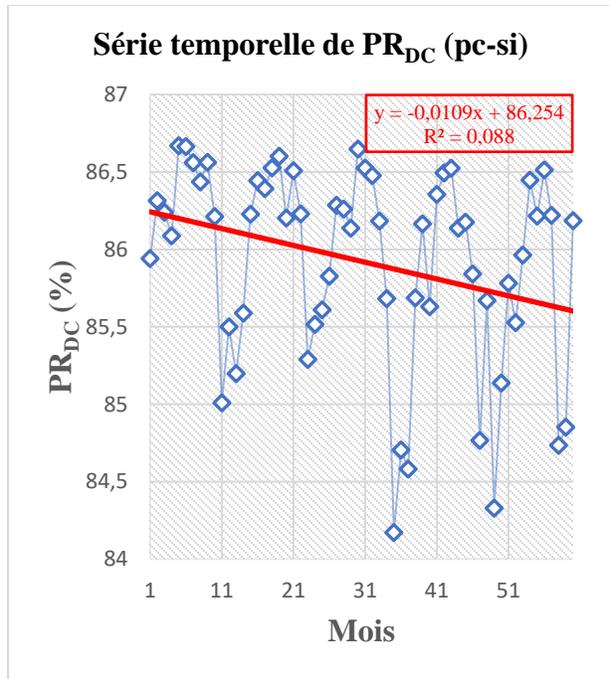


Figure 5. 2 : Série temporelle des valeurs de PR_{DC} de pc-si

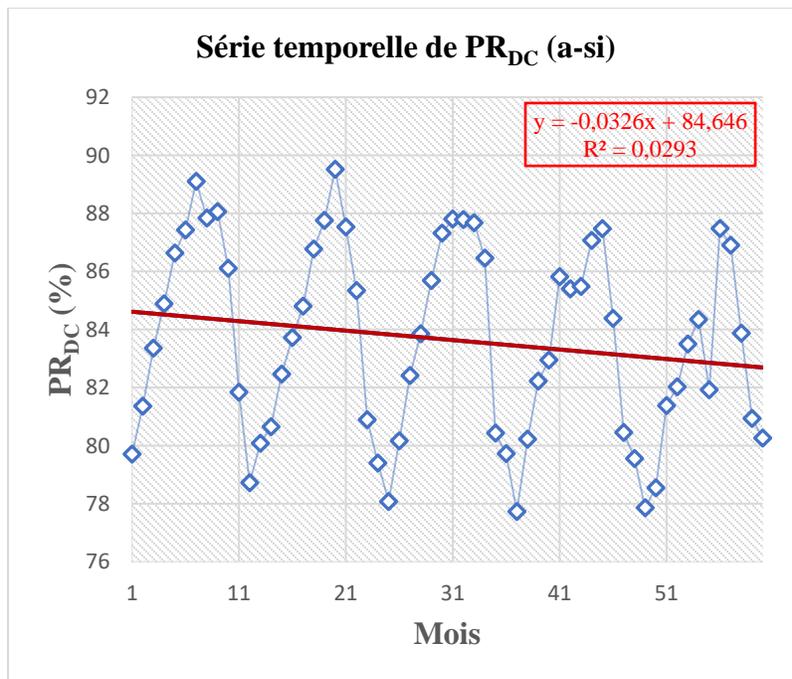


Figure 5. 3 : Série temporelle de PR_{DC} de l'amorphe

La régression linéaire des valeurs de PR_{DC} est utilisée pour quantifier cette tendance décroissante. Le taux de la dégradation de la performance de mc-si est de l'ordre de 0,57%/an, pour l'a-si la dégradation atteint 0,46%/an. Le pc-si a marqué la petite valeur de taux de dégradation avec un TD égal à 0,15%/an.

VI. Taux de dégradation par lissage exponentiel Holt-Winters

Dans le cas de la méthode de lissage exponentiel triple de Holt-Winters, les taux de dégradation annuels ont été calculés en multipliant le gradient de la pente par 12 pour les séries chronologiques mensuelles de PR_{DC} . De même, dans le cas de CSD et ARIMA, les taux de dégradation annuels seront calculés en appliquant une régression linéaire sur la tendance extraite, puis en multipliant le gradient par 12 pour les séries chronologiques mensuelles de PR_{DC} .

Les valeurs des paramètres des modèles HW trouvés après les optimisations sont $\alpha_0=0,027$, $\alpha_1=0,141$ et $\alpha_2=0,345$ pour le pc-si, $\alpha_0=0,00024$, $\alpha_1=0,01$ et $\alpha_2=0,237$, tandis que les paramètres du modèle HW de a-si ont été optimisés à $\alpha_0=0,11$, $\alpha_1=0,063$ et $\alpha_2=0,976$.

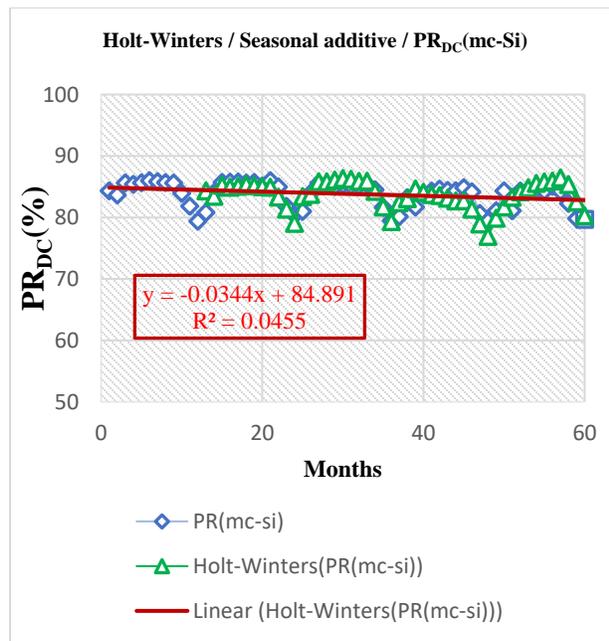


Figure 5. 4 : Model de Holt-Winters de PR_{DC}
de mc-si

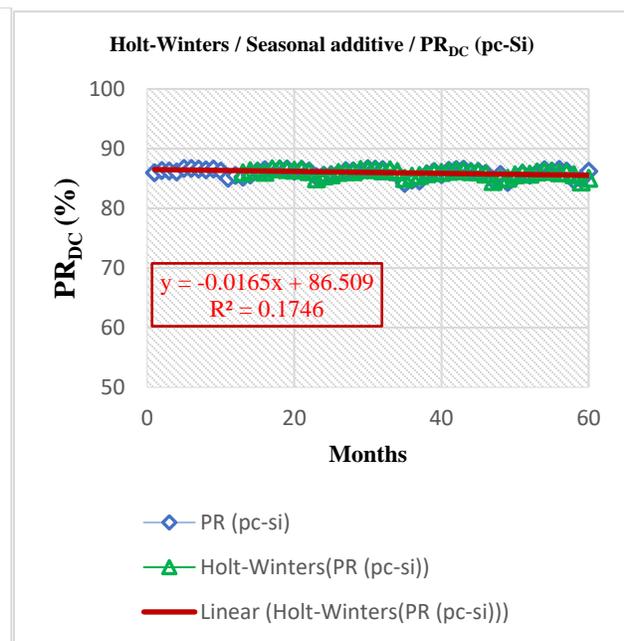


Figure 5. 5 : Model de Holt-Winters de PR_{DC}
de pc-si

Les figures 5.4, 5.5 et 5.6 représentent les résultats obtenus lors de l'application de la technique du lissage exponentiel triple de Holt-Winters aux séries temporelles de la performance des trois

systèmes PV. Les performances des modules PV de type mc-si se dégradent à un taux de 0,41%/an, pendant que les modules PV de technologie pc-si se dégradent à un taux de 0,16%/an. Les modules PV de type a-si perdent leurs performances avec un taux de 0,42%/an.

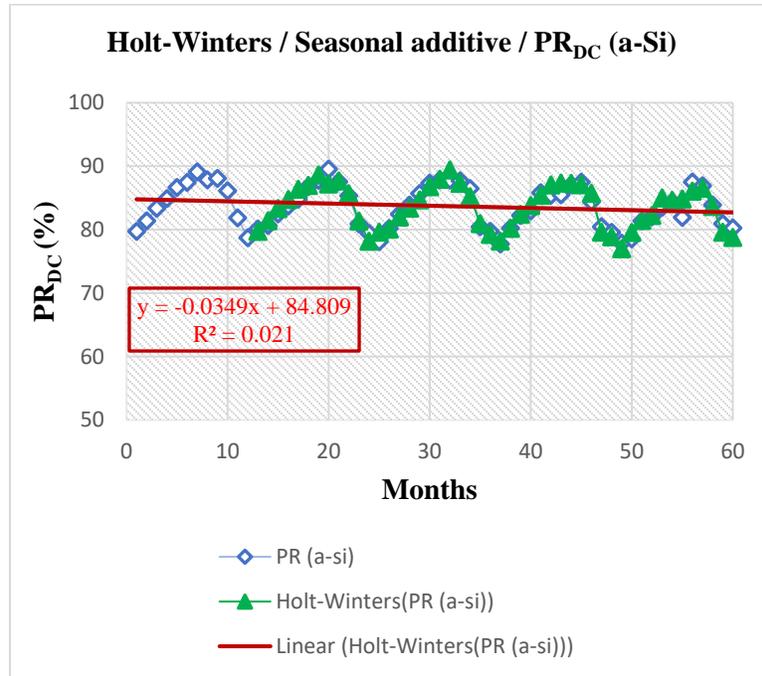


Figure 5. 6 : Model de Holt-Winters de PR_{DC} de a-si

VII. Taux de dégradation par la décomposition classique des séries temporelles.

Les taux de la dégradation ont également été évalués en utilisant une autre technique statistique, la décomposition classique des séries (DCS), qui a été utilisée pour décomposer les séries chronologiques en extrayant la tendance et la saisonnalité pour chaque technologie PV. Dans cette partie, la DCS a été sélectionné car il s'agit de l'une des procédures de décomposition les plus couramment utilisées pour extraire la tendance, la saisonnalité et l'irrégularité restante du signal d'entrée avec un minimum d'effort et une simplicité de calcul, et il constitue également la base de la plupart des méthodes de décomposition modernes. La DCS a été appliquée à la moyenne mensuelle des séries chronologiques de PR_{DC} de toutes les trois technologies PV à base de Silicium afin d'extraire la tendance, la saisonnalité et la composante aléatoire sur la période de cinq ans.

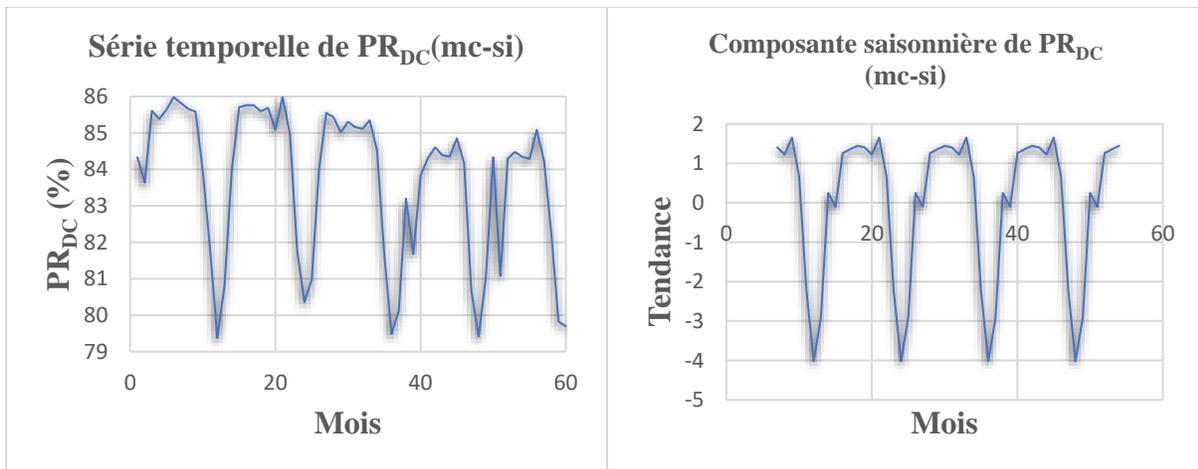


Figure 5. 7 : La série temporelle de mc-si

Figure 5. 8 : La composante saisonnière de mc-si

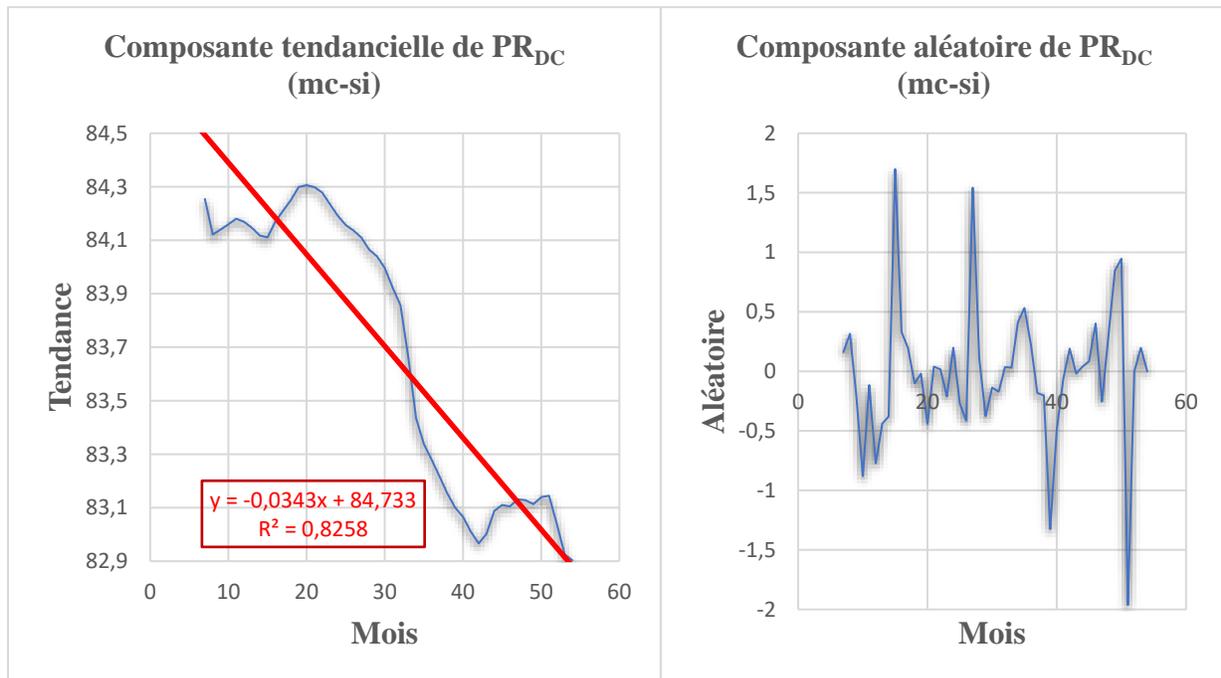


Figure 5. 9 : La composante tendancielle de mc-si

Figure 5.10 : La composante aléatoire de mc-si

Les figures 5.7, 5.8, 5.9 et 5.10 montrent la décomposition classique de la série chronologique de la performance en trois composantes à savoir la composante saisonnière, tendancielle et aléatoire de la technologie PV monocristalline de silicium. De même les figures 5.11, 5.12, 5.13 et 5.14 représentent les décompositions classiques des séries temporelles des performances PV de

la technologie de silicium Polycristallin. Les figures 5.15, 5.16, 5.17 et 5.18 dépeignent les composantes de la série temporelle de la performance de la technologie PV de silicium amorphe après sa décomposition.

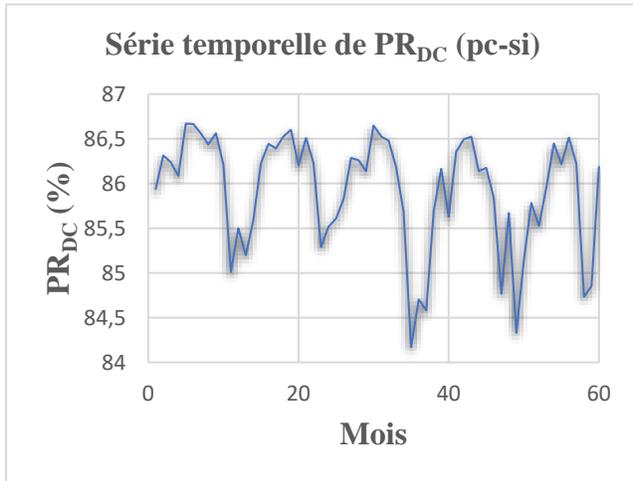


Figure 5. 11 : La Série temporelle de pc-si

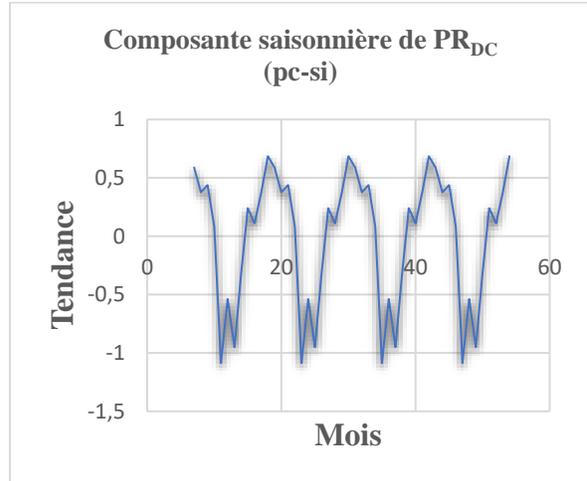


Figure 5.12 : La composante saisonnière de pc-si

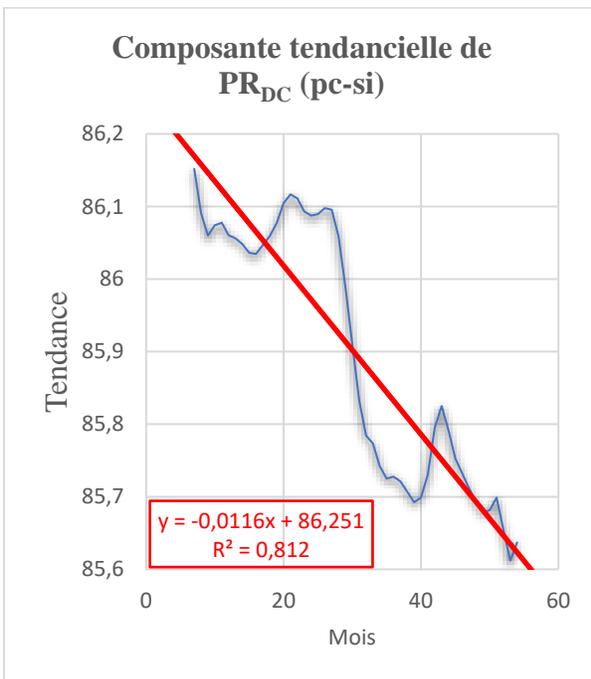


Figure 5. 13 : La composante tendancielle de pc-si

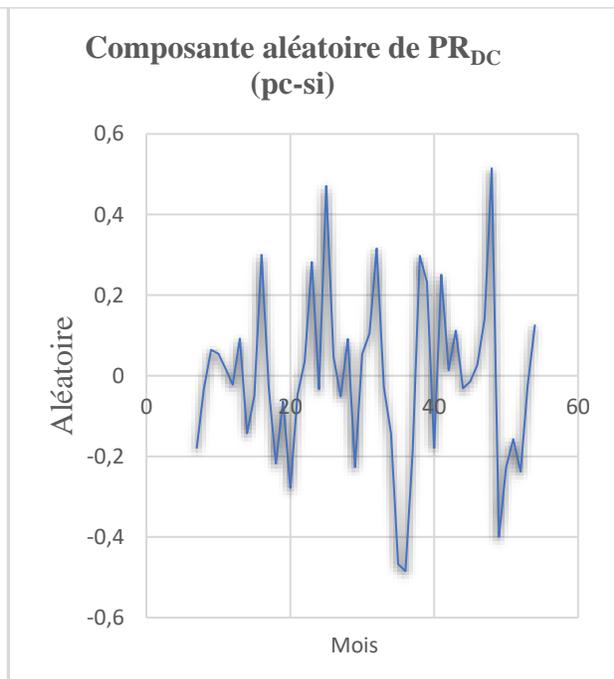


Figure 5. 14 : La composante aléatoire de pc-si

Les figures 5.8, 5.12 et 5.16 montrent que les modules mc-si, pc-si et a-si présentent des variations saisonnières de leurs performances presque semblables et de même profil à l'exception de pc-si qui montre un comportement différent pendant les mois les plus froids, sa performance s'améliore. Une autre différence aussi est au niveau de l'amplitude de la courbe d'a-si qui est plus élevé pendant les mois chauds, il atteint 4,15, et plus faibles pendant les mois froids, il atteint -5,12, en comparaison avec celle des deux autres technologies. L'amélioration des performances dans des conditions de température élevée est une caractéristique des modules de la technologie a-si [175]. Ceci est possible grâce à l'effet de recuit thermique, permettant de récupérer une partie des performances précédemment perdues en raison de la dégradation induite par la lumière (LID) suite à une exposition prolongée à haute température [222]. On peut remarquer aussi que l'amplitude de mc-si descend jusqu'à -4 pendant les mois les plus froids cela s'explique sa perte de performance en comparaison avec le pc-si. Généralement, le comportement saisonnier différent des trois technologies revient aux différents leurs comportements en face à des variations de la température et du spectre solaire. Le comportement en réponse à la variation de température est indiqué dans le tableau 3.1, qui est résumé dans le coefficient de température. Pour la variation du spectre solaire, en fait, le silicium amorphe a une réponse spectrale confinée dans la gamme (250-800 nm) et donc plus étroite par rapport à la réponse spectrale du c-si (350-1200 nm)[178]. Cela produit des comportements saisonniers différents, en particulier dans les extrémités (hiver et été).

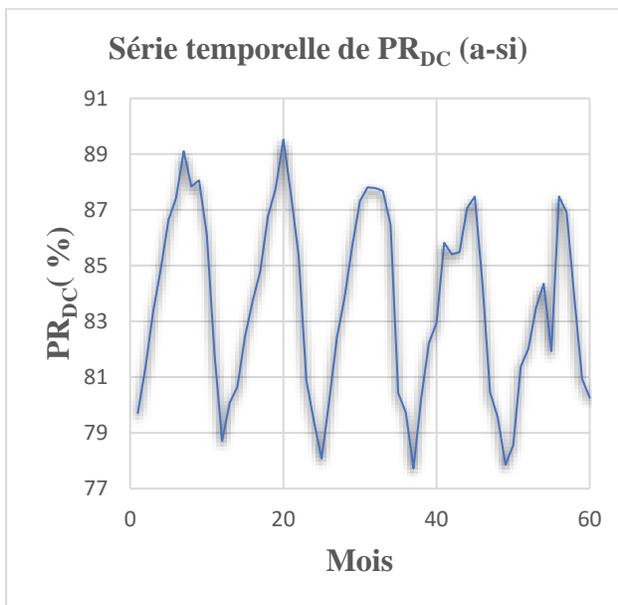


Figure 5. 15 : La série temporelle de a-si

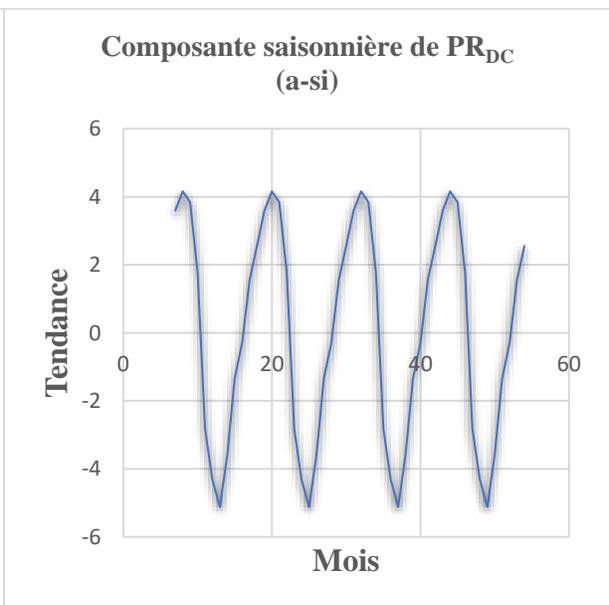


Figure 5. 16 : La composante saisonnière de a-si

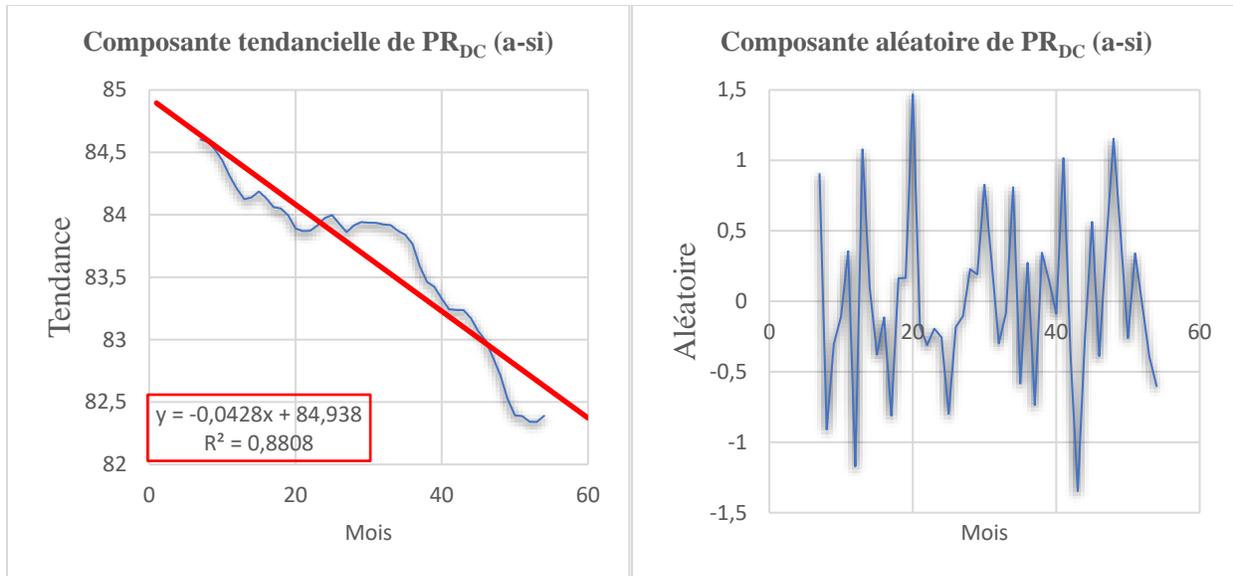


Figure 5. 17 : La composante tendancielle de a-si

Figure 5. 18 : La composante aléatoire de a-si

Les taux de dégradation annuel sont calculés en appliquant la régression linéaire aux composantes tendancielle des séries chronologiques. Les composantes tendancielle représentent les séries chronologiques désaisonnalisées. Les tendances à la décroissance des séries chronologiques désaisonnalisées de PR_{DC} sont observées pour les trois systèmes (Figures 5. 9, 5.13 et 5.17). Cependant, l'ampleur de la tendance à la baisse, qui est proportionnelle au taux de dégradation, a varié entre les trois systèmes PV. Le système a-si a montré la plus grande variation désaisonnalisée de PR_{DC}, qui allait de 82,34 % à 84,60 % avec un écart de 2,3 %. La plus faible variation désaisonnalisée a été constatée dans le système pc-si. Elle variait de 85,61 % à 86,15 % avec un écart de 0,55 %. La performance désaisonnalisée du système mc-si variait de 82,90% à 84,30% avec un écart de 1,40%. Le taux de dégradation de système PV de type a-si est le plus élevé, il est de l'ordre de 0,51 %/an, tandis que le système mc-si affiche un taux de dégradation de performance annuelle quantifié à 0,41 %/an. La technologie pc-si a montré un taux de dégradation de performance annuelle, plus faible, de l'ordre de 0,14 %/an sur la même période de cinq ans.

VIII. Taux de dégradation par ARIMA

ARIMA, est le modèle de prédiction des séries chronologiques le plus courant dans les études statistiques. Il considère la série de données formée par l'objet de prédiction au fil du temps comme une série aléatoire. Il analyse une partie des données de la série pour obtenir des paramètres spécifiques qui décrivent le modèle mathématique de la série afin de réaliser une modélisation des

séries temporelles et utiliser les données restantes de la séquence pour vérifier la validité du modèle. Le modèle validé peut être utilisé pour prédire les valeurs ultérieures de la série de données.

Selon que les données montrent des signes d'immobilité dans les différentes parties de la régression, le modèle ARIMA comporte trois types de base : le modèle à moyenne mobile (MA), le modèle autorégressif (AR) et le modèle intégral autorégressif à moyenne mobile (ARIMA).

Tableau 5. 1 : Optimisation des paramètres de modèle d'ARIMA

p	q	P	Q	AICC
1	0	0	0	101,808
1	1	0	0	105,065
1	2	0	0	107,427
2	0	0	0	105,037
2	1	0	0	108,360
2	2	0	0	

Le tableau 5.1 présente les différentes valeurs des paramètres de modèle ARIMA, Le meilleur modèle pour le critère de sélection choisi pour modéliser la performance des trois systèmes PV est affiché en bleu. Les valeurs des paramètres obtenues sont $p=1$, $d=0$, $q=0$, $P=0$, $D=0$ et $Q=0$.

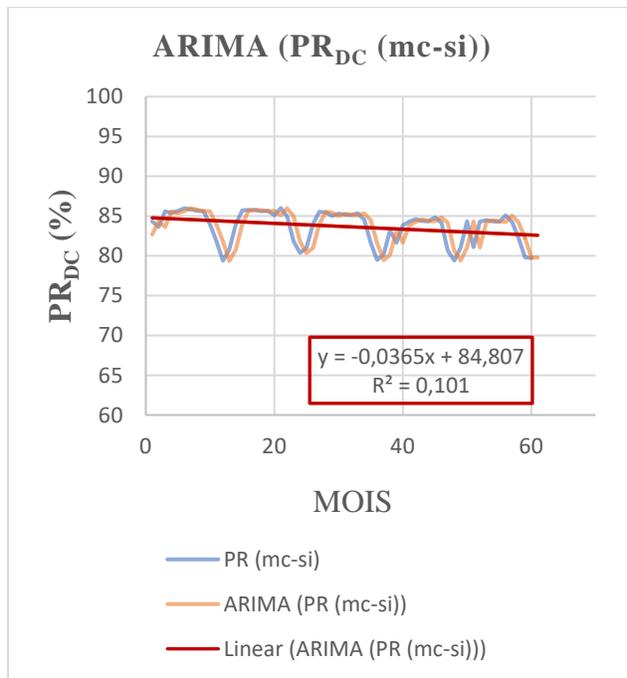


Figure 5. 19 : Modèle ARIMA de PR_{DC} (mc-si)

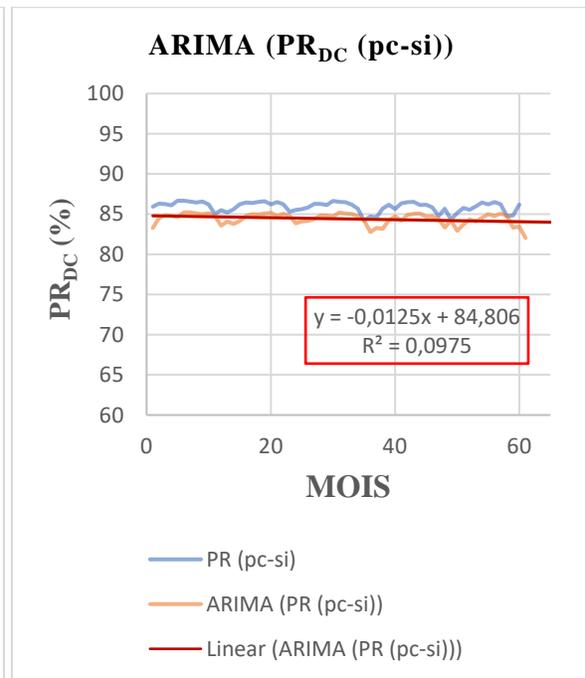


Figure 5. 20 : Modèle ARIMA de PR_{DC} (pc-si)

Les figures 5.19, 5.20 et 5.21 montrent les résultats obtenus par le modèle ARIMA(1;0;0)(0;0;0)₁₂ pour les technologies mc-si, pc-si et a-si respectivement. Les valeurs maximales de PR calculées sont 85,9%, 85,2% et 89,5% pour le mc-si, pc-si et a-si, respectivement. Les valeurs minimales obtenues sont 69%, 68,1% et 77,5% pour le mc-si, pc-si et a-si, respectivement. En utilisant les gradients linéaires, les taux de dégradation se quantifient à 0,44 %/an pour le mc-si, 0,15 %/an pour pc-si et 0,55%/an pour l'amorphe.

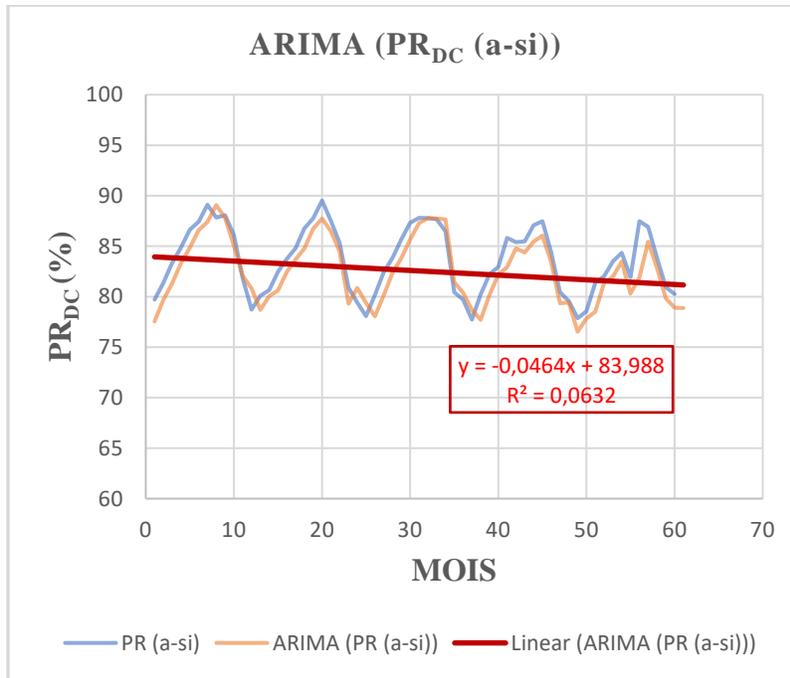


Figure 5. 21 : Modèle ARIMA de PR_{DC} (a-si)

Les valeurs légèrement élevées du coefficient de tendance extrait par la méthode CSD peuvent déterminer la validité de l'application de la régression linéaire. Les mêmes valeurs R² montrent que les trois technologies PV à base de silicium connaissent une dégradation approximativement linéaire sur la période de 5 ans. En revanche, les faibles valeurs du coefficient de détermination obtenues lors de l'application de la régression linéaire sur les tendances extraites par les méthodes ARIMA et HW montrent que ces tendances ne sont pas correctement décrites par une approche de régression linéaire, ce qui élargit l'écart entre la linéarité et la non-linéarité de la dégradation des performances des modules PV.

Pour la technologie mc-si, les taux de dégradation annuelle des performances les plus élevés ont été obtenus en appliquant la régression linéaire (RL), cependant, la même technique a fourni des valeurs de TD intermédiaires pour les deux autres systèmes PV. Holt-Winters a attribué les valeurs de TD les plus faibles au mc-si et à l'a-si. ARIMA a attribué des valeurs intermédiaires au système c-si et la valeur la plus élevée au système a-si. DSC a attribué des valeurs de TD intermédiaires pour les trois systèmes PV. Ces résultats montrent clairement que les taux de perte

de performance sont influencés par la méthode statistique identifiée, ces mêmes résultats démontrent également que les techniques utilisées sont influencées par les fluctuations saisonnières de performance des trois technologies. La technologie pc-si, étant la plus stable face aux fluctuations de température et de l'irradiation solaire, a un taux de dégradation plus stable pour les quatre techniques d'évaluation.

IX. Comparaison avec d'autres technologies

Afin de comparer les résultats obtenus avec ceux trouvés dans la littérature publiée, la figure 5.22 [223], présente une tentative de résumé les taux de dégradation donnés dans la littérature. D'après cette figure, le taux de dégradation du module PV peut atteindre 4 %/ an, mais, les taux de dégradation médian et moyen ne sont que de 0,5 %/an et 0,7 %/an, respectivement.

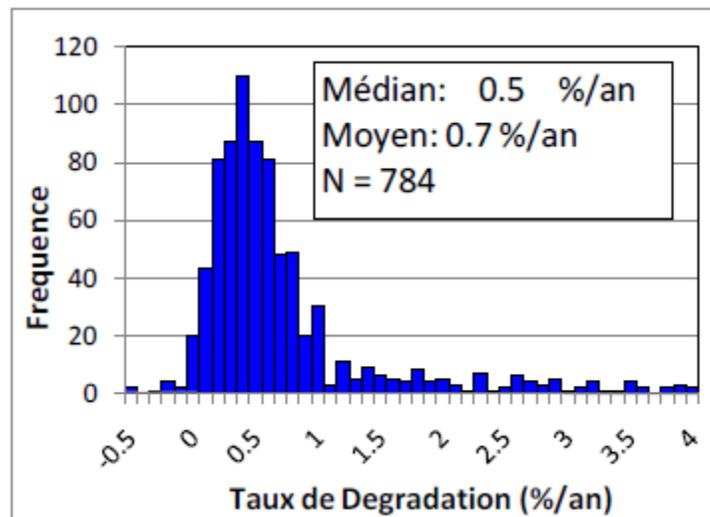


Figure 5. 22: Histogramme des taux de dégradation publiés

Cette figure et les données présentées dans la section consacrée à l'état de l'art ne fournissent aucune information sur les techniques utilisées pour effectuer les calculs de taux de dégradation. Comme nous venons de le voir, le taux de dégradation dépend de la technique utilisée et des comportements saisonniers de la technologie PV. Un autre facteur important affectant les résultats est la période de suivi des données utilisées dans l'analyse [224]. Concrètement, le tableau 5.2 présente certains taux de dégradation associés à la technologie, à la méthodologie et à la durée des données utilisées pour les calculer. Si nous n'étudions que les deux méthodes les plus utilisées qui sont la régression linéaire (RL) et la décomposition saisonnière classique (DSC), les taux de dégradation des performances des trois technologies du silicium attribuées par la RL se situent entre 0,25 %/an et 5,12 %/an pour le mc-si, entre 0,07 %/an et 1,13 %/an pour le pc-si et entre 0,24

%/an et 3,76 %/an pour l'a-si. La méthode DSC a affecté les taux de dégradation entre 0,27 %/an et 5,04 %/an pour les systèmes PV mc-si, entre 0,14 %/an et 1,37 %/an pour les systèmes PV pc-si et entre 0,43 %/an et 3,96 %/an pour le système a-si. En comparant avec les taux de dégradation trouvés dans ce travail, on peut voir que les résultats sont en accord.

Tableau 5. 2 : Les taux de dégradations de différentes technologies PV

<i>Fabriquant</i>	<i>Technologie</i>	<i>LR/LLS</i> (%/an)	<i>CSD</i> (%/an)	<i>ARIMA</i> (%/an)	<i>Yf/Yfmo</i> (%/an)	<i>HW</i> (%/an)	<i>YOY</i> (%/an)	<i>Période</i> (Années)	<i>Reference</i>
<i>Solon</i>	<i>p-si</i>	0,71						5	[225]
<i>Sanyo</i>	<i>mc-si</i>	0,98						5	[225]
<i>Atersa</i>	<i>mc-si</i>	0,25						5	[225]
<i>Sunpower</i>	<i>mc-si</i>	0,64						5	[225]
<i>Schot EFG</i>	<i>pc-si</i>	0,36						5	[225]
<i>BP Solar</i>	<i>mc-si</i>	0,70						5	[225]
<i>Solar World</i>	<i>mc-si</i>	0,93						5	[225]
<i>Schott MAIN</i>	<i>pc-si</i>	0,49						5	[225]
<i>Würth Solar</i>	<i>CIGS</i>	1,95						5	[225]
<i>BP Solar</i>	<i>pc-si</i>	0,69	0,75					8	[226]
<i>Kaneka</i>	<i>a-si</i>	1,55	1,36					8	[226]
<i>SunPower</i>	<i>mc-si</i>	0,61	0,69					7	[226]
<i>BP Solar</i>	<i>pc-si</i>	0,45	0,50					8	[226]
<i>BP Solar</i>	<i>mc-si</i>	0,35	0,27					8	[226]
<i>Trina</i>	<i>mc-si</i>	1,07	1,13					7	[226]
<i>Kyocera</i>	<i>pc-si</i>	0,67	0,72					8	[226]
<i>BP Solar</i>	<i>pc-si</i>	0,84	0,85					8	[226]
<i>Sanyo</i>	<i>HIT</i>	1,62	1,50					6	[226]
<i>Sungrid</i>	<i>mc-si</i>	1,08	0,95					5	[226]
<i>Sungrid</i>	<i>pc-si</i>	1,13	0,96					6	[226]
<i>Evergreen Solar</i>	<i>pc-si</i>	0,96	0,75					6	[226]
<i>Calyxo</i>	<i>CdTe</i>	1,41	1,22					6	[226]
<i>Hanergy</i>	<i>CIGS</i>	0,78	0,76					6	[226]
<i>REC</i>	<i>pc-si</i>	0,53	-					4	[226]
<i>Winaico</i>	<i>pc-si</i>	0,07	-					4	[226]
<i>Global Solar</i>	<i>CIS/CIGS</i>				3,2			8	[208]
<i>Shell Solar</i>	<i>CIS/CIGS</i>				3,0			8	[208]
<i>Solarex</i>	<i>a-si</i>				0,2			8	[208]
<i>UniSolar</i>	<i>MJ-si</i>				0,2			8	[208]
<i>Sanyo</i>	<i>px-si</i>				0,7			8	[208]
<i>BP Solar</i>	<i>px-si</i>				0,7			8	[208]
<i>BP Sola</i>	<i>px-si</i>				0,2			8	[208]
<i>Kyocera</i>	<i>px-si</i>				0,4			8	[208]
<i>Schott</i>	<i>px-si</i>				0			8	[208]
<i>Schott</i>	<i>px-si</i>				1,6			8	[208]
<i>Schott</i>	<i>px-si</i>				2,4			8	[208]

Schott	px-si			2		8	[208]
AstroPower	x-si			0,7		8	[208]
Schot	px-si off-site			2,2		8	[208]
Schot	px-si off-site			4,3		8	[208]
Schot	px-si off-site			3,4		8	[208]
Schot	px-si off-site			1		8	[208]
	pc-si	0,24				4	[227]
	pc-si	0,42				4	[227]
	pc-si	0,46				4	[227]
	pc-si	0,44				4	[227]
	pc-si	0,30				4	[227]
	pc-si	0,33				4	[227]
	sc-si	0,80				4	[227]
	sc-si	0,64				4	[227]
	sc-si	0,92				4	[227]
	a-si:H/c-si	0,24				4	[227]
	a-si	1,45				4	[227]
	a-si	1,45				4	[227]
	CIGS	0,25				4	[227]
	CIGS	0,30				4	[227]
Atersa	mc-si	0,25	0,78			5	[228]
BP Solar	mc-si	0,70	1,08			5	[228]
Sanyo	mc-si	0,98	1,30			5	[228]
Sunpower	mc-si	0,64	1,03			5	[228]
Schott Solar	pc-si	0,49	0,88			5	[228]
Schott Solar	pc-si	0,36	0,77			5	[228]
SolarWorld	pc-si	0,93	1,37			5	[228]
Solon	pc-si	0,71	1,36			5	[228]
MHI	a-si	0,62	1,10			5	[228]
Schott Solar	a-si	1,01	0,78			5	[228]
First Solar	CdTe	2,27	2,42			5	[228]
Wurth Solar	CIGS	1,95	2,35			5	[228]
Solar World	mc-si	0,57	0,41	0,44	0,41	5	Ce travail
Solar World	pc-si	0,15	0,14	0,15	0,16	5	Ce travail
Solar World	a-si	0,46	0,51	0,55	0,42	5	Ce travail
	a-si		1,16			1,40	5,5 [229]
	a-si/ μ c-si		1,28			1,28	5,5 [229]
	a-si		1,06			1,34	6,5 [229]
	a-si/ μ c-si		0,43			0,53	6,5 [229]
	CdTe		0,13			0,55	6,5 [229]
	CIGS		0,81			0,46	6,5 [229]
Photon Energy	mc-si	0,27	0,32		0,5	4	[230]
	a-si	3,76	3,96			3	[231]
	HIT	0,63	0,48			3	[231]
	mc-si	5,12	5,04			3	[231]

X. Conclusion :

Dans ce chapitre, des données opérationnelles continues sur cinq ans de fonctionnement des trois technologies des modules PV au silicium ont été utilisées pour déterminer leur taux de dégradation de performance dans les conditions météorologiques de Beni Mellal. Pour se faire, nous avons introduit quatre techniques statistiques à savoir la régression linéaire, le lissage exponentiel triple Holt Winters, la décomposition classique des séries temporelle et le modèle ARIMA. Le taux de dégradation des modules PV déterminés par les trois méthodologies s'avère être en très bon accord avec la littérature. Les taux de dégradation du Rapport de Performance des systèmes mc-si, pc-si et a-si étaient inférieurs à 1 %/an. Conformément à la méthode statistique utilisée, le taux de dégradation du système a-si a été confiné entre 0,42 %/an et 0,55 %/an, le taux de dégradation du système mc-si est quantifiée entre 0,41 %/an et 0,57 %/an et celui du système pc-si se situe entre 0,14 %/an et 0,16 %/an. En général, le taux de dégradation du système pc-si est inférieur à celui des deux autres systèmes au silicium.

Conclusion et perspectives

Ce travail de thèse s'inscrit dans un contexte national et international caractérisé par une tendance et une volonté forte d'apporter plus de compréhensibilité, de visibilité et de fiabilité à l'énergie PV qui connaît, actuellement, une croissance très accrue. Chose qui est évidente à partir de la part, non négligeable, considérée dans la production de l'électricité à l'échelle mondiale. Notre objectif principal est de comprendre et d'étudier l'influence des paramètres extérieurs locaux sur le fonctionnement des modules PV.

Pour que notre travail soit compréhensible et accessible à tout le monde non seulement les chercheurs, les industriels et les experts du domaine de PV, les trois premiers chapitres faisaient un état de l'art du PV en présentant le rayonnement solaire, la conversion PV, le fonctionnement d'une cellule et d'un module PV, leurs caractéristiques principales et leur évolution dans des conditions de laboratoire ainsi que les différents modes et types de dégradations que peuvent affronter les modules PV dans les conditions réelles de fonctionnement.

Après avoir présenté le contexte et les rappels nécessaires à la compréhension des modules PV construisant l'installation PV de trois technologies de silicium, nous avons présenté dans le quatrième chapitre les différents éléments de l'installation PV, la station météorologique et le système d'acquisition des données. Une explication détaillée sur les instruments de mesures et la criticité des résultats obtenus sont faites. Cette explication est obligatoire pour vérifier et s'assurer de la véracité de nos mesures et leur exploitation pour la suite de notre étude. Elle couvrait le choix de capteur de la vitesse et la direction du vent, de la sonde de la température et le capteur d'irradiation solaire, ce dernier est particulièrement important car le rayonnement lumineux reçu par le module, quelle que soit sa technologie, est le paramètre ayant le plus d'influence sur la production des panneaux solaires. Ensuite, et une fois que la composition de l'installation PV est présentée, nous avons analysé et comparé la performance des trois installations PV liées au réseau qui sont à base des technologies de silicium dans la suite du chapitre quatre. Les indices de la performance ont montré que la technologie de silicium polycristalline est la plus performante avec un Ratio de Performance qui prend des valeurs situées entre 78,19 % et 88,94 % faisant une valeur moyenne de 85,20%. L'indice de performance du monocristallin fluctue entre 75,89% et 87,99% avec une moyenne de 83,23%. Le Ratio de Performance de la technologie amorphe possède un intervalle de fluctuations plus large grâce à sa faible dépendance des températures élevées et son

intervalle de la réponse spectrale étroite, il fluctue entre 72,28% et 93,24%, en faisant une moyenne de 83,23%.

L'utilisation, pour la première fois, de la technique de l'analyse de données ACP a permis d'examiner la corrélation entre les conditions de fonctionnement réel et la performance des modules PV. Cette technique nous a permis d'analyser et voir la dépendance entre les conditions environnantes et le productible PV d'une autre manière. Le dernier chapitre a été une occasion pour compléter et perfectionner l'analyse dans le temps de la performance des trois systèmes PV en quantifiant le taux de dégradation des modules PV. La régression linéaire, le lissage exponentiel triple Holt-Winters, la décomposition saisonnière classique des séries temporelles et la modélisation ARIMA ont été des outils efficaces pour l'estimation de la dégradation. En moyen le taux de dégradation de performance des modules PV de la technologie de silicium monocristallin est quantifié à 0,45%/an, la valeur moyenne de taux de dégradation affecté aux modules PV à base de silicium polycristallin est 0,15%/an tandis que la valeur moyenne attribuée au taux de dégradation de la performance des modules PV de silicium amorphe est 0,48%/an.

Dans les prochains travaux nous allons étudier la fiabilité des modules PV en appliquant les techniques de l'inspection visuelle et des tests accélérés de la température et l'humidité. Nous allons aussi étudier la propagation de la chaleur dans les trois technologies en utilisant le logiciel COMSOL.

Références

- [1] Global Energy Review 2020. 2020. <https://doi.org/10.1787/a60abbf2-en>.
- [2] La production mondiale de pétrole en pleine augmentation | OMPE | Organisation Mondiale pour la Protection de l'Environnement n.d. <http://www.ompe.org/la-production-mondiale-de-petrole-en-pleine-augmentation/>.
- [3] OPEC. 2019 World Oil Outlook 2040. 2019.
- [4] <https://www.planete-energies.com/fr/medias/dossiers/qui-produit-et-qui-consomme-du-gaz-naturel>.
- [5] International Energy Agency. Gas 2020. 2020.
- [6] https://www.lesechos.fr/14/06/2017/lesechos.fr/030383871361_chute-historique-de-la-production-de-charbon-dans-le-monde-en-2016.htm#.
- [7] Ndayishimiye V, Zhang X, Nibagwire D, Simiyu P, Dushimimana G, Bikorimana S. Environmental benefits of modern power system and clean energy. E3S Web Conf 2019;107:1–5. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201910702006>.
- [8] Friedlingstein P, Jones MW, O'Sullivan M, Andrew RM, Hauck J, Peters GP, et al. Global carbon budget 2019. Earth Syst Sci Data 2019;11:1783–838. <https://doi.org/10.5194/essd-11-1783-2019>.
- [9] A MC, A MA. Renewable and Alternative Energy Deployment in Morocco and Recent Developments in the National Electricity Sector. MOJ Sol Photoenergy Syst 2018;2:1–13. <https://doi.org/10.15406/mojsp.2018.02.00017>.
- [10] Steinbacher K. Drawing Lessons When Objectives Differ? Assessing Renewable Energy Policy Transfer from Germany to Morocco. Polit Gov 2015;3:34. <https://doi.org/10.17645/pag.v3i2.192>.
- [11] World Energy Council, Wyman Oliver. Trilemma Index 2019. 2019.
- [12] IEA. World energy Balances 2019 Edition. 2019.
- [13] Series PC. Clean Energy Technology Assessment Methodology Pilot Study n.d.
- [14] ONE. RAPPORT D'ACTIVITÉS. 2018.
- [15] ONEE. Chiffres Clés 2018. 2019.
- [16] Birol F. Energy Policies Beyond IEA Countries: Morocco 2019. 2019. <https://doi.org/10.1787/10f93028-en>.
- [17] ISE PRIFORSES. Photovoltaics Report. 2020.
- [18] Global Wind Power Statistics – Wind Energy International Platform n.d. <https://library.wwindea.org/global-statistics/> (accessed January 16, 2021).
- [19] Masen. Masen | L'Agence Marocaine pour l'Energie Durable n.d. <https://www.masen.ma/> (accessed January 16, 2021).
- [20] Energie: voici le potentiel de la biomasse au Maroc 2019. <https://www.medias24.com/une-etude-sur-la-valorisation-energetique-de-la-biomasse-au-maroc-482.html> (accessed March

- 19, 2019).
- [21] Energie: L'hydraulique relégué au second plan | L'Economiste 2018. <https://www.leconomiste.com/article/1022156-energie-l-hydraulique-relegue-au-second-plan> (accessed March 19, 2019).
- [22] Ministère de l'énergie, des mines de l'eau et de l'environnement. STRATEGIE ENERGETIQUE NATIONALE 2011 2011. http://www.orientalinvest.ma/telechargementfichiers/energies/strategie_energetique_nationale.pdf.
- [23] <https://industries.ma/le-projet-propre-ma-de-liresen-dessine-le-maroc-photovoltaique-3/> (accessed April 17, 2019).
- [24] Aarich N, Erraïssi N, Akhsassi M, Lhannaoui A, Raoufi M, Bennouna A. "Propre. Ma" project: Roadmap & preliminary results for grid-connected PV yields maps in Morocco. 2014. <https://doi.org/10.1109/IRSEC.2014.7059764>.
- [25] Papiewski John, C Victor, Wicks D, Afework B, Alberta M, Hanania J, et al. Applications of Photovoltaics. Energy Effic Renew Energy 1996. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2009.04.006>.
- [26] Vial A. Quelques idées reçues sur la position du Soleil 2014.
- [27] Système de coordonnées équatoriales - Coordonnées équatoriales | Futura Sciences n.d. <https://www.futura-sciences.com/sciences/definitions/univers-systeme-coordonnees-equatoriales-22/> (accessed January 16, 2021).
- [28] Irradiation_solaire @ fr.wikipedia.org n.d. https://fr.wikipedia.org/wiki/Irradiation_solaire (accessed March 25, 2019).
- [29] Braunstein A, Bany J, Appelbaum J. DETERMINATION OF SOLAR CELL EQUATION PARAMETERS FROM EMPIRICAL DATA 1977;17.
- [30] Rayonnement solaire — Wikipédia n.d. https://fr.wikipedia.org/wiki/Rayonnement_solaire (accessed January 16, 2021).
- [31] Badosa J, Prieur L, Radivoniuk V, Longeaud C, Mambrini T, Haeffelin M, et al. Photovoltaic yield: correction method for the mismatch between the solar spectrum and the reference ASTM G 173-03 AM1.5G spectrum. EPJ Photovoltaics 2015;6:60701. <https://doi.org/10.1051/epjpv/2014011>.
- [32] Shukla A, Khare M, Shukla KN. Modeling and Simulation of Solar PV Module on MATLAB / Simulink. Int J Innov Res Sci Eng Technol 2015;4:18516–27. <https://doi.org/10.15680/IJIRSET.2015.0401015>.
- [33] Broderick LZ, Albert BR, Pearson BS, Kimerling LC, Michel J. Design for energy: Modeling of spectrum, temperature and device structure dependences of solar cell energy production. Sol Energy Mater Sol Cells 2015;136:48–63. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2014.12.034>.
- [34] Barth N, Jovanovic R, Ahzi S, Khaleel MA. PV panel single and double diode models: Optimization of the parameters and temperature dependence. Sol Energy Mater Sol Cells 2015;1–12. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2015.09.003>.

-
- [35] W.C. Benmoussa SA et AZ. Etude comparative des modèles de la caractéristique courant-tension d'une cellule solaire au silicium monocristallin. *Rev Des Energies Renouvelables* 2007:301–6.
- [36] Abete A, Barbisio E, Cane F, Demartini P. Analysis of photovoltaic modules with protection diodes in presence of mismatching. *IEEExplore* 2002:1005–10. <https://doi.org/10.1109/pvsc.1990.111769>.
- [37] Houari A. Contribution à l'étude de micro-réseaux autonomes alimentés par des sources photovoltaïques. Lorraine, 2012.
- [38] Markvart T, Castañer L. Principles of Solar Cell Operation. 2013. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386964-7.00001-9>.
- [39] Wojtczuk S, Chiu P, Zhang X, Derkacs D, Harris C, Pulver D, et al. InGaP/GaAs/InGaAs 41% concentrator cells using bi-facial epigrowth. *Conf Rec IEEE Photovolt Spec Conf* 2010:1259–64. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5614196>.
- [40] King RR, Boca A, Hong W, Liu XQ, Bhusari D, Larrabee D, et al. Band-Gap-Engineered Architectures for High-Efficiency Multijunction Concentrator Solar Cells. *24th Eur Photovolt Sol Energy Conf* 2009:1–7. <https://doi.org/10.4229/24thEUPVSEC2009-1AO.5.2>.
- [41] International Standard IEC 61215. Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval. vol. scnd edit. 2005.
- [42] Gmbh E, Centre T. Design qualification and type approval of PV modules. *Test* 2003.
- [43] Herrmann W, Wiesner W, Vaassen W. Hot spot investigations on PV modules-new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes. *Conf. Rec. Twenty Sixth IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2002*, p. 1129–32. <https://doi.org/10.1109/pvsc.1997.654287>.
- [44] Wiles JC, King DL. Blocking diodes and fuses in low-voltage PV systems 2002:1105–8. <https://doi.org/10.1109/pvsc.1997.654281>.
- [45] Wiles JC. Code writing processes and series diodes. *HOME POWER* 1998.
- [46] Norton B, Eames PC, Mallick T, Huang MJ, McCormack SJ, Mondol J, et al. Enhancing the performance of building integrated photovoltaics. vol. 85. 2011. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.10.004>.
- [47] Chamberlin C. Effects of mismatch losses in photovoltaic arrays 2018. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(94\)00120-3](https://doi.org/10.1016/0038-092X(94)00120-3).
- [48] Woyte A, Nijs J, Belmans R. Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations : literature review and field test results 2003;74:217–33.
- [49] S.Rauschenbach H. Electrical Output of Shadowed Solar Arrays. *IEE Trans ELECTRON DEVICES* 1971:483–90.
- [50] García M, Miguel Maruri J, Marroyo L, Pigueiras E, Perez M. Partial shadowing, MPPT performance and inverter configurations: Observations at tracking PV plants. vol. 16. 2008. <https://doi.org/10.1002/pip.833>.

-
- [51] Bidram A, Member S, Davoudi A, Balog RS, Member S. Control and Circuit Techniques to Mitigate Partial Shading Effects in Photovoltaic Arrays. *IEEE J PHOTOVOLTAICS* 2012;2:532–46.
- [52] Rogalla S, Burger B, Goeldi B, Schmidt H. Light and shadow - When is MPP-Tracking at the module level worthwhile? 2010.
- [53] Pearsall N. The Performance of Photovoltaic (PV) Systems. 2017. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-02701-3>.
- [54] Dirk C. Jordan, Sarah R. Kurtz KV and JN. Compendium of photovoltaic degradation rates. *Prog PHOTOVOLTAICS Res Appl* 2016;24:978–89. <https://doi.org/10.1002/pip.2744>.
- [55] Jordan DC, Kurtz SR. Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review. *Prog Photovoltaics Res Appl* 2013;21:12–29. <https://doi.org/10.1002/pip.1182>.
- [56] IEC 61724:1998. Photovoltaic system performance monitoring — Guidelines for measurement , data exchange and analysis. 1st Ed Geneva, Switz IEC 1998. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.04.009>.
- [57] Eltawil MA, Zhao Z. Grid-connected photovoltaic power systems : Technical and potential problems — A review. *Renew Sustain Energy Rev* 2010;14:112–29. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.015>.
- [58] Wu D, Zhu J, Betts TR, Gottschalg R. Degradation of interfacial adhesion strength within photovoltaic mini-modules during damp-heat exposure. *Prog PHOTOVOLTAICS Res Appl Prog* 2014;22:796–809. <https://doi.org/10.1002/pip>.
- [59] Felder T, Hu H, Gambogi W, Choudhury KR, Garreau-lles L, Trout TJ. Field study and analysis of backsheet degradation in 450MW + PV installations Agenda • DuPont Global Field Assessment Program • Solar panel defects observed in the field • Field examples of backsheet defects - Airside Yellowing and mechanical loss - Busba. 4th Atlas/NIST Work Photovolt Mater Durab 2017.
- [60] WOHLGEMUTH JH. Photovoltaic Module Reliability. Virginia: Wiley; 2020.
- [61] Jentsch A, Eichhorn KJ, Voit B. Influence of typical stabilizers on the aging behavior of EVA foils for photovoltaic applications during artificial UV-weathering. *Polym Test* 2015;44:242–7. <https://doi.org/10.1016/j.polymertesting.2015.03.022>.
- [62] Hasan O, Arif AFM. Performance and life prediction model for photovoltaic modules: Effect of encapsulant constitutive behavior. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2014;122:75–87. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.11.016>.
- [63] Gxasheka AR, Van Dyk EE, Meyer EL. Evaluation of performance parameters of PV modules deployed outdoors. *Renew Energy* 2005;30:611–20. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.06.005>.
- [64] Kaplani E. Detection of degradation effects in field-aged c-Si solar cells through IR thermography and digital image processing. *Int J Photoenergy* 2012;2012. <https://doi.org/10.1155/2012/396792>.
- [65] Yang Z, Peng H, Wang W, Liu T. Crystallization behavior of poly(ϵ -caprolactone)/layered double hydroxide nanocomposites. *J Appl Polym Sci* 2010;116:2658–67.

- <https://doi.org/10.1002/app>.
- [66] Czanderna AW, Pern FJ. Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review. *Sol Energy Mater Sol Cells* 1996;43:101–81. [https://doi.org/10.1016/0927-0248\(95\)00150-6](https://doi.org/10.1016/0927-0248(95)00150-6).
- [67] Bandou F, Hadj Arab A, Belkaid MS, Logerais PO, Riou O, Charki A. Evaluation performance of photovoltaic modules after a long time operation in Saharan environment. *Int J Hydrogen Energy* 2015;40:13839–48. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.04.091>.
- [68] Kanuga K. Degradation of polyester film exposed to accelerated indoor damp heat aging. *Conf Rec IEEE Photovolt Spec Conf* 2011:000096–100. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2011.6185853>.
- [69] Omazic A, Oreski G, Halwachs M, Eder GC, Hirschl C, Neumaier L, et al. Relation between degradation of polymeric components in crystalline silicon PV module and climatic conditions: A literature review. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2019;192:123–33. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.12.027>.
- [70] Tsuda I, Igari S, Nakahara K, Takahisa K, Morita K, Kato H. Long term reliability evaluation of PV module. 3rd World Conf. on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proc., vol. 2, 2003, p. 1960-1963 Vol.2.
- [71] Sastry OS, Saurabh S, Shil SK, Pant PC, Kumar R, Kumar A, et al. Performance analysis of field exposed single crystalline silicon modules. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2010;94:1463–8. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2010.03.035>.
- [72] Dhere NG. Reliability of PV modules and balance-of-system components. *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, 2005, p. 1570–6. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2005.1488445>.
- [73] Dhere, Neelkanth G. and Pandit, Mandar B. Study of Delamination in Acceleration Tested PV Modules. 17th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf., 2001, p. 22–6.
- [74] Quintana MA, King DL, McMahon TJ, Osterwald CR. Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, 2002, p. 1436–9. <https://doi.org/10.1109/pvsc.2002.1190879>.
- [75] Chattopadhyay S, Dubey R, Kuthanazhi V, John JJ, Solanki CS, Kottantharayil A, et al. Visual degradation in field-aged crystalline silicon PV modules in India and correlation with electrical degradation. *IEEE J Photovoltaics* 2014;4:1470–6. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2014.2356717>.
- [76] Jordan DC, Silverman TJ, Sekulic B, Kurtz SR. PV degradation curves: non-linearities and failure modes. *Prog Photovoltaics Res Appl* 2017;25:583–91. <https://doi.org/10.1002/pip.2835>.
- [77] Pern FJ, Czanderna AW. EVA degradation mechanisms simulating those in PV modules. *AIP Adv* 2012;445. <https://doi.org/10.1063/1.42901>.
- [78] Czanderna AW, Emery KA, Dhere RG, Renewable N. WEATHERING DEGRADATION OF EVA ENCAPSULANT AND THE EFFECT OF ITS YELLOWING ON SOLAR CELL EFFICIENCY. *Conf. Rec. Twenty-Second IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, 1991, p. 557–61.

- [79] Molenbroek E, Waddington DW, Emery KA. Hot spot susceptibility and testing of PV modules. Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf., vol. 1, 1992, p. 547–52. <https://doi.org/10.1109/pvsc.1991.169273>.
- [80] Černá L. METHODS OF FAULTS IDENTIFICATION IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS. Czech Technical University in Prague Faculty of Electrical Engineering D, 2017.
- [81] Dallas W, Polupan O, Ostapenko S. Resonance ultrasonic vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers. Meas Sci Technol 2007;18:852–8. <https://doi.org/10.1088/0957-0233/18/3/038>.
- [82] AMG. Soldering Induced Damage to Thin Si Solar Cells. 21st Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf., 2006, p. 1–6.
- [83] Luo W, Khoo YS, Hacke P, Naumann V, Lausch D, Harvey SP, et al. Potential-induced degradation in photovoltaic modules: A critical review. Energy Environ Sci 2017;10:43–68. <https://doi.org/10.1039/c6ee02271e>.
- [84] G. Mon, L. Wen, R.G. Ross, Jr. and DA. EFFECTS OF TEMPERATURE AND MOISTURE ON MODULE LEAKAGE CURRENTS. 18th IEEE Photovolt. Spec. Conf., 1985, p. 1179–85.
- [85] J. A. del Cueto y and T. JM. Analysis of Leakage Currents in Photovoltaic Modules under High-Voltage Bias in the Field z. Prog PHOTOVOLTAICS Res Appl 2002;28:15–28. <https://doi.org/10.1002/pip.401>.
- [86] Osterwald CR, McMahon TJ, Cueto JA. Electrochemical corrosion of SnO₂:F transparent conducting layers in thin-film photovoltaic modules. Sol Energy Mater Sol Cells 2003;79:21–33.
- [87] Carlson DE, Romero R, Willing F, Meakin D, Gonzalez L, Murphy R, et al. Corrosion Effects in Thin-Film Photovoltaic Modules. Prog Photovoltaics Res Appl 2003;11:377–86. <https://doi.org/10.1002/pip.500>.
- [88] Swanson R, Cudzinovic M, Deceuster D, Desai V, Jürgens J, Kaminar N, et al. THE SURFACE POLARIZATION EFFECT IN HIGH-EFFICIENCY SILICON SOLAR CELLS. 15th Int. Photovolt. Sci. Eng. Conf., 2005, p. 4–7.
- [89] Schütze M, Junghänel M, Koentopp MB, Cwikla S, Friedrich S, Müller JW, et al. Laboratory study of potential induced degradation of silicon photovoltaic modules. Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2011, p. 000821–6. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2011.6186080>.
- [90] Hacke P, Smith R, Terwilliger K, Glick S, Jordan D, Johnston S, et al. Acceleration factor determination for potential-induced degradation in crystalline silicon PV modules. IEEE Int. Reliab. Phys. Symp. Proc., 2013, p. 1–5. <https://doi.org/10.1109/IRPS.2013.6532009>.
- [91] S. Pingel, O. Frank, M. Winkler, S. Oaryan, T. Geipel HH and JB. POTENTIAL INDUCED DEGRADATION OF SOLAR CELLS AND PANELS. 35th IEEE PVSC., 2010, p. 2817–22. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5616823>.
- [92] AMORPHOUS SILICON SOLAR MODULES UNDER OUTDOOR CLIMATE CONDITIONS. 28th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib. Anal., 2013, p. 2478–83.

-
- [93] Walsh TM, Xiong Z, Sheng Y. Energy Procedia Singapore Modules - Optimised PV Modules for the Tropics. Int. Conf. Mater. Adv. Technol. 2011, Symp. O Singapore, vol. 15, 2012, p. 388–95. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.02.047>.
- [94] Xiong Z, Walsh TM, Aberle AG. PV module durability testing under high voltage biased damp heat conditions. SiliconPV, 2011, p. 1–6. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.06.154>.
- [95] Berghold J, Koch S, Frohmann B, Hacke P, Grunow P, Berlin PIP, et al. Properties of Encapsulation Materials and Their Relevance for Recent Field Failures. 2014 IEEE 40th Photovolt. Spec. Conf., 2014, p. 1987–92.
- [96] J. Berghold, O. Frank, H. Hoehne, S. Pingel, B. Richardson MW. Potential Induced Degradation of solar cells and panels. 25th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib. / 5th World Conf. Photovolt. Energy Convers., 2010, p. 6–10.
- [97] Hacke P, Smith R, Terwilliger K, Perrin G, Sekulic B, Kurtz S. Development of an IEC test for crystalline silicon modules to qualify their resistance to system voltage stress. Prog PHOTOVOLTAICS Res Appl 2014;22:775–83. <https://doi.org/10.1002/pip>.
- [98] Goodrich A, Woodhouse M, Hacke P. The Value Proposition for High Lifetime (p-type) and Thin Silicon Materials in Solar PV Applications, 2011, p. 3238–41.
- [99] Li J V, Duenow JN, Kuciauskas D, Kanevce A, Dhere RG, Young MR, et al. Electrical Characterization of Cu Composition Effects in CdS / CdTe Thin-Film Solar Cells With a ZnTe : Cu Back Contact. IEEE J Photovoltaics 2013;3:4–5.
- [100] Hacke P, Spataru S, Johnston S, Terwilliger K, Vansant K, Kempe M, et al. Elucidating PID Degradation Mechanisms and In Situ Dark I– V Monitoring for Modeling Degradation Rate in CdTe Thin-Film Modules. IEEE J PHOTOVOLTAICS 2016;6:1–6.
- [101] Oh J, Bowden S, Tamizhmani G, Hacke P. Quantum Efficiency Loss after PID Stress : Wavelength Dependence on Cell Surface and Cell Edge. IEEE 42nd Photovolt. Spec. Conf., 2015, p. 6–9.
- [102] Ahmad J, Ciocia A, Fichera S, Murtaza AF, Spertino F. Detection of Typical Defects in Silicon Photovoltaic Modules and Application for Plants with Distributed MPPT Configuration. Energies 2019;12.
- [103] Schwark M, Berger K, Ebner R, Újvári G, Hirschl C, Neumaier L, et al. Investigation of potential induced degradation (PID) of solar modules from different manufacturers. 39th Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc., 2013, p. 8090–7.
- [104] Rao KHS. Evaluation of photovoltaic 1984;520:130–4.
- [105] Ulrich Hoyer, Alexander Burkert, Richard Auer CB-L. ANALYSIS OF PV MODULES BY ELECTROLUMINESCENCE AND IR THERMOGRAPHY. 24th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf., vol. 53, 2009, p. 3262–6. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>.
- [106] Ebner R, Kubicek B, Újvári G. Non-destructive techniques for quality control of PV modules : infrared thermography , electro- and photoluminescence imaging. Photovoltaics Int 2013;15:8104–9.
- [107] Claudia Buerhop, R. Weißmann, H. Scheuerpflug, R. Auer CB. Quality Control of PV-

- Modules in the Field Using a Remote-Controlled Drone with an Infrared Camera. 27th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib., vol. 3, 2011, p. 3370–3.
- [108] Busse G, Wu D, Karpen W. Thermal wave imaging with phase sensitive modulated thermography. *J Appl Phys* 1992;71:3962–5. <https://doi.org/10.1063/1.351366>.
- [109] Breitenstein O, Straube H. Lock-in Thermography Investigation of Solar Modules. 26th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib. LOCK-IN, 2011, p. 1451–3.
- [110] Tran TMH, Pieters BE, Siegloch M, Gerber A, Ulbrich C, Kirchartz T, et al. Characterization of shunts in Cu(In,Ga)Se₂ solar modules via combined electroluminescence and dark lock-in thermography analysis. *Proc 26th Eur Photovolt Sol Energy Conf Exhib* 2011:2981–5.
- [111] Bachmann J, Buerhop-Lutz C, Deibel C, Riedel I, Hoppe H, Brabec CJ, et al. Organic solar cells characterized by dark lock-in thermography. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2010;94:642–7. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2009.11.006>.
- [112] Fuyuki T, Kondo H, Yamazaki T, Takahashi Y, Uraoka Y. Photographic surveying of minority carrier diffusion length in polycrystalline silicon solar cells by electroluminescence. *Appl Phys Lett* 2005;86:1–3. <https://doi.org/10.1063/1.1978979>.
- [113] Spataru S. Characterization and Modules and Arrays. Aalborg university, 2015.
- [114] Pern FJ, Glick SH. Improved photostability of NREL-developed EVA pottant formulations for PV module encapsulation. *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, 1997, p. 1089–92. <https://doi.org/10.1109/pvsc.1997.654277>.
- [115] Roeder B, Schlothauer J, Koehl M. FLUORESCENCE IMAGING FOR ANALYSIS OF THE DEGRADATION OF PV- MODULES. 37th IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2011, p. 3606–8.
- [116] Pern FJ. Factors that affect the EVA encapsulant discoloration rate upon accelerated exposure. *Sol Energy Mater Sol Cells* 1996;41–42:587–615. [https://doi.org/10.1016/0927-0248\(95\)00128-X](https://doi.org/10.1016/0927-0248(95)00128-X).
- [117] Pern FJ. Luminescence and absorption characterization of ethylene-vinyl acetate encapsulant for PV modules before and after weathering degradation. *Polym Degrad Stab* 1993;41:125–39. [https://doi.org/10.1016/0141-3910\(93\)90035-H](https://doi.org/10.1016/0141-3910(93)90035-H).
- [118] David C. Miller, Matthew T. Muller, Michael D. Kempe, Kenji Araki CEK and SRK. Durability of polymeric encapsulation materials for concentrating photovoltaic systems. *Prog PHOTOVOLTAICS Res Appl* 2012;21:631–51. <https://doi.org/10.1002/pip>.
- [119] A. Morlier, M. Köntges MS, Kunze I. UV fluorescence imaging as fast inspection method for PV modules in the field. 2016.
- [120] Smith RM, Jordan DC, Kurtz SR. Outdoor PV Module Degradation of Current-Voltage Parameters P. 2012 World Renew. Energy Forum Denver, 2012.
- [121] Köntges M, Kurtz S, Packard CE, Jahn U, Berger K, Kato K, et al. Review of Failures of Photovoltaic Modules. 2014. <https://doi.org/978-3-906042-16-9>.
- [122] Tsuno YH and Y. CALCULATION FORMULA FOR IRRADIANCE AND TEMPERATURE CORRECTION OF THE I-V CURVES OF SOLAR CELLS AND

- MODULES BY LINEAR INTERPOLATION/EXTRAPOLATION. 24th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf., vol. 1, 2009, p. 385–7.
- [123] Whitaker CM, Townsend TU, Newmiller JD, King DL, Boyson WE, Kratochvil JA, et al. Application and validation of a new PV performance characterization method. Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf., 1997, p. 1253–6. <https://doi.org/10.1109/pvsc.1997.654315>.
- [124] Ransome SJ, Wohlgemuth JH. Predicting kWh/kWp performance for amorphous silicon thin film modules. Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf., vol. 2000- Janua, 2000, p. 1505–8. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2000.916180>.
- [125] Jordan DC, Kurtz SR. The dark horse of evaluating long-term field performance-Data filtering. IEEE J Photovoltaics 2014;4:317–23. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2013.2282741>.
- [126] Ransome S. A Review of kWh/kWp Measurements, Analysis and Modelling. Eur. PV Sol. energy Conf. Exhib., vol. 44, 2008, p. 2795–800.
- [127] Ransome SJ, Wohlgemuth JH, Solar BP. kWh/kWp dependency on PV technology and balance of systems performance. Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2002, p. 1420–3. <https://doi.org/10.1109/pvsc.2002.1190875>.
- [128] Zinsser B, Makrides G. Annual energy yield of 13 photovoltaic technologies in Germany and in Cyprus. 22nd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf., 2007, p. 1–4.
- [129] Richter M. Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems : Good Practices for Monitoring and Performance Analysis Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems Good Practices for Monitoring and Performance Analysis. 2014. <https://doi.org/10.13140/2.1.1133.6481>.
- [130] Limmanee A, Udomdachanut N, Songtrai S. Field performance and degradation rates of different types of photovoltaic modules : A case study in Thailand. Renew Energy 2016;89:12–7. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.11.088>.
- [131] Silvestre S, Kichou S, Guglielminotti L, Nofuentes G, Alonso-abella M. Degradation analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Spanish continental climate conditions. Sol Energy 2016;139:599–607. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.10.030>.
- [132] Marion B, Adelstein J, Hammond KHHB, Fletcher T, Canada B, Narang D, et al. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. Conf. Rec. Thirty-first IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2005, p. 1601–6.
- [133] Makrides G, Zinsser B, Georghiou GE, Schubert M, Werner JH. Degradation of different photovoltaic technologies under field conditions. Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2010, p. 2332–7. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5614439>.
- [134] Alexander Phinikarides GM and GEG. COMPARISON OF ANALYSIS METHODS FOR THE CALCULATION OF DEGRADATION RATES OF DIFFERENT PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGIES. 28th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib. Comp., 2013, p. 3973–6. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>.
- [135] Theil H. A rank-invariant method of linear and polynomial. Mathematics 1950;392:387–92.

-
- [136] Sen P, Puri M KP. On robust nonparametric estimation in some multivariate linear models. 2nd Int. Symp. Multivar. Anal., 1986, p. 123–47.
- [137] Phinikarides A, Makrides G, Georghiou GE. Comparison of analysis methods for the calculation of degradation rates of different photovoltaic technologies. 28th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib., 2013, p. 3973–6. <https://doi.org/10.4229/28thEUPVSEC2013-5BV.4.39>.
- [138] Phinikarides A, Makrides G, Kindyni N, Georghiou GE. Comparison of trend extraction methods for calculating performance loss rates of different photovoltaic technologies. 2014 IEEE 40th Photovolt Spec Conf PVSC 2014 2014:3211–5. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2014.6925619>.
- [139] Jenkins GEPB and GM. Some Recent Advances in Forecasting and Control. Wiley R Stat Soc 1968;17:91–109.
- [140] Geurts M, Box GEP, Jenkins GM. Time Series Analysis: Forecasting and Control. J Mark Res 1977;14:269. <https://doi.org/10.2307/3150485>.
- [141] Rob J. Hyndman, Yeasmin Khandakar. Automatic Time Series Forecasting: The forecast Package for R. J Stat Softw 2008;27:22.
- [142] Robert H. Shumway David S. Stoffe. Time Series Analysis and Its Applications. 4th ed. 2017. <https://doi.org/10.1080/00224065.2020.1714517>.
- [143] Monsell BC. The X-13A-S Seasonal Adjustment Program Overview of X-13A-S New Modeling Options in X-13A-S. Fed CommStatMethodolResConf 2007.
- [144] Lytras DP, Feldpausch RM, Bell WR. Determining Seasonality: A Comparison of Diagnostics From X-12-ARIMA. ProcIntConfEstablSurvIII 2006.
- [145] Planas C. Seasonal Adjustment with the X-11 Method. Int J Forecast 2002;18:467–8. [https://doi.org/10.1016/s0169-2070\(02\)00035-3](https://doi.org/10.1016/s0169-2070(02)00035-3).
- [146] Phinikarides A, Makrides G, Kindyni N, Kyprianou A, Georghiou GE. ARIMA modeling of the performance of different photovoltaic technologies. Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2013, p. 797–801. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2013.6744268>.
- [147] Jordan DC, Kurtz SR. Analytical improvements IN PV degradation rate determination. Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2010, p. 2688–93. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5617074>.
- [148] Cleveland WS. Robust locally weighted regression and smoothing scatterplots. J Am Stat Assoc 1979;74:829–36. <https://doi.org/10.1080/01621459.1979.10481038>.
- [149] Cleveland WS, Devlin SJ. Locally weighted regression: An approach to regression analysis by local fitting. J Am Stat Assoc 1988;83:596–610. <https://doi.org/10.1080/01621459.1988.10478639>.
- [150] B., Robert Cleveland, William S C. STL: A Seasonal-Trend Decomposition Procedure Based on Loess. J Off Stat 1990;6:3–73.
- [151] Xie J, Pecht M. Reliability prediction modeling of semiconductor light emitting device. IEEE Trans Device Mater Reliab 2003;3:218–22. <https://doi.org/10.1109/TDMR.2003.820294>.

-
- [152] Manuel Va'zquez y and IR-S. Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies. *Prog PHOTOVOLTAICS Res Appl* 2008;16:419–33. <https://doi.org/10.1002/pip>.
- [153] Chamberlin CE, Rocheleau MA, Marshall MW, Reis AM, Coleman NT, Lehman PA. Comparison of PV module performance before and after 11 and 20 years of field exposure. *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, 2011, p. 000101–5. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2011.6185854>.
- [154] Pan R, Kuitche J, Tamizhmani G. Degradation analysis of solar photovoltaic modules: Influence of environmental factor. *Proc. - Annu. Reliab. Maintainab. Symp.*, 2011. <https://doi.org/10.1109/RAMS.2011.5754514>.
- [155] Wohlgemuth JH, Cunningham DW, Monus P, Miller J, Nguyen A. Long Term Reliability of Photovoltaic Modules. 2006 IEEE 4th World Conf. Photovolt. Energy Conf., vol. 2, 2006, p. 2050–3. <https://doi.org/10.1109/WCPEC.2006.279905>.
- [156] Escobar LA, Meeker WQ. A review of accelerated test models. *Stat Sci* 2006;21:552–77. <https://doi.org/10.1214/088342306000000321>.
- [157] Zimmermann CG. On the kinetics of photodegradation in transparent silicones. *J Appl Phys* 2008;103. <https://doi.org/10.1063/1.2891243>.
- [158] Kymakis E, Kalykakis S, Papazoglou TM. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Convers Manag* 2009;50:433–8. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.12.009>.
- [159] Cherfa F, Arab AH, Oussaid R, Abdeladim K, Bouchakour S. Performance Analysis of the Mini-Grid Connected Photovoltaic System at Algiers. *Energy Procedia* 2015;83:226–36. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.177>.
- [160] Milosavljević DD, Pavlović TM, Piršl DS. Performance analysis of A grid-connected solar PV plant in Niš, republic of Serbia. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;44:423–35. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.031>.
- [161] Ayompe L, Duffy A, McCormack S, Conlon M. Measured Performance of a 1 . 72 kW Rooftop Grid Connected Photovoltaic System in Ireland 2011;52:816–25. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.08.007>.
- [162] Mondol JD, Yohanis Y, Smyth M, Norton B. Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland 2006;47:2925–47. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2006.03.026>.
- [163] Başıoğlu ME, Kazdalıoğlu A, Erfidan T, Bilgin MZ, Çakır B. Performance analyzes of different photovoltaic module technologies under zmit, Kocaeli climatic conditions. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;52:357–65. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.108>.
- [164] Leloux J, Narvarte L, Trebosc D. Review of the performance of residential PV systems in France. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16:1369–76. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.10.018>.
- [165] Chokmaviroj S, Wattanapong R, Suchart Y. Performance of a 500 kWp grid connected photovoltaic system at Mae Hong Son Province, Thailand. *Renew Energy* 2006;31:19–28. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2005.03.004>.

- [166] Sharma R, Goel S. Performance analysis of a 11.2 kWp roof top grid-connected PV system in Eastern India. *Energy Reports* 2017;3:76–84. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2017.05.001>.
- [167] Erraissi N, Raoufi M, Aarich N, Akhsassi M, Bennouna A. Implementation of a low-cost data acquisition system for “PROPRE.MA” project. *Meas J Int Meas Confed* 2018;117:21–40. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2017.11.058>.
- [168] Hong D, Balzano L, Fessler JA. Asymptotic performance of PCA for high-dimensional heteroscedastic data. *J Multivar Anal* 2018;167:435–52. <https://doi.org/10.1016/j.jmva.2018.06.002>.
- [169] AlSkaif T, Dev S, Visser L, Hossari M, van Sark W. A systematic analysis of meteorological variables for PV output power estimation. *Renew Energy* 2020;153:12–22. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.01.150>.
- [170] Allegretta I, Marangoni B, Manzari P, Porfido C, Terzano R, De Pascale O, et al. Macro-classification of meteorites by portable energy dispersive X-ray fluorescence spectroscopy (pED-XRF), principal component analysis (PCA) and machine learning algorithms. *Talanta* 2020;212:120785. <https://doi.org/10.1016/j.talanta.2020.120785>.
- [171] Lai H, Deng J, Wen S. Application of ToF-SIMS and PCA to study interaction mechanism of dodecylamine and smithsonite. *Appl Surf Sci* 2019;496:143698. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2019.143698>.
- [172] Zięba-Palus J, Trzcińska B, Wesełucha-Birczyńska A, Moskal P, Sacharz J. The sequence of changes observed during degradation process of paper by the use of UV/VIS and FTIR spectrometry with application of the PCA and 2D correlation method for forensic purposes. *J Mol Struct* 2020;1205. <https://doi.org/10.1016/j.molstruc.2019.127651>.
- [173] Lakhina A, Crovella M, Diot C. Diagnosing network-wide traffic anomalies. *ACM SIGCOMM Comput Commun Rev* 2004;34:219. <https://doi.org/10.1145/1030194.1015492>.
- [174] Raugei M, Bargigli S, Ulgiati S. Life cycle assessment and energy pay-back time of advanced photovoltaic modules: CdTe and CIS compared to poly-Si. *Energy* 2007;32:1310–8. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.10.003>.
- [175] Makrides G, Zinsser B, Phinikarides A, Schubert M, Georgiou GE. Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies. *Renew Energy* 2012;43:407–17. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.11.046>.
- [176] Amin N, Lung CW, Sopian K. A practical field study of various solar cells on their performance in Malaysia. *Renew Energy* 2009;34:1939–46. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.12.005>.
- [177] Gottschalg R, Infield D, Kearney M. Experimental study of variations of the solar spectrum of relevance to thin film solar cells. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2003;79:527–37. [https://doi.org/10.1016/S0927-0248\(03\)00106-5](https://doi.org/10.1016/S0927-0248(03)00106-5).
- [178] Aste N, Del Pero C, Leonforte F. PV technologies performance comparison in temperate climates. *Sol Energy* 2014;109:1–10. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.08.015>.
- [179] Adar M, Najih Y, Gouskir M, Chebak A, Mabrouki M, Bennouna A. Three PV plants performance analysis using the Principal Component Analysis (PCA) method. *Energy*

- 2020;207. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118315>.
- [180] Shukla AK, Sudhakar K, Baredar P. Simulation and performance analysis of 110 kWp grid-connected photovoltaic system for residential building in India: A comparative analysis of various PV technology. *Energy Reports* 2016;2:82–8. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2016.04.001>.
- [181] Decker B, Jahn U. PERFORMANCE OF 170 GRID CONNECTED PV PLANTS IN NORTHERN GERMANY--ANALYSIS OF YIELDS AND OPTIMIZATION POTENTIALS. *Sol Energy* 1997;59:127–33.
- [182] Wittkopf S, Valliappan S, Liu L, Seng K, Chye S, Cheng J. Analytical performance monitoring of a 142 . 5 kW p grid-connected rooftop BIPV system in Singapore. *Renew Energy* 2012;47:9–20. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.03.034>.
- [183] Kazem HA, Khatib T, Sopian K, Elmenreich W. Performance and feasibility assessment of a 1 . 4 kW roof top grid-connected photovoltaic power system under desertic weather conditions. *Energy Build* 2014;82:123–9. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.06.048>.
- [184] De Miguel A, Bilbao J, Cazorro JRS, Martin C. Performance analysis of a grid-connected PV system in a rural 628 site in the northwest of Spain. *World Renew Energy Congr VII* 2002.
- [185] Pietruszko SM, Gradzki M. Performance of a grid connected small PV system in Poland 2003;74:177–84.
- [186] Aguilera J, Almonacid G, Gomez P, Casa J De, Aguilar JD, Drif M, et al. Univer Project . A grid connected photovoltaic system of 200 kW p at ´ n University . Overview and performance analysis Jae. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2007;91:670–83. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2006.12.006>.
- [187] M. Sidrach-de-Cardona LML. Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system. *Energy* 1999;24:93–102.
- [188] El C, Elhadj B, Lamine M, El M, Mbodji A, Ndiaye A, et al. Performance analysis of the first large-scale (15 MW p) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania. *Energy Convers Manag* 2016;119:411–21. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.04.070>.
- [189] Emmanuel M, Akinyele D, Rayudu R. Techno-economic analysis of a 10 kWp utility interactive photovoltaic system at Maungaraki school , Wellington , New Zealand. *Energy* 2016. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.107>.
- [190] Necaibia A, Bouraiou A, Ziane A, Sahouane N, Hassani S, Mostefaoui M, et al. Analytical assessment of the outdoor performance and efficiency of grid-tied photovoltaic system under hot dry climate in the south of Algeria. *Energy Convers Manag* 2018;171:778–86. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.06.020>.
- [191] Adar M, Najih Y, Gouskir M, Chebak A, Mabrouki M, Bennouna A. Three PV plants performance analysis using the principal component analysis method. *Energy* 2020;207. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118315>.
- [192] Aarich N, Bennouna A, Erraissi N, Raoufi M, Akhsassi M, Sobhy I. Performance of different silicon PV technologies based on experimental measurements: A case study in Marrakech. *Proc 2016 Int Renew Sustain Energy Conf IRSEC 2016* 2017:1064–9.

- <https://doi.org/10.1109/IRSEC.2016.7983952>.
- [193] Xia Z, Wohlgemuth JH, Cunningham DW. A lifetime prediction of PV encapsulant and backsheets via time temperature superposition principle. 2009 34th IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2009, p. 523–6. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2009.5411628>.
- [194] Reis AM, Coleman NT, Marshall MW, Lehman PA, Chamberlin CE. Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure. Conf. Rec. Twenty-Ninth IEEE Photovolt. Spec. Conf. 2002., 2002, p. 1432–5. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2002.1190878>.
- [195] Paula Sánchez-Friera*, Michel Piliouguine, Javier Peláez J s C and MS de C. Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe. Prog PHOTOVOLTAICS Res Appl Prog 2011;19:658–66. <https://doi.org/10.1002/pip.1083>.
- [196] Sakamoto S, Oshiro T. Field test results on the stability of crystalline silicon photovoltaic modules manufactured in the 1990s. 3rd World Conf. on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proc., vol. 2, 2003, p. 1888-1891 Vol.2.
- [197] Hishikawa Y, Morita K, Sakamoto S, Oshiro T. Field test results on the stability of 2400 photovoltaic modules manufactured in 1990s. Conf. Rec. Twenty-Ninth IEEE Photovolt. Spec. Conf. 2002., 2002, p. 1687–90. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2002.1190944>.
- [198] Rada J, Chamberlin C, Lehman P, Jacobson A. Comparison of PV Module Performance Before and After 11, 20, and 25.5 Years of Field Exposure. 2017 IEEE 44th Photovolt. Spec. Conf., 2017, p. 1271–4. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2017.8366370>.
- [199] Quintana MA, King DL, McMahan TJ, Osterwald CR. Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. Conf. Rec. Twenty-Ninth IEEE Photovolt. Spec. Conf. 2002., 2002, p. 1436–9. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2002.1190879>.
- [200] Osterwald CR, Anderberg A, Rummel S, Ottoson L. Degradation analysis of weathered crystalline-silicon PV modules. Conf. Rec. Twenty-Ninth IEEE Photovolt. Spec. Conf. 2002., 2002, p. 1392–5. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2002.1190869>.
- [201] Radue C, van Dyk EE. A comparison of degradation in three amorphous silicon PV module technologies. Sol Energy Mater Sol Cells 2010;94:617–22. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2009.12.009>.
- [202] Phinikarides A, Kindyni N, Makrides G, Georghiou GE. Review of photovoltaic degradation rate methodologies. Renew Sustain Energy Rev 2014;40:143–52. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.155>.
- [203] El-Shobokshy MS, Hussein FM. Degradation of photovoltaic cell performance due to dust deposition on to its surface. Renew Energy 1993;3:585–90. [https://doi.org/10.1016/0960-1481\(93\)90064-N](https://doi.org/10.1016/0960-1481(93)90064-N).
- [204] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 1: Test requirements. Iec 61215 2016:37.
- [205] TamizhMani G, Kuitche J. Accelerated Lifetime Testing of Photovoltaic Modules Solar America Board for Codes and Standards. Sol ABC 2013:106.

- [206] Verma D, Midtgård O, Sætre TO. Review of photovoltaic status in a European (EU) perspective. 2011 37th IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2011, p. 3292–7. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2011.6186641>.
- [207] IEA-PVPS – IEA Photovoltaic Power Systems Programme TCP n.d. <https://iea-pvps.org/> (accessed June 19, 2020).
- [208] Alex Cronin, Stephen Pulver, Daniel Cormode, Dirk Jordan SK and RS. Measuring degradation rates of PV systems without irradiance data. *Prog PHOTOVOLTAICS Res Appl* 2013;22:851–62. <https://doi.org/10.1002/pip.2310>.
- [209] Kurtz DCJ and SR. Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review. *Prog PHOTOVOLTAICS Res Appl* 2011;21:12–29. <https://doi.org/10.1002/pip.1182>.
- [210] Gostein M, Dunn L. Light soaking effects on photovoltaic modules: Overview and literature review. 2011 37th IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2011, p. 3126–31. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2011.6186605>.
- [211] Osterwald CR, Adelstein J, del Cueto JA, Kroposki B, Trudell D, Moriarty T. Comparison of Degradation Rates of Individual Modules Held at Maximum Power. 2006 IEEE 4th World Conf. Photovolt. Energy Conf., vol. 2, 2006, p. 2085–8. <https://doi.org/10.1109/WCPEC.2006.279914>.
- [212] Carretero J, Takanohashi H, Zorrilla J, Hirose J, Rocha MP, Ogawa S. Evaluation of Power-Enhancement for Photovoltaic Modules. 5th World Conf. Photovolt. Energy Convers., 2010. <https://doi.org/10.4229/25thEUPVSEC2010-4AV.3.41>.
- [213] Expósito FJJ, Díaz JPP, Cendagorta M, Friend M, Pío A, Molina D, et al. Effects of the Saharan dust hazes in the performance of multi-MW pv grid- connected facilities in the Canary Islands (Spain). 25th Eur Photovolt Sol Energy Conf Exhib / 5th World Conf Photovolt Energy Conversion, 6-10 Sept 2010, Val Spain 2010:1–4. <https://doi.org/10.4229/25thEUPVSEC2010-5BV.4.29>.
- [214] Kimber A, Dierauf T, Mitchell L, Whitaker C, Townsend T, NewMiller J, et al. Improved test method to verify the power rating of a photovoltaic (PV) project. *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, 2009, p. 000316–21. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2009.5411670>.
- [215] King DL, Boyson WE, Kratochvil JA. Photovoltaic array performance model, SANDIA Report SAND2004-3535. Sandia Rep No 2004-3535 2004;8:1–19. <https://doi.org/10.2172/919131>.
- [216] Akhter MF, Hassan D, Abbas S. Predictive ARIMA Model for coronal index solar cyclic data. *Astron Comput* 2020;32:100403. <https://doi.org/10.1016/j.ascom.2020.100403>.
- [217] Naumann V, Lausch D, Hähnel A, Bauer J, Breitenstein O, Graff A, et al. Explanation of potential-induced degradation of the shunting type by Na decoration of stacking faults in Si solar cells. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2014;120:383–9. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.06.015>.
- [218] Yamaguchi S, Yamamoto C, Ohshita Y, Ohdaira K, Masuda A. Influence of emitter position of silicon heterojunction photovoltaic solar cell modules on their potential-induced degradation behaviors. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2020;216:110716. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2020.110716>.

-
- [219] Silvestre S, Kichou S, Guglielminotti L, Nofuentes G, Alonso-Abella M. Degradation analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Spanish continental climate conditions. *Sol Energy* 2016;139:599–607. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.10.030>.
- [220] Tahri A, Silvestre S, Tahri F, Benlebna S, Chouder A. Analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long term exposure in semi-arid climate conditions. *Sol Energy* 2017;157:587–95. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.08.048>.
- [221] Nofuentes G, de la Casa J, Solís-Alemán EM, Fernández EF. Spectral impact on PV performance in mid-latitude sunny inland sites: Experimental vs. modelled results. *Energy* 2017;141:1857–68. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.078>.
- [222] Castaner TM and L. *Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*. Elsevier. 2003.
- [223] Jordan DC, Smith RM, Osterwald CR, Gelak E, Kurtz SR. Outdoor PV degradation comparison. *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, 2010, p. 2694–7. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5616925>.
- [224] Makrides G, Zinsser B, Schubert M, Georghiou GE. Performance loss rate of twelve photovoltaic technologies under field conditions using statistical techniques. *Sol Energy* 2014;103:28–42. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.011>.
- [225] Andreas Kyprianou, Alexander Phinikarides GM and GEG. ROBUST PRINCIPAL COMPONENT ANALYSIS FOR COMPUTING THE DEGRADATION RATES OF DIFFERENT PHOTOVOLTAIC SYSTEMS. 5th World Conf. Photovolt. Energy Convers., vol. 27, 2013, p. 46–50.
- [226] Copper JK, Calculation. Calculation of PV System Degradation Rates in a Hot Dry Climate Calculation of PV System Degradation Rates in a Hot Dry Climate. *ASIA-PACIFIC Sol. Res. Conf.*, 2016.
- [227] Ishii T, Takashima T, Otani K. Long-term performance degradation of various kinds of photovoltaic modules under moderate climatic conditions. *Prog Photovoltaics Res Appl* 2011;19:170–9. <https://doi.org/10.1002/pip.1005>.
- [228] Makrides G, Zinsser B, Schubert M, Georghiou GE. Performance loss rate of twelve photovoltaic technologies under field conditions using statistical techniques. *Sol Energy* 2014;103:28–42. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.011>.
- [229] Solís-Alemán EM, de la Casa J, Romero-Fiances I, Silva JP, Nofuentes G. A study on the degradation rates and the linearity of the performance decline of various thin film PV technologies. *Sol Energy* 2019;188:813–24. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.067>.
- [230] Malvoni M, Kumar NM, Chopra SS, Hatziaargyriou N. Performance and degradation assessment of large-scale grid-connected solar photovoltaic power plant in tropical semi-arid environment of India. *Sol Energy* 2020;203:101–13. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.04.011>.
- [231] Singh R, Sharma M, Rawat R, Banerjee C. Field Analysis of three different silicon-based Technologies in Composite Climate Condition – Part II – Seasonal assessment and performance degradation rates using statistical tools. *Renew Energy* 2020;147:2102–17.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.015>.