

UNIVERSITÉ CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR



ECOLE DOCTORALE PHYSIQUE, CHIMIE, SCIENCES DE LA TERRE, DE L'UNIVERS ET DE L'INGENIEUR

FACULTE DES SCIENCES ET TECHNIQUES

Année : 2018

N° d'ordre :

THESE DE DOCTORAT

**Spécialité : ENERGIE SOLAIRE, MATERIAUX ET SYSTEMES
(SOLMATS)**

Présentée par : FATOU DIA

Titre : Contribution à l'étude d'une méthodologie de la dégradation des modules photovoltaïques : Estimation de leur performance et de leur fiabilité

Soutenue le **12 Janvier 2019** devant le jury composé de :

Président	Joseph SARR	Professeur Titulaire	FST / UCAD
Rapporteurs	Babacar MBOW	Professeur Titulaire	FST / UCAD
	Mamadou BARRY	Professeur Titulaire	FST / UCAD
Examineurs	Moussa Yrèbègnan SORO	Maître Assistant	2iE / Burkina
	Oumar Absatou NIASSE	Maître de Conf. Titulaire	FST / UCAD
	Mamadou Lamine SOW	Professeur Assimilé	
Directeurs de recherches	Cheikh SENE	Professeur Titulaire	FST / UCAD
	Bassirou BA	Professeur Titulaire	

DEDICACES

À

Mon très cher Papa,

Qu'Allah lui ouvre les portes du Paradis

Ma très chère Maman

Ainsi

Que ma Fille Adorée

Remerciements

Il m'a été très difficile d'écrire cette page par souci d'oublier les nombreuses personnes qu'il me faut citer pour leur aide, leur accueil, leur soutien... ! Qu'elles soient toutes assurées de ma plus profonde reconnaissance même si leur nom n'y figure pas !

Je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements au **Professeur Bassirou BA** qui fut pour moi un Directeur de thèse attentif et disponible malgré ses responsabilités nombreuses. Je lui suis très reconnaissante pour la liberté qu'il a bien voulu me laisser. Sa compétence, sa clairvoyance, son humanisme, m'ont beaucoup appris.

Je suis extrêmement reconnaissante au **Professeur Cheikh SENE** mon Co encadreur et Directeur de l'Ecole Doctorale PCSTUI, pour l'aide qu'il m'a fournie à mes débuts dans la recherche et pour ses avis toujours éclairés, pour sa grande disponibilité ainsi que son dynamisme et son ouverture d'esprit.

Mille mercis à vous deux, pour la confiance que vous m'avez témoignée tout au long de ces années de thèse. Je vous remercie pour votre contribution au développement et à la présentation de ce mémoire et surtout pour votre soutien continu.

J'adresse mes sincères et cordiaux remerciements aux membres du jury de thèse :

- Le **Professeur Joseph SARR**, Doyen de la Faculté des Sciences et Techniques, pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury de thèse malgré son emploi du temps bien chargé.

- Le **Professeur Babacar MBOW**, enseignant-chercheur au Département de Physique de la Faculté des Sciences et Techniques de l'Université Cheikh Anta Diop de Dakar, pour avoir bien voulu rapporter ce manuscrit de thèse avec beaucoup de pertinence, un grand intérêt et surtout avec une grande diligence malgré son emploi du temps très chargé.

- Le Professeur **Mamadou BARRY**, Chef du Département de Mathématique et d'Informatique de la Faculté des Sciences et Techniques de l'UCAD, qui a bien accepté d'être un rapporteur de ce travail de thèse. Il a bien accepté de juger ce travail avec rigueur avec beaucoup de générosité malgré ses nombreuses charges.

- Mes très sincères remerciements à **Monsieur Moussa Yrèbégnan SORO**, Maître Assistant, Chef du Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) à l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) au Burkina Fasso. Merci pour la disponibilité et le soutien incommensurable qu'il m'a toujours apporté et d'avoir bien voulu effectuer ce long déplacement pour venir participer à mon jury de thèse en tant qu'examinateur. J'en suis très honoré et l'en remercie infiniment. Merci à **Alain TOSSA** pour ton soutien, tes conseils et les orientations.

Merci encore à Messieurs **Moussa Yrébégna SORO** et **Alain TOSSA** qui, de par leurs qualités professionnelles et humaines, m'ont permis de travailler à distance avec les données du banc d'essais de 2IE.

Je tiens à remercier le **Dr Daniel YAMEGUEU** le Chef du Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE, 2IE).

Monsieur **Oumar Absatou NIASSE** Maitre de Conférence Assimilé au Département de Physique de la Faculté des Sciences et Techniques de l'Université Cheikh Anta Diop de Dakar, pour m'avoir fait l'honneur de participer à mon jury de thèse en tant qu'examineur. Je vous en suis très reconnaissant.

A Monsieur **Mamadou Lamine SOW**, Professeur Assimilé au Département de Physique de la Faculté des Sciences et Techniques de l'Université Cheikh Anta Diop de Dakar qui a accepté de juger ce travail en me faisant l'honneur de participer à mon jury de thèse en tant qu'examineur.

Merci à ma famille, ma maman ainsi, que mes frères et sœurs qui m'ont soutenu durant tout mon cursus Universitaire.

Je tiens à remercier aussi, toutes les personnes qui à l'occasion de ces recherches, ou de discussions informelles ont alimenté de près ou de loin ce travail.

Merci à tous mes camarades de promotions et à l'ensemble des professeurs du département de physique de l'UCAD pour leur disponibilité, leur bonne humeur et leur orientation pédagogique durant toute ma formation Universitaire.

Merci à tous mes collègues de travail de Dakar et de la Centrale Solaire de Malicounda.

Merci à mon Directeur **Paolo Carlo REGANO** qui m'a toujours aidé et soutenu.

Merci à l'ensemble de nos partenaires de **CGN France et Chemtech Solar**.

MERCI A TOUS

Table des matières

Liste des figures	vii
Liste des tableaux	ix
Nomenclature.....	x
Glossaire.....	xi
Introduction générale.....	1
Références	7
Chapitre I : Les enjeux énergétiques.....	9
I.1. Le constat.....	9
I.2. Lien entre énergies fossiles et l’environnement	12
I.3. Lien entre énergies et développement.....	13
I.4. Le photovoltaïque dans les énergies renouvelables.	15
I.5. Conclusion	18
I.6. Références.....	18
Chapitre II. La filière photovoltaïque : les différentes technologies et Physique de la cellule solaire.....	22
II.1. Les différentes filières photovoltaïques.....	22
II.1.1. Etude comparative des rendements	22
II.1.2. Avancées technologiques	23
II.1.3. Nouvelles technologies.....	25
II.1.4. Les normes pour la certification des modules PV	26
II.2. Physique de la cellule solaire.....	27
II.2.1. La jonction P – N.....	27
II.2.2. Schéma équivalent d’une cellule photovoltaïque idéale.....	29
II.2.3. Schéma équivalent d’une cellule photovoltaïque réelle	31
II.2.4. Caractéristique courant-tension (I – V) d’une cellule photovoltaïque	33
II.2.4.1. Le courant de court-circuit (I_{SC})	33
II.2.4.2. La tension de circuit ouvert (V_{OC}) :	34
II.2.4.3. Le point de puissance maximum (P_{MP}) :	34
II.2.4.4. Le facteur de forme (FF) :	34
II.2.4.5. Le rendement d’un module PV.....	36
II.3. Influence des paramètres environnementaux sur la caractéristique I – V d’une cellule solaire.....	38
II.3.1. Influence de la température	38
II.3.2. Influence de l’éclairement	40
II.3.3. Influence de la poussière	40
II.4. Méthodes d’amélioration des performances des cellules solaires.....	41
II.4.1. Piégeage de la lumière	41
II.4.1.1 Texturation de la surface	41
II.4.1.2 Couche anti reflet.....	42

II.4.2. Réflecteur arrière (BSF)	42
II.4.3. Passivation de la face avant et de la face arrière	43
II.4.4. Les contacts métalliques	43
II.5. Conclusion.....	43
II.6. Références	44
Chapitre III : La dégradation des modules PV	47
III.1. Introduction	47
III.2. Les modes de dégradation observés sur les sites.....	48
III.2.1 Le bris de verre.....	49
III.2.2. Insuffisance de diode Bypass ou Hot Spot.....	50
III.2.3 La corrosion et la décoloration des encapsulants	52
III.2.4. Le défaut de type « snail trail » et la perte d'adhérence ou délamination	54
III.2.4.1. Le défaut snail trail.....	54
III.2.4.2. La perte d'adhérence ou délamination	55
III.2.5. La dégradation des interconnexions entre les cellules	56
III.2.6. L'effet PID et LID.....	56
III.2.6.1 l'effet PID	56
III.2.6.2 l'effet LID	57
III.3. Etude sur le taux de dégradation	57
III.3.1. Revue littéraire	57
III.3.2. Détermination du taux de dégradation	60
III.4. Les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque	61
III.4.1. La technique par imagerie infra rouge	61
III.4.2. La thermographie	61
III.4.3. La mesure de puissance.....	61
III.5. Méthodes de calcul de la dégradation.....	63
III.5.1. Les tests de stress accéléré	63
III.5.1.1. Les tests de stress accéléré avec la température	63
III.5.1.2. Les tests de stress accéléré avec l'humidité	65
III.5.1.3. Les tests de stress accéléré avec la photo dégradation	65
III.5.1.4. Tests de stress accélérés avec plus d'une variable d'accélération.....	67
III.5.2. Les modèles mathématiques de dégradation.....	73
III.5.2.1. Le modèle exponentiel	73
III.5.2.2. Le modèle de Pan	76
III.5.3. Les méthodes de translation	79
III.5.4. Les équations de conversion STC	80
III.5.4.1. La méthode IEC 60981	80
III.5.4.2. La méthode d'Anderson	81
III.5.4.3. La méthode de Blaesser.....	81
III.6. Présentation des différents sites de mesures	83
III.6.1. Le site d'étude du Burkina	83
III.6.1.1. Données climatiques	83
III.6.1.2. Caractéristiques des modules étudiés.....	85
III.6.2. Le Site d'étude de Malicounda.....	88
III.6.2.1. Situation géographique.....	88
.....	88
III.6.2.2. Potentiel de production de la centrale solaire de Malicounda.....	90

III.7. Résultats des mesures sur le site du Burkina	92
III.7.1. Comparaison des diverses méthodes de translation	92
III.7.2. Distribution statistique des taux de dégradation de puissance des modules	96
III.7.3. Influence de la technologie des modules PV sur la dégradation de la puissance.	98
III.7.4. La dégradation des paramètres I – V (I_{sc} , V_{oc} & FF).....	100
III.8. Conclusion	105
III.9. REFERENCES	106
Chapitre IV : Etude de la performance et de la fiabilité des modules PV	118
IV.1. Essais de performance sur le site de Malicounda.	120
IV.1.1. Moyens de mesure	120
IV.1.2. Conditions nécessaires au déroulement de l’essai	120
IV.1.2.1. Condition 1 : irradiance.....	120
IV.1.2.2. Condition 2 : compteurs électriques.....	120
IV.1.2.3. Condition 3 : disponibilité du réseau de la Senelec	121
IV.1.3. Rappel sur les conditions de validation du PR.....	121
IV.1.3.1. Condition 1 : disponibilité des onduleurs	121
IV.1.3.2. Condition 2 : valeur du PR.....	121
IV.1.3.3. Résultat des essais de performances	121
IV.2. Évaluation de la performance de différentes technologies.....	123
IV.2.1. Tests sur le site du Burkina	123
IV.2.2. Tests sur le site de Malicounda	125
IV.2.2.1. Présentation de l’application PVGIS	125
IV.2.2.2. Etude comparative sur différents sites	127
IV.3. Comparaison de performance des systèmes Trackers et fixes sur le site de Malicounda	130
IV.3.1. Analyse de journée bien ensoleillée.....	131
IV.3.2. Analyse d’une journée moyennement ensoleillée.....	132
IV.4. Simulation de la fiabilité des modules photovoltaïques.....	133
IV.5. CONCLUSION	135
IV.6. Références.....	137
Conclusion générale	139
Annexes	144
I. Les principales lois de fiabilité	144
Loi exponentielle.....	144
Loi de Weibull.....	144
Loi normale	145
Loi lognormale	146
Loi Gamma.....	147
Loi binômiale	148
Loi beta.....	148
La loi du Khi-deux	148
II. Caractéristique de la Centrale solaire de Malicounda	149

Liste des figures

Figure 1: Capacité mondiale photovoltaïque et ajouts annuels 2005 – 2015	3
Figure 2 : Prévision de la production mondiale de pétrole brut et illustration du pic pétrolier.....	9
Figure 3 : Croissance de la production d'électricité par habitant dans les régions du monde (taux moyen de croissance annuel entre 2000 et 2007) [7].	13
Figure 4 : (a) Electricité produite à partir de toutes les sources. (b): électricité d'origine renouvelable (source [7]).....	16
Figure 5 : Evolution du rendement des différentes technologies de cellules PV [1] ...	22
Figure 6 : Classification des principales technologies de cellules solaires PV	24
Figure 7 : Schéma représentatif des niveaux d'énergie de Fermi d'un semi-conducteur dopé de type N et de type P.	28
Figure 8 : Dopage du silicium par le phosphore et le bore et formation d'une jonction P-N. Sous éclairage, les charges photo-générées sont séparées par la jonction P-N... ..	29
Figure 9 : Schéma électrique d'une cellule solaire idéale	30
Figure 10 : Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque	31
Figure 11 : L'influence de la température sur le rendement des cellules photovoltaïques	39
Figure 12 : Structure d'une cellule photovoltaïque en silicium	42
Figure 13 : Photos montrant des dégradations relevées sur des panneaux solaires.....	49
Figure 14 : Le bris de verre	50
Figure 15 : Hot spot danger / incendie	51
Figure 16 : Thermographie détection hot spot	51
Figure 17 : Surchauffe diode bypass	51
Figure 18 : Jaunissement des modules solaires	52
Figure 19 : Phénomène snail trail.....	54
Figure 20 : La perte d'adhérence ou délamination	55
Figure 21 : Evolution de la puissance à différentes températures d'humidité et de degré d'humidité : données expérimentales	71
Figure 22 : Taux de dégradation linéaire et exponentielle de la puissance	74
Figure 23 : Distribution de puissance normalisée	76
Figure 24 : Dégradation d'un module en polycristallin-Si en exposition 85°C/85%HR	78
Figure 25 : La distribution des fréquences des températures au Burkina.....	84
Figure 26 : La distribution des fréquences d'ensoleillement au Burkina.....	84
Figure 27 : Banc IV installé sur le site de 2IE.....	87
Figure 28 : Données solaires au Sénégal.....	88
Figure 29 : Centrale solaire de Malicounda	89
Figure 30 : Courbe de l'échantillon moyen de la production quotidienne de jour	91
Figure 31 : La contribution de la production du parc solaire à la consommation de Malicounda.....	91
Figure 32 : Courbe de puissance maximale mesurée et translatée obtenue avec la méthode d'Anderson.	93
Figure 33: Courbe de puissance maximale mesurée et translatée obtenue avec la méthode de Blaesser.....	94
Figure 34: Courbe de puissance maximale mesurée et translatée obtenus avec la méthode de combinaison.....	94

Figure 35 : Comparaison (a) et corrélation (b) entre le courant de court-circuit (I_{sc}) mesurée et translatée avec la méthode de combinaison	95
Figure 36 : Comparaison (a) et corrélation (b) entre la tension en circuit ouvert (V_{oc}) mesurée et translatée avec la méthode de combinaison	95
Figure 37:Influence de la technologie des modules PV sur la dégradation de la puissance	99
Figure 38: La dégradation des paramètres I-V (I_{sc} , V_{oc} & FF) pour différentes technologies de modules PV	103
Figure 39: PR (rapport de performance) pour différentes technologies.....	123
Figure 40: Ratios de performances moyens annuels des modules	124
Figure 41 : Interface de l'application PVGIS.....	126
Figure 42: Evaluation de la production d'Energie en Afrique de l'ouest avec différentes technologies.....	129
Figure 43: Evaluation de la production d'Energie en Afrique du Nord avec différentes technologie	129
Figure 44: Evaluation de la production d'Energie en Europe avec différentes technologies.....	129
Figure 45: Comparaison du support Tracker et du support fixe pendant une journée bien ensoleillée.....	131
Figure 46: Comparaison du support Tracker et du support fixe pendant une journée moins ensoleillée	132
Figure 47 : Outil PVMODREL	133
Figure 48: Fiabilité des modules exposés sur le site du Burkina en fonction du temps.	134

Liste des tableaux

Tableau 1 : les valeurs correspondantes des rendements extraites des données du NREL en juin 2013 et en août 2015 pour différentes filières.....	23
Tableau 2 : Différentes technologies de panneaux solaires : rendements, prix, avantages, inconvénients et principaux producteurs	25
Tableau 3 : Taux de puissance de sortie maximale à différentes régions climatiques pour les modules PV au silicium monocristallines et polycristallines [58-59] [60-61-62]	60
Tableau 4 : Les principales techniques de détection des dégradations d'un module photovoltaïque	62
Tableau 5 : Caractéristiques électriques des modules étudiés sur le site du Burkina.....	86
Tableau 6 : Production mensuelle en 2017.....	90
Tableau 7 : Répartition mensuelle de la production actuelle	92
Tableau 8 : Les spécifications du module photovoltaïque utilisé.....	93
Tableau 9 : Rapport test de performance de la centrale solaire de Malicounda du 21/11/2017 au 01/11.2017	121
Tableau 10 : Irradiance solaire a Malicounda 27, 28, 29/11.2017	122
Tableau 11: Paramètres d'entrée du bloc de fiabilité	134

Nomenclature

Symbole	Description	Unité
A	Surface du module	m ²
AM	Masse d'air	–
c	Célérité de la lumière ($c \approx 3.10^{-8}$ m/s)	m/s
FA	Facteur d'accélération	
FA_{Ar}	Facteur d'Arrhenius d'accélération	
G(t)	L'ensoleillement sur le plan des modules PV,	(W/m ²)
h	Constante de Planck ($h=6,63 \cdot 10^{-34}$ J.s)	J.s
I_{cc}	Courant de court-circuit	A
I_{cc, stc}	Le courant de court-circuit dans les conditions standard de test	
ID	Courant de diode	A
I_{mp}	Courant au point de fonctionnement optimal	A
I_o	Courant de saturation de la diode	A
I_{ph}	Photocourant	A
I_{rec}	Courant perdu par recombinaison des porteurs de charge dans la couche intrinsèque	A
k	Constante de Boltzmann ($k=1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K)	J/K
KC	Tension de collection	V
K_i	Coefficient de température du courant de court-circuit,	(A/°C)
K_v	Coefficient de température de la tension de circuit-ouvert.	(V/°C)
N_s	Nombre de cellules en série dans chaque string d'un module PV	–
P_{mp}	Puissance maximale	W
PR	Ratio de performance d'un module PV	–
q	Charge élémentaire ($q=1,602 \cdot 10^{-19}$ C)	C
R	Vitesse de réaction	
R_s	Résistance série	Ohm
R_{sh}	Résistance shunt	Ohm
T	Température absolue	°K
T_m(t)	La température moyenne d'un module	
V_{co}	Tension en circuit ouvert	V
V_{co, stc}	La tension de circuit ouvert dans les conditions standard de test	
VD	Tension directe de diode	V
V_{mp}	Tension au point de fonctionnement optimal	V
V_{th}	Tension thermique	V
Y	Rendement de production	–
Y_r	Rendement de référence	–

Glossaire

Abbreviation	Signification
ALT	Accelerating Life Testing (Test de vieillissement accéléré)
AM	Air Mass
a-Si	Silicium amorphe
a-Si : H	Silicium amorphe hydrogéné
a-Si/μc-Si	Micromorphe
a-SiC : H	Silicium amorphe carbone hydrogéné
BF	Burkina Faso
CdTe	Tellurure de cadmium
CEDEAO	Communauté Economique Des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CEI	
CIGS	Cuivre Indium Galium et Sélénium
CIS	Cuivre Indium Sélénium
COP	Conference of the Parties
c-Si	Technologie PV au silicium cristallin
EVA	Ethylène Vinyle Acétate
FST	Faculte des sciences et techniques
PVMDREL	PhotoVoltaic MODule RELiability
HIT	Heterojunction with Intrinsic Thin layer (Cellule PV à Hétérojonction)
IEC	International Electrotechnical Commission standards
KWc	Kilowatt crête
KWh	Kilowatt heure
LESEE	Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie
MT	Moyen tension
MWh	Méga watt heure
NREL	National Renewable Energy Laboratory
pc-Si	Silicium polycristallin ou multicristallin
PCSTUI	Physique, chimie, sciences de la terre, de l'univers et de l'ingenieur
PR	Performance ratio
PV	Photovoltaïque
PVB	Polyvinylbutyral
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PVUSA	Photovoltaics for Utility Scale Applications
sc-Si	Silicium monocristallin
STC	Conditions standard de test ($G = 1000 \text{ W/m}^2$, $T_{\text{cellule}} = 25^\circ\text{C}$ et $AM=1,5$)
UCAD	UNIVERSITÉ CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR
UE	Union européenne
UEMOA	Union Economique et Monétaire Ouest Africaine
VIM	Variable Illumination Measurements
μc-Si	Silicium microcristallin
2iE	Institut International de l'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement

Introduction générale

Introduction générale

Les énergies renouvelables prennent de plus en plus de place dans le paysage énergétique mondiale, d'autant plus que la rareté des ressources primaires s'accroît mais également que les technologies renouvelables deviennent compétitives. Ceci est le résultat d'avancées technologiques considérables développées dans les filières des énergies renouvelables notamment la filière photovoltaïque. Ainsi beaucoup de recherches scientifiques ont été menées non seulement dans le domaine de la production d'énergie nucléaire, mais également dans le secteur des sources d'énergies « illimitées » tel que la production d'électricité par le vent et par la transformation d'énergie solaire. En matière d'énergies propres, l'énergie solaire, en dépit d'un développement très rapide, reste encore relativement marginale au niveau mondial, loin derrière l'énergie éolienne, la biomasse et surtout l'énergie hydraulique.

Ainsi, grâce à de récentes avancées techniques et à des ruptures technologiques en cours, l'énergie solaire est probablement celle des énergies propres et renouvelables qui possède la plus forte marge de progression pour les décennies à venir et le plus fort potentiel pour devenir la première source d'énergie de l'Humanité avant le milieu de ce siècle. Le Soleil représente une source d'énergie considérable. Au niveau de la Terre, l'énergie solaire reçue annuellement correspond à environ 7000 fois l'énergie consommée par l'humanité. Il s'agit d'une énergie lumineuse portée par les photons qui a pour origine les réactions de fusion nucléaire de l'hydrogène ayant lieu à l'intérieur du Soleil. Elle a le potentiel de couvrir largement nos besoins énergétiques, à condition de pouvoir la convertir efficacement et à faible coût. C'est tout l'enjeu du développement actuel de l'énergie solaire

L'approche volontariste des premières années a fait place, depuis, à une démarche plus rigoureuse introduisant de nouveaux concepts, de nouvelles technologies propres favorables à la protection de l'environnement [1]. Dans la filière photovoltaïque, la conception, l'optimisation et la réalisation des systèmes PV sont des problèmes d'actualité pour une meilleure exploitation de l'énergie solaire. Cette énergie occupe aujourd'hui une place importante sur le marché des énergies renouvelables, elle est utilisée aussi bien pour les besoins des industriels, des collectivités et des particuliers. Par ailleurs, la puissance photovoltaïque installée annuellement à travers le monde est en croissance continue, elle est passée de moins de 1 GW en 2003 à plus de 7,2 GW en 2009 [2]. A la fin de l'année 2015, la capacité d'énergie renouvelable installée dans le monde atteignait 1849 gigawatts (GW), en hausse de 8,7 % sur

un an. Cet essor a été principalement porté par l'éolien (433 GW soit + 17 %) et le solaire photovoltaïque (227 GW soit + 28 %).

Les chercheurs visent à améliorer le rendement des cellules photovoltaïques et à abaisser leur coût de production afin d'étendre leurs applications au-delà des spécificités liées à l'isolement des sites, le domaine spatial et de les rendre compétitives par rapport aux sources traditionnelles d'énergie tels que le pétrole, le gaz et le charbon. Aujourd'hui, 80 % de la consommation énergétique est à base d'énergies fossiles : le pétrole (35 % de la consommation d'énergies primaires), le charbon (25 %) et le gaz naturel (21 %), tandis que le nucléaire ne joue qu'un rôle marginal à l'échelle mondiale (2,5 %). Pour autant, les énergies renouvelables ne couvraient encore que 19,2 % de la consommation mondiale d'énergie en 2014, dernier chiffre connu. La part des énergies renouvelables est en croissance dans la production d'électricité (23,7 % fin 2015 contre 22,8 % fin 2014), mais elle reste mineure dans les transports et les installations de chauffage et de refroidissement. Ces ressources en énergie fossile ont permis la croissance de l'économie mondiale depuis la Seconde Guerre Mondiale, de par leur abondance et l'augmentation constante de leurs exploitations. Elles sont aussi des sources des tensions géopolitiques entraînant de graves conséquences environnementales. C'est dans ce contexte que la filière photovoltaïque d'utilisation de l'énergie solaire constitue une réponse envisageable à la problématique énergétique. En matière de panneaux solaires photovoltaïques, le taux de conversion de la lumière en électricité constitue un facteur-clé en matière de développement et de rentabilité. Ce seuil maximum vient de passer à 46 %, nouveau record mondial !

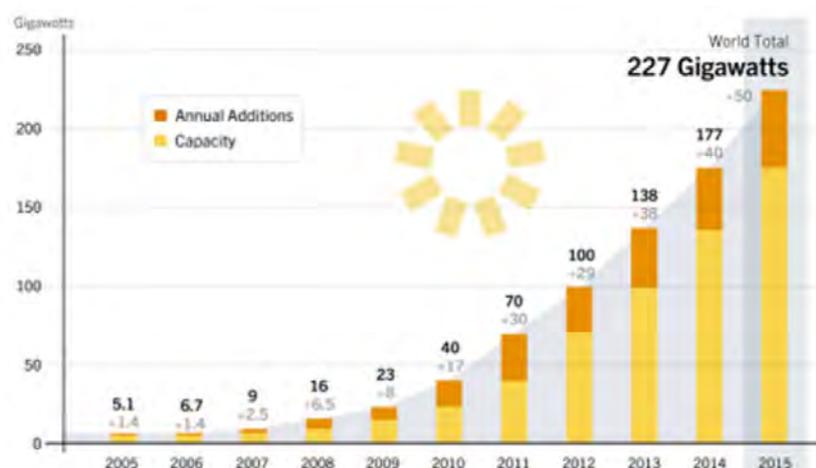


Figure 1: Capacité mondiale photovoltaïque et ajouts annuels 2005 – 2015

Le silicium cristallin (monocristallin et multicristallin) est la technologie dominante dans le domaine PV [3] et constitue l'élément de base des panneaux photovoltaïques qui sont utilisés largement aujourd'hui. Cependant de nouvelles cellules solaires sont fabriquées en utilisant d'autres semi-conducteurs, issus des matériaux dits « III – V », parce qu'ils sont composés des éléments chimiques classés dans les 3^{èmes} et 5^{èmes} colonnes du tableau périodique de Mendeleïev. Ces nouveaux capteurs solaires à très haut rendement sont constitués d'une superposition de plusieurs couches - ou "jonctions" - dont chacune réagit à la lumière dans une certaine gamme de longueurs d'onde. Ce nouveau type de cellule solaire présente l'avantage de pouvoir être produit à l'aide d'une technologie parfaitement maîtrisée par l'industrie depuis 20 ans. Ces cellules « III-V » peuvent donc être utilisées à très grande échelle dans les grandes centrales solaires situées dans les régions tropicales ou désertiques qui disposent d'un ensoleillement direct élevé. En utilisation réelle, sur le terrain, le rendement sera toutefois légèrement inférieur mais devrait tout de même dépasser un taux de conversion énergétique de 40 % supérieur au taux moyen actuel de 25 % des dernières cellules au silicium cristallin. Cependant, leurs techniques de fabrication présentent un fort potentiel pour une baisse significative des coûts des modules PV [4].

La prolifération de projets solaires PV fait surgir des problèmes liés à la performance des systèmes dans les conditions réelles d'exposition loin des conditions de test standard fixées à 25°C de température, un ensoleillement de 1000 W/m² et sous une atmosphère de masse 1,5. Dans les processus de certification des modules PV, les constructeurs ne tiennent pas suffisamment compte des conditions environnementales dans lesquelles les modules doivent fonctionner. La sous-estimation de certaines contraintes climatiques entraîne une rupture mécanique d'interconnexions des cellules solaires. Les problèmes de dégradation causés par l'exposition aux rayons UV se manifestent par un changement de coloration suivie d'une délamination. Les problèmes liés à la température, à l'humidité, aux aérosols pour les milieux sahéliens conduisent ainsi à la dégradation des performances électriques et par conséquent une perte considérable de la puissance produite par le module PV [5].

Les performances annoncées sont rarement atteintes parce que les panneaux solaires ne fonctionnent presque jamais dans les conditions standard de test [6]. Cela réduit considérablement la durée de vie des cellules et joue sur la fiabilité des panneaux solaires photovoltaïques. Les performances obtenues à partir des différentes technologies de module PV

après une longue exposition en milieu naturel, leur dégradation et enfin leur fiabilité pour des milieux de climat chaud et sec seront étudiés dans ce mémoire.

L'objectif de ce travail est de proposer un modèle mathématique qui peut décrire proprement le phénomène de vieillissement des modules PV installés dans les régions arides. Le but est de dégager une méthode appropriée de traitement des mesures sur les modules PV en vue d'en estimer la performance et la dégradation annuelle ainsi que la fiabilité de différentes technologies de modules PV en condition réelle de fonctionnement. On devra à cet effet étudier la dégradation temporelle des paramètres de chaque module PV. On pourra le cas échéant, faire le point sur les modèles existants (loi de Weibull, loi exponentielle, modèle de Pan etc.) généralement utilisés pour prédire le vieillissement et la dégradation des modules et choisir le plus représentatif pour le comportement des modules installés. Une fois ce modèle choisi, il servira à estimer la fiabilité et la durée de vie réelle des modules exposés dans cette zone climatique. Les résultats obtenus par le modèle pourront être validés à partir de mesures relevées directement sur les modules PV installés. Ces résultats permettront de savoir quel type de panneaux choisir et qui auront une meilleure résistance à l'environnement des régions désertiques, car les modules PV sont caractérisés et certifiés selon les référentiels internationaux et pour des climats modérés. Malheureusement, il n'existe actuellement pas de consensus, dans la communauté scientifique du PV sur un standard physique représentant le comportement exact des modules PV de diverses technologies en milieu naturel et particulièrement dans des climats spécifiques. Cela permet de comprendre et d'élucider encore une fois l'influence de la spécificité du climat saharien sur la dégradation de la cellule PV, de l'encapsulant et par voie de conséquence sur la durée de vie du module PV dans les conditions réelles d'exploitation. Pour mieux cerner cet objectif principal, il nous a semblé intéressant d'organiser notre travail en objectifs spécifiques comme suit :

- Etude des facteurs qui limitent le rendement des modules Photovoltaïque.
- Etude de la dégradation des modules Photovoltaïque
- Chercher des chiffres réels de dégradation des modules PV exposés dans les régions désertiques ainsi que les taux de dégradation annuelle enregistrés ces dernières années.
- Etudier les effets des paramètres de dégradations (l'effet de la température, l'effet de l'humidité, l'effet de l'irradiation, l'effet du comportement des modules PV ...) sur les caractéristiques des panneaux photovoltaïques.

- Collecte de données au niveau du Laboratoire Energie Solaire et Economies d'Energie (LESEE) de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2IE) au Burkina Faso, à l'UCAD et au niveau de la centrale solaire de Malicounda.
- Modélisation de la fiabilité d'un module PV en choisissant modèles classiques qui sont à la base de toutes les lois statistiques existantes, (fonction de survie, fonction de répartition, taux de défaillance,).
- Faire une comparaison des résultats théoriques et expérimentaux.

Ce manuscrit qui présente les travaux de la thèse, est structuré en quatre chapitres :

Le **premier chapitre** fait le point sur les enjeux énergétiques actuels et l'évolution des énergies renouvelables particulièrement le solaire.

Le **deuxième chapitre** est consacré aux généralités sur la filière photovoltaïque. Une synthèse est faite sur le rayonnement solaire, la conversion photovoltaïque et les caractéristiques électriques des modules. Une revue des différentes technologies photovoltaïques existantes est effectuée et a abouti à une classification en termes de rendement et de part de marché. Enfin, les différentes normes de qualification des modules photovoltaïques sont présentées en faisant un focus sur la norme CEI 61215 relative aux modules photovoltaïques en silicium cristallin.

Le **troisième chapitre** présente *en premier lieu* une revue bibliographique détaillée sur la dégradation des modules photovoltaïques, les différents modes de dégradation, les moyens et les techniques qui permettent leur détection et enfin les méthodes de calcul de la dégradation. *En second lieu*, les différents sites de mesures à savoir le banc IV installé sur le site du Burkina et la centrale solaire de Malicounda sont présentés. Une étude sur l'évaluation de la dégradation et les taux annuels de dégradation de trois technologies PV différentes (monocristallin, polycristallin et micromorphe) après une année d'exposition dans un environnement soudano-sahélien tel que le Burkina a été présenté. L'étude de la dégradation des caractéristiques électriques de performance des modules est le principal objectif dans ce chapitre. Pour cette étude, la première approche est basée sur la standardisation des mesures réalisées en conditions réelles. Une plateforme expérimentale est mise en place dans le cadre de cette étude permettant ainsi de déterminer les conditions environnementales dominantes de fonctionnement des modules.

Dans le **quatrième chapitre**, l'étude est faite relativement à la performance de trois technologies PV différentes dans les zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest, du Nord et de l'Europe. Une première analyse est axée sur l'expérimentation en zone soudano-sahélienne et

une comparaison entre les installations sur les systèmes trackers et fixes du site de Malicounda a été présenté en seconde étape. Une méthodologie et un outil pour déterminer la fiabilité et la durée de vie des modules sont présentés avant d'être appliqués aux modules de la plateforme mise en place dans le cadre de cette thèse.

Références

- [1] A. Groune, Enjeux et conditions d'émergences des énergies renouvelables en Algérie ; 2^{èmes} Journées Nationales de Valorisation de l'Energie Solaire. Batna, Algérie, 1997.
- [2] European Photovoltaic Industry Association (EPIA). Global Market Outlook for Photovoltaics until 2014. 2010.
- [3] C. Honsberg, Photovoltaics : Devies, Systèmes and Applications ; [CDROM]. 1998.
- [4] A. Ricaud, Modules photovoltaïques filières technologiques ; Article D 3940- 2005.
- [5] J. H. Wohlgemuth and R. C. Petersen ; Solarex experience with ethylene vinyl acetate
- [6] J. Merten, L. Sicot, Y. Delesse, and A. G. Montgareuil, "Outdoor evaluation of the energy production of different module technologies.," In Proceedings of 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference (Eds.).2008, 2008.

Chapitre. I :

Les enjeux énergétiques

Chapitre I : Les enjeux énergétiques

I.1. Le constat

L'énergie est de plus en plus indispensable aux activités humaines, même les plus simples. Aujourd'hui, elle est nécessaire pour les usages quotidiens (éclairage, chauffage, alimentation, ...), mais aussi pour les activités économiques, les échanges, les transports, les communications.

Les ressources énergétiques utilisées par les hommes se sont multipliées avec une dépendance notable à trois produits énergétiques non renouvelables : le pétrole, le gaz et le charbon. Ainsi, cette dépendance est particulièrement forte pour les pays les plus développés. Puisque, la demande énergétique augmente, la question du remplacement des énergies fossiles par des énergies renouvelables, propres et durables est essentielle. Ce passage, appelé transition énergétique, repose sur le constat d'un épuisement des ressources en énergie fossile. La planète Terre possède un volume fini de ressources, basé sur une quantité initiale donnée qui ne garantit pas une durabilité pour un système exponentiel de consommation.

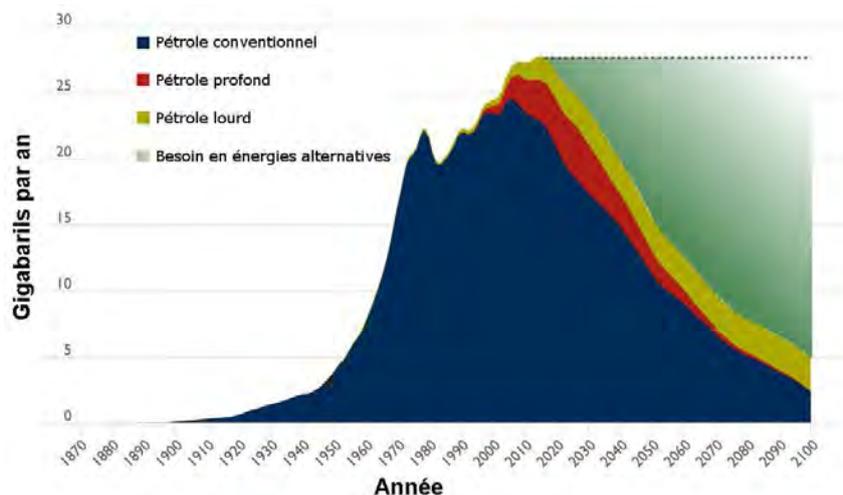


Figure 2 : Prédiction de la production mondiale de pétrole brut et illustration du pic pétrolier

Comme popularisé par le géophysicien M. King Hubbert [1], l'exploitation d'une ressource finie passe obligatoirement par un maximum avant de décroître à cause de son utilisation massive et son épuisement est relativement symétrique par rapport à sa croissance.

Selon les estimations, si la consommation actuelle se maintient, il resterait moins d'un demi-siècle de réserves de pétrole. Pour certains, nous aurions déjà dépassé le pic pétrolier, [2] (Figure 2) et la production de pétrole devrait bientôt baisser.

Le Sénégal et les autorités en charge de la gestion de ce pays ont reconnu depuis longtemps l'importance de l'exploitation des énergies renouvelables. Déjà en 1978, la circulaire patrimoniale énonçait des mesures favorisant l'utilisation de matériel solaire par tous les agents économiques. En 1981, une loi instituait des avantages fiscaux dans le domaine de l'utilisation de l'énergie solaire ou éolienne en complétant le code général des impôts.

Malgré ces lois et d'autres qui ont été promulguées par la suite, l'utilisation des énergies renouvelables notamment pour la production d'électricité n'a pas réellement décollé sauf dans le domaine rural où de nombreux systèmes photovoltaïques individuels et une dizaine de centrales PV ont été installés dans le cadre de projets d'électrification rurale.

Ainsi en 2006, la puissance totale de crête en systèmes photovoltaïques était d'environ 2000 kW dont 1400 kWc pour des systèmes individuels et communautaires et 400 kWc pour des installations de télécommunication. La puissance de crête installée peut être estimée entre 2,5 et 3 MW compte tenu des projets d'électrification en cours sous l'égide de l'ASER (Agence Sénégalaise de l'Electrification Rurale).

En 1998, la loi relative au secteur de l'électricité a dessiné le nouveau paysage électrique du Sénégal en introduisant d'importantes réformes destinées à accompagner et appuyer la libéralisation du secteur électrique et favoriser le développement de l'offre d'énergie électrique par des opérateurs indépendants tout en maintenant la Senelec dans un statut d'Acheteur Unique. En 2006 – 2007, des promoteurs étrangers se sont intéressés à l'exploitation des sources d'énergies renouvelables au Sénégal, principalement dans le domaine de l'éolien, du solaire photovoltaïque et de la biomasse par l'exploitation du Typha dans la région du delta du Fleuve Sénégal. Aujourd'hui, la production énergétique des pays d'Afrique subsaharienne est essentiellement d'origine thermique et hydraulique. La majorité de ces pays sont des importateurs nets d'hydrocarbures dont le cours ne cesse d'augmenter tandis que les pays sahéliens ont une très faible pluviométrie. Ainsi, la dépendance des pays africains de sources d'énergie dont ils n'ont pas la maîtrise freine leur développement économique. Dans ce contexte, les besoins énergétiques ne sont pas satisfaits pour deux principales raisons :

- La demande énergétique domestique en Afrique est en nette croissance du fait de l'augmentation de la population estimée à plus d'un milliard en 2012 et qui devrait doubler en 2050.

- Les besoins énergétiques sont en constante augmentation à cause de la forte urbanisation et du développement industriel.

Les pays africains se trouvent donc dans une situation d'extrême urgence ; il leur faut nécessairement diversifier leurs sources d'énergie pour poursuivre leur développement social, économique et industriel. En Afrique de l'Ouest, de grands projets commencent à voir le jour avec l'appui de partenaires financiers extérieurs mais aussi grâce à la mobilisation des instances dirigeantes de l'espace CEDEAO. La forte utilisation des énergies fossiles entraîne non seulement une dégradation irréversible de l'environnement qui est une des causes des changements climatiques, mais entrave aussi l'essor de l'économie et l'autonomie énergétique des pays de l'Afrique de l'Ouest avec la flambée des prix du pétrole.

La 3^{ème} Conférence des parties à la convention cadre de l'ONU sur les changements climatiques (COP3), a permis l'adoption du protocole de Kyoto, le premier traité international visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Signé en 1997 et entré en vigueur en 2005, ce traité ne fixe des objectifs contraignants qu'à seulement 55 pays industrialisés, représentant 55 % des émissions globales de CO₂ en 1990. Le protocole visait alors à réduire d'au moins 5 %, leurs émissions de six gaz à effet de serre (dioxyde de carbone, méthane, protoxyde d'azote et trois substituts des chlorofluorocarbures), entre 2008 et 2012, par rapport au niveau de 1990. Si certains ont respecté leurs engagements (comme l'UE), les gros pollueurs, comme les Etats-Unis ne l'ont jamais ratifié, le Canada et la Russie s'en sont retirés et la Chine, devenue le premier émetteur mondial de gaz à effet de serre, n'est pas concernée.

Le protocole de Kyoto, devant expirer en 2020, devrait être remplacé par un nouveau texte, qui est l'objet de la COP21. En 2009, la 15^{ème} Conférence des parties, qui se tenait à Copenhague, au Danemark, devait permettre de renégocier un accord international sur le climat et qui devrait concerner les pays industrialisés comme ceux en développement. Mais, après deux ans de négociations, le sommet s'est soldé par un échec : s'il affirme la nécessité de limiter le réchauffement planétaire à 2 °C, le texte de l'accord ne comporte aucun engagement chiffré de réduction des émissions de gaz à effet de serre, se contentant de prôner la «coopération» pour atteindre un pic des émissions.

Depuis 2011, les COP qui se sont tenues à Durban (Afrique du Sud), Doha (Qatar), Varsovie et Lima, ont toutes eu pour objectif de parvenir à un accord universel en fin 2015. La COP21, accueillie par la France du 30 novembre au 12 décembre 2015 a adopté par consensus l'accord de Paris. Ce fut le premier accord climat à portée universelle et dont la finalité de l'accord de Paris est de contenir le réchauffement bien au-dessous de 2 °C par rapport aux

niveaux préindustriels et de poursuivre les efforts pour limiter la hausse des températures à 1,5 °C. Cet objectif, plus ambitieux que la mission initiale des négociateurs, correspond à une revendication appuyée pendant la COP21 par l'ensemble des Etats, parmi les plus vulnérables aux effets du réchauffement. Mais ce plafond de 1,5 °C a une portée essentiellement symbolique, car les projections de l'ONU indiquent, rapport après rapport, que la courbe actuelle des émissions mondiales de gaz à effet de serre devrait se traduire par un réchauffement de l'ordre de 3 °C. L'accord de Paris est affaibli aussi par l'absence d'objectifs chiffrés à long terme. Le texte invite seulement la communauté internationale à atteindre « un pic des émissions mondiales de gaz à effet de serre dès que possible », puis de parvenir à « un équilibre entre les émissions d'origine anthropique et les absorptions par des puits de carbone au cours de la deuxième moitié du siècle ».

Le gros sujet de la COP22 sera de préciser les règles de mise en œuvre de l'accord de Paris et de se mettre d'accord sur la date de finalisation de ces règles communes. L'autre enjeu de la COP22 est de faire le point sur les engagements volontaires pris par les pays pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre et contrer les effets du réchauffement. Mises bout à bout, ces 189 « contributions nationales » développées pour l'horizon 2025 - 2030 ne permettent pas de contenir le réchauffement sous le seuil de 2 °C. La COP22 devrait inviter les Etats à engager des actions additionnelles pour rehausser le niveau de leurs ambitions. Depuis la COP21, de nombreuses dynamiques ont vu le jour : l'alliance solaire internationale, l'initiative africaine pour les énergies renouvelables, la mission innovation, la coalition pour le prix du carbone, etc. La CEDEAO consciente de l'ampleur du dérèglement climatique et de ses conséquences désastreuses, a décidé à travers la Déclaration de Dakar [3], de ratifier les résolutions de la COP21 [4]. Celles-ci visent entre autres, à limiter d'ici 2100, le réchauffement climatique global à 2°C au-dessus des niveaux de l'époque préindustrielle. A cet effet, la COP21 propose aux pays en développement de supprimer progressivement, sur 15 ans, les subventions à la consommation d'énergies fossiles et d'instituer d'autres modes de soutien financier à leurs populations qui favorisent les énergies alternatives à bas niveau de carbone.

I.2. Lien entre énergies fossiles et l'environnement

L'exploitation des énergies fossiles a des impacts écologiques et environnementaux importants :

- Les mines à ciel ouvert, les exploitations de sables bitumineux, les rejets de polluants nécessaires à l'extraction des minerais, les accidents technologiques comme Tchernobyl ont dévasté de vastes zones naturelles ;
- Les marées noires, les ruptures d'oléoducs ont détruit des écosystèmes importants ;
- La consommation d'énergie (en particulier d'énergies fossiles) est la principale responsable de la libération dans l'atmosphère des gaz à effet de serre accentuant le réchauffement climatique.

Toutes ces atteintes à l'environnement ont choqué l'opinion publique : les considérations environnementales déterminent de plus en plus les choix énergétiques des États et des particuliers.

I.3. Lien entre énergies et développement

La demande énergétique mondiale a connu une, passant de près de 5000 Mtep en 1970 à 12 000 Mtep en 2010. Elle a ainsi été multipliée par plus de 2,4 en 40 ans, ce qui correspond à un rythme de croissance annuelle moyenne de l'ordre de 2,24%. Plusieurs études ont montré que la consommation énergétique et la croissance économique d'un pays sont théoriquement liées [5-6]. Ainsi la production d'électricité ramenée au nombre d'habitants peut être un bon indicateur pour mesurer les écarts de développement entre les différentes régions du monde. Plus de 40 % de la consommation énergétique mondiale est destinée au secteur tertiaire et au secteur résidentiel, qui utilisent plusieurs types. Les industries représentent 35 % des besoins énergétiques, les transports, 25 % (essentiellement du pétrole). Les pays industrialisés et développés sont de gros consommateurs d'énergie du fait de leur mode de vie et la diversité de leurs activités économiques. Ils représentent 20 % de la population mondiale, mais 60 % de la consommation énergétique.



Figure 3 : Croissance de la production d'électricité par habitant dans les régions du monde (taux moyen de croissance annuel entre 2000 et 2007) [7].

L'Amérique du Nord est la région où l'on produit le plus d'énergie électrique par habitant dans le monde (14 624 kWh/hab.) soit plus du double de la production de l'Europe de l'ouest (6756 kWh/hab.), près du triple de celle de l'Europe centrale (4358 kWh/hab.), près de cinq fois plus qu'en Asie de l'est et du sud-est (3050 kWh/hab.), neuf fois plus qu'en Afrique du Nord (1596 kWh/hab.) et trente fois plus qu'en Afrique Subsaharienne (473 kWh/hab.) [7].

Les pays en développement consomment moins d'énergies fossiles, même si leurs besoins augmentent avec leur niveau de développement. Ainsi, les pays émergents comme la Chine, en pleine croissance économique et industrielle, sont de gros consommateurs d'énergie. La pauvreté, dans les pays en développement, se caractérise par un accès limité aux services énergétiques et une forte dépendance à l'égard de la biomasse traditionnelle. Aujourd'hui, le seul combustible dont disposent 2,4 milliards de personnes pour cuire leurs aliments et se chauffer est la biomasse traditionnelle : bois, résidus de cultures et bouses séchées. Afin de répondre aux besoins non satisfaits en matière de services énergétiques, l'Union européenne (UE) a développé l'Initiative Énergie pour l'éradication de la pauvreté et le développement durable. L'Initiative a été lancée lors du Sommet mondial sur le développement durable (SMDD) en septembre 2002. Elle témoigne de la volonté des États membres de l'UE et de la Commission européenne (CE) de contribuer à améliorer l'accès à des services énergétiques durables dans les pays en développement. Dans le cadre de cette initiative, l'UE apporte sa collaboration aux pays en développement pour créer dans le secteur énergétique les conditions nécessaires à la réalisation de leurs objectifs économiques, sociaux et environnementaux. Les efforts portent essentiellement sur l'optimisation du rendement énergétique, notamment par une utilisation plus efficace des combustibles fossiles et de la biomasse traditionnelle, et sur l'augmentation du recours aux énergies renouvelables. Les activités mises en œuvre par l'Initiative sont axées sur les besoins et les priorités des pays en développement participants. La CE et les États membres de l'UE invitent les pays en développement et d'autres parties prenantes à s'associer à l'Initiative pour contribuer à la création et au déploiement de partenariats aux niveaux national et régional. L'Initiative a pour but de favoriser l'accès aux ressources énergétiques nécessaires pour la réalisation des Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD). Cette politique a fixé comme objectif que 66% de la population ait accès au service électrique individuel en 2015, soit 214 millions de personnes résidant en milieu périurbain et rural [8]. Cependant, l'état des lieux du secteur de l'électricité montre que les États membres de l'UEMOA et de la CEDEAO éprouvent, à des degrés divers des difficultés persistantes pour satisfaire leurs besoins locaux en énergie. La réalisation de ces objectifs de progrès économique et social passe, entre autres, par un accès durable aux ressources

énergétiques. La situation décrite ci-dessus illustre clairement les disparités économiques qui existent entre l'Afrique subsaharienne et les autres régions du monde.

En effet certains Etats de l'Afrique de l'Ouest connaissent encore de nombreuses et fortes perturbations dans la production et la distribution de l'énergie électrique avec des périodes de délestage cumulées qui dépasseraient parfois 12 heures par jour [9].

I.4. Le photovoltaïque dans les énergies renouvelables.

Face aux prévisions d'épuisement inéluctable des ressources mondiales en énergie fossile, aux multiples crises pétrolières, économiques et aux changements climatiques dus à l'effet de serre, la science s'est tout naturellement intéressée aux ressources dites "renouvelables" et notamment vers la plus ancienne, le soleil, qui déverse chaque jour l'équivalent de 100 000 milliards de TEP (tonnes équivalent pétrole).

Cette valeur est à comparer aux 9,58 milliards de TEP qui représentent la consommation annuelle mondiale en énergie primaire (1998). Les sources d'énergies présentes sur Terre ont principalement une origine solaire. En 2011, un peu moins de 13% de la production mondiale d'énergie primaire provenait d'une source d'énergie alternative, principalement de l'hydroélectricité [10, 11, 12, 13, 14]. Toujours au cours de cette même année, la part d'énergie produite par des systèmes photovoltaïques couvre 3,9% de la production d'électricité mondiale avec une part de production d'énergie renouvelable de 11,5% en 2013.

L'énergie photovoltaïque se présente comme une solution énergétique évidente, car cette affirmation, affranchie de toute réalité politique et économique, possède une grande part de vérité et repose sur un fait simple : la puissance émise par notre étoile, le Soleil, est considérable, et il serait dommage de ne pas la mettre à profit.

Il est évident que le monde ne sera pas tout photovoltaïque. Si aucune des énergies renouvelables existantes n'est capable à elle seule de combler le vide qui sera causé par l'épuisement des réserves fossiles, c'est l'ensemble de ces sources d'énergie combinées qui doit être pris en compte selon leur disponibilité à l'échelle de chaque région ou pays du monde. La production d'électricité renouvelable a atteint 4158,5 TWh en 2010 soit 19,6% de la production d'électricité mondiale [7].

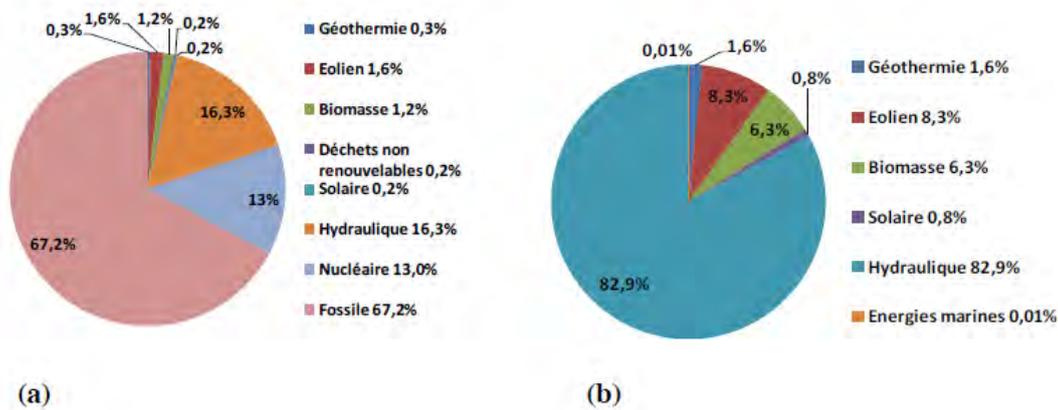


Figure 4 : (a) Electricité produite à partir de toutes les sources. (b): électricité d'origine renouvelable (source [7])

L'hydroélectricité est la principale source renouvelable de production d'électricité avec 82,9%, suivie de l'éolien (8,3%), de la biomasse (6,3%), et de la géothermie (1,6%). Le solaire est encore très marginal avec seulement 0,8% de part dans la production d'électricité renouvelable et 0,2 % si l'on considère toutes les sources. Pour faire face à cet impératif, l'énergie solaire peut occuper une place de choix d'autant plus que le continent africain est globalement très ensoleillé avec un rayonnement solaire moyen journalier compris entre 5 et 7 kWh/m². Ce fort potentiel solaire peut devenir un levier de développement si la technologie suit notamment. L'Afrique dispose d'un important gisement en ressources énergétiques renouvelables : environ 1440 TWh/an en potentiel hydroélectrique, 20% des ressources éoliennes mondiales, 74% du continent reçoit un ensoleillement moyen annuel supérieur à 1900 kWh/m² /an) [15].

A l'heure actuelle, seule une infime partie de ce potentiel est exploitée. En effet les énergies renouvelables représentant environ 3 % de la consommation énergétique finale en Afrique, hors bois de chauffe [16]. Il s'agit pour l'essentiel de l'électricité hydraulique dont à peine 7% du potentiel du continent est exploitée [17, 18]. Depuis ces trente dernières années, différentes technologies de système de conversion photovoltaïque ont vu le jour.

Le Sénégal, pour sa part, a entamé une course aux énergies renouvelables, en inaugurant en 2016, deux centrales PV de 20 Mwc respectivement dans les localités de Bokhol [19] en Octobre et Malicounda [20] en Novembre. Le Sénégal a choisi de développer le mix énergétique, avec l'option de faire de l'énergie propre pour réduire dans un futur proche le coût du kilowattheure et de fournir aux Sénégalais de l'énergie électrique de qualité et en quantité. L'énergie solaire va ainsi jouer un rôle important avec des coûts de production de plus

en plus compétitifs. Après l'ouverture de ces deux centrales, le gouvernement sénégalais s'était fixé comme objectif d'atteindre 20 % d'énergies renouvelables pour 2017 dans son Plan Sénégal Emergent (PSE). Le taux d'ensoleillement au Sénégal étant environ deux fois supérieur à celui de la France, il est prévu d'installer des centrales PV à Sinthiou Mékhé (région de Thiès) pour 29,5 MW, puis Kahone (région de Kaolack) pour 20 MW, ensuite Sakal (région de Louga) pour 20 MW et finalement à Dias dans la région de Thiès pour 15 MW. Cela fera une puissance totale de 113,5 MW qui viendra s'ajouter aux 821 MW existants. A cette production solaire, il faudra aussi compter avec celle prévue à 150 MW du futur parc éolien de Taïba Ndiaye. Ces efforts viennent confirmer la volonté du Sénégal de devenir une plateforme de la production d'énergie verte dans la sous-région. Cette augmentation en capacité énergétique permettra à terme de diminuer aussi le coût de l'électricité pour les foyers sénégalais qui paient aujourd'hui l'une des factures d'électricité les plus élevées de la sous-région à environ 120 francs CFA le kWh (0,18 euro/kWh), soit le double du kWh ivoirien.

De plus, du fait de la baisse constante des prix des modules photovoltaïques, la zone CEDEAO est aujourd'hui à l'aube d'une évolution régionale d'envergure qui privilégie les options technologiques fondées sur l'utilisation des énergies renouvelables [21] et en particulier le solaire photovoltaïque. A titre d'exemple la Société Africaine des Biocarburants et des Energies Renouvelables (SABER [22]), levier technique de l'UEMOA, a investi en 2013 et 2014, la somme de 18 milliards de francs CFA (environ 27 millions d'euros) dans une première phase d'un projet dénommé PRODERE en vue de l'électrification, via le solaire, de certaines localités de pays tels que le Bénin, le Sénégal et le Togo. Dans la même lancée, le Burkina a lancé en Juin 2016, dans le village de Zagtouli, les travaux de l'une des plus grandes centrales solaires PV de l'espace CEDEAO avec une puissance crête totale de 33 MWc.

Cependant, l'un des principaux obstacles au développement des filières vertes, reste le déséquilibre entre les subventions accordées par les Etats aux énergies fossiles et celles allouées aux énergies renouvelables : 490 milliards de dollars pour les premières, contre 135 milliards, soit près de quatre fois moins, pour les secondes.

Ces freins n'empêchent pas le secteur de totaliser désormais 8,1 millions d'emplois directs et indirects de par le monde (+ 5 % en un an), dont 2,8 millions dans la branche photovoltaïque.

I.5. Conclusion

Ce chapitre présente les enjeux énergétiques actuels auxquels fait face le monde et en particulier la problématique de l'accès à l'Énergie électrique en Afrique subsaharienne mais aussi l'évolution de ces énergies dans certains pays africains comme le Sénégal par exemple. Le développement des énergies renouvelables au Sénégal s'inscrit dans le cadre de la sécurisation de l'approvisionnement énergétique et de la réduction de la dépendance aux importations de combustibles fossiles. Il vise à contribuer à la satisfaction des besoins énergétiques nationaux (production d'électricité, transport, chauffage, etc.), jusqu'ici assurés par les combustibles fossiles, en recourant le plus possible aux ressources énergétiques renouvelables disponibles à travers le territoire national. Le développement des énergies renouvelables participe à l'atténuation des risques de conflits entre les États contrairement aux énergies fossiles qui sont parfois source de tension liée à leur caractère transfrontalier. L'utilisation du renouvelable confère de nombreux avantages pour assurer l'avenir de la planète mais n'est pas complètement dénuée d'inconvénients. À côté de son caractère écologique, de sa capacité à se renouveler ou encore de sa plus-value économique sur le long terme, une énergie dite 100% verte reste, en effet, purement hypothétique, voire fantasmée. Sans oublier que l'occupation des sols que généreraient les installations éoliennes, solaires, etc. ne devra notamment pas se faire au détriment des terres agricoles cultivables, ce qui risquerait alors de supplanter les approvisionnements alimentaires, première source d'énergie vitale à l'homme.

I.6. Références

- [1] M. King Hubbert. Nuclear energy and the fossil fuels. Drilling and production Practice, Mars 1956.
- [2] Transport Bureau of Infrastructure and Regional Economics. Transport energy futures : longterm oil supply trends and projections. Technical report, Report 117, Canberra Act, 2009.
- [3] A. Balde, "DECLARATION DE DAKAR. Réunion des Ministres en charge de l'Environnement des États membres de la CEDEAO, du CILSS et de l'UEMOA pour la préparation de la COP21 de Paris.," Nov. 2015.
- [4] J. Degrott, P.-A. Klethi, and C. Mersh, "Résolution sur la conférence de Paris sur le climat (COP 21).," Jun. 2015.

- [5] Sacko I., Analyse des liens entre croissance économique et consommation d'énergie au mali, ceford-fsje, université du Mali, (2004)
http://msas.maliwatch.org/msas2004/proceedings/msas2004_pp467-491.pdf
- [6] Martinez D.M., Ebenhack B.W., Understanding the role of energy consumption in human development through the use of saturation phenomena, *Energy Policy*, 36, 1430-1435, (2008).
- [7] EDF., La production d'électricité dans le monde : perspectives générales,
<http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/pdf/13e-inventairechap01-fr.pdf>
- [8] CEDEAO, Livre blanc pour une politique régionale sur l'accès aux services énergétiques des populations rurales et périurbaines pour l'atteinte des objectifs du millénaire pour le développement, (2006), http://www.mepred.eu/livre_blanc.htm
- [9] UEMOA, Etude pour l'élaboration d'une stratégie de résolution durable de la crise énergétique dans les Etats membres de l'UEMOA, (2008), www.energyaccessafrica.org/index.php?
- [10] BP. Bp statistical review of world energy june 2012. Technical report.
- [11] Geoscience Australia and ABARE. Australian energy resource assessment. Technical report, 2010.
- [12] K. Miyamoto. Renewable biological systems for alternative sustainable energy production. *FAO Agricultural Services Bulletin*, 1997.
- [13] Michael B. McElroya Xi Lu and Juha Kiviluoma. Global potential for wind-generated electricity. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2009.
- [14] OECD. Uranium 2009: Resources, production and demand. Technical report, OECD NEA Publication, 2009.
- [15] AFD, BAD, L'énergie en Afrique a l'horizon 2050,
<http://www.energy-forafrica.fr/files/file/study/l-energie-en-afrique-a-l-horizon-2050.pdf>
- [16] Karekezi S., Renewable Energy in Africa: prospects and limits, renewable energy development, workshop for African energy experts on operationalizing the NEPAD energy initiative, Sénégal, (2003),
<http://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/nepadkarekezi>.
- [17] Kauffmann C., Energie et pauvreté en Afrique, repère n°8, (2005)
<http://www.oecd.org/dev/reperes>.
- [18] IEA, world energy outlook, the electricity access database, (2009),
<http://www.iea.org/weo/electricity.asp>

- [19] “Inauguration de la Centrale solaire photovoltaïque de Bokhol-Discours de Son Excellence Monsieur le Président de la République Macky Sall - Gouvernement du Sénégal.” [Online].
Available : <http://www.gouv.sn/Inauguration-de-la-Centrale.html>. [Accessed : 10-Nov-2016].
- [20] “Inauguration de la Centrale Solaire de Malicounda-Discours de Son Excellence Monsieur le Président de la République Macky Sall - Gouvernement du Sénégal.” [Online].
Available : <http://www.gouv.sn/Inauguration-de-la-Centrale,2113.html>. [Accessed : 10-Nov-2016].
- [21] Centro Regional de Energías Renovables y Eficiencia Energética, Instituto Tecnológico de Canarias, and Casa África (Las Palmas de Gran Canaria), *Les énergies renouvelables en Afrique de l’Ouest : état, expériences et tendances*. [Praia ; [Las Palmas de Gran Canaria : CEREEC ; Instituto Tecnológico de Canarias [etc.], 2013.
- [22] “ABREC | African Biofuel and Renewable Energy Company.” [Online].
[http : www.saber-abrec.org/resources2/magazine-economie-etdeveloppement.html](http://www.saber-abrec.org/resources2/magazine-economie-etdeveloppement.html). [Accessed: 08-Sep-2016].

Chapitre II :
La filière photovoltaïque : Les différentes technologies et Physique de la cellule solaire

Chapitre II. La filière photovoltaïque : les différentes technologies et Physique de la cellule solaire.

II.1. Les différentes filières photovoltaïques.

II.1.1. Etude comparative des rendements

La conversion photovoltaïque de l'énergie solaire s'est bien développée depuis quelques années, car d'une capacité de production mondiale de 1,4 GW en 2000, elle est passée de 40 GW en 2010 à 180 GW en 2014 : ce qui représente 1 % de la production électrique mondiale (près de 7 % dans différents pays dont l'Allemagne, l'Italie ou la Grèce). L'agence internationale de l'énergie prévoit que près de 16 % de l'électricité mondiale sera d'origine photovoltaïque en 2050, et certains analystes prévoient sur le plus court terme, une capacité de 500 GW qui sera installée d'ici 2020.

L'objectif de cette partie est de faire le point sur la situation actuelle des recherches dans le domaine des cellules photovoltaïques, en mettant l'accent sur l'analyse de la progression récente des rendements. L'augmentation des rendements est un axe stratégique pour rendre la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire toujours plus efficace et favoriser son développement à très grande échelle, afin de répondre aux attentes de la lutte contre le changement climatique.

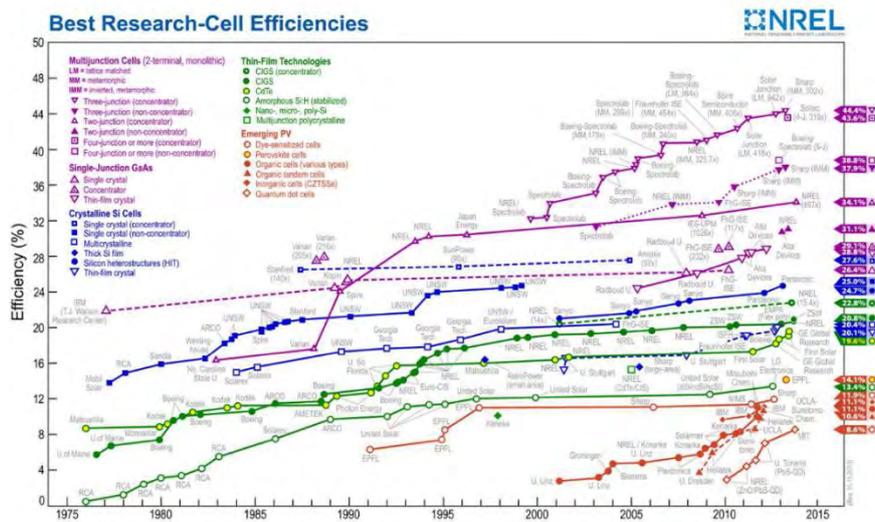


Figure 5 : Evolution du rendement des différentes technologies de cellules PV [1]

Les avancées dans l'ensemble des filières sont présentées (silicium, couches minces CIGS, CdTe) et l'accent est mis sur l'émergence de la filière pérovskite qui bat des records et qui pourrait à terme créer une nouvelle rupture en association tandem avec les cellules classiques. De récentes avancées en photonique sont également mises en relief. Un des éléments clés de progression de la filière concerne les recherches visant à augmenter le rendement des cellules photovoltaïques. Le dernier bilan multi filières des rendements records en laboratoire édité par le National Renewable Energy Laboratory (NREL, USA) en août 2015, illustre les progrès réalisés ces dernières années.

On peut noter en particulier les progrès effectués depuis les derniers dossiers photovoltaïques de la revue Photoniques publiés en 2013, et surtout en 2009. Le tableau 1 donne les valeurs correspondantes des rendements extraites des données du NREL en juin 2013 et en août 2015 pour différentes filières.

Tableau 1 : les valeurs correspondantes des rendements extraites des données du NREL en juin 2013 et en août 2015 pour différentes filières.

Tableau 1. Évolution des rendements records du photovoltaïque sur 2 ans, entre juin 2013 et août 2015 d'après les données du NREL et comparaison entre les différentes filières.

Type de cellule	Rendement (%) juin 2013	Rendement (%) août 2015
Multi-jonctions sous concentration	44	46
Tandem sous éclairage standard	30,8	31,1
Silicium monocristallin	25	25,6
CIGS	20,4	21,7
CdTe	18,7	21,5
Silicium polycristallin	20,4	20,8
Pérovskite hybride	14,1	20,1 (20,8*)
Couches minces Si	13,4	13,6
Cellules organiques	11,5	11,5
Cellules à particules quantiques	7	9,9

II.1.2. Avancées technologiques

De la cellule solaire classique au silicium jusqu'aux structures multi jonctions à base de matériaux organiques ou semi-conducteurs III – V, ou du module plat de toiture jusqu'au système de tracking, la diversification et la découverte de nouvelles architectures ont permis de déboucher sur des systèmes toujours plus efficaces.

La figure 5 présente l'évolution en rendement des différentes technologies de cellules PV [1]. Sur le plan scientifique et technique, les progrès sont nombreux et le domaine appelé "photovoltaïque avancé" mobilise de plus en plus la communauté scientifique. Les recherches

sur les très hauts rendements de conversion ont permis d'atteindre 40,8 % pour les triples jonctions à base de GaAs, tandis que les travaux sur de nouveaux concepts utilisant les multicouches et les nanocristaux de silicium progressent. D'autres avancées ont été enregistrées dans le secteur des cellules organiques et hybrides nanostructures à colorants.

Dans le cas du silicium cristallin, l'élaboration de cellules par immersion dans un bain fondu de silicium, la découpe par laser conduisant à des épaisseurs de 50 microns, de nouvelles méthodes de contacts, des avancées dans la passivation de défauts, ainsi que la fabrication de lingots de 650 kg sont des améliorations particulièrement intéressantes.

Les couches minces connaissent aussi des évolutions rapides. Les cellules et modules à base de silicium micromorphe ou micromorphe, en simple ou en multijonction, atteignent des rendements allant de 9 à 11 %.

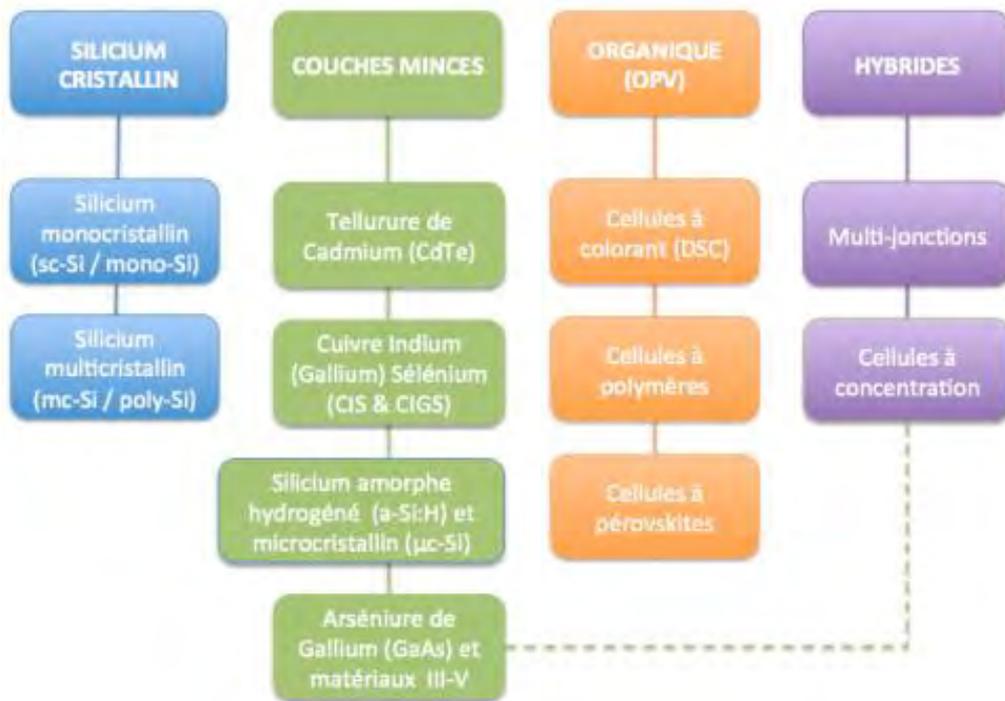


Figure 6 : Classification des principales technologies de cellules solaires PV

Une autre avancée spectaculaire est la mise au point de lignes de fabrication clés en main de modules au silicium micromorphe d'une surface de 5,7 m² d'un seul tenant.

Enfin, les résultats des filières à base de diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) sont également impressionnants avec de nombreux développements industriels (Würth Solar, Avancis, Honda, Solopower, etc.). Avec un record absolu de 44,4% en concentration (300

soleils), les nouvelles architectures de cellules PV rendent accessible le franchissement des 50% de rendement.

Tableau 2 : Différentes technologies de panneaux solaires : rendements, prix, avantages, inconvénients et principaux producteurs

Technologie	Rendement	Avantages	Inconvénients
Monocristallin	13-15%	Produit "classique" forte puissance	Forte baisse de production avec les températures (-0,5%/°C) dépendance au silicium de bonne qualité
Polycristallin	11-13%	Produit "classique" forte puissance	Forte baisse de production avec les températures (-0,5%/°C) dépendance au silicium
Hybride	15-18%	Résiste aux hautes températures (-0,3%/°C). Forte puissance et utilisation du soleil diffus existe aussi en version transparente	Approvisionnement difficile
Micromorphe rigide	5-6%	Fonctionne même à hautes températures (-0,2%/°C) utilise le rayonnement direct et diffus	Faible puissance
Micromorphe souple	4-5%	Fonctionne même à hautes températures (-0,2%/°C) utilise le rayonnement direct et diffus très léger	Faible puissance
Couche mince (tellurure de cadmium)	7-9%	Indépendance du silicium fonctionne même à hautes températures (-0,2%/°C) utilise le rayonnement direct et diffus	Assez faible puissance Dangerosité
Couche mince CIS	8-11%	Indépendance du silicium fonctionne même à hautes températures (-0,2%/°C) utilise le rayonnement direct et diffus couleur noir	Faible puissance
Polycristallin gravé	13-14%	Produit "classique" légèrement modifié forte puissance	Dépendance au silicium forte baisse de la puissance à la température (-0,47%/°C)

II.1.3. Nouvelles technologies

La technologie HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) ou cellules à hétérojonction, utilise des tranches de silicium monocristallin sur lesquelles sont déposées une série de couches minces, dont du silicium micromorphe. Le principal avantage de cette technologie est l'obtention d'un excellent rendement et un meilleur comportement en

température (la cellule perd moins de son efficacité lorsque la température augmente). Pour une augmentation de température de la cellule de 10°C, un système photovoltaïque silicium cristallin perd environ 5% de son efficacité. Une cellule HIT quant à elle perd environ 2% pour une même augmentation de température. Le procédé de fabrication HIT est plus complexe, cependant, outre la fabrication du monocristallin, il ne nécessite pas d'étape à très haute température coûteuse en énergie. De plus, les cellules à hétérojonction offrent un intéressant potentiel de réduction de l'épaisseur des cellules, d'où une économie en silicium monocristallin. Les cellules HIT commercialisée ont actuellement un rendement de ~18%.

La technologie des cellules microcristallines est une technologie hybride où des cristaux de silicium sont formés à l'intérieur d'une couche de silicium micromorphe lors de la fabrication des couches minces. Ils constituent ainsi des dispositifs à jonctions multiples, qui permettent de couvrir le spectre solaire de manière optimale et d'obtenir des rendements supérieurs tout en limitant la consommation de matière première monocristalline. Les rendements sont intermédiaires entre ceux du silicium micromorphe et ceux du silicium polycristallin.

II.1.4. Les normes pour la certification des modules PV

Afin d'être commercialisés, les modules photovoltaïques doivent répondre aux exigences de normes internationales. IEC signifie "International Electrotechnical Commission », Il s'agit d'une organisation internationale de normalisation chargée des domaines de l'électricité, de l'électronique et des techniques connexes dont le siège est à Genève et est aujourd'hui la seule instance internationale de normalisation dans le domaine photovoltaïque.

Les normes et les contraintes réglementaires relatives aux modules photovoltaïques sont les suivantes :

- CEI 61215 pour les modules photovoltaïques au silicium cristallin. Cette norme certifie une garantie de qualité en matière de stabilité mécanique et de respect des paramètres électriques du module. Le but étant de montrer autant que possible que le module est apte à supporter une exposition prolongée aux climats définis dans le domaine d'application.
- CEI 61646 Cette norme est semblable à la norme CEI 61215 à la seule différence qu'elle est dédiée aux modules de type couche mince
- CEI 62108 pour les modules photovoltaïques à concentration,
- CEI 61730, aussi nommée "Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules", comprend 2 parties : Exigences pour la construction et Exigences pour les essais. La norme CEI 61730 aborde plus profondément les thèmes de prévention contre les chocs

électriques, les risques de feu et les accidents corporels dus à des contraintes mécaniques et environnementales. Cette norme, dont les spécificités portent sur les aspects sécurité des modules, vient compléter la norme CEI 61215, qui elle, fixe les performances électriques. Les premiers essais à faire sur les modules PV, indépendamment de leur technologie, sont ceux de la norme CEI 61730 traitant de la protection contre les chocs électriques, les risques de feu et les accidents dus à des contraintes mécaniques et environnementales [2].

- CEI 61701 pour la corrosion des modules photovoltaïques induite par le brouillard salin,
- CEI 60904 pour la mesure des caractéristiques courant-tension des modules photovoltaïques,
- CEI 61345 pour les essais UV des modules photovoltaïques,
- CEI 61829 pour la mesure sur site des caractéristiques I-V des chaînes de modules photovoltaïques en silicium cristallin sur site,
- CEI 62124 pour les systèmes photovoltaïques autonomes.

Les modules vont ensuite subir un ensemble de tests de sécurité, d'étanchéité, d'intégrité mécanique, de cycles thermiques etc., dont les procédures dépendent de leur technologie. Ceci permet de reproduire dans la mesure du possible les dégradations connues sur les modules PV en milieu réel. Il est important de préciser que même si des modules PV passent avec succès tous les tests de résistance, cela ne garantit pas qu'ils fonctionnent correctement dans toutes les conditions réelles d'utilisation et sur une longue durée, généralement estimée à 25 ans ou plus.

II.2. Physique de la cellule solaire

II.2.1. La jonction P – N

La découverte de l'effet photovoltaïque est attribuée à Antoine Becquerel en 1839 et la première cellule photovoltaïque a été conçue en 1954 par les chercheurs du Laboratoire Bell. Ils travaillaient sur le développement du transistor et se rendirent compte de la présence d'une tension aux bornes d'une jonction P – N sous éclairage. Pratiquement, une cellule solaire est une diode qui a été conçue pour absorber et convertir, de manière efficace, l'énergie de la lumière du soleil en électricité [3]. Le silicium est le matériau semi-conducteur le plus utilisé commercialement, du fait de ses propriétés optiques et électriques intéressantes et de son abondance naturelle ; il existe également des dizaines d'autres semi-conducteurs utilisés, comme le germanium, l'arséniure de gallium ou le carbure de silicium.

Un **semi-conducteur**, comme le silicium, n'est ni un conducteur électrique, ni un isolant. C'est un matériau pour lequel la probabilité qu'un électron puisse contribuer à un courant électrique, quoique faible, est suffisamment importante. Le comportement électrique des semi-conducteurs est généralement modélisé à l'aide de la théorie des bandes d'énergie. Selon celle-ci, un matériau semi-conducteur possède une bande interdite suffisamment petite pour que des électrons de la bande de valence puissent facilement rejoindre la bande de conduction. La largeur de la bande interdite est propre à chaque semi-conducteur et traduit l'énergie nécessaire aux électrons négatifs pour accéder à la bande de conduction ou aux trous positifs pour accéder à la bande de valence. Cette énergie de gap notée E_g est une caractéristique du semi-conducteur. Si un potentiel électrique est appliqué à ses bornes, un faible courant électrique apparaît, provoqué à la fois par le déplacement des électrons et celui des trous qu'ils laissent dans la bande de valence.

L'effet photovoltaïque est l'absorption d'un photon possédant une énergie supérieure ou égale à l'énergie de gap par le semi-conducteur. Les charges créées par l'effet photovoltaïque ne sont extraites du semi-conducteur que par la présence d'une jonction P – N.

La jonction P – N est à la base du composant électronique (diode) : elle ne permet le passage du courant électrique que dans un seul sens et elle est créée par la mise en contact d'un semi-conducteur dopé N et d'un semi-conducteur dopé P.

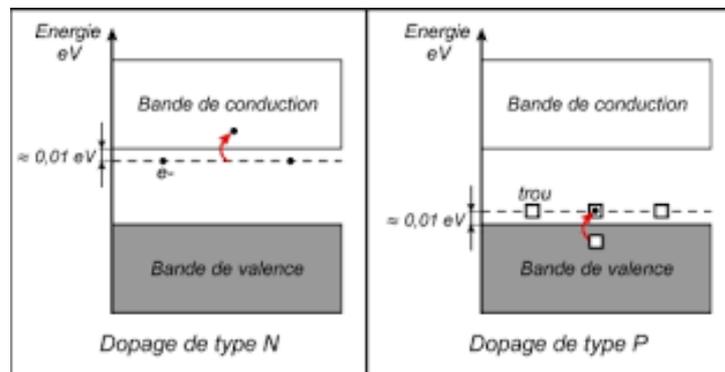


Figure 7 : Schéma représentatif des niveaux d'énergie de Fermi d'un semi-conducteur dopé de type N et de type P.

Le dopage de type N consiste à augmenter la densité en électrons dans le semi-conducteur intrinsèque. Pour doper le silicium en N, on inclut un atome ayant cinq électrons de valence, comme le phosphore (P). Cet atome incorporé dans le réseau cristallin présentera quatre liaisons covalentes et un électron libre. Ce cinquième électron, qui n'est pas un électron de liaison, n'est

que faiblement lié à l'atome et peut être facilement excité vers la bande de conduction. Les électrons sont des porteurs majoritaires et les trous des porteurs minoritaires. Et parce que les atomes à cinq électrons ont un électron supplémentaire à « donner », ils sont appelés atomes donneurs.

Le dopage de type P consiste à augmenter la densité en trous dans le semi-conducteur intrinsèque. Pour ce faire, on inclut un certain nombre d'atomes pauvres en électrons dans le semi-conducteur afin de créer un excès de trous. Dans l'exemple du silicium, on inclura un atome trivalent, généralement un atome de bore. Cet atome n'ayant que trois électrons de valence, il ne peut créer que trois liaisons covalentes avec ses quatre voisins créant ainsi un trou dans la structure, trou qui pourra être rempli par un électron donné par un atome de silicium voisin, déplaçant ainsi le trou. Quand le dopage est suffisant, le nombre de trous dépasse de loin le nombre d'électrons. Les trous sont alors des porteurs majoritaires et les électrons des porteurs minoritaires.

Sous l'effet d'un photon, une paire électron trou est créée. Le champ électrique présent au sein de la jonction pn favorise la séparation de la paire électron trou et chaque charge va minimiser son énergie. La séparation de ces charges produit une tension positive au sein de la jonction (le champ électrique produit par les porteurs de charges photoexcités s'oppose au champ électrique de la jonction P-N). Cette tension sera la tension mesurée aux bornes de la cellule. En reliant les semi-conducteurs P et N à une charge, un courant s'établit et correspond au courant photo-généré de la cellule. La collecte des charges photo-générées est assurée par des contacts métalliques situés de part et d'autre de la jonction P – N.

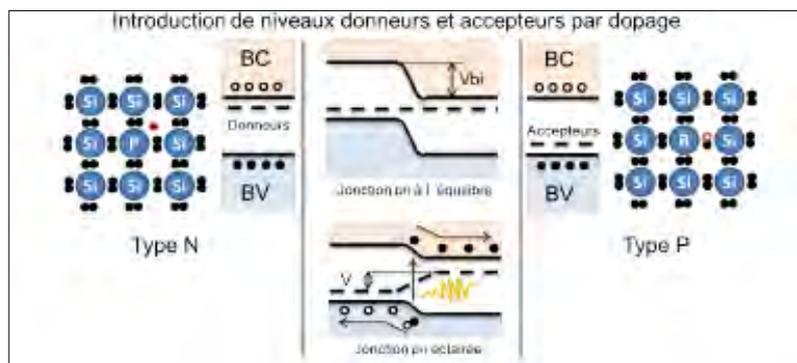


Figure 8 : Dopage du silicium par le phosphore et le bore et formation d'une jonction P-N. Sous éclairement, les charges photo-générées sont séparées par la jonction P-N.

II.2.2. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale

La cellule solaire idéale peut être schématisée par un générateur de courant associé à une diode en parallèle et aux bornes desquels on monte un circuit de charge de résistance R (Fig. 9).

Lorsque la cellule est éclairée, la caractéristique de la jonction a le même profil que celle à l'obscurité. Dans ce cas, le courant généré sous éclairissement vient s'ajouter au courant d'obscurité, avec les caractéristiques suivantes [3,4] :

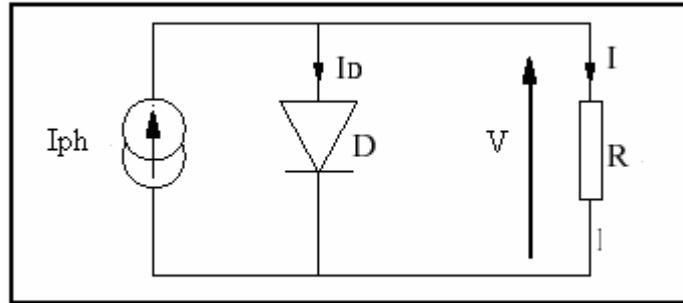


Figure 9 : Schéma électrique d'une cellule solaire idéale

Le courant I délivré par la cellule dans la résistance de charge R, circule en sens inverse du courant de diode I_D . I est proportionnel à l'intensité de l'éclairissement et est indépendant de la tension appliquée de l'extérieur. Il s'écrit :

$$I = I_{ph} - I_D \quad (1)$$

Avec I_{ph} le photo-courant généré et I_D le courant traversant la diode

$$I_D = I_S \left[\exp\left(\frac{V_D}{V_T}\right) - 1 \right] \quad (2)$$

$$V_T = \frac{kT}{q} \quad (3)$$

$$I = I_{ph} - I_S \left[\exp\left(\frac{V_D}{V_T}\right) - 1 \right] \quad (4)$$

$q = 1,6 \times 10^{-19}$ C: la charge de l'électron

k : la constante de Boltzmann

V_T : la tension thermique

I_S : le courant de saturation

V_D : la tension à la borne de la diode

T : Température absolue (en kelvin)

Le courant I_S est appelé courant inverse car si la diode est polarisée en inverse ($V < 0$), $I_D = -I_{Sat}$. Ce courant résulte du débit des charges qui traversent la jonction sous l'action du champ électrique. Pour une jonction de surface S, le courant de saturation est donné par :

$$I_S = A S \exp\left(-\frac{\Delta W}{KT}\right) \quad (5)$$

(A est une constante fonction du dopage).

Divers facteurs font diminuer le courant de saturation : l'augmentation des longueurs de diffusion, la diminution des vitesses de recombinaison des porteurs minoritaires en surface et l'augmentation des concentrations des donneurs et des accepteurs. Toutefois, cette dernière condition est sujette à un inconvénient : en effet, la concentration des donneurs ou accepteurs, atteignant des niveaux de dopage très élevés, fait augmenter la concentration intrinsèque des porteurs et diminuer la longueur de diffusion des porteurs dans la région considérée. Par conséquent, les densités de dopage doivent être choisies convenablement afin d'obtenir un meilleur compromis aboutissant à un faible courant à l'obscurité [3,4].

II.2.3. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle

Le circuit équivalent d'une cellule solaire réelle contient une résistance série R_s , une résistance parallèle (ou résistance shunt) R_{sh} et d'une diode.

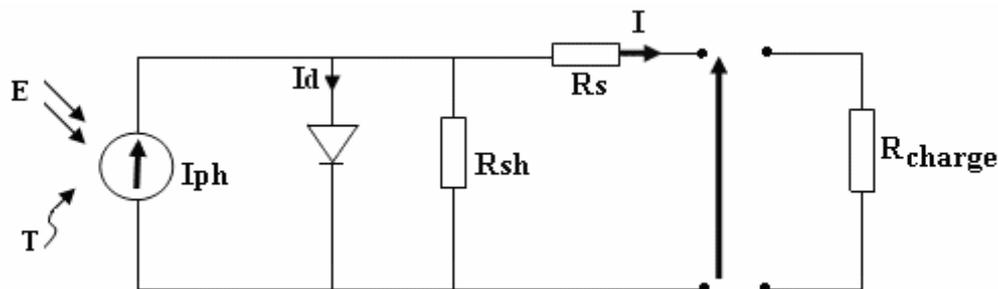


Figure 10 : Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque

Sous l'effet de l'action du champ électrique dans la zone de charge d'espace, tous les porteurs générés sont collectés par séparation. Le courant généré est, lui-même, influencé par la tension aux bornes car les limites de la zone de charge d'espace sont fonction de cette tension. En réalité, la caractéristique d'une cellule solaire réelle diffère de sa caractéristique idéale.

En effet, d'autres facteurs qui incluent des termes additionnels au courant à l'obscurité sont pris en compte par le modèle de la cellule [3, 4, 5]. Ainsi, on ajoute au courant de la diode, un courant de fuite qui dépend de la tension et d'un autre paramètre appelé conductance de fuite. Ce courant est dû à l'effet conjugué des résistances parasites. Le second terme considère la recombinaison dans la zone de charge d'espace et en surface.

$$I = I_{ph} - I_{01}(e^{\frac{q(V+I.R_s)}{kT}} - 1) - I_{02}(e^{\frac{q(V+I.R_s)}{2kT}} - 1) - \frac{(V + I.R_s)}{R_{sh}} \quad (6)$$

avec I_{ph} , le courant maximum qui devrait être généré par la cellule si tous les photons ayant des énergies supérieures à l'énergie du gap créant des paires électron-trou sont collectés par la cellule. En d'autres termes, I_{ph} est le courant de court-circuit où il n'existe pas de résistances parasites [3].

La résistance Série R_s est due principalement à la difficulté rencontrée par les porteurs collectés avant d'atteindre les contacts externes. Les différentes sources de la résistance série incluent principalement la résistance du matériau, celle des contacts métalliques, particulièrement, la grille métallique, celle de l'émetteur et la circulation transversale dans la cellule [3, 4,5].

La résistance shunt ou parallèle R_{sh} est une conséquence de l'état de surface le long de la périphérie de la cellule solaire [6].

L'équation à deux diodes est représentée par une équation empirique à une seule diode en introduisant un facteur d'idéalité A compris entre 1 et 2. Le courant total de la cellule solaire s'écrit, alors, par [3, 5,7] :

$$I = I_{ph} - I_D - I_p \quad (7)$$

$$I_p = \frac{V_D}{R_{sh}} = \frac{V + I.R_s}{R_{sh}} \quad (8)$$

$$I = I_{ph} - I_{01}(e^{\frac{(V+I.R_s)}{AV_r}} - 1) - \frac{(V + I.R_s)}{R_{sh}} \quad (9)$$

A est le facteur d'idéalité ou de qualité dont les valeurs sont comprises entre 1 et 2.

- si $A = 1$, la diode est dominée par la recombinaison dans les régions quasi-neutres,
- si A tend vers 2, la recombinaison dans la zone de charge d'espace domine.

Dans le cas des cellules solaires où les recombinaisons dans chaque région sont comparables, A se situe entre 1 et 2 [3]. La résistance série R_s modélise les différentes pertes aux niveaux des connexions et des contacts et la résistance shunt R_{sh} caractérise les courants de fuite de la cellule [8].

D'après l'équation 9, on peut constater que la résistance shunt n'a aucun effet sur le courant de court-circuit mais réduit la tension en circuit ouvert. De façon inverse, la résistance série n'influe pas sur la tension en circuit ouvert mais réduit le courant de court-circuit [3]. Ce modèle permet de reproduire les principaux comportements d'une cellule PV dans les conditions réelles de fonctionnement et ses interactions avec les autres éléments du système. Un modèle dynamique est développé par Katsutoshi [9]. La recombinaison dans la zone de charge d'espace et la résistance série sont deux principales sources du comportement non idéal d'une cellule solaire [5].

II.2.4. Caractéristique courant-tension (I – V) d'une cellule photovoltaïque

Pour une cellule PV, la caractéristique I – V s'obtient sous éclairage ou en obscurité. De la relation $I = f(V)$ obtenue sous éclairage sont extraites les grandeurs caractéristiques que sont le courant de court-circuit I_{SC} , la tension de circuit ouvert V_{OC} , le point de fonctionnement maximum P_{MP} et le facteur de forme FF.

II.2.4.1. Le courant de court-circuit (I_{sc})

C'est le courant généré par une cellule PV éclairée lorsque la tension à ses bornes est nulle. Ce courant croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule, il dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température. Il est donné par [10] :

$$I_{cc}(t) = [I_{cc,sc} + K_i (T_m(t) - 25)] \frac{G(t)}{1000} \quad (10)$$

- $I_{cc, sc}$ est le courant de court-circuit dans les conditions standard de test,
- K_i (A/°C) est le coefficient de température du courant de court-circuit,
- $G(t)$ (W/m²) est l'ensoleillement sur le plan des modules PV,
- $T_m(t)$ est la température moyenne d'un module ; elle est donnée par l'expression :

$$T_m(t) = T_{amb}(t) + \left(\frac{T_{NOCT} - 20}{800} \right) \cdot G(t) \quad (11)$$

II.2.4.2. La tension de circuit ouvert (V_{oc}) :

Il s'agit de la tension générée aux bornes d'une cellule PV éclairée lorsque le courant qui y circule est nul. La tension de circuit-ouvert dépend principalement de la barrière d'énergie, de la température de la cellule et varie peu avec l'intensité lumineuse.

$$V_{co}(t) = V_{co,sc} - K_v \cdot T_m(t) \quad (12)$$

- $V_{co,sc}$ est la tension de circuit ouvert dans les conditions standard de test,
- K_v (V/°C) est le coefficient de température de la tension de circuit-ouvert.

Pour une tension nulle, le courant I_{ph} correspond au courant de court-circuit de la cellule.

Aux conditions de la cellule en circuit ouvert, le courant I est nul. Tout le courant photo-généré passe par la diode et la tension de circuit ouvert peut, alors, être exprimée par :

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln \frac{I_{sc} + I_{01}}{I_{01}} \approx \frac{kT}{q} \ln \frac{I_{sc}}{I_{01}} \quad (13)$$

II.2.4.3. Le point de puissance maximum (P_{MP}) :

Il correspond au point de puissance maximale P_{MP} caractérisé par une tension V_{MP} et un courant I_{MP} sur la caractéristique $I - V$ du module photovoltaïque. Cette puissance est donnée par le produit de ce courant et la tension correspondante : $P_{MP} = V_{MP} \cdot I_{MP}$

La puissance à la sortie d'un module photovoltaïque à l'instant t peut être donnée par l'équation suivante :

$$P_{pv}(t) = V_{co}(t) \cdot I_{cc}(t) \cdot FF \quad (14)$$

II.2.4.4. Le facteur de forme (FF) :

Le facteur de forme permet de juger de la qualité de la cellule. Il est défini comme le rapport entre le point de puissance maximum et le produit courant de court-circuit et la tension en circuit ouvert. Plus ce paramètre est élevé, plus l'efficacité de conversion est meilleure.

$$FF = \frac{P_m}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (15)$$

L'expression empirique suivante permet de calculer le facteur de forme [3,4,5] :

$$FF = \frac{V_{oc} - \frac{kT}{q} \ln\left(\frac{qV_{oc}}{kT} + 0.72\right)}{V_{oc} + \frac{kT}{q}} \quad (16)$$

Ce paramètre est souvent exprimé en pourcentage.

En posant que les valeurs des résistances R_{sh} et R_s sont respectivement infinie et nulle, la tension du circuit ouvert peut être exprimée par : [7]

$$V_{oc} = \frac{nkT}{q} \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right) \quad (17)$$

L'influence de la résistance série sur le facteur de forme peut être exprimée mathématiquement par :

$$FF = FF_0(1 - r_s) \quad (18)$$

- FF_0 est le facteur de forme d'une cellule solaire avec une caractéristique Idéale. Il ne peut pas être déterminé analytiquement mais, il a été vérifié qu'il dépend seulement du taux

$$\mu_{oc} = \frac{V_{oc}}{kT} \quad (19)$$

Néanmoins, FF_0 a été déterminé avec une meilleure précision [5] :

$$FF_0 = \frac{\mu_{oc} - \ln(\mu_{oc} + 0.72)}{V_{oc} + 1} \quad (20)$$

$$r_s = \frac{R_s \cdot I_{sc}}{V_{oc}} \quad (21)$$

Une formule analogue à l'expression de l'équation 18 qui incorpore l'effet de la résistance shunt est donnée par [5] :

$$FF = FF_0(1 - r_s) \left[1 - \frac{v_{oc} + 0.7}{v_{oc}} FF_0 \frac{1 - r_s}{r_p} \right] \quad (22)$$

$$v_{oc} = \frac{qV_{oc}}{AkT} \quad (23)$$

Le facteur de forme mesure la déviation de la caractéristique réelle courant-tension (I-V) de la caractéristique idéale. Les modules PV ont généralement une résistance série parasite (R_s)

et une résistance shunt (R_{sh}) qui leur sont associées. Les deux types de résistances parasites contribuent à réduire le facteur de forme. L'expression du facteur de forme est donnée par la relation suivante [11].

$$FF = FF_0 \left(1 - \frac{R_s}{V_{oc}/I_{cc}} \right) \quad (24)$$

$$FF_0 = \frac{\mu_{oc} - \ln(\mu_{oc} + 0.72)}{V_{oc} + 1} \quad (25)$$

- FF est le facteur forme du module PV idéal sans les effets résistifs,
- V_{con} est la valeur normalisée de la tension en circuit-ouvert à la tension thermique donnée par :

$$V_{con} = \frac{V_{OC}}{nkT/q} \quad (26)$$

- n représente le coefficient d'idéalité ($1 < n < 2$),
- $k = 1,38 \times 10^{-23} \text{ J.K}^{-1}$ est la constante de Boltzmann,
- T est la température du module PV ($^{\circ}\text{K}$)
- $q = 1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$ est la charge de l'électron.

II.2.4.5. Le rendement d'un module PV

Le rendement est défini comme étant le rapport de la puissance maximale P_m et la puissance de la lumière incidente. Le rendement d'un module PV est donnée par :

$$\eta = \frac{P_{op}}{P_{incidente}} = \frac{FF \cdot I_{cc} \cdot V_{oc}}{P_{incidente}} \quad (27)$$

Plusieurs facteurs limitent la valeur du rendement d'une cellule solaire [4, 12] :

- Les pertes par réflexion que l'on peut limiter à 4% avec les effets d'une couche antireflet d'indice de réfraction de 2,3 et d'une encapsulation de verre (indice 1,5) ;
- Les pertes par recombinaison : les porteurs générés par l'effet photovoltaïque se recombinent parfois localement au lieu d'être séparés par le champ électrique de la jonction. Cela arrive spécialement aux porteurs générés en profondeur ou en surface du matériau où les défauts sont plus denses et la présence d'impuretés plus importante, ce qui crée des centres de recombinaison. Des porteurs séparés par le champ électrique

peuvent également être recombinaisonnés durant leur trajet vers une métallisation. La pureté du silicium, la distance de la jonction à la face avant, la qualité du BSF et la qualité du traitement de la surface jouent un rôle très important ;

- Les pertes dues à l'ombre de la grille de métallisation frontale : on optimise la largeur et l'épaisseur de la grille, sa forme et sa densité vis-à-vis de la résistance surfacique du silicium pour obtenir le meilleur rendement ;
- Les pertes ohmiques des métallisations avant et arrière et du matériau (R_s) ainsi que les pertes parallèles (R_p) ;
- Les pertes dues à l'augmentation de température du matériau au soleil.
- Les pertes dues aux grandes longueurs d'onde et qui sont relatives au fait que les photons dont l'énergie est plus petite que le gap E_g (dans le cas des semi-conducteurs à gap direct) ou à $E_g - E_{\text{photon}}$ (pour les semi-conducteurs à gap indirect) ne peuvent pas contribuer à la création des paires électron-trou. Ces grandes longueurs d'onde causent uniquement un échauffement de la cellule solaire. On sait par ailleurs, que chaque photon ne peut, au plus que générer une seule paire électron – trou. Ainsi, même aux faibles longueurs d'onde, plusieurs photons ne produisent pas de paires électron-trou, et causent, par conséquent, une augmentation de la température de la cellule.
- Le rendement de collection.
- Le rapport surface effective / surface totale de la cellule.
- Les valeurs élevées de la résistance série : la résistance série est gouvernée par la résistivité du matériau, par les résistances de contact des électrodes et par la résistance de la grille collectrice. Elle agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la photodiode se comporte comme un générateur de tension. Elle ne modifie pas la tension de circuit ouvert, mais lorsqu'elle est anormalement élevée, elle peut diminuer la valeur du courant de court-circuit.

Suite à cela et en faisant référence aux paramètres les plus importants dans son fonctionnement, on peut déduire les meilleures propriétés d'une cellule solaire.

D'après l'équation exprimant le rendement, une cellule solaire efficace doit avoir une tension en circuit ouvert et un courant de court-circuit élevés et un facteur de forme qui s'approche le plus possible de l'unité. Le courant généré par la cellule est directement proportionnel au rendement de collection interne qui dépend entièrement de la recombinaison. Il s'approche de 1 pour une durée de vie infinie et une vitesse de recombinaison nulle. Pour maximiser le courant photo-généré, la cellule solaire doit être conçue avec une grille métallique

la moins dense possible et un coefficient de réflexion minimal et doit avoir une épaisseur optique suffisante pour permettre l'absorption de tous les photons dont les énergies sont au-dessus du gap [3,4].

II.3. Influence des paramètres environnementaux sur la caractéristique I – V d'une cellule solaire

II.3.1. Influence de la température

La température est un paramètre important dans le comportement des photopiles, car une cellule exposée à une irradiance de 1 kW /m² n'en transforme en électricité que 12 % au plus, le reste (soit 88 %) étant dissipé en chaleur. Ainsi si la photopile n'est pas correctement ventilée, elle peut monter très haut en température et voir ses performances électriques se dégrader. Chaque technologie définit un coefficient de température, c'est-à-dire, la variation de la puissance délivrée par le module en fonction de la température.

Tous les cinq paramètres, inclus dans le modèle empirique à une seule diode, varient avec la température [13]. Les références bibliographiques traitant la physique des cellules solaires montrent que le courant de saturation à l'obscurité dû à la recombinaison dans les régions quasi-neutres est proportionnel au carré de la concentration intrinsèque. Le courant de recombinaison dans la zone de charge d'espace, varie, à son tour, proportionnellement avec cette concentration [3,5]. Une augmentation de la concentration intrinsèque augmente le courant de saturation (recombinaison) et par conséquent aboutit à une diminution de la tension en circuit ouvert. D'autres facteurs liés à la température agissent sur le courant de saturation, mais celui de la concentration intrinsèque est le plus dominant [3, 4,5]. La densité intrinsèque est exprimée dans la référence [3].

Par conséquent, il devient clair que plus la température augmente, plus la concentration intrinsèque augmente, donc le courant de recombinaison augmente et la performance de la cellule sera affaiblie (principalement à cause de la diminution de la tension en circuit ouvert V_{oc}). En effet, des combinaisons mathématiques permettent de vérifier qu'approximativement, la tension en circuit ouvert varie linéairement avec la température [3].

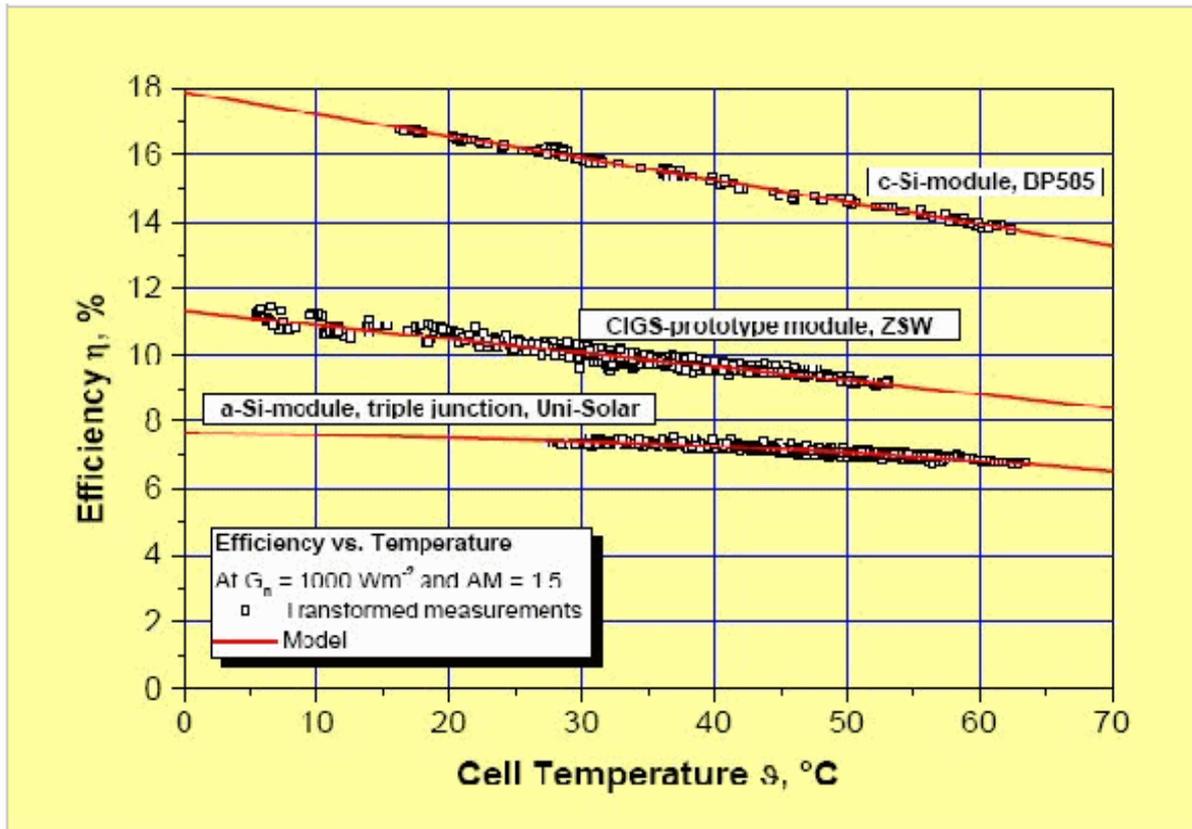


Figure 11 : L'influence de la température sur le rendement des cellules photovoltaïques

En outre, la diminution de cette tension est accompagnée par une très faible augmentation du photo-courant à cause de la diminution de la largeur de la bande interdite [3,7].

L'augmentation de photo courant avec la température est de l'ordre de $25 \mu\text{A}/\text{cm}^2 \cdot \text{K}$ (soit une variation de + 0,1 %/ K) [5,7]. La puissance maximale se dégrade rapidement avec la température. Cette forte dépendance de la température est la raison pour laquelle, une température fixe est choisie dans les tests de fonctionnement standards [5].

Lors des mesures des performances d'une cellule solaire, il ne faut pas négliger l'effet de la température qui est un paramètre important dans son comportement. En effet, une cellule solaire, exposée à une irradiation de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ n'en transforme que 12 % au plus, le reste étant réfléchi (6 à 8 %) ou dissipée sous forme de chaleur (80 à 82 %). Ainsi, si la cellule n'est pas correctement ventilée, sa température peut augmenter à des seuils très élevés et ses performances électriques peuvent, alors, se dégrader [5,7].

Les relevés des caractéristiques I – V d'une cellule solaire pour différentes valeurs de la température de la cellule montrent une légère variation du courant de court-circuit. Par contre,

l'augmentation de la température entraîne une diminution de la tension en circuit ouvert et, par conséquent, une diminution de la puissance maximale disponible.

II.3.2. Influence de l'éclairement

Le courant de court-circuit augmente proportionnellement avec le niveau d'éclairement incident alors que la tension du circuit ouvert augmente de façon logarithmique avec l'éclairement. Par conséquent, il est constaté une forte influence de l'éclairement sur le courant délivré par la cellule solaire. Une telle influence se traduit par une augmentation de la puissance délivrée quand l'éclairement augmente, donc une augmentation de la puissance maximale de la cellule [3, 6,13].

II.3.3. Influence de la poussière

D'après une étude faite au Laboratoire de LEESE au Burkina sur l'influence de la poussière et de la salissure sur les principales performances (P_{mp} , I_{cc} , V_{co}) sur 3 types de modules PV.

Les principaux résultats obtenus se déclinent comme suit :

- ✓ De façon générale l'influence de la salissure sur les performances de toutes les technologies étudiées, diminue lorsque l'irradiance solaire augmente. Les modules sont donc moins affectés par la salissure sous fort éclairement,
- ✓ Les performances les plus affectées par la salissure sont le courant de court-circuit et la puissance maximale,
- ✓ Des trois technologies considérées, la plus affectée par la salissure est le micromorphe avec des chutes journalières de puissance en saison sèche de 0,42 % et 0,53 % respectivement pour la puissance maximale et le courant de court-circuit,
- ✓ En période pluvieuse, de faibles taux de dégradation des performances ont été obtenus pour toutes les technologies, ce qui soulève la question de l'efficacité du nettoyage des modules par la pluie dans cette saison,
- ✓ On peut retenir globalement en zone soudano-sahélienne et sur une période d'une année, des chutes de puissances de 40 % et 65 % respectivement pour des modules cristallins et micromorphes non nettoyés. Ceci se traduit par des pertes annuelles d'énergie de l'ordre de 10 à 30 % par rapport aux modules nettoyés journallement,
- ✓ En période sèche, les modules cristallins doivent être nettoyés à l'eau une fois par semaine et les modules micromorphes une fois environ toutes les trois semaines. Dans ces

conditions, les gains annuels d'énergie nonobstant le coût du nettoyage, sont au minimum de 5 %, par rapport aux modules non nettoyés,

- ✓ En période pluvieuse les profits engendrés par un nettoyage régulier des modules sont très faibles. On peut globalement retenir que les modules n'ont pas besoin d'être nettoyés dans cette période.

II.4. Méthodes d'amélioration des performances des cellules solaires

II.4.1. Piégeage de la lumière

La recherche et les techniques actuelles ont permis de réduire, parfois significativement, les pertes de rendement.

Les rayons lumineux arrivant aux surfaces des cellules solaires subissent plusieurs transformations optiques. En plus des pertes par réflexion, une partie de la lumière n'est pas absorbée et quitte par la surface arrière de la cellule. Pour cela, on fait recours à quelques arrangements sophistiqués dans le but d'étendre le chemin de la lumière à l'intérieur du semi-conducteur. Généralement, ces arrangements sont référenciés comme des confinements optiques ou pièges de la lumière. Dans le cas des cellules solaires au silicium cristallin, le piégeage de la lumière est utilisé afin de réduire l'épaisseur de la cellule sans que cela puisse diminuer l'absorption de la lumière dans la cellule. Il peut aussi être utilisé dans le but d'augmenter la tension du circuit ouvert [3, 5].

En général, deux procédés sont utilisés pour le piégeage de la lumière et la réduction des pertes par réflexion : la texturation et le dépôt d'une couche antireflet [3,4,5].

II.4.1.1 Texturation de la surface

La réflexion est à l'origine de pertes importantes pour la cellule. La texturation est utilisée pour diminuer la réflectivité de la surface de la cellule. Cette opération vise à développer en surface un relief micrométrique, généralement de forme pyramidale. La figure 10 représente la coupe d'une cellule photovoltaïque en silicium qui comprend les optimisations industrielles les plus courantes.

Le relief créé permet d'augmenter le parcours des rayons en induisant des réflexions multiples sur les facettes des pyramides. La texturation assure ainsi le piégeage d'un maximum de lumière réduisant les pertes liées à la réflectivité.

Différents procédés sont utilisés pour réaliser la texturisation : attaques chimiques de la surface (KOH, NaOH, acides), texturisation mécanique, plasma ou laser. Ces méthodes peuvent faire passer la réflectivité effective de 39% à moins de 10%.

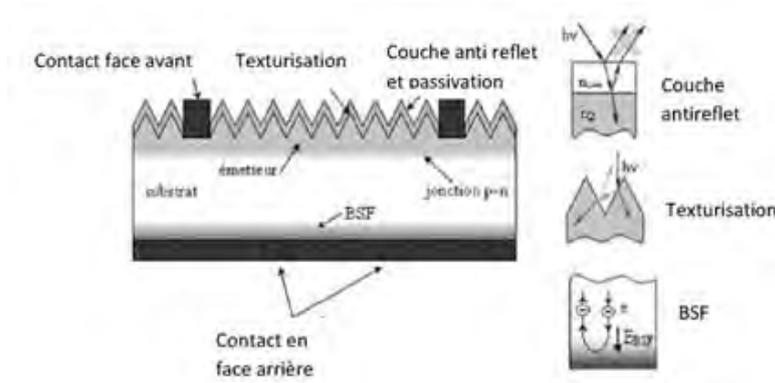


Figure 12 : Structure d'une cellule photovoltaïque en silicium

II.4.1.2 Couche anti reflet

Pour minimiser la réflexion de la lumière, une couche antireflet (CAR) est utilisée. Le principe d'action des couches antireflet est basé sur l'interférence des faisceaux lumineux dans les couches diélectriques minces . Si l'épaisseur de la couche diélectrique est égale à :

$$d_{car} = \frac{(2.N + 1). \lambda}{4.n_{car}} \quad \text{avec } N = 0,1,2,3,\dots \quad (28)$$

On obtiendra l'annulation des faisceaux réfléchis à l'interface air/CAR et CAR/semiconducteur. Une bonne couche antireflet doit être, le plus possible, transparente au spectre solaire, son épaisseur optimale est de 800 – 1000 Å.

Plusieurs matériaux avec des indices de réfraction variant entre 1,4 et 2,7 peuvent être utilisés comme couches anti-reflet des cellules solaires. Pour les cellules photovoltaïques à haut rendement, une double couche antireflet est utilisée (avec deux diélectriques différents).

Différentes CAR sont utilisées en photovoltaïque : TiO₂, SiO₂, ZnS, MgF₂, SiN_x, etc [14]

Actuellement, le nitrure de silicium est devenu le matériau dominant pour la couche anti-reflet des cellules solaires [15].

II.4.2. Réflecteur arrière (BSF)

Le champ électrique arrière (ou BSF de l'anglais : Back Surface Field) consiste à créer une barrière de potentiel (par exemple, jonction P⁺ – P) sur la face arrière de la cellule pour

assurer une passivation. La barrière de potentiel induite par la différence de niveau de dopage entre la base et le BSF tend à confiner les porteurs minoritaires dans la base. Ceux-ci sont donc tenus à l'écart de la face arrière qui est caractérisée par une vitesse de recombinaison très élevée. Le BSF fait encore l'objet de nombreuses recherches car l'épaisseur des plaques est constamment réduite afin de réaliser une économie de matière première et le silicium multi cristallin présente désormais des longueurs de diffusion des porteurs minoritaires élevées (environ 200 μm).

II.4.3. Passivation de la face avant et de la face arrière

La surface des semi-conducteurs contient une densité importante de défauts (liaisons pendantes, impuretés, etc.) entraînant des pertes non négligeables liées à la recombinaison en surface. La passivation consiste à améliorer les qualités électroniques de la surface et du volume du matériau en neutralisant les effets de ses défauts électriquement actifs. Diverses couches de passivation sont utilisées en photovoltaïque mais les principales sont l'oxyde de silicium (SiO_2) et le nitrure de silicium hydrogéné ($\text{SiN}_x : \text{H}$).

II.4.4. Les contacts métalliques

Les surfaces du semi-conducteur comportent des contacts permettant aux porteurs de circuler entre le matériau semi-conducteur et le circuit externe. Dans une cellule solaire, les contacts sont nécessaires pour extraire les porteurs générés du substrat absorbant. Ces contacts doivent être sélectifs de sorte qu'ils devraient permettre à un type de porteurs de circuler du silicium au métal sans perte d'énergie [3]. Les contacts directs silicium-métal ne permettent pas, en général, cette extraction. La meilleure approche est de créer des régions fortement dopées sous la région P (pour l'extraction des trous) et au niveau de la région N (pour l'extraction des électrons). Les porteurs majoritaires peuvent circuler par les contacts avec une faible chute de tension [3].

II.5. Conclusion

Les aspects technologiques et électriques ont été abordés afin de mieux comprendre l'ensemble des mécanismes de la conversion photovoltaïque. Dans ce chapitre, nous avons présenté les principales technologies photovoltaïques présentes actuellement sur le marché et celles qui sont en cours de développement. On y retrouve les différentes cellules au silicium monocristallin et poly cristallin, les cellules au silicium micromorphe, les cellules en alliage de

diSélénium de Cuivre Indium Galium (noté CIGS), au tellure de cadmium (CdTe), mais aussi les cellules à base de composés III-V qui appartiennent à la catégorie des cellules multi-jonctions. A côté des filières bien connues, sont apparues de nouvelles filières, basées sur l'utilisation de colorants ou de matériaux organiques, qui n'en sont qu'à leurs balbutiements.

Les principes physiques de base qui décrivent le fonctionnement d'une cellule solaire ont été abordés. Pour cela, une revue a été faite sur les propriétés fondamentales des matériaux semi-conducteurs qui permettent de convertir l'énergie de la lumière en électricité. Ces propriétés incluent la capacité des semi-conducteurs à absorber les photons qui fournissent leurs énergies aux porteurs de charge, donnant ainsi naissance à un courant électrique. Le fonctionnement de base de la cellule solaire est analogue à celui d'une diode (jonction P – N).

Pour les cellules solaires au silicium, L'expression du courant généré a été déduite d'équations simplifiées décrivant les mécanismes de transport des trous et électrons dans le semi-conducteur. La caractéristique I – V de la cellule a permis de montrer certains paramètres importants tels que le courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert, la puissance maximale et le facteur de forme.

Le schéma équivalent d'une cellule solaire réelle a été présenté. Il introduit d'autres termes additionnels pour tenir compte de l'effet des résistances parasites et de la recombinaison.

A La fin du chapitre, il a été montré l'effet des conditions ambiantes sur les performances de la cellule solaire ainsi que les paramètres qui influent sur son efficacité.

II.6. Références

- [1] Martin A. Green, Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa, Wilhelm Warta, and Ewan D. Dunlop. Solar cell efficiency tables (version 42). *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 21(5) :827–837, 2013.
- [2] R. Laronde, “Reliability and durability of a complex system dedicated to renewable energy _ Photovoltaic system application,” Thèse, Université d'Angers, 2011.
- [3] Antonio Luque and Steven Hegedus (2003), *Photovoltaic Science and Engineering*, John Wiley & Sons Ltd, Chichester, England.
- [4] Overstraeten R. van and Mertens R.P (1986), *Physics, Technology and Use of Photovoltaics*, Adam Hilger, Bristol.
- [5] T. Markvart & Luis Castaner (2003), *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*, Elsevier Ltd.

- [6] Tahar Tafticht (2006), Analyse et commande d'un système hybride photovoltaïque éolien, Thèse de Doctorat, Université du Québec.
- [7] A. Ricaud (1997), Photopiles solaires : de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés, Presse polytechnique et universitaires romandes, Suisse.
- [8] Campbell R.C. "A Circuit-based Photovoltaic Array Model for Power System Studies". IEEE 2007.
- [9] Katsutoshi U. "Study on Dynamic and Static Characteristics of Photovoltaic Cell". *Power Conversion Conference*, 2002.
- [10] Koutroulis E., Kolokotsa D., Potirakis A., Kalaitzakis K. *Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic-wind generator systems using genetic algorithms*. Solar Energy Vol.80, pp. 1072-1088, 2006.
- [11] Green M.A. "PV modules: operating principles, technology and system applications". *Sydney: UNSW*; 1992.
- [12] Solar cells, accessible à <http://www.pvresources.com>
- [13] John A. Duffie and William A. Beckman (1991), Solar Engineering of Thermal Process, Third Edition, John Wiley & Sons.
- [14] M. J. Stocks, A. J. Carr, A.W.Backer; Tewturing of poly cristalline silicon, Solar En. Mat.& Sol. Cells, 1996.
- [15] <http://www.mintek.co.za/Pyromet/Files/2011Xakalash.pdf>.

Chapitre III :

La dégradation des modules PV

Chapitre III : La dégradation des modules PV

III.1. Introduction

Les modules PV ont subi de nombreuses modifications depuis l'époque de leur création, afin d'améliorer leur durabilité et leur performance. Le premier module photovoltaïque développée par Bell Laboratoires des Etats-Unis en 1955 utilisait trois (3) cellules solaires encapsulées dans de l'huile de silicone dans un boîtier en plastique et avait une efficacité de l'ordre de 2%.

Des années plus tard, le rendement de la cellule solaire a été progressivement améliorée, le matériau d'emballage a également subi des modifications afin d'accroître la durabilité du module dans l'environnement extérieur hostile.

En 1976, Spectrolab Inc. des Etats-Unis a introduit le concept de stratification des cellules solaires pour une feuille de couverture de verre en utilisant un polymère le polyvinylbutyral (PVB) avec une feuille support de Mylar. Le PVB était une alternative à faible coût pour l'encapsulation de silicone, mais il a montré une dégradation plus rapide lorsqu'il est exposé à la lumière du soleil. Finalement le PVB a été remplacé dans les années 1980 par l'Ethyl Vinyl Acétate (EVA) qui était plus stable que PVB et coûter moins chère que la silicone. En outre la feuille de fond, le Mylar a été remplacé par un mélange de Tedlar / polyester /Tedlar avec une meilleure résistance aux rayons UV et à l'humidité.

Les modules PV actuels ont une structure multicouche - couvercle transparent en haut (généralement en verre), suivi d'un matériau encapsulant qui abrite les cellules solaires ainsi que les rubans d'interconnexion, puis le polymère de feuille arrière. Un cadre en aluminium assure une rigidité au module en maintenant l'ensemble des composants hermétiquement fermé à partir des quatre côtés.

Cependant, les technologies existantes sont confrontées à la rigueur du climat des zones chaudes en particulier dans les régions sahéliennes qui sont caractérisées par des températures élevées et un fort taux de poussière. En effet, les températures sont supérieures à 30 °C pendant toute l'année avec des valeurs nettement au-dessus de 40 °C en période de grande chaleur et la poussière, de type minéralogique, adhère facilement au verre.

Une température élevée a pour effet l'augmentation de la conductivité des matériaux et donc du courant d'obscurité tandis que la poussière en recouvrant le module réduira l'absorption de ce dernier. La combinaison de ces deux facteurs entraîne une baisse des performances du module photovoltaïque en particulier la puissance développée à ces bornes. Ces pertes de puissance vont s'accroître avec le temps ; ce phénomène qui est généralement désigné par le terme vieillissement est capital pour la détermination de la durée de vie du module photovoltaïque. Il s'y ajoute les

problèmes de dégradation causés par l'exposition aux rayons UV, à l'humidité et les aérosols pour les milieux sahéliens. Ce qui réduit considérablement la durée de vie et joue sur la fiabilité des panneaux solaires photovoltaïques. Chacune de ces composantes subit une dégradation par des moyens différents lorsqu'ils sont exposés aux aléas de l'environnement extérieur.

Les principaux modes de dégradation des modules PV recensés dans la littérature sont : la corrosion, la décoloration, la délamination, les hot spots et les cassures. Néanmoins, la corrosion et la décoloration restent les modes de dégradation prédominants. Les paramètres environnementaux tels que la température, l'humidité et l'irradiation UV sont les principaux facteurs de dégradation. Plusieurs études ont mis évidence ces modes de dégradation.

Cependant, la modélisation des différents modes de dégradation reste encore peu étudiée dans la littérature. Les modèles de dégradation permettraient d'étudier le comportement du module PV en fonction des différents facteurs de dégradation. Le manque de retours d'expérience sur de longues périodes pourrait être comblé par les modèles de dégradation des modules. Les modèles recensés ne ciblent pas un mode de dégradation particulier mais plutôt la dégradation globale de la puissance du module. Ainsi, il est difficile d'étudier l'impact, la vitesse, la fréquence d'un mode de dégradation. Le travail réalisé dans ce papier a permis d'identifier les modes et facteurs de dégradation à étudier à travers des expériences sur de longues durées. Le développement des modèles associés aux différents modes de dégradation des modules photovoltaïques constitue un champ de recherche intéressant à exploiter pour améliorer la maîtrise du comportement des modules photovoltaïques pendant leur cycle de vie.

III.2. Les modes de dégradation observés sur les sites

Un facteur clé dans la réduction des coûts des systèmes photovoltaïques est d'augmenter la fiabilité et la durée de vie de service des modules PV. Les modules solaires subissent des contraintes environnementales sévères sous les variations constantes de température et d'humidité. En outre, les modules doivent également résister pendant 25 ans dans ces conditions, avec un maximum de dégradation de 20% de la puissance.

Il est donc nécessaire pour les fabricants de prendre non seulement toutes les précautions possibles lors de la fabrication, mais aussi comprendre les défauts à l'avance pour assurer la durabilité à long terme et à l'amélioration continue des processus.

Souvent, la dégradation de la performance électrique des modules photovoltaïques est due à l'intégrité physique et / ou des modifications chimiques dans les différents composants du module qui entravent la performance optimale des modules PV.

Une étude de certains systèmes photovoltaïques existants établis entre 1980 à 2006 en Corée du Sud avait été entreprise par Gi-Hwan et al de l'Institut Coréen de Recherche sur l'Energie (KIER). Ils ont rapporté que les principaux modes de dégradation sont la corrosion dans le ruban d'interconnexion, le défaut d'isolation, le décollement et la décoloration dans la feuille EVA. Ils ont remarqué que dans un cas particulier, la puissance de sortie d'un module de 18 mois réduit de près de 3,5%, sans aucune dégradation visuelle. À l'un des sites les plus anciens ayant des modules photovoltaïques (installé en 1988), la dégradation de la puissance de sortie a été jugée 20 – 29%. Les principaux problèmes signalés pour ce site sont la décoloration de l'EVA, la délamination, la rupture des cellules, et les défauts de la diode de dérivation.

Sur un autre site, comportant des modules multi cristallins dans l'emballage verre – verre, la corrosion des cellules solaires était prédominante et est due à l'intrusion de l'humidité.

Dans d'autres sites, les auteurs ont observé une délamination (blanchiment d'EVA), gonflement de la feuille de fond et à la corrosion de la métallisation de cellules solaires.

Chacun de ces différents facteurs cités peut induire à un ou plusieurs types de dégradation. Le bris de verre, la rupture diélectrique, le défaut des diodes bypass, la corrosion, la décoloration de l'encapsulant, la fissuration de la feuille de fond, la délamination et le farinage sont dans la catégorie de la dégradation des matériaux d'emballage [1], [2].

L'intrusion de l'humidité dans le module à travers le verre cassé ou feuille de fond perforé peut accélérer la corrosion de la métallisation. Le courant de fuite de module peut également augmenter en raison de la réduction dans la propriété de l'encapsulant isolant.

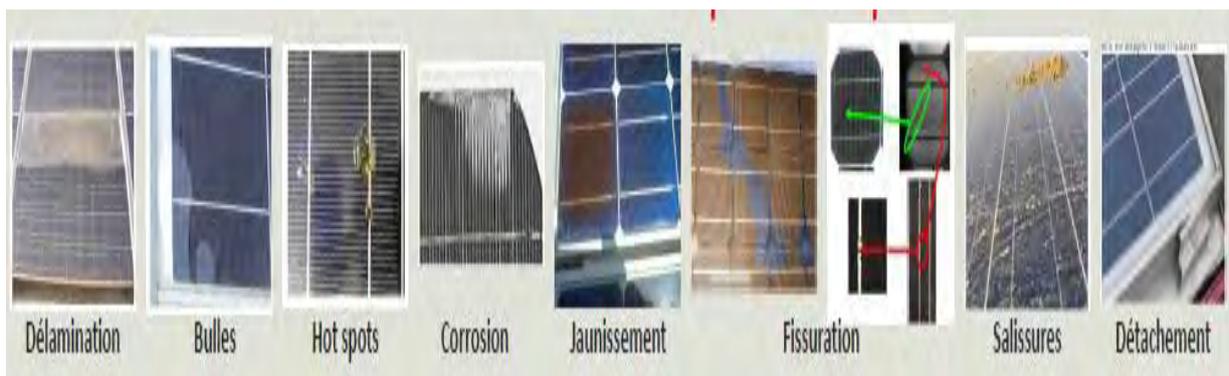


Figure 13 : Photos montrant des dégradations relevées sur des panneaux solaires

III.2.1 Le bris de verre

Un bris de verre est dans la plupart des cas engendré par des influences extérieures, un mauvais emballage, mauvaise manipulation ou mauvais transport. Dans certains cas ; il est causé par la grêle ou par des jets de pierres.



Figure 14 : Le bris de verre

Dans son exposé « Pourquoi la cassure de verre Parfois" [3] », Chris Barry a indiqué que le verre photovoltaïque peut casser à cause de la contrainte de traction (flexion / thermique), l'impact (grêle de pierres / neige), écrasement, etc. Il a également mis en évidence que certaines compositions de verre peuvent montrer une légère imprécision sur l'exposition aux UV à long terme.

John Wohlgemuth et al. [4] ont mis en évidence que le stress accumulation dans le verre du module, soit lors de la fabrication ou à cause de châssis / structures de montage incorrectes, peuvent faciliter le processus de bris de verre. Les températures élevées, en raison de points chauds, peuvent aussi être la cause. L'absence de cadre dans la plupart des modules à couches minces, les rend plus sensibles aux bris de verre. Un petit écaillage au bord de verre au cours du transport ou de l'installation, peut conduire à une grande fissure dans le long terme puisque le verre passe par le cycle quotidien de la température. Une structure de montage inapproprié ou un mauvais serrage peut souvent être le coupable derrière des modules à couches minces endommagés [5].

III.2.2. Insuffisance de diode Bypass ou Hot Spot

Lorsqu'une partie ou la totalité de la cellule solaire est ombrée, une résistance interne est créée au niveau de la cellule qui se transforme alors en consommatrice d'électricité. Le résultat est que la cellule surchauffe et peut endommager le matériau d'encapsulation (EVA) et la feuille arrière (TPT) pouvant même provoquer un incendie d'origine électrique (Figure 15) : c'est l'effet hot – spot ou point chaud.



Figure 15 : Hot spot danger / incendie

D'autres raisons de l'effet hot – spot peuvent être dues aux barres bus de la cellule ayant une résistance de contact élevée, causée par exemple par des joints de soudure impurs ou fissurés. Un panneau photovoltaïque souffrant de l'effet hot spot présente une très faible perte de puissance et ne peut être détecté que très difficilement. Les panneaux photovoltaïques devraient être remplacés notamment si le matériau d'encapsulation EVA est endommagé afin d'éviter un incendie.

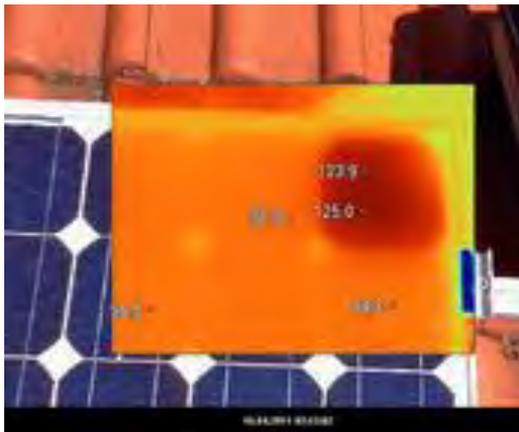


Figure 16 : Thermographie détection hot spot

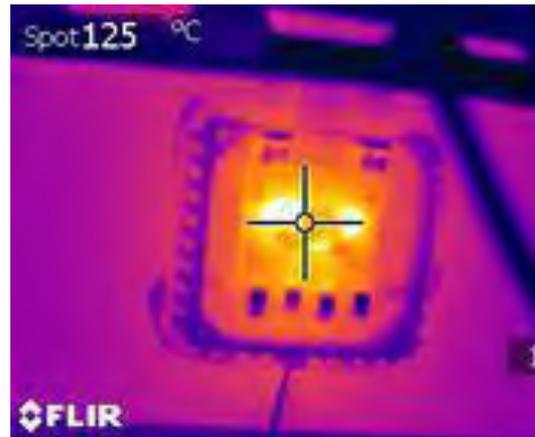


Figure 17 : Surchauffe diode bypass

K. Kato a mentionné que 593 sur 1272 des modules à AIST, ville Méga-solaire au Japon, ont eu un dysfonctionnement des diodes de dérivation [6]. L'une des principales raisons de l'échec de la diode de dérivation en surchauffe, découle souvent d'un sous dimensionnement [7], si Elle est placée dans une boîte de jonction étanche sans flux d'air pour le refroidir. Le défaut des diodes de dérivation peut se produire lors de la polarisation inverse par emballement thermique, par un passage de l'ombre à un état semi-ombragée, et même d'une surchauffe due aux périodes transitoires de haute intensité en raison de proximité des coups de foudre [8].

Afin d'éviter les phénomènes de point chauds, les cellules photovoltaïques sont associées par groupe à une diode by-pass. En mode normal, la tension aux bornes de la diode by-pass est

positive, le groupe cellules fonctionnent alors en mode générateur et la diode se comporte comme un interrupteur ouvert. Lorsque le groupe de cellules se comportent en récepteur, la tension aux bornes de la diode est négative, la polarité est inversée ; la diode se comporte alors comme un interrupteur fermé et elle court-circuite le groupe de cellules.

III.2.3 La corrosion et la décoloration des encapsulants

L'humidité peut pénétrer à l'intérieur du module PV par la feuille arrière ou par les bords du module et va provoquer la corrosion dans la métallisation des cellules, des modules de silicium cristallin et dans les couches semi-conductrices de modules à couches minces. Le sodium présent dans le verre peut réagir avec l'humidité conduisant à la formation de bases faibles qui, dans le long terme, peuvent corroder la métallisation [9]. L'humidité tend également à augmenter la conductivité électrique de la matière d'enrobage et augmenter le courant de fuite ; ce qui se traduit par une dégradation des performances. Par conséquent, l'intrusion d'humidité peut être la cause qui soutend la délamination dans le module qui, à son tour va augmenter la température des sites affectés et accélérer le processus de dégradation.

Hulsmann et al. de l'Institut Fraunhofer ont mené une étude de simulation de vapeurs d'eau circulant dans des modules photovoltaïques [10]. Ils ont comparé la variation des taux de dégradation sur quatre zones climatiques (tropicale, modérée, alpin et aride).

Wolghemuth et Kurtz [11], [12] ont étudié l'impact de l'humidité et de la température sur la dégradation des modules PV à partir d'essais accélérés 85/85 ($T = 85^{\circ}\text{C}/\text{HR} = 85\%$) selon la norme CEI 61215. Ils ont trouvé que la corrosion apparaissait au bout de 1000 h d'exposition du module sous une température de 85°C et une humidité relative de 85%. Wohlgemuth a également effectué en 2005, des tests sur des modules de BP Solar. Des retours d'expérience lui ont permis d'affirmer que la corrosion était le mode de dégradation le plus fréquent [13].



Figure 18 : Jaunissement des modules solaires

L'encapsulant dans un module PV a pour rôle de protéger les cellules solaires du stress environnemental. Il permet une isolation électrique, tout en couplant le couvercle de verre avant des cellules de manière à permettre faire passer le maximum de lumière sur les cellules solaires. L'EVA est le produit d'enrobage le plus couramment utilisé dans l'industrie du PV d'aujourd'hui et contenant des additifs pour améliorer la résistance aux rayons UV et pour empêcher le brunissement. Cependant, si le film d'EVA est de qualité moindre, mal ou trop longtemps conservé par le fabricant, un jaunissement du film en raison du rayonnement UV et IR se produit après quelques mois d'exposition. Des composants acides sont libérés et conduisent au jaunissement, à la formation d'ampoules dans le film, à la dégradation du film de protection et en partie à la corrosion de la cellule photovoltaïque.

Kempe et al. [14] ont indiqué que le film EVA est en fait constitué de plusieurs composants, dont 96 à 98% est de la résine de base EVA, tandis que le reste est le peroxyde (pour la réticulation), Hinder Amine stabilisateur de lumière (qui se décompose des radicaux de gauche sur le peroxyde) benzotriazole (agit comme absorbeur d'UV), trialkoxysilane (promoteur d'adhérence) et phénolique phosphonite (piégeur de radicaux). Ils ont indiqué que la transmission de l'EVA réduit de manière significative lors de l'exposition aux UV des essais de vieillissement accéléré (42 Soleils à 80-95 degrés C), tandis que celle de silicone n'est pas beaucoup affecté. En raison de l'augmentation de l'absorption de chaleur, la décoloration du film de protection est accentuée, même en cours de fonctionnement.

Holley et Argo [15] ont réalisé des études détaillées sur la décoloration de l'encapsulant et sont venus à la conclusion que la principale cause derrière le jaunissement de EVA est l'utilisation excessive du peroxyde (Lupersol 101) qui réduit les concentrations des additifs de stabilisation (en particulier l'absorbeur d'UV) et par conséquent les rayons UV peuvent attaquer la résine de base EVA. Ils ont remplacé le peroxyde Lupersol TBEC avec et a constaté que la formulation résultante EVA était significativement plus faible décoloration (réduction d'un facteur 2,5) dans des essais de vieillissement accéléré UV.

Czanderna et Pern [16] ont passé en revue la littérature disponible en 1995 sur l'application de l'EVA encapsulant dans les modules photovoltaïques, et a indiqué que EVA se dégrade dans l'exposition aux rayons UV présents dans la lumière du soleil et aussi des températures élevées.

En 2010, McIntosh et al. [17] ont rapporté les effets de la chaleur humide et UV tests de vieillissement sur les propriétés de transmission de lumière de deux agents d'encapsulation communes - silicone (poly diméthylsiloxane, PDMS) et EVA. Ils ont découvert que l'exposition aux UV pendant 1931 heures à température contrôlée dans la plage de 55-65°C en utilisant une

lampe fluorescente UVA-340, a donné lieu à aucun changement notable du coefficient d'absorption à la fois de l'échantillon de silicone et l'échantillon EVA.

Cependant, ils ont informé que des expériences similaires réalisées par Kempe et al. [18] ont montré une décoloration d'EVA, ces expériences étant effectuées à une dose plus élevée de UV (42 Soleils par rapport à 1,2 Soleils) et à une température plus élevée de l'échantillon (78 à 95 deg. C). Dans les essais de chaleur humide menés par McIntosh et al [17], les échantillons de EVA absorbaient beaucoup plus d'humidité que les échantillons de silicone et par conséquent subissaient une plus grande perte de transmission de la lumière par rapport à la silicone. Sur la base de ces résultats, les auteurs ont prédit que le produit d'enrobage de silicone offrira des performances supérieures dans les expositions aux champs à long terme que les formulations EVA standard.

Les auteurs ont exposé des échantillons d'EVA séparés pour des températures élevées pendant des durées différentes (96 heures à 160°C, 178hrs à 200°C, 24 heures à 200°C et 48 heures à 210°C) et ont constaté que ces échantillons avaient décoloré par des degrés différents. Les spectres de transmission et l'indice de jaunissement de ces échantillons ont été déterminés en utilisant un spectrophotomètre Perkin-Elmer.

Les auteurs ont calculé également les courants de court-circuit à partir des modules de silicium cristallin ayant une décoloration de l'EVA, sur la base des spectres de transmission de l'EVA décoloré et la courbe de rendement quantique pour les cellules en silicium cristallin. Ils ont constaté que le pourcentage de perte du courant de court-circuit suivrait une relation linéaire avec l'indice de couleur jaune de l'EVA.

III.2.4. Le défaut de type « snail trail » et la perte d'adhérence ou délamination

III.2.4.1. Le défaut snail trail



Figure 19 : Phénomène snail trail

Il est décelable sous forme d'une décoloration grise ou noire de la pâte d'argent utilisée pour la grille de contact sérigraphiée en face avant de la cellule (Figure 19). Il apparaît sous forme d'un motif de trace d'escargot, d'où le nom « snail track » en anglais. Il en résulte une tache sur le verre en contact avec la métallisation. Elle apparaît sur les bords de la cellule et le long de microfissures souvent invisibles à l'œil nu.

III.2.4.2. La perte d'adhérence ou délamination

Sur un panneau solaire, les cellules solaires sont encapsulées avec un matériau d'encapsulation appelé EVA (éthylène acétate de vinyle). L'EVA protège les cellules sensibles de l'influence climatique telles que l'humidité et les rayons UV.

Une erreur dans le processus de fabrication ou un entreposage inadéquat de l'EVA avant la production peut conduire à une mauvaise adhésion et à un décollement ultérieur. Lors d'un délaminage, les couches de l'EVA se dissolvent et prennent une couleur blanche.

La délamination du côté avant affectera le couplage optique des différentes couches, ce qui conduit à une augmentation de la réflexion à partir des surfaces du module et donc de réduire le courant de court-circuit du module. En cas de délaminage, l'humidité peut s'infiltrer et endommager les cellules et se traduit par la corrosion de la cellule solaire et finalement une perte de puissance.

Tsuyoshi Shoida [19] a montré que la délamination sur une cellule solaire peut réduire le courant de court-circuit de près de 43%. Il est rapporté que la plupart des modules photovoltaïques montrent un délaminage le long de la bordure des barres et des images MEB révèlent que la délamination se produit entre le revêtement antireflet TiOx et l'EVA, du fait des différences de coefficient de dilatation thermique.



Figure 20 : La perte d'adhérence ou délamination

De plus, la délamination affecte le couplage thermique des différentes couches et réduit le taux de transfert de chaleur, par conséquent les cellules fonctionnent à des températures locales élevées par rapport au reste du module, formant ainsi les points chauds. Cela augmente également les chances de chauffage à piles inverse de polarisation [9]. Il y a également une possibilité d'accumulation de l'humidité qui peut conduire à une corrosion des contacts métalliques.

Selon N. G. Dhere et al. [20], le délaminage a été observé à des degrés divers dans un petit pourcentage de modules de tous les fabricants et que cette délamination est "plus fréquente et plus sévère dans les climats chauds et humides. Dhere et al ont indiqué qu'une forte concentration d'impuretés a été observée au niveau des sites de délamination.

La migration de sodium à partir de verre sodocalcique à l'interface verre-EVA a tendance à provoquer un délaminage à l'interface, et par conséquent, il est recommandé d'utiliser le verre à faible teneur en sodium pour les modules photovoltaïques.

En outre, la migration du phosphore de la cellule solaire à l'interface cellulaire EVA-solaire peut provoquer la délamination.

III.2.5. La dégradation des interconnexions entre les cellules

La dégradation des interconnexion se réfère à la modification de la structure ou de la géométrie du ruban à cellule ou zones de contact à ruban-ruban [9]. Dans certains cas, l'étain (Sn) et le plomb (Pb) se séparent à partir de l'alliage de soudage, ce qui conduit à la formation de grands grains métalliques. Le stress thermomécanique peut créer des fissures dans ces joints de grains, qui peuvent conduire à une défaillance du joint. Réduction du nombre de joints de soudure redondants et à la création de vides dans les articulations réduit la surface effective de contact et augmente la résistance série.

Ceci peut également conduire à des températures plus élevées de cellules et des points chauds localisés provoquant des brûlures aux joints de soudure et les composants adjacents.

K. Kato [6] a mentionné que lors d'une enquête sur 32 systèmes PV résidentiels depuis 10 ans au Japon, la plupart des plaintes était la mauvaise performance, plus de 80% des systèmes dû à des défaillances de soudure de rubans d'interconnexion des cellules

III.2.6. L'effet PID et LID

III.2.6.1 l'effet PID

La Dégradation Induite du Potentiel ou Potentiel Induced Degradation (PID) se traduit par une perte de productivité des panneaux solaires. Ce phénomène se caractérise par la dégradation

progressive des performances des modules photovoltaïques, à base de silicium cristallin, due à la présence d'un courant électrique induit au cœur même du module. Le PID se produit généralement lorsque les modules sont dans des chaînes fonctionnant à des tensions élevées (près de 1000 V), combiné avec un temps très chaud et humide. La poussière et la dégradation de verre (libérant des ions sodium) peuvent catalyser le phénomène PID. C'est une migration des ions négatifs depuis les semi-conducteurs vers d'autres composants du module telles que le verre et le cadre, tandis que les ions positifs migrent vers le semi-conducteur à partir de ces Des essais ont mis en évidence la relation entre la mobilité de température et d'humidité. Le système PV et l'environnement interagissent pour provoquer des PID.

III.2.6.2 l'effet LID

Les modules PV au silicium ont une dégradation naturelle, après leur installation, une dégradation de puissance induite par l'éclairement appelée LID pour «Light-Induced Degradation». Le phénomène de LID est un type de défaillance inévitable qui se produit sur chaque module à base de silicium cristallin. Ce phénomène de dégradation est dû à la présence de complexe bore-oxygène et la perte de rendement est principalement due à une dégradation du courant de court-circuit I_{CC} .

III.3. Etude sur le taux de dégradation

III.3.1. Revue littéraire

Les études de taux de dégradation qui comparent plusieurs technologies sont particulièrement intéressantes parce qu'ils excluent l'effet des conditions locales. Cependant beaucoup de recherches ont été faites dans ce domaine afin d'évaluer les taux de dégradations annuelles. D'autres études comparant plusieurs technologies ont été signalées en Australie [21], la France [22], la Suisse [23], la Corée du Sud [24], et États-Unis [25].

Osterwald a fait une comparaison sur 17 modules de technologies différentes et dans le même climat [26]. Les taux de dégradation ont été calculés à partir des données continues en utilisant la méthode PVUSA et comparées aux valeurs de la littérature. Il a remarqué que le monocristallin présentait des taux de dégradation en dessous de 1% / an, alors que les technologies à couches minces ont montré des taux au-dessus de 1% / an.

Makrides a examiné la performance à l'extérieur de plusieurs modules et technologies à Chypre [27, 28]. Une différence importante dans les résultats a été observée lorsque l'on compare

le PR et les méthodologies PVUSA, probablement en raison de la combinaison de la saisonnalité et relativement peu de temps de 2 à 3 ans [29] de surveillance.

Marion a analysé un système CdTe au NREL dans le Colorado, États-Unis [30]. L'efficacité des modules individuels varient largement, avec une certaine amélioration de plus de 10% tandis que d'autres dégradés par plus de 10% sur une période d'essai de 5,5 années. Toutefois, l'ensemble du système dégradé d'environ 0.6% / an.

Ross a trouvé un taux de dégradation similaire pour un système situé dans le climat chaud et sec de Tucson, AZ, USA, sur 3 ans [31]. En outre, un système dans le climat tempéré de l'Allemagne a été trouvé pour être pratiquement stable.

Hedström et Palmblad présenté des données sur les 20 modules exposés pendant plus de 25 ans à une latitude nord de la Suède. Le taux de dégradation moyen était 0,17% , ce qui est remarquablement faible par an [32].

Bing a également observé une bonne stabilité pour deux systèmes distincts dans le climat continental similaire de Massachusetts, Etats-Unis, après plus de 20 ans [33].

Le besoin de mesures précises se fait remarquer par Vignola qui a observé des taux de dégradation entre 0,6% et 1,5% / an dans l'Oregon, États-Unis [34]. A partir des mesures précises, un taux de 1% par an de dégradation peut être détecté dans en moins 2 ans.

En 2008, Vázquez et Rey-Stolle ont présenté les résultats de la modélisation de la fiabilité en fonction des résultats de la dégradation relevés dans la littérature. Ils ont démontré qu'un taux inférieur à 0,5% / an de dégradation permet de satisfaire les garanties à long terme [35].

Cereghetti a fait état d'un taux de dégradation moyenne relativement faible de 0,3% par an pour diverses technologies. Cependant, le temps d'exposition à l'extérieur est inférieur à 2 ans [36]. Des taux similaires pour les technologies cristallines ont été trouvés par Eikelboom et Jansen [37]. Le temps d'exposition a également été relativement court entre 1 et 2 ans, bien que les rendements potentiels élevés pour les modules à couche mince dans le climat néerlandais soient indiqués.

Realini a montré un taux de dégradation de 0,2 % sur un système 10 kW installé au sud de la Suisse après environ 20 ans [38, 39].

Les conditions climatiques différentes peuvent avoir une influence importante sur la vitesse de dégradation ; d'où le grand intérêt suscité par les études de taux de dégradation de diverses régions géographiques sont d'un grand intérêt. En revanche, Saleh trouve un taux d'environ 1% / an de la dégradation d'un système autonome dans le climat désertique de la Libye après 30 ans [40].

De même, Wohlgeomuth dans une étude approfondie des retours sur le terrain de plus de 4000 modules, a révélé que plus de 90% des défaillances sur le terrain ont été provoqués par la corrosion

et interconnexion rupture. Les taux élevés de dégradation dans un système étaient généralement en raison de défaillances de modules individuels ou d'autres composants électriques [41, 42].

Plusieurs technologies cristallines et couches minces ont été comparées par Tetsuyuki [43]. Les modules de silicium polycristallin ont présenté des taux de dégradation systématiquement plus faibles que les modules mono-Si et des taux nettement inférieurs à ceux des modules a-Si. Les modules de Cuivre indium gallium sélénium (CIGS) ont montré une légère amélioration par rapport à la période de mesure de 3 ans.

Muzikowski et Styczynski démontrent une quasi-stabilité d'un réseau de CIGS en Allemagne [44]. La performance a été évaluée pour différentes fenêtres de température et de l'éclairement et n'a montré aucune dégradation mesurable après 6 années de fonctionnement.

Une observation similaire a été faite par Jordanie au NREL dans le Colorado aux États-Unis [45]. L'observation extérieure n'a montré aucune baisse significative après 5 années de fonctionnement. Cela a été confirmé par des mesures intérieures. Seul un des 14 modules montré une dégradation non négligeable en raison d'un défaut de fabrication initiale.

Marion a non seulement montré les résultats de taux de dégradation par rapport à différentes technologies, mais aussi comparé les taux obtenus en utilisant la méthode PVUSA avec des taux obtenus à partir de l'indice de performance [46]. Les deux méthodes semblent bien convenir pour différentes technologies.

Granata étudie huit systèmes, et presque tous les taux de dégradation étaient dans l'incertitude expérimentale [47]. Une autre leçon importante à tirer est que la mise en service adéquate est nécessaire pour découvrir les systèmes mal installés précocement et de prévenir les problèmes de fiabilité. Cela peut nécessiter une surveillance sensible au niveau de la chaîne. De même, Becker et Bettinger ont présenté les résultats de 36 modules de différentes technologies, avec un taux de dégradation globale d'environ 0,5% par an dans le même climat [48].

Jordan a montré sur plus de 44 modules de différentes technologies placés côte à côte [49] que la technologie et la date de l'installation sont les facteurs les plus importants qui déterminent les taux de dégradation. Alors que les technologies cristallines semblent avoir des taux de dégradation en dessous de 1% par an, les technologies à couches minces semblent s'être améliorées de manière significative.

Vaassen, en 2005, dans un rapport sur la performance de six modules sur 4 ans, a trouvé que les taux de dégradation sont légèrement inférieurs à 0,5% / an dans le climat tempéré de l'Allemagne [50].

Jordanie et Kurt ont montré comment les méthodes d'analyse peuvent être utilisées pour réduire les effets saisonniers et donc d'améliorer la précision et la longueur de temps requise de surveillance pour de multiples technologies [51].

McNutt a trouvé un taux de dégradation supérieure à 1% par an après une période de stabilisation de 1 an pour un double système de jonction qui a été mis hors service peu de temps après [52, 53]. Gregg a montré un taux inférieur à 1% par an pour la dégradation d'un système de jonction triple [54].

Hishikawa a également signalé des pertes de I_{sc} sur 2400 modules étudiés au Japon [55], tandis que Reis a étudié 192 modules mono-Si à Arcata (Californie, États-Unis), de plus de 11 ans d'exposition et a trouvé en moyenne un faible taux de dégradation 0,4%/ an. La plupart de ces pertes étaient des pertes en I_{sc} [56]. Par contre Morita a trouvé l'augmentation de la résistance en série comme étant la cause de la dégradation [57].

Tableau 3 : Taux de puissance de sortie maximale à différentes régions climatiques pour les modules PV au silicium monocristallines et polycristallines [58-59] [60-61-62]

Région climatique du site d'essai	Emplacement	Durée de l'essai (Années)	Taux de Dégradation annuel de la puissance maximale (% / an)	
			Mono c-Si	Multi c-Si
Tempéré (Modéré)	Perth (Australie)	1,5	2,7	2.9
	Hamamatsu (Japon)	10	0,62	NA
	Ispra (Italie)	22	0,67	0.3
	Lugano (Suisse)	20	0,53	NA
	Cologne (Allemagne)	3	0,5	NA
Chaud et sec	Mesa, Arizona (USA)	4	0.4	0,53
	Negev desert (Israël)	3,4	NA	1,3
	Tuscon (Arizona, USA)	1	1	1,65
	Sede Boqer (Israël)	3	0.5	NA
Froid et sec	Berlin	1	1.25	1.05
	Golden, Colorado (USA)	8	0.75	NA
	Zugspitze (Allemagne)	3	2	NA
	INES, Chambéry (France)	2	NA	4
Chaud et humide	La Réunion Island (île française dans l'océan Indien)	2	NA	5
	Serpong (Indonésie)	3	1	NA

III.3.2. Détermination du taux de dégradation

Afin de quantifier la vitesse de dégradation R_D du courant de court-circuit (I_{sc}), la tension en circuit ouvert (V_{oc}), la puissance de sortie maximale (P_{max}) et le facteur de Forme (FF) du module photovoltaïque. Les valeurs mesurées sont normalisées par rapport à celles de référence indiquée par les données du fabricant du module PV. La différence de pourcentage représente la réduction du paramètre. Le taux de paramètres de dégradation est donné respectivement par l'équation suivante [63,64] :

$$R_D(X)(\%) = \left(1 - \frac{X}{X_0}\right) * 100 \quad (29)$$

- X représente les valeurs de I_{sc} , V_{oc} , P_{max} , FF après la dégradation,
- X_0 représente les valeurs de référence de I_{sc0} , V_{oc0} , P_{max0} , FF_0 données par les fabricants des paramètres dans des conditions d'essai standard (STC).

Pour discuter de l'influence des modes de dégradation sur le module, il est commode de comparer le taux de dégradation annuelle donnée par l'équation suivante :

$$R_D(X)(\%) = \frac{R_D(X)}{\Delta t} \quad (30)$$

Où Δt (années) est la durée d'exposition dans le domaine des modules photovoltaïques de leur fonctionnement jusqu'à la fin de l'essai.

III.4. Les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque

Il est important de pouvoir détecter ces différents types de dégradation lorsqu'ils affectent le module. Malgré l'existence de quelques moyens de détection, celle-ci reste assez difficile lorsque le module est déjà en fonctionnement.

Les principales techniques de détection des dégradations d'un module photovoltaïque avec leurs fonctionnalités et leurs spécificités sont résumées dans le Tableau 3. Les méthodes offrent la possibilité de localiser très finement certainement dégradations au niveau de la cellule et par conséquent du module. Cependant, il faut noter que ces techniques sont généralement utilisées dans la phase de développement des modules ou pour les tests de qualification ou pour le diagnostic approfondi des modules défectueux déjà déployés.

III.4.1. La technique par imagerie infra rouge

La technique par imagerie infrarouge permet de localiser précisément des défauts sur la cellule ou le module, mais elle ne permet pas de déterminer précisément le type de dégradation.

III.4.2. La thermographie

La thermographie est limitée au court-circuit et au circuit-ouvert. En plus, elle nécessite une injection de courant qui la rend contraignante pour sa mise en œuvre.

III.4.3. La mesure de puissance

La technique basée sur la mesure de la puissance permet de détecter facilement une dégradation par l'analyse des mesures de la puissance, des courants (courant de court-circuit, courant maximal) et des tensions (tension en circuit-ouvert et tension maximale) mais également à partir de la caractéristique I-V. Cependant, il est impossible d'identifier la nature de la dégradation détectée à partir de cette technique, car son utilisation pour remonter à la nature de la dégradation reste confrontée à deux difficultés.

- Le premier verrou porte sur la difficulté à réaliser les mesures dans les conditions standards de test, sous un ensoleillement de 1000W/m² à la température de 25°C et à AM1,5.
- La deuxième difficulté est relative à la non-disponibilité d'une base de données pertinente (dans le temps et dans l'espace) à partir de laquelle les causes de dégradation peuvent être déduites à partir des caractéristiques du module (Courbe I-V, Puissance, courants, tensions) testé.

Tableau 4 : Les principales techniques de détection des dégradations d'un module photovoltaïque

Méthodes	Dégradations détectables	Contrôles	Spécificités
Inspection visuelle	<ul style="list-style-type: none"> • Décoloration • Délamination • Bulles • Fissures • Points chauds 	Aspect général du module	<ul style="list-style-type: none"> • Test à l'œil nu sous un éclairage d'au moins 1000 Lux • Plusieurs vues sont requises sous différents angles • Images réfléchies à éviter
Mesure de puissance	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance • Courants • Tensions • Facteur de forme 	Puissance Courants Tensions Facteur de forme	<ul style="list-style-type: none"> • Mesures à réaliser dans les conditions standards de test • Difficulté à contrôler les conditions standards adaptée en module
Imagerie infrarouge	<ul style="list-style-type: none"> • Point chaud (hot spot) 	Images	<ul style="list-style-type: none"> • Camera CDD • Technique assez précise et non – destructive • Adaptée pour cellule et module
Thermographie	<ul style="list-style-type: none"> • Court-circuit • Circuit-ouvert 	Images	<ul style="list-style-type: none"> • Injection de courant • Adaptée pour la cellule • Détecteur CDD
Imagerie par Electroluminescence et Photoluminescence	<ul style="list-style-type: none"> • Fissures 	Images	<ul style="list-style-type: none"> • Injection de courant • Rayonnement incident • Image sombre
Résonance de vibrations	<ul style="list-style-type: none"> • Microfissures 	Variation de la fréquence de la réponse	<ul style="list-style-type: none"> • Excitation par ultrasons de la cellule • Transducteur piézo-électrique

Malgré l'existence de ces techniques de détection des dégradations des modules photovoltaïques, la nécessité de développer des modèles qui permettent de mieux cerner la question reste encore une problématique de recherche pertinente et actuelle. En effet, les modèles

de dégradation des modules aideraient à comprendre l'évolution des différents types de dégradation dans le temps et ceci faciliterait l'évaluation de la durée de vie des modules dans différents environnements. Ainsi la section suivante est consacrée aux modèles de dégradation des modules photovoltaïques.

III.5. Méthodes de calcul de la dégradation

III.5.1. Les tests de stress accéléré

Le but des tests de stress accéléré est d'évaluer la performance contre un mécanisme de défaillance particulière dans un délai raisonnablement court en un laps de temps. Cela permet de comparer les différentes technologies, les matériaux et les procédés en vue d'établir des tests de qualification. Les tests de stress permettent d'accélérer les contraintes liées aux conditions environnementales connues et / ou mécanismes de défaillance connus. Le développement de ces essais doit être guidé par les résultats des essais en plein air. Les niveaux de stress doivent accélérer les mêmes mécanismes de défaillance observés sur le terrain.

Ces tests ne sont conçus que pour fournir des normes minimales pour la construction de panneaux photovoltaïques. L'obtention d'une dose d'UV de 20 ans sur un module complet de taille serait coûteuse et longue.

III.5.1.1. Les tests de stress accéléré avec la température

La haute température étant néfaste à la fiabilité, l'augmentation de température est une des méthodes les plus couramment utilisées pour accélérer un mécanisme de rupture.

III.5.1.1.1. Relation Arrhenius

La relation d'Arrhenius est un modèle largement utilisé pour décrire l'effet que la température a sur la vitesse d'une réaction chimique simple. Cette relation peut être écrite :

$$R = \gamma_0 \exp\left(-\frac{E_a}{kT}\right) \quad (31)$$

- R est la vitesse de réaction,
- T (K) est la température thermodynamique,
- $k = 8,6171 \times 10^{-5} = 1/11605$ est la constante de Boltzmann de Boltzmann en eV/K,
- E_a (eV) est l'énergie d'activation.

Le facteur d'accélération Arrhenius est :

$$FA = \frac{R(T)}{R(T_U)} = \exp \left[E_a \left(\frac{11\,605}{T_U} - \frac{11\,605}{T} \right) \right] \quad (32)$$

- T_U est la température de l'utilisation du produit
- E_a est l'énergie d'activation quasi spécifique à réaction.

Le modèle basé sur la relation d'Arrhenius présente quelques limites. En effet, l'équation d'Arrhenius peut être utilisée pour quantifier l'effet de la température et l'éclairement variable sur le taux d'un changement de propriété. Toutefois, il ne peut pas fournir une image complète de la dégradation à long terme des modules photovoltaïques, comme d'autres facteurs de stress ou une combinaison de contraintes sont impliqués. Ceux-ci comprennent l'humidité (induisant des processus physiques et chimiques et générant une contrainte mécanique en combinaison avec la température), des cycles de température (génération de contraintes thermomécaniques), la production d'électricité (induisant des contraintes électriques et électrochimiques), et d'autres contraintes appliquées à l'extérieur (le vent, la grêle, les polluants atmosphériques).

III.5.1.1.2. Relation d'Eyring

La relation Arrhenius équation (31) a été découverte par Svante Arrhenius à partir d'observations empiriques à la fin des années 1800. Eyring [65, 66] donne la théorie physique décrivant l'effet que la température a sur la vitesse de réaction. Rédigé en termes de vitesse de réaction, la relation Eyring est :

$$R = \gamma_0 A \exp \left(-\frac{E_a}{kT} \right) \quad (33)$$

- A est fonction de la température en fonction des spécificités de la dynamique de la réaction,
- γ_0 et E_a sont des constantes de Weston et Schwarz [67].

Les applications dans la littérature ont généralement utilisé $A = (T)^m$ avec une valeur fixe de m ($m = 0$ [68], $m = 0,5$ [69], $m = 1$ [70, 71]). Le facteur d'accélération de la température de la relation Eyring est :

$$FA_E = \left(\frac{T}{T_U} \right)^m FA_{Ar} \quad (34)$$

- FA_{Ar} est le facteur d'Arrhenius d'accélération de l'équation 34.

Pour une utilisation sur des plages pratiques d'accélération de la température, et pour des valeurs pratiques de m non loin de 0, le facteur extérieur de l'exponentielle a relativement peu d'effet sur le facteur d'accélération et le terme supplémentaire est souvent abandonné au profit de la relation plus simple Arrhenius.

III.5.1.2. Les tests de stress accéléré avec l'humidité

L'humidité est une autre variable d'accélération couramment utilisée, en particulier pour les mécanismes de défaillance impliquant la corrosion et certains types de dégradation chimique. Pour une valeur fixe de l'humidité dans l'air, la saturation augmente la pression de vapeur avec la température.

$$RH = \frac{\text{pression de vapeur}}{\text{saturation-pressure de vapeur}} \quad (35)$$

Dans la plupart des applications de test où l'humidité est utilisée comme variable d'accélération, il est utilisé en conjonction avec la température.

Peck [72] présente des données et des modèles concernant la vie des composants électroniques semi-conducteurs à l'humidité et de la température.

Sur le même type d'investigations, Peck et Zierdt [73], Joyce et al. [74], Gillen et Mead [75] ont décrit une approche cinétique pour la modélisation des données de vieillissement accéléré.

LuValle, Welsher et Mitchell [76] ont décrit l'analyse des données de temps à des défaillances sur les cartes de circuits imprimés qui ont été testés à la température plus élevée que d'habitude et dues à l'humidité et à la tension.

Nelson [70] et Boccaletti et al. [68] ont examiné et comparé un certain nombre de modèles d'humidité différents.

Dans la plupart des applications où il est utilisé comme variable d'accélération, une humidité plus élevée augmente le taux de dégradation et conduit à des échecs antérieurs. Dans les applications où le séchage est le mécanisme de rupture, cependant, un environnement artificiel avec une humidité plus faible peut être utilisé pour accélérer un test.

III.5.1.3. Les tests de stress accéléré avec la photo dégradation

De nombreux composés organiques se dégradent chimiquement lors de l'exposition aux rayons ultraviolets (UV). Une telle dégradation est connue comme la photo dégradation. Cette section décrit les modèles qui ont été utilisés pour étudier la photo dégradation et qui sont utiles pour analyser les données des essais de photo dégradation accélérées. Plusieurs des idées dans cette section provenaient de premières recherches sur les effets de la lumière sur les émulsions photographiques [77] et l'effet que l'exposition aux UV a des chances de causer le cancer de la peau [78].

Des applications importantes sont obtenues, comme la prédiction de la durée de vie des produits exposés aux rayonnements UV (intempéries) et des systèmes à fibres optiques.

Il est clair que le rayonnement UV est un facteur de dégradation majeure pour les modules photovoltaïques en particulier dans leur décoloration [79, 80 et 81]. La dose totale de rayonnement UV peut être considérée comme le nombre de photons absorbés par le matériau dégradant et qui provoque sa modification chimique. Pour le module photovoltaïque, cette dégradation se traduit par la modification du module de transmission d'encapsulage qui induit une diminution du module PV caractéristique courant- tension. Cette diminution est quantifiée par la variation relative de court-circuiter le module de courant représentant le facteur de dégradation donné par Zimmerman [82] :

$$D(E) = \frac{I_{sc}(E)}{I_{sc}(E = 0)} \quad (36)$$

- $I_{sc}(E)$ est le courant de court-circuit du module PV
- E la dose de l'ultra-violet (UV).

Zimmerman [82] propose le facteur de dégradation d'expression donnée par l'équation :

$$D(E) = \frac{\int_{\lambda_{\min}}^{\lambda_{\max}} SR(\lambda)T_{cmx}(\lambda)P(\lambda)T(\lambda, E)d\lambda}{\int_{\lambda_{\min}}^{\lambda_{\max}} SR(\lambda)T_{cmx}(\lambda)P(\lambda)T_0(\lambda)d\lambda} \quad (37)$$

- $SR(\lambda)$ est la réponse spectrale de la cellule photovoltaïque,
- $T(\lambda, E)$ et $T_{cmx}(\lambda)$ représentent respectivement les transmittances de l'encapsulant et la lame de verre du module PV,
- $T_0(\lambda)$ est la transmittance non irradié PV cellule,
- $P(\lambda)$ est la densité spectrale de puissance du soleil.
- $[\lambda_{\min}, \lambda_{\max}]$ représente l'intervalle d'intégration pour la gamme de longueurs d'onde dans laquelle la réponse spectrale de la cellule photovoltaïque est non nulle.

Pour une photo dégradation $T(\lambda, E)/T_0(\lambda)$ dans le matériau d'enrobage inférieure à 70% dans l'intervalle $[\lambda_{\min}, \lambda_{\max}]$, le facteur de transmission peut être écrite :

$$T(\lambda, E) = T_0(\lambda)[1 - b_{cmx}(\lambda) \ln(1 + a_{cmx}E)] \quad (38)$$

- a_{cmx} et b_{cmx} sont des paramètres de matériaux utilisés pour la cellule photovoltaïque [82].

La relation entre la dose d'UV et le temps d'exposition t dans le spectre solaire $P(\lambda)$ est :

$$E = ct \quad (39)$$

$$\text{avec } c = \int_0^{400} T_{cmx}(\lambda)P(\lambda)d\lambda \quad (40)$$

L'intégrale est prise jusqu'à une valeur limite $\lambda = nm$ à la photo dégradation UV.

En combinant l'équation () et () et en utilisant le théorème de la valeur moyenne, l'équation obtenue pour estimer la dégradation par les UV du module PV est donnée par :

$$D(t) = 1 - n \ln(1 + a_{cmx} ct) \quad (41)$$

avec $n = b_{cmx}(\lambda)$, $\lambda \in [\lambda_{min}, \lambda_{max}]$ représente l'intervalle d'intégration pour la gamme de longueurs d'onde où la réponse spectrale de la cellule photovoltaïque est non nulle et t le temps.

Ce modèle présente une contrainte majeure du fait de son utilisation qui nécessite la connaissance des caractéristiques intrinsèques des matériaux utilisés pour la production de cellules photovoltaïques tels que a_{cmx} , b_{cmx} , $SR(\lambda)$, $T(\lambda, E)$, $TCMX(\lambda)$ et $T0(\lambda)$. La mesure de ces caractéristiques nécessite une instrumentation rigoureuse sans quoi la précision du modèle est compromise.

III.5.1.4. Tests de stress accélérés avec plus d'une variable d'accélération

III.5.1.4.1. La relation générale d'Eyring

La relation Eyring généralisée étend la relation Eyring à la section précédente , permettant une ou plusieurs variables d'accélération non thermiques (tels que l'humidité ou de la tension). Pour une accélération thermique variable X non plus, le modèle, en termes de vitesse de réaction, peut être écrite comme :

$$R = \gamma_0 \times (T)^m \times \exp\left(\frac{-\gamma_1}{k \times T}\right) \times \exp\left(\gamma_2 X + \frac{\gamma_3 X}{k \times T}\right) \quad (42)$$

- X est une fonction de la contrainte non thermique,
- les paramètres $\gamma_1 = E_a$ (énergie d'activation) et $\gamma_0, \gamma_2, \gamma_3$ sont caractéristiques du procédé physique / chimique particulier.

Dans les sections suivantes, conformément à la pratique courante : $(T)^m = 1$, en utilisant ce qui est essentiellement la relation température-accélération Arrhenius.

En particulier, le facteur d'accélération par rapport à l'utilisation des conditions T_u et X_U est :

$$FA = \frac{R(T, X)}{R(T_U, X_U)} \quad (43)$$

Supposons que T_U (heure à l'utilisation ou d'une autre température de référence) bénéficie d'un emplacement de distribution d'échelle logarithmique avec des paramètres μ_U et σ ; alors T a la même distribution log-location-échelle avec

$$\mu = \mu_U - \log[AF(temp, X)] = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \beta_3 x_1 x_2 \quad (44)$$

$$\beta_1 = E_a \quad \beta_2 = -\gamma_2, \quad \beta_3 = -\gamma_3, \quad x_1 = \frac{11605}{temp\ K}, \quad x_2 = X$$

$$\beta_0 = \mu_U - \beta_1 x_{1U} - \beta_2 x_{2U} - \beta_3 x_{1U} x_{2U}$$

III.5.1.4.2. Modèles d'accélération avec la température et la tension

De nombreux modèles différents ont été utilisés pour décrire l'effet de la combinaison de la température et de la tension lors de l'accélération.

Par exemple, Meeker et Escobar [83] ont analysé les données provenant d'une étude reliant la tension et la température à des défauts sur des condensateurs de verre. Ils ont modélisé le logarithme de la durée de vie comme une simple fonction linéaire de température et de la tension.

La relation Eyring généralisée peut également être utilisée avec $X = \log(V)$, comme indiqué dans les travaux de Boyko et Gerlach [84]. Klinger [69] a modélisé les données de Boyko et Gerlach [84] en incluant des termes du second ordre pour les deux variables d'accélération.

Pour calculer le facteur temps d'accélération avec la relation d'Arrhenius étendue avec la température et la tension, on peut suivre des étapes analogues à celles décrites dans l'équation (40) avec $X = \log(V)$, on obtient

$$R = \gamma_0 \times \exp\left(\frac{-Ea}{k \times T}\right) \times \exp\left[\gamma_2 \log(V) + \frac{\gamma_3 \log(V)}{k \times T}\right] \quad (45)$$

Encore une fois, la défaillance se produit lorsque la résistance diélectrique traverse la contrainte de tension appliquée, qui est $D(t) = \text{volt}$. Cela se produit à l'instant :

$$T(temp, volt) = \frac{1}{R(temp, volt)} \left(\frac{\text{volt}}{\delta_0}\right)^{\gamma_1} \quad (46)$$

$$AF(temp, volt) = \frac{T(temp_U, volt_U)}{T(temp, volt)} = \exp[Ea(x_{1U} - x_1)] \times \left(\frac{volt}{volt_U}\right)^{\gamma_2 - \gamma_1} \times \left\{\exp[x_1 \log(volt) - x_{1U} \log(volt_U)]\right\}^{\gamma_3} \quad (47)$$

- $x_{1U} = 11605 / (temp_U \text{ K})$ et $x_1 = 11605 / (temp \text{ K})$.
- $\gamma_3 = 0$, il n'y a pas d'interaction entre la température et la tension. Dans ce cas, AF (temp, volts) peut être pris en deux termes, celui qui implique la température seulement et un autre terme qui implique la tension seulement. Ainsi, s'il n'y a pas d'interaction, la contribution de température (tension) à l'accélération est la même à tous les niveaux de tension (niveau de température).

III.5.1.4.3. Modèles d'accélération avec la température et l'humidité

L'humidité relative de l'environnement est une autre variable qui peut être combinée avec la température afin d'accélérer la corrosion ou d'autres réactions chimiques.

Gillen et Mead [75] et Klinger [69] ont étudié les modèles cinétiques relatives au vieillissement à l'humidité.

LuValle, Welsher et Mitchell [76] ont donné les bases physiques pour étudier l'effet de l'humidité, de la température et de la tension sur les défauts des circuits imprimés. On peut aussi se référer aux travaux de Boccaletti et al. [68], Nelson [70], Joyce et al. [73], Peck [72] et Peck et Zierdt [73] pour les applications ALT impliquant la température et l'humidité.

L'équation étendue d'Arrhenius (31) appliquée avec la température et l'humidité utilise :

$$x_1 = 11605 / temp \text{ (K)},$$

$$x_2 = \log (RH) \text{ et}$$

$$x_3 = x_1 \cdot x_2$$

Où RH est une proportion désignant l'humidité relative. Le cas $\beta_3 = 0$ où il n'existe aucune interaction entre la température et l'humidité, est connu comme la «relation de Peck» et a été utilisé par Peck [72] pour étudier les défaillances de l'emballage époxy.

Klinger [69] a suggéré que le terme $x_2 = \log [RH / (1 - RH)]$ au lieu de $\log (RH)$. Cette relation de remplacement est basée sur un modèle de cinétique de corrosion.

$$RH_m = \frac{RH_{amb} * P_{sat}(T_{amb})}{P_{sat}(T_m)} \quad (48)$$

avec $p_{sat}(P_a) = 610.78 * 10^{\left(7.5 \frac{T[^\circ C]}{237.3 + T[^\circ C]}\right)}$

L'impact principal de la corrosion sur les caractéristiques électriques du module est l'augmentation de la résistance série. Le module souffrant de corrosion présente une courbe de puissance sigmoïde en fonction du facteur de contrainte appliqué.

Les résultats expérimentaux de trois essais accélérés par la chaleur humide sont utilisés pour identifier l'évolution de la puissance. On observe une courbe sigmoïde pour la puissance relative, pour laquelle on a l'équation empirique :

$$P(t,T) = \frac{1 + e^{-B}}{1 + e^{R_D(t,RH)t-B}} \quad (49)$$

- B est un coefficient à définir si on utilise le modèle de Peck modifié pour le taux de dégradation,
- R_D est utilisé pour les mécanismes qui dépendent de la température et l'humidité, comme pour la corrosion. Cette loi est construite en utilisant le modèle d'Arrhenius pour la contrainte de température et une loi de puissance pour la contrainte d'humidité relative.

Le modèle d'accélération pour lequel on a la possibilité de prendre en compte la température et de l'humidité relative est le modèle Peck :

$$R_D = A.(MM_{RH})^n . \exp\left(-\frac{E_a}{k_B T}\right) \quad (50)$$

- E_a est l'énergie d'activation (eV),
- t est le temps en heures,
- T est la température du module (K),

En faisant expérimentalement trois essais accélérés par la chaleur humide, l'énergie d'activation s'est avérée être d'environ 1,32 eV. Dans la littérature, on a constaté que l'énergie d'activation pour les matériaux polymères varie habituellement entre 0,6 et 2,0 eV [9], ce qui est cohérent avec l'énergie d'activation. La corrosion est observée lors d'un essai en chaleur humide de 1000 h à une température de 85°C et une humidité relative de 85%.

Cependant, l'essai de chaleur humide a pour but de déterminer l'aptitude des modules à supporter les effets de la pénétration de l'humidité à long terme. Les modules étant à la température ambiante, doivent être introduits dans la chambre d'essai sans préconditionnement. Les sévérités prescrites par la norme CEI 61215 sont les suivantes : température à l'essai de 85 °C (± 2 °C), une humidité relative de 85 % (± 5 %) pendant une durée de 1000 heures. L'essai doit être repris pendant une durée comprise entre 2 heures et 4 heures et le paramètre n varie entre 2 et 3. La valeur $n = 2$ sera donc considérée comme une première approximation pour le modèle.

L'humidité relative moyenne MMRH est une moyenne exponentielle de l'humidité relative des 24 dernières heures pour tenir compte du fait que l'humidité à l'intérieur du module, produit des réactions chimiques (même lorsque l'humidité relative du module diminue au cours de la journée). Il permet des réactions chimiques à des températures plus élevées.

Les paramètres A, B et E_a permettent d'ajuster la courbe aux données expérimentales à différentes températures, comme on peut le voir ci-dessous.

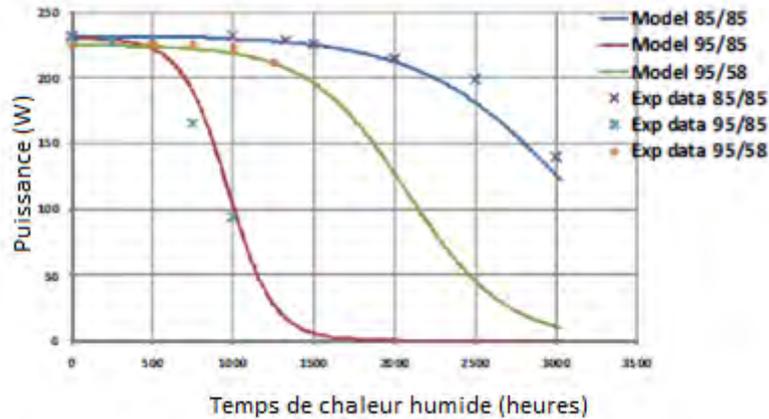


Figure 21 : Evolution de la puissance à différentes températures d'humidité et de degré d'humidité : données expérimentales

Les équations empiriques sont adaptées aux données expérimentales en ajustant les paramètres de l'équation. Une comparaison entre le modèle ajusté et les résultats d'essai sont montrés sur la figure 18). Plusieurs tests et des mesures flash ont été effectués à différentes étapes du temps (250 heures, 500 heures, 750 heures 1000 heures, etc.) avec les conditions d'essai suivantes : Chaleur 85°C 85RH, 95°C 85RH et 95°C 58RH.

Comme la température extérieure n'est pas constante, la forme de dégradation ne sera pas un simple sigmoïde, mais plutôt une combinaison complexe de plusieurs sigmoïdes à différentes températures. Par conséquent, l'évolution de la puissance extérieure ne peut pas être déterminée simplement par notre première équation.

Le facteur d'accélération $FA_{T,HR}$ entre la température T_1 pour une humidité relative HR_1 et la Température T_2 pour une humidité relative HR_2 est donnée par la relation :

$$FA_{T,HR} = \frac{K_1}{K_2} = \left(\frac{HR_1}{HR_2} \right)^n \cdot \exp \left(\frac{E_a}{R} \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1} \right) \right) \quad (51)$$

Une méthode a donc été développée pour calculer l'évolution de la puissance extérieure à partir des résultats des essais accélérés en intérieur, principe qui est donné dans la figure 21 [10]. Considérant la dégradation de la chaleur humide comme une réaction chimique, on peut introduire une étendue de la réaction X, définie comme l'état d'avancement du phénomène, qui varie entre 0 (état initial) et 1 (état final). A chaque état, l'étendue de la réaction X augmente et peut être obtenue à partir de la puissance relative :

$$X(t) = 1 - P_{\text{mod el interieur}}(t, T_{\text{testintieur}}) \quad (52)$$

Ce paramètre est utile pour effectuer une estimation itérative de l'évolution de la puissance en conditions extérieures. En prenant la température à l'instant t, T (t), et l'ampleur de la réaction à l'instant (t - Δt) X (t - Δt) on peut déterminer le temps équivalent qui serait nécessaire pour atteindre en conditions intérieures avec un Température constante T (t) la même étendue de réaction. Il correspond à la fonction réciproque du sigmoïde :

$$t_{eq}(T, X) = \frac{\log\left(\frac{1 + e^{-B}}{1 - X(t - \Delta t)} - 1\right)}{k(T(t))} \quad (53)$$

En utilisant la formule dérivée de notre fonction sigmoïde, nous avons obtenu la pente de la puissance relative du module à tout moment, à n'importe quelle température extérieure et à n'importe quelle mesure de réaction. Une fois les coefficients déterminés, la dérivée par rapport au temps équivalent peut-être exprimée par :

$$\dot{p}(t_{eq}, T) = \left(\frac{dp}{dt}\right)_{teq, T} = \frac{-(1 + e^{-B}) \cdot k(T) \cdot e^{(k(T) \cdot t_{eq} - B)}}{(1 + e^{(k(T) \cdot t_{eq} - B)})^2} \quad (54)$$

$$X(t) = X(t - \Delta t) - \left(\frac{\Delta p}{\Delta t}\right)_{teq, T} * \Delta t \quad (55)$$

$$p(t) = 1 - X(t)$$

La puissance sur la durée de vie du module, qui est de 25 ou 30 ans, peut être calculée par l'expression suivante (intégration numérique) :

$$P_{\text{exterieur}}(t) = \int_0^t \dot{p}(t_{eq}(T, X), T) du \quad (56)$$

III.5.1.4.4. Modèles d'accélération avec la Photo dégradation, la température et l'humidité

Lors de la modélisation de photo dégradation, il est souvent nécessaire de tenir compte de l'effet de la température et de l'humidité. Le modèle de réaction de vitesse équation d'Arrhénius peut être utilisé à l'échelle du temps (ou de la posologie) de la manière habituelle. L'humidité est également connue pour affecter la vitesse de photo dégradation. Parfois, le taux de dégradation sera directement affecté par la teneur en humidité du matériau dégradant. Dans ce cas, on peut utiliser un modèle tel que décrit dans Burch, Martin et VanLandingham [85] pour prédire la teneur en humidité en fonction de l'humidité relative.

La combinaison de ces termes de modèle avec le journal du total dosage UV efficace donne :

$$\log(d;CF,p)=\log [D_{Tot}(t)]+p \times \log(CF) \quad (57)$$

$$\mu = \beta_0 + \frac{Ea}{(k \times \text{temp K})} + C \times MC(RH) \quad (58)$$

- MC(RH) est un modèle de prédiction de la teneur en eau, en fonction de l'humidité relative,
- β_0 et C sont des paramètres caractéristiques du processus de dégradation des matériaux

III.5.2. Les modèles mathématiques de dégradation

III.5.2.1. Le modèle exponentiel

Vázquez [86] a développé un modèle analytique permettant d'estimer la dégradation de la puissance d'un module PV. Pour cela, il a considéré certaines hypothèses :

- La puissance du module PV sera le paramètre de référence pour évaluer les performances du module. Les garanties du module PV utilisent également ce paramètre comme référence.
- La défaillance du module PV sera définie en fonction de sa puissance nominale ou initiale. Si, à un point donné, la puissance produite par un module PV est inférieure à une valeur prédéfinie (P_{limit}) alors le module sera considéré comme ayant défaillant.
- La puissance du module PV suit une distribution gaussienne. Selon [87, 88], la densité de probabilité est donnée par :

$$p(P) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp - \frac{1}{2} \left[\frac{P-\mu}{\sigma} \right]^2 \quad (59)$$

Où P représente la puissance du module (W_p), μ est sa valeur moyenne (W_p) et σ son écart type,

- La puissance moyenne du module PV (μ) diminue linéairement dans le temps. Ainsi, elle peut être calculée par [89, 90, 91] :

$$\mu(t) = P_0 - At \quad (60)$$

Où P_0 est la puissance moyenne en W_p à $t = 0$ (la puissance nominale du module), A est un paramètre qui reflète la baisse annuelle de la puissance du module en W_p /année et t est le temps en années. Bien évidemment, la validité de l'équation 58 est limitée à t inférieur P_0/A . Une autre limitation vient de l'hypothèse selon laquelle A est constant dans le temps.

A partir de l'équation 58, il devient simple de démontrer que, pour deux années successives, la puissance du module se dégrade avec un taux fixe par rapport à sa puissance initiale :

$$\frac{\mu(n)-\mu(n-1)}{P_0} = -\frac{A}{P_0} \tag{61}$$

Le rapport A/P_0 est un paramètre en unités de temps inverse (année⁻¹), il est appelé taux de dégradation annuel. Ce modèle de dégradation linéaire est limité par l'insuffisance d'expériences disponibles dans la littérature confirmant cette hypothèse. Si on se base sur les études portant la dégradation des composants électroniques, nous pouvons considérer l'hypothèse selon laquelle le taux de dégradation est exponentiel [92,93] :

$$\mu(t) = P_0 e^{-\alpha t} \tag{62}$$

La figure 22 donne la dégradation d'un module PV en fonction du temps avec le modèle exponentiel et linéaire. Afin de ne pas augmenter la complexité des discussions, nous ne considérerons pas le taux de dégradation exponentiel ici. Cependant, il convient de noter que les deux tendances présentent une évolution très similaire au cours des 10 à 15 premières années, si des taux de dégradation annuels initiaux similaires sont supposés, et le taux de dégradation linéaire est une estimation plus pessimiste, comme le montre la figure 22.

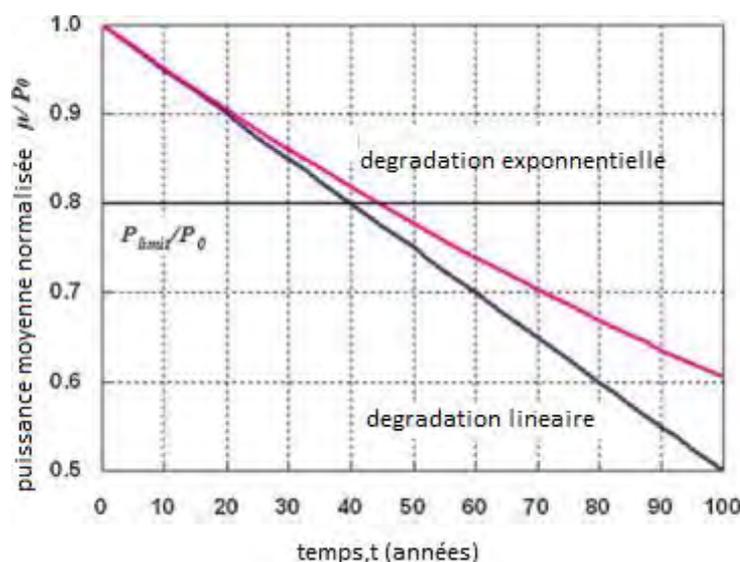


Figure 22 : Taux de dégradation linéaire et exponentielle de la puissance (dégradation annuelle initiale de 0,5%)

La deuxième dépendance temporelle de la fonction de densité de probabilité de puissance du module PV est celle de son écart-type (σ).

$$\sigma(t) = \sigma_0 + Bt \quad (63)$$

- σ_0 étant l'écart-type à $t = 0$,
- B un paramètre qui reflète l'augmentation annuelle écart-type dans W_p / an et
- t est le temps au cours des années.

Dans ce modèle, la valeur du paramètre B doit être limitée à un tiers de celle du paramètre A afin d'empêcher la puissance des modules PV de varier au fil du temps sans aucun sens physique ; en effet si $B > A/3$, la puissance de certains modules PV augmente au fil du temps. Comme dans le cas de l'équation 60, on peut affirmer que pendant deux années consécutives, l'écart-type augmente toujours d'un pourcentage donné de sa valeur initiale :

$$\frac{\sigma(n) - \sigma(n-1)}{P_0} = \frac{B}{P_0} = \text{constante} \quad (64)$$

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

Compte tenu des variations de temps, la puissance du module PV à un instant défini s'adaptera la répartition suivante :

$$p(P, t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}(\sigma_0 + Bt)} \exp \left[-\frac{1}{2} \left[\frac{P - (P_0 - At)}{(\sigma_0 + Bt)} \right]^2 \right] \quad (65)$$

La figure 23 vise à clarifier l'évolution temporelle condensée dans l'équation 63. Dans cette figure, la fonction de densité de probabilité de puissance du module PV normalisé a été représentée à cinq reprises. Deux lignes supplémentaires sont également tracées : une ligne horizontale correspondant à la limite de puissance (P_{limit}) et une ligne diminuant de façon linéaire reflétant l'évolution dans le temps de la puissance du module moyen (à savoir μ / P_0).

À $t = 0$, la puissance est distribuée autour de la puissance nominale des modules ($P / P_0 = 1$) avec un petit écart-type. Par conséquent, pour ce cas, la probabilité pour que la puissance d'un module PV est inférieure à P_{limit} est presque nulle. Pour le temps t_{50} marqué la valeur moyenne de la distribution de puissance coïncide avec la limite de courant. Ainsi, à ce stade, la moitié des modules inclus dans la distribution des pouvoirs inférieurs à P_{limit} et par conséquent ont échoué (à savoir 50% d'échec ou 50% de fiabilité). Cette fiabilité est trop faible pour un produit commercial et donc cette fois-ci devrait avoir lieu beaucoup plus tard que la période associée à la garantie de

puissance. Cette période de garantie de puissance pourrait correspondre à l'instant noté t_w sur la figure 23.

A ce moment précis, seule l'extrémité de la queue de la fonction de densité de probabilité d'alimentation du module est inférieure au seuil de limite de puissance, ce qui indique que seuls quelques modules ont échoué.

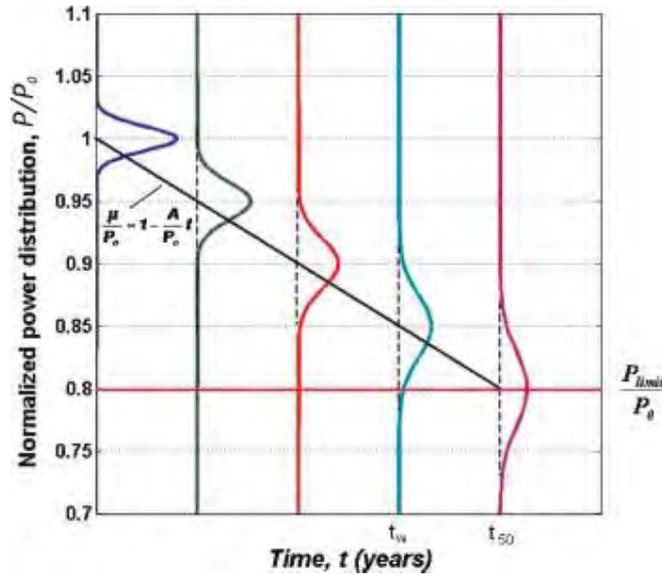


Figure 23 : Distribution de puissance normalisée

III.5.2.2. Le modèle de Pan

Pan propose le modèle de dégradation de la puissance de sortie du panneau PV donnée par :

$$\ln\left(\frac{100}{R}\right) = bt^a \tag{66}$$

- R est le pourcentage de la puissance de sortie comparée à la puissance initiale ;
- a un est associé à la durée de vie naturelle de la matière ;
- b peut être considéré comme un facteur d'accélération agrandie ou comprimer de la durée de vie du produit en raison de contraintes environnementales. Le paramètre b est une fonction des facteurs de stress. Lorsque le stress est un processus stochastique, $b(s(t))$ est le facteur d'accélération instantanée à l'instant t et la dégradation instantanée devient :

$$\frac{d \ln\left(\frac{100}{R}\right)}{dt} = b(s(t))at^{a-1} \tag{67}$$

La dégradation cumulée sur la période de temps t^* est, cela,

$$\ln\left(\frac{100}{R}\right) = \int_0^{t^*} b(s(t)) a t^{a-1} dt \quad (68)$$

D'une manière générale, la fonction $b(s(t))$ est déterminée par le modèle physique, chimique et cinétique du mécanisme de dégradation spécifique. Le processus de stress stochastique peut être modélisée par une série chronologique. L'intégration étant difficile à résoudre, on peut s'approcher de la solution à l'aide d'un facteur d'accélération moyenne, soit t^* le moment de la mesure de la dégradation, on obtient :

$$\ln\left(\frac{100}{R(t^*)}\right) = \bar{b} t^{*a} \quad (69)$$

avec $\bar{b} = \frac{1}{t^*} \int_0^{t^*} b(s(t)) dt$

La fonction Log-linéaire est souvent utilisée pour modéliser le facteur d'accélération. Par exemple, la fonction Arrhenius est connue pour la modélisation de l'effet de la température et cette fonction peut être transformée en une fonction log-linéaire sur l'inverse de la température absolue (en degrés Kelvin), à savoir :

$$\ln b = c_0 + c_1 s(t) \quad (70)$$

Où $s(t) = 1 / T(t)$ est le niveau de contrainte de température naturelle et il est fonction du temps. En combinant les équations (66) - (68), nous avons :

$$\begin{aligned} \ln\left(\frac{-\ln R(t^*)}{100}\right) &= \ln \bar{b} + a \ln t \\ &= c_0 + c_1 \frac{1}{t^*} \int_0^{t^*} s(t) dt + a \ln t^* = c_0 + c_1 \bar{s}(t^*) + a \ln(t^*) \end{aligned} \quad (71)$$

Nous pouvons appliquer la méthode des moindres carrés pour obtenir les valeurs des paramètres a , c_0 et c_1 . Cependant, la résolution de l'équation générale aboutira à une forme simplifiée qui est le modèle de dégradation générale d'un module photovoltaïque suivant

$$D(t^*) = 1 - \exp(-bt^{*a}) \quad (72)$$

Où a et b sont des paramètres qui peuvent être évalués par des essais de dégradation [94,95,96].

Le paramètre a est considéré comme constant quel que soit le niveau de sévérisation et b est variable reflétant sa dépendance sur les niveaux de sévérisation. Grâce à cette relation, nous pouvons déterminer le moment le test doit être arrêté afin de mesurer la puissance du module.

Wohlgemuth [97] a réalisé un essai de chaleur humide à une température de 85 °C et une humidité relative de 85%, ce qui correspond à la condition de sévérisation que nous préconisons et qui est celle des normes IEC 61215, IEC 61646 et IEC 62108. L'auteur a suivi la perte de puissance du module photovoltaïque pendant l'essai et a obtenu la courbe représentée sur la figure 21. Les valeurs de a et b sont respectivement estimées : $a = 3,0868$ et $b = 5,762 \cdot 10^{-12}$.

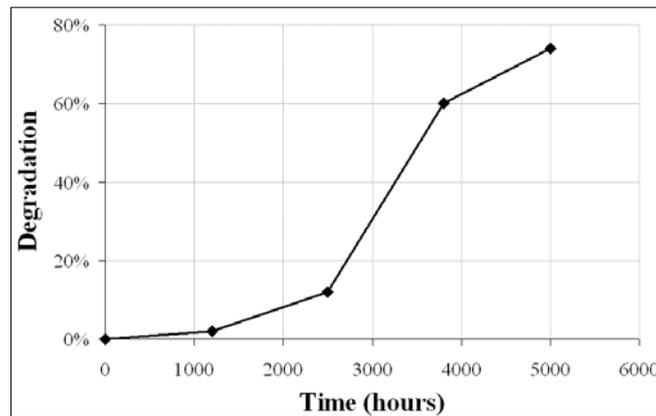


Figure 24 : Dégradation d'un module en polycristallin-Si en exposition 85°C/85%HR

Les températures prises pendant les essais ne doivent pas dépasser la température limite technologique de modules PV égale à 120 °C selon Kern [98]. L'exposition d'humidité relative 85°C / 85% HR est aussi accélérée au besoin. Ces conditions ne se produisent probablement jamais dans le monde réel et les modules ont tendance à sécher à leurs plus hautes températures, mais absorbent l'humidité à des températures plus basses. Il est difficile de juger à quelle exposition extérieure réelle, les conditions à 85°C / 85% HR pendant 1000 h représentent.

Dans une récente expérience, 10 modules de silicium cristallin qualifiés à IEC 61215 ont été exposés à 1250 heures de 85°C / 85% HR. Seulement 2 des 10 types ont passé avec succès le test étendu. D'autre part, certains modules de verre encapsulé peuvent facilement supporter plus de 2000 heures d'exposition à la chaleur humide. Ainsi, plutôt que de spécifier une durée particulière de temps, il semble approprié de tester la technologie de contrôle et de la nouvelle technologie pendant suffisamment d'heures de chaleur humide que les deux commencent à perdre une certaine puissance (disons à 90% de l'original) afin de vérifier que la nouvelle technologie n'est pas plus mauvaise et n'a aucun mode d'échec supplémentaire que la vieille technologie de module qu'il remplacera.

Pour le modèle de Peck, le paramètre b du modèle de dégradation à une température T et à humidité relative HR peut être déterminé par la relation

$$b = b_{85^{\circ}C / 85\%} \cdot e^{a \cdot n \cdot \ln\left(\frac{HR}{0,85}\right) - a \frac{E_a}{k} \cdot \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{358}\right)} \quad (73)$$

- $b_{85^{\circ}C / 85\%}$ est le paramètre b du modèle de dégradation pour une température de 358 K (85°C) et une humidité relative de 85%. Le paramètre b du modèle d'accélération est égale à $1,948 \times 10^{-9}$ pour une température de 105°C et une humidité relative de 85% et égal $1,614 \times 10^{-11}$ dans des conditions de 85 ° C / 95% HR [99].
- les constantes a et b dépendent du mode de dégradation considérée.

Ainsi, l'équation (70) et (71) donnent respectivement le modèle de dégradation due à la corrosion et à la décoloration :

$$D_{corrosion}(t) = 1 - \exp\left(-b_{corrosion} * t^{a_{corrosion}}\right) \quad (74)$$

$$D_{decoloration}(t) = 1 - \exp\left(-b_{decoloration} * t^{a_{decoloration}}\right) \quad (75)$$

où a ($a_{corrosion}$ et $a_{décoloration}$) et b ($b_{corrosion}$ et $b_{décoloration}$) sont les paramètres du modèle de dégradation. Ils sont déterminés à partir d'essais accélérés Charki et Laronde [94,95,96].

$$D_{dégradation\ module}(t) = 1 - \prod_{k=1}^n (1 - D_k(t)) \quad (76)$$

Où n est le nombre de modes de dégradation.

III.5.3. Les méthodes de translation

Pour comparer les performance des modules PV, il a été exigé pour traduire les caractéristiques I – V mesuré, d'utiliser certaines conditions standard. Le comité Électrotechnique International (IEC) a défini la condition standard de test (STC) pour des modules PV comme 1000 W/m² d'irradiance avec AM 1.5 et 25°C de température des modules.

L'IEC a aussi publié quelques procédures de correction standard (contenu dans IEC 60891) pour traduire entre différente l'irradiance et des valeurs de température.

L'IEC 60891 définit une procédure qui aide à traduire les caractéristiques I-V mesurées des dispositifs photovoltaïques à la condition standard de test (STC).

Il y a trois procédures pour corriger les caractéristiques I – V mesurées.

- La première procédure consiste en deux équations, une pour corriger le courant et l'autre pour la tension, corrigeant ainsi chaque point de la courbe I – V.

- La deuxième méthode est une méthode algébrique alternative qui donne de meilleurs résultats pour des plus grandes corrections d'irradiance (> 20 %).

Dans les deux procédures, on doit connaître des paramètres de correction ou déterminé avant la correction.

- La troisième procédure est une méthode d'interpolation qui n'exige pas de paramètres de correction

Les procédures de traduction IEC 60891 peuvent être appliquées seulement pour la variation de 20 % dans l'irradiance, l'irradiance ne devrait pas être au-dessous de 800 W/m² pour la traduction à STC mais aussi pour des températures limites (35°C).

Dans notre étude nous allons utiliser deux technologies différentes à savoir la technologie cristalline et micromorphe. Les mesures de températures réalisées sur le site d'étude montrent des températures variant de 55°C à 65°C.

Les données issues des tests en milieu naturel ont été converties aux conditions standards de test (STC) par l'utilisation de trois méthodes proposées par A. J. Anderson et G. Blaesser, ainsi que les équations issues de la norme internationale CEI 60891. Ces méthodes de translation se distinguent par le type de la technologie de la cellule solaire, le domaine restreint d'application et la gamme de l'éclairement et de la température :

- **IEC 60981** : Technologie : Cristalline ; Irradiance ≥ 800 W/m² ; température du module : 15 – 35 °C.
- **La méthode d'Anderson** : Technologie : Cristalline-Micromorphes, Irradiance : 100 – 1000 W/m² ; Module température : 25 – 75 °C
- **La méthode de Blaesser** : Technologie : Cristalline ; Irradiance ≥ 600 W/m² ;

Une différence entre les tests in situ et en milieu naturel existe et elle est attribuée à divers facteurs mais essentiellement à la non adaptation de la réponse spectrale entre le module PV et le dispositif de mesure de l'éclairement.

III.5.4. Les équations de conversion STC

Dans ce paragraphe sont listées les équations de conversion de J. Anderson [100], de G. Blaesser [101] et ainsi que les équations déjà normalisées comme CEI 60891 [102].

III.5.4.1. La méthode IEC 60981

$$V_2 = V_1 - (\beta * (T_2 - T_1)) - R_s * (I_1 - I_2) - k * (T_2 - T_1) \quad (77)$$

$$I_2 = I_1 + I_{sc,1} * \left(\frac{G_2}{G_1} - 1\right) + \alpha * (T_2 - T_1) \quad (78)$$

Il n'y a pas d'équation disponible pour la comparaison directe des puissances maximales

III.5.4.2. La méthode d'Anderson

$$V_2 = V_1 * \left(\frac{V_{oc,2}}{V_{oc,1}} \right) \quad (79)$$

$$I_2 = I_1 * \left(\frac{I_{sc,2}}{I_{sc,1}} \right) \quad (80)$$

$$P_{max,2} = P_{max,1} * \frac{G_2}{G_1} * \frac{V_{oc,1}}{[1+\gamma*(T_1-T_2)] * [1+\mu \ln\left(\frac{G_2}{G_1}\right)]} \quad (81)$$

III.5.4.3. La méthode de Blaesser

$$V_2 = V_1 + DV + R_s * (I_1 - I_2)n \quad (82)$$

$$DV = V_{oc,2} - V_{oc,1} \quad (83)$$

$$I_2 = I_1 * \left(\frac{I_{sc,2}}{I_{sc,1}} \right) \quad (84)$$

$$P_{max,2} = FF_2 * V_{oc,2} * I_{sc,2} \quad (85)$$

avec $FF_2 = FF_1 * \left(\frac{V_{mp,2}}{V_{mp,1}} \right)$

- E : irradiance ;
- T : Température ;
- FF : Facteur de remplissage ;
- Rs : résistance série Module ;
- K : Courbe facteur de compensation ;
- α : coefficient de température réduit de Isc ;
- β : coefficient de température réduit de Voc ;
- γ : coefficient de température réduit de Pmax ;
- μ : Irradiance dépendance Coefficient [103].

Seul le coefficient irradiance de dépendance μ est déduit de la référence de la littérature [104]. Dans notre cas, les valeurs des températures modérées de modules sont supérieures à 25°C et aller jusqu'à atteindre 65 °C et les valeurs d'ensoleillements de 900 à 1200 W/m². Par conséquent, la méthode IEC 60981 n'est plus applicable pour des mesures sur des sites réels pour Isc et Voc. Ceci est dû au fait que la conversion à la valeur STC avec la méthode IEC 60891 a des limitations dans le domaine d'application de matériau de cellule solaire cristalline, avec une irradiance > 700 W/m² et une température de 35°C).

Cependant chacune de ces différentes méthodes présentent des limites. Les valeurs instantanées des paramètres électriques ont été utilisées, y compris le courant de court-circuit et

la tension en circuit ouvert afin de quantifier l'effet des paramètres météorologiques sur la performance réelle des modules photovoltaïques.

Dans ce travail, nous avons utilisé une méthode de combinaison pour la translation des mesures, soit les équations suivantes :

$$I_{sc, stc} = \frac{I_1}{[1 + \alpha * (T_1 - T_2)] * \left(\frac{G_2}{G_1}\right)} \quad (86)$$

$$V_{oc, stc} = V_1 + (\beta * (T_2 - T_1)) \quad (87)$$

Pour évaluer la puissance de sortie maximale du module PV, nous avons utilisé l'équation (88) qui définit le facteur de forme (FF) et des liens de court-circuit de tension de circuit ouvert et avec la puissance de sortie maximale [105].

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{sc, stc} * V_{oc, stc}} \quad (88)$$

Le facteur de forme est la mesure de la qualité de la jonction p-n et la résistance série de la cellule photovoltaïque. Il est une fonction de la tension de circuit ouvert et la température de fonctionnement de la cellule [106]. L'expression empirique de cette relation est donnée par l'équation (89).

$$FF = \frac{V_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)}{v_{oc} + 1} \quad (89)$$

Où v_{oc} est défini comme la tension en circuit ouvert normalisées par rapport à la tension thermique. Elle est donnée par $v_{oc} = \frac{V_{oc}}{v_T}$ avec, $v_T = \frac{k_B T_C}{q}$ est la tension thermique. À partir des équations (86, 87 et 89), la puissance maximale peut être déterminée par les équations (90, 91)

$$P_{max, stc} = I_{sc} * V_{oc} * FF \quad (90)$$

$$P_{max} = \left(\frac{I_1}{[1 + \alpha * (T_1 - T_2)] * \left(\frac{G_2}{G_1}\right)} \right) * \left(V_1 + (\beta * (T_2 - T_1)) \right) * \frac{V_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)}{v_{oc} + 1} \quad (91)$$

Les données acquises sur une journée ensoleillée a été transformé en caractéristiques de sortie solaires STC en utilisant quatre méthodes de conversion proposées par J. Anderson [100], G. Blaesser [101], la méthode de combinaison et ainsi que les équations déjà normalisées comme IEC 60891 [102].

III.6. Présentation des différents sites de mesures

Durant nos travaux nous avons pu avoir des mesures sur deux sites : Burkina et Malicounda qui sont tous les deux en Afrique de l'ouest et ont à peu près les mêmes conditions météorologiques.

III.6.1. Le site d'étude du Burkina

III.6.1.1. Données climatiques

Le Burkina Faso possède un climat tropical de types soudano-sahélien (caractérisé par des variations pluviométriques considérables allant d'une moyenne de 350 mm au Nord à plus de 1000 mm au Sud-ouest) avec deux saisons très contrastées : la saison des pluies avec des précipitations comprises entre 300 mm et 1200 mm et la saison sèche durant laquelle souffle l'harmattan, un vent chaud, sec et chargé de poussière, originaire du désert du Sahara. La saison des pluies dure environ 4 mois, entre mai-juin et septembre, sa durée est plus courte au nord du pays. On peut donc distinguer trois grandes zones climatiques :

- Zone sahélienne au nord : moins de 600 mm de pluviométrie par an et avec des amplitudes thermiques élevées (15 à 45 degrés).
- Zone soudano-sahélienne entre 11°3' et 13°5' de latitude Nord. C'est une zone intermédiaire pour les températures et les précipitations.
- Zone soudano-guinéenne au sud du pays : plus de 900 mm de pluie par an et des températures moyennes relativement basses.

On distingue deux (2) saisons inégales :

- Une saison d'hivernage (Saison des pluies) de 3 à 4 mois (juin à septembre)
- Une saison sèche de 8 à 9 mois (octobre à juin).

La température ambiante varie de 16 à 45 degrés Celsius. Les modules PV étudiés sont installés sur la plateforme expérimentale du LESEE comme le montre les figures suivantes qui présentent l'histogramme des fréquences de l'irradiance et de la température des modules sur le site durant toute la période d'étude du 16/08/2014 au 31/07/2015.

Ces fréquences correspondent aux maximums mesurés sur le site. Donc pour chaque journée de mesure nous allons prendre les heures de fonctionnements mais aussi les maximums correspondants.

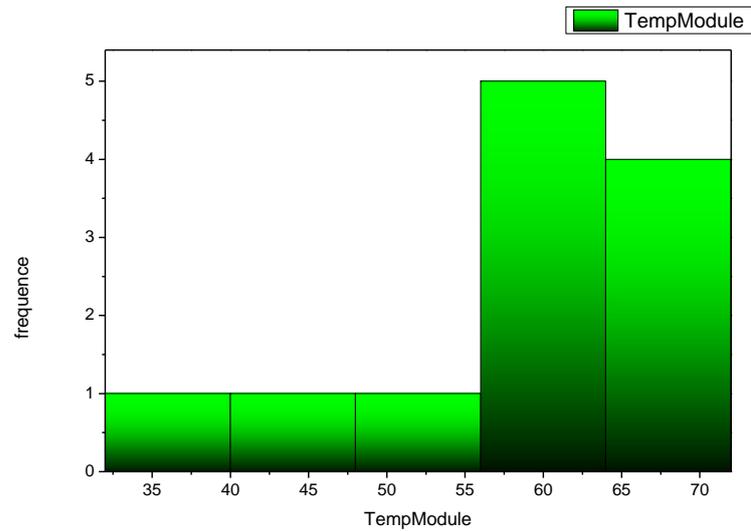


Figure 25 : La distribution des fréquences des températures au Burkina

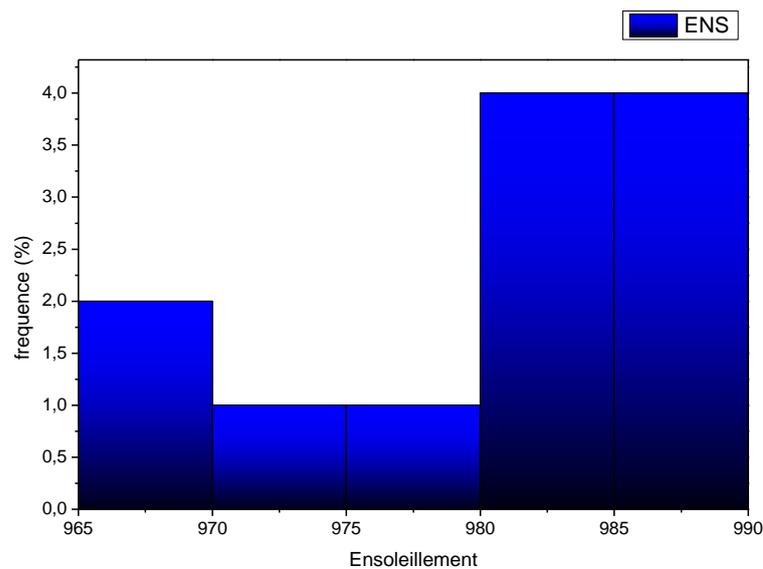


Figure 26 : La distribution des fréquences d'enseillement au Burkina

La Figure 25 présente la distribution de fréquences des températures sous lesquelles ont fonctionné les modules durant toute la période d'étude. Ces températures varient globalement de 35 à 75°C. La plage de température la plus fréquente est de 56° à 64 °C à 50 % de l'année. Elle est suivie de la plage de 65 à 72 °C de fréquence 40 %. Les plages 33° à 56°C sont dans les 10% du temps. Cela montre les fortes températures de fonctionnement sur les modules.

La Figure 26 montre globalement que la plage la plus fréquente est celle de 980 à 990 W/m² de fréquence 40 %, suivi de celle de 965 à 970 W/m².

III.6.1.2. Caractéristiques des modules étudiés

L'étude porte sur quinze modules de quatre types différents dont les caractéristiques électriques sont mentionnées sur le tableau 6 :

- 3 modules monocristallins sc-Si (VSPM50-12V),
- 6 modules polycristallins de type 1, pc-Si_1 (Sw50 RMA/D),
- 3 modules polycristallins de type 2, pc-Si_2 (VSP50P-12V),
- 3 modules micromorphes (NA-F128GK).

Les deux types de modules polycristallins se distinguent par la provenance des fabricants. Les modules de technologie cristalline (VSPM50-12V, Sw50 RMA/D, VSP50P-12V) sont tous constitués d'un seul string.

Les modules PV ont été caractérisés durant toute une année le site d'étude de Kamboinsé / Burkina Faso.

- La première période s'étend du 16 Août 2014 au 13 Janvier 2015 soit sur 5 mois environ de l'année. Au cours de cette période, les modules n'ont pas été nettoyés. Les mesures prises permettront de déterminer les taux moyens journaliers de dégradation des performances des modules recouverts par la poussière et la salissure du site. Les principales performances électriques considérées ici sont : P_{mp} , I_{cc} et V_{co} .
- La seconde période s'étend du 14 Janvier 2015 au 15 Août 2015 soit sur les 7 mois restants de l'année considérée comprenant une partie de la saison des pluies et de la saison sèche. Au cours de cette période, on expérimente différentes périodicités de nettoyage des modules PV.

Tableau 5 : Caractéristiques électriques des modules étudiés sur le site du Burkina

Technologies	Fabricant	Références	Site	Durée d'exposition	Paramètres	Valeurs
Monocristallin	Victron Blue Solar	VSP50M-12V	Burkina	1 an	Pmax (W)	50
					Vmax (V)	18
					Imax (A)	2,78
					Icc (A)	3,16
					Vco (V)	22,1
Polycristallin de type 1	Solarworld	Sw50 RMA/D			Pmax (W)	50
					Vmax (V)	18,2
					Imax (A)	2,75
					Icc (A)	2,95
					Vco (V)	22,1
Polycristallin de type 2	Victron Blue Solar	VSP50P-12V			Pmax (W)	50
					Vmax (V)	18
					Imax (A)	2,85
					Icc (A)	3,09
					Vco (V)	22,2
a-Si:H/ μ c-Si:H	Sharp solar	NA-F128GK	Pmax (W)	128		
			Vmax (V)	45,4		
			Imax (A)	2,82		
			Icc (A)	3,45		
			Vco (V)	59,8		





Figure 27 : Banc IV installé sur le site de 2IE

III.6.2. Le Site d'étude de Malicounda

III.6.2.1. Situation géographique

Le Sénégal se trouve dans l'hémisphère nord et s'étend entre 12°8 et 16°09 de latitude nord et 67°21 et 98°32 de longitude Ouest.

Le climat change du Nord au Sud, du caractère sahélien sec avec des précipitations d'environ de 300 mm au nord au caractère tropical pluvieux avec des précipitations jusqu'à 1300 mm au sud. Dans toutes les régions, les mois les plus pluvieux sont Juillet, Août et Septembre. Compte tenu de la position géographique du Sénégal, on peut considérer un niveau de rayonnement solaire assez équilibré durant l'année, mais avec des réductions pendant la saison pluvieuse. La figure suivante donne la carte du potentiel solaire en kWh/m² et par an. Elle est établie sur base d'informations tirées de Meteotest (Suisse) ainsi que de stations de mesures installées au Sénégal.

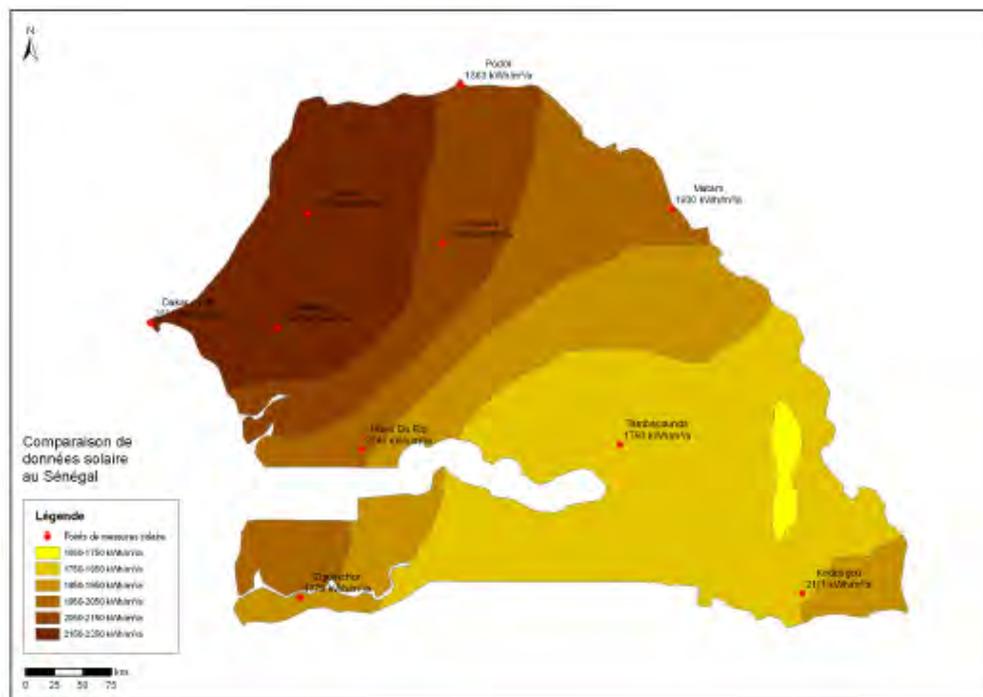


Figure 28 : Données solaires au Sénégal

Le potentiel théorique ne présente donc aucune limite à l'utilisation de l'énergie solaire. Le problème qui se pose est que l'offre en énergie varie avec l'altitude du soleil et n'est pas adaptable à la demande instantanée en énergie et en puissance des consommateurs sans moyens importants de stockage. En principe, ces systèmes de stockage (batteries, centrales hydro par accumulation de pompage, air comprimé, etc.) sont possibles mais en raison des coûts élevés, ils ne sont généralement installés que dans des réseaux isolés et pas en liaison avec des centrales

photovoltaïques connectées au réseau interconnecté. C'est à Malicounda dans le département de Mbour, à 84 km de Dakar, qu'a été inaugurée une centrale de 22 MW.

La centrale de Malicounda est implantée sur 100 hectares, dont 45 sont aujourd'hui aménagés avec des panneaux solaires qui s'étendent à perte de vue. Grâce à la technologie adoptée qui permet la conversion directe des rayons du soleil en électricité, la centrale fournira chaque année 22 MW au réseau national. Ce qui représente la consommation d'environ 9 000 concessions, comme on peut le voir sur les figures suivantes.



Figure 29 : Centrale solaire de Malicounda

III.6.2.2. Potentiel de production de la centrale solaire de Malicounda

Le parc solaire de Malicounda, appartenant à la société sénégalaise Groupe Solaria SA a une puissance installée de 22 MWc résultant de l'installation d'environ 86 400 panneaux photovoltaïques microcristallin de la puissance unitaire de 255 et 260 Wp.

Le parc photovoltaïque a été réalisé au cours de la période 2016-2017 par la société italienne Chemtech Srl solaire au nom de CGN EE Sénégal Holding, qui détient 90% des actions, tandis que les 10% restants sont répartis à parts égales Chemtech et la commune Malicounda. La première partie de la centrale a été connectée au réseau de la SENELEC le 16 Septembre 2016 (première installation photovoltaïque de grande opération en Afrique de l'Ouest) et officiellement ouverte par le Président Macky Sall le 6 Novembre, 2016 avec une grande participation de la population résidente de la région.

Après la mise en service de la deuxième phase, la centrale a été définitivement acquise par la Senelec qui fournit toute la production à une tension de 30 kV. La centrale est reliée à la sous-station Senelec Malicounda à travers un conduit souterrain d'une longueur d'environ 1500 mètres. La principale caractéristique de la configuration du système Chemtech projet est divisé en 10 sections indépendantes de 2,2 MWp chacune, reliées entre elles par un anneau MT jusqu'à ce que la livraison de la cabine réseau Senelec. La réalisation dans les sections indépendantes, ce qui dépasse le concept de la conception centralisée, permet une meilleure gestion du potentiel de production, ce qui en fait des opérations de maintenance simples et rapides, dans des environnements difficiles tels que l'on trouve dans les zones sous-équatoriale typique du Sénégal.

Tableau 6 : Production mensuelle en 2017

Mois	Puissance nominale (kWc)	Production mensuelle efficace (kWh)
Janvier	11016	1 655 936
Février	11016	1 547 574
Mars	11016	1 802 395
Avril	11016	1 800 306
Mai	11016	1 681 004
Juin	11016	1 501 510
Juillet	11016	1 553 423
Août	11016	2 244 943
Septembre	22248	2 799 283
Octobre	22248	3 151 177
Novembre	22248	2 845 778
Décembre	22248	3 530 708
Total		26 114 037

La production de la centrale est confirmée sur les valeurs de conception d'environ 37 000 MWh par an, un chiffre qui sera réduite d'environ 0,8% par an pour la perte progressive de l'efficacité attendue des modules photovoltaïques.

Au cours de 2017, la production a enregistré des valeurs mensuelles indiquées dans le tableau 6. La valeur de la production varie tout au long de la journée, comme indiqué dans la figure ci-dessous qui se réfère à la journée moyenne, avec une production d'environ 102 MWh.

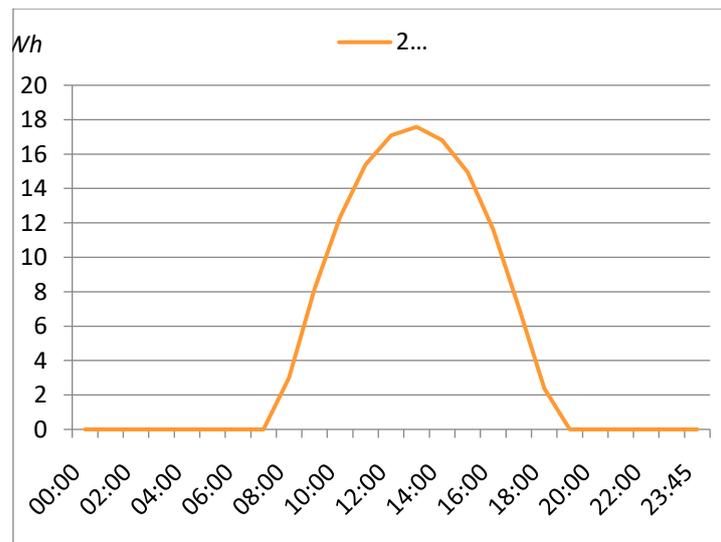


Figure 30 : Courbe de l'échantillon moyen de la production quotidienne de jour

La figure 31 représente la contribution de la production du parc solaire à la consommation de Malicounda. La production du parc solaire contribue à environ 50% de la consommation de la zone alimentée au poste de Senelec pendant la période 08 : 00 - 17 : 00.

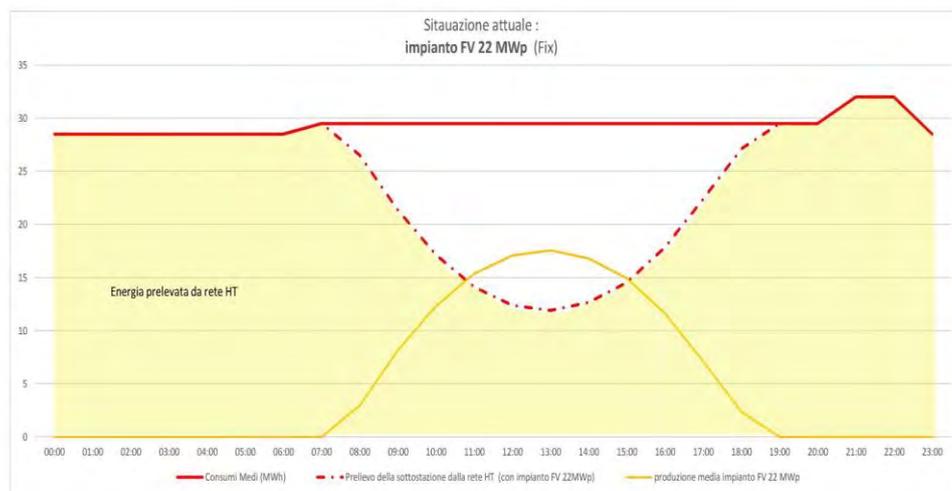


Figure 31 : La contribution de la production du parc solaire à la consommation de Malicounda

Au cours de l'année, la production varie en fonction des conditions météorologiques (heure de la journée, la couverture nuageuse, les températures maximales et les conditions de vent). Selon les valeurs statistiques traitées par le logiciel PVGIS du Centre européen de la recherche à Ispra, la production annuelle, en se référant à la première année de fonctionnement, il est évalué sur une base mensuelle comme indiqué dans le tableau 7.

Tableau 7 : Répartition mensuelle de la production actuelle

Mois	Puissance nominale (kWc)	Ventilation mensuelle du rayonnement solaire (%)	Performances mensuelles forecast (kWh)
Janvier	22248	8,30%	3104200
Février	22248	8,40%	3141600
Mars	22248	10,00%	3740000
Avril	22248	9,30%	3478200
Mai	22248	9,20%	3440800
Juin	22248	8,20%	3066800
Juillet	22248	7,70%	2879800
Août	22248	7,30%	2730200
Septembre	22248	7,20%	2692800
Octobre	22248	8,20%	3066800
Novembre	22248	8,10%	3029400
Décembre	22248	8,10%	3029400
Total		100,00%	37 400 000

III.7. Résultats des mesures sur le site du Burkina

III.7.1. Comparaison des diverses méthodes de translation

Nous avons étudié trois méthodes d'analyse de modules PV en utilisant les données d'irradiance, la température ambiante (G , T_a) et les paramètres de performance intrinsèques du module PV dans des conditions STC (I_{sc} , V_{oc} , FF) examinant la performance des modèles est effectuée en comparant les valeurs mesurées de la puissance de sortie maximale et celles calculées par les différents modèles étudiés (Fig. 32, 33, 34).

Les paramètres des données de météorologie (G , T_a) et électriques (I_{sc} , V_{oc}) ont été mesurées et recueillies par incrément d'une minute. Les données sont mesurées sur un module monocristallin de 50 W et un module micromorphe de 128 W installés au Burkina. Les caractéristiques du module PV sont données dans le tableau (8).

Tableau 8 : Les spécifications du module photovoltaïque utilisé

Paramètres	Monocristallin	Micromorphe
Puissance nominale (Watts)	50	128
Courant de court-circuit (Ampères)	3,16	3,45
Tension de circuit ouvert (Volts)	22,20	598
Surface cellule PV (m ²)	0,4104	1,421681
Nombre de cellule	36	180
Coefficient température I _{cc} (%)	+ 0,037/°C	0,07/°C
Coefficient température V _{oc} (%)	- 0,34/°C	- 0,3/°C
Coefficient température P _{max} (%)	- 0,48/°C	- 0,24/°C

Dans cette étude, trois méthodes de conversion STC de modules photovoltaïques de silicium sont présentées et analysées. La performance de la méthode a été testée sur un module photovoltaïque monocristallin 50 W et un module micromorphe de 128 W. Les modules PV ont été exposés dans un environnement réel. Les données de l'irradiance et de la température ainsi que le court-circuit de tension de circuit ouvert et du module sont utilisés dans la validation expérimentale de la méthode. La comparaison des données mesurées et standardisées par les différentes méthodes pour une année est faite sur les figures 32 ,33 et 34 et la corrélation entre ces données est présentée 35 et 36. Les résultats de la comparaison effectuée par les différents procédés sont présentés comme suit :

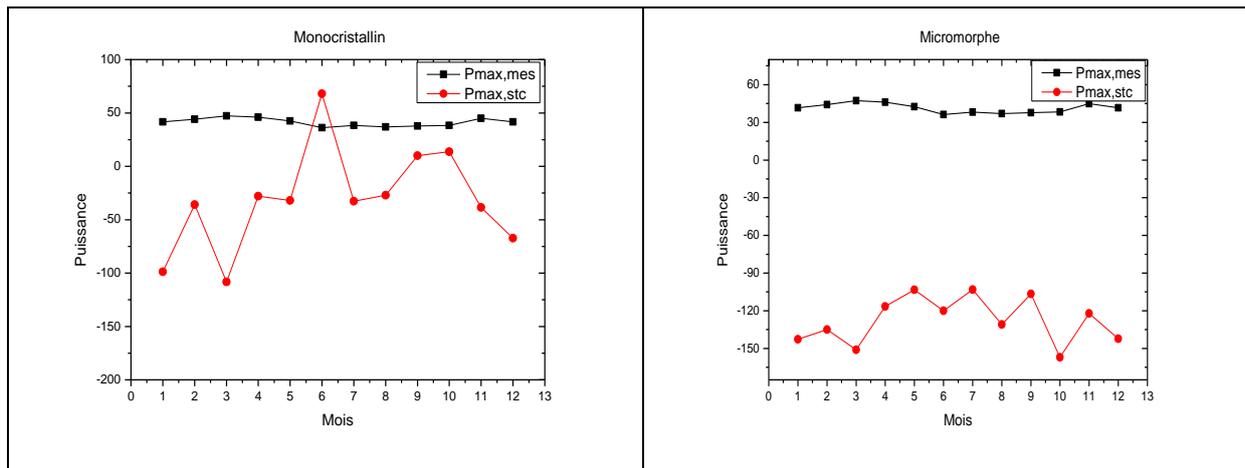


Figure 32 : Courbe de puissance maximale mesurée et translâtée obtenue avec la méthode d'Anderson.

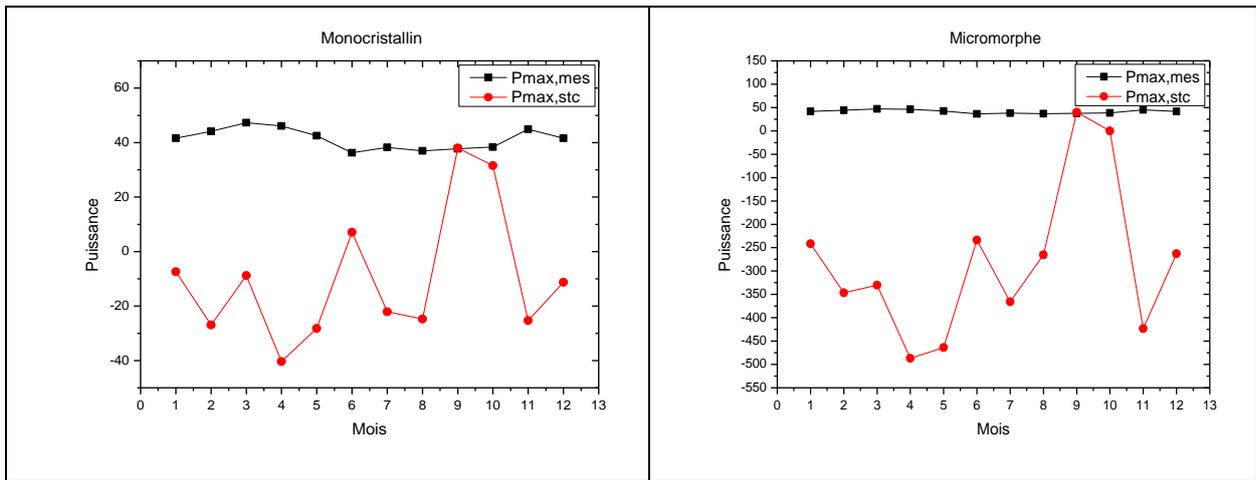


Figure 33: Courbe de puissance maximale mesurée et tradatée obtenue avec la méthode de Blaesser.

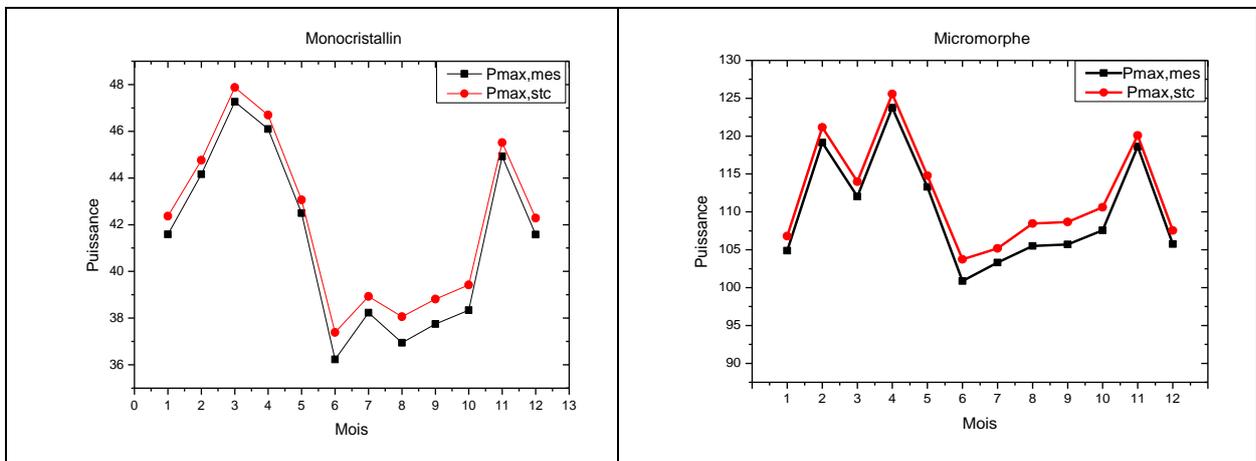


Figure 34: Courbe de puissance maximale mesurée et tradatée obtenus avec la méthode de combinaison.

L'examen des courbes de puissance mesurée et standardisée avec trois méthodes montrent bien qu'avec la méthode de combinaison, nous avons une bonne corrélation et l'erreur entre les deux courbes est très faible. La méthode de combinaison vérifie la réalité des conditions sur place pour le courant de court-circuit, la tension de circuit ouvert et de la puissance maximale. Ce qui nous permettra de travailler avec cette méthode qui est plus adaptée à notre mesure. Les mesures directes et normalisées de courant de court-circuit et de la tension de circuit ouvert mesurée sur l'année dans cette étude sont présentées. Les figures 35 et 36 montrent les mesures directes de courant de court-circuit ($I_{cc, mes}$) et de la tension en circuit ouvert ($V_{oc, mes}$) et les mesures normalisées de courant de court-circuit ($I_{sc, stc}$) et normalisée de tension en circuit ouvert ($V_{oc, stc}$).

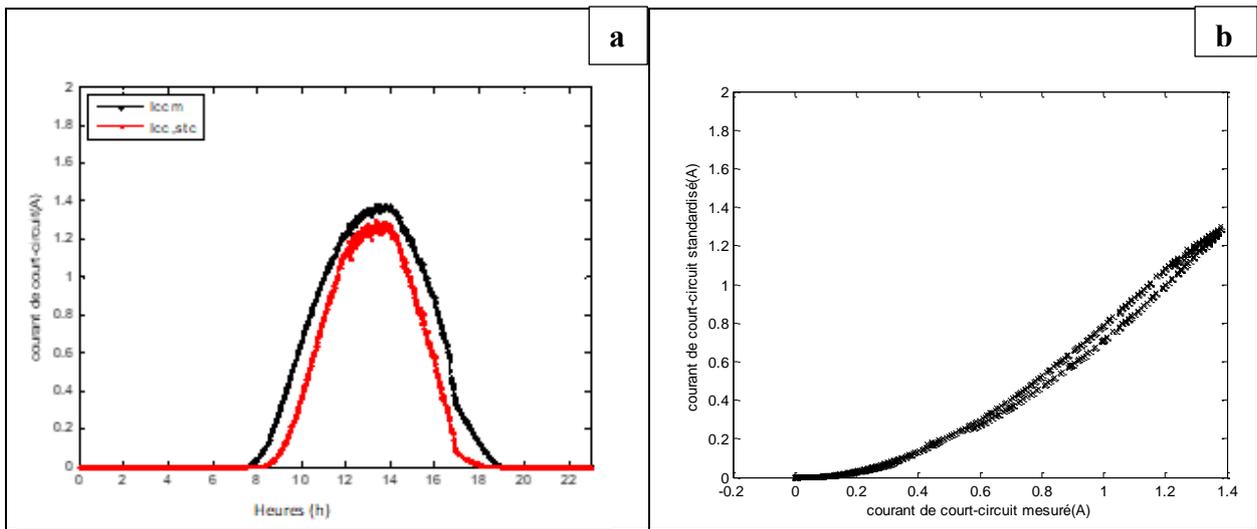


Figure 35 : Comparaison (a) et corrélation (b) entre le courant de court-circuit (I_{sc}) mesurée et tradatée avec la méthode de combinaison

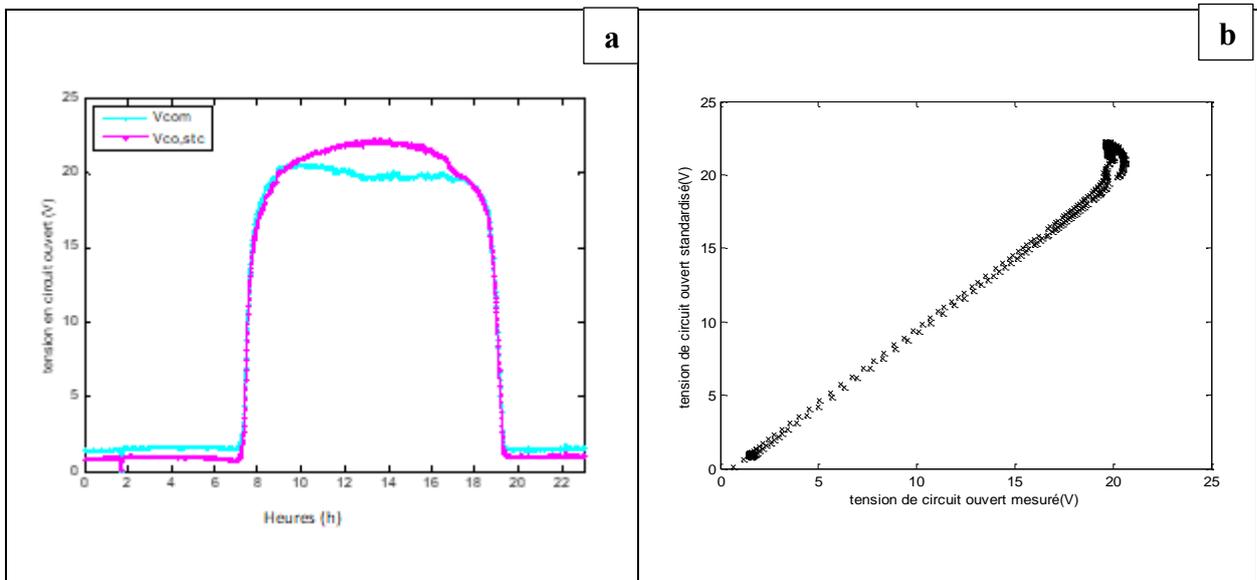


Figure 36 : Comparaison (a) et corrélation (b) entre la tension en circuit ouvert (V_{oc}) mesurée et tradatée avec la méthode de combinaison

Nous notons que lorsque le module PV commence à produire, la tension en circuit ouvert augmente rapidement pour atteindre sa valeur maximale et se maintient tout au long de la journée. Le courant de court-circuit évolue avec l'irradiation et atteint son maximum lorsque l'irradiation est maximale. La figure 35 (a) montre clairement que le courant de court-circuit mesuré varie avec le courant de court-circuit standardisé pendant la journée, malgré la variation de radiation et que les valeurs correspondant aux heures centrales de la journée devraient être utilisées. La tension en

circuit ouvert standardisé reste presque relativement constante au cours de la lumière du jour, malgré la variation en fonction de la radiation sur les trois jours étudiés comme le montre la figure 36 (a). En effet, la tension est moins dépendante du rayonnement par rapport à un courant de court-circuit. Pour chaque paramètre, la corrélation entre la valeur normalisée et modérée est estimée et présentée sur la figure 35 (b) qui montre que le courant de court-circuit mesuré varie et évolue dans le même sens que le courant de court-circuit standardisé ainsi que la tension mesurée et standardisée.

Nous avons présenté un aperçu de la littérature rapporté sur la dégradation du module PV. L'article de Jordan et al sur la "Technologie et tendances climatiques dans la dégradation Module PV" [107] a fourni un cadre de référence et qui nous a aidé à analyser nos données. Nous avons beaucoup comparé et validé les résultats de notre analyse avec ceux de la Jordanie et al.

Dans l'ensemble, la littérature disponible a été une excellente source de référence pour nous et nous avons essayé de suivre les procédures et les lignes directrices énoncées dans la littérature aussi loin que possible. Une revue des différentes modes de dégradation des modules photovoltaïques a été présentée.

La méthode d'Anderson, la méthode de Blaesser et la méthode de combinaison sont comparées en utilisant les données d'une année et la corrélation entre les données mesurées et celles standardisées en utilisant chaque méthode sont analysés. Les résultats ont démontré que la méthode de combinaison a une bonne précision dans la conversion STC de la performance du module PV dans différentes conditions climatiques et technologiques.

La méthode de combinaison utilise les données de l'irradiance et les paramètres de température et de performances dans des conditions STC de modules PV pour prédire la puissance de sortie maximale. Par conséquent, il est essentiel de fournir des données météorologiques fiables avant de concevoir des systèmes d'alimentation photovoltaïque.

III.7.2. Distribution statistique des taux de dégradation de puissance des modules

Une prévision précise sur la livraison d'énergie au cours du temps est d'une importance vitale pour le déploiement et la croissance de l'industrie photovoltaïque. Il y a deux principaux facteurs de coût. Le premier est l'efficacité avec laquelle la lumière du soleil est convertie en énergie électrique et l'autre est la façon dont ce rapport est tenu par rapport au temps. Le paramètre pour la quantification de la baisse de la puissance par rapport au temps est connu comme le taux de dégradation du module.

Comme indiqué précédemment, les données d'IV mesurées des différents modules ont été extrapolées à des conditions de test standard de manière à nous permettre de comparer leur performance actuelle de leur performance initiale au moment de l'installation (en fonction des notes de la plaque signalétique) qui nous conduit à les taux de dégradation en pourcentage des différents paramètres électriques tels que la puissance de sortie (P_{max}), courant de court-circuit (I_{sc}) et de la tension en circuit ouvert (V_{oc}). Nous allons présenter l'influence de la technologie sur la dégradation de la puissance des modules PV au silicium cristallin et celle des technologies de couches minces. Nous allons discuter de la dégradation des paramètres électriques (P_{max} , I_{sc} , V_{oc} , FF) par rapport à la technologie.

Les taux de dégradation observés lors de l'étude sont présentés dans la suite. Une analyse similaire a été effectuée par Jordan et al. [107], qui avaient compilé des données provenant de diverses sources. Il convient de noter que, dans notre étude, nous avons inspecté des modules de différentes technologies du site du Burkina mais aussi sur des périodes différentes afin de comprendre l'influence du climat sur les modules puisque le but était d'évaluer les mécanismes de dégradation. Par conséquent, les taux de dégradation rapportés dans cette étude ne sont pas les taux typiques de dégradation d'une technologie particulière, mais plutôt les taux de dégradation observés pour les modules étudiés présentés sur ce site.

Les modules PV ont été caractérisés durant toute une année suivant un protocole expérimental qui tient compte des deux saisons (sèche et pluvieuse).

- La première période correspondant à la saison sèche, les modules n'ont pas été nettoyés. Les mesures prises permettront de déterminer les taux moyens annuels de dégradation des modules. Les principales performances électriques considérées ici sont : P_{mp} , I_{cc} , V_{co} et FF
- La seconde période, correspondant à la fois à la saison sèche et la saison des pluies on expérimente différentes périodicités de nettoyage des modules PV (journalières, hebdomadaires/ saisonnières) et méthodes (à sec ou à l'eau).

Une étude sur l'effet de la poussière et la périodicité de nettoyage des différents modules a été faite au Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE, 2iE). L'étude vise la détermination de la périodicité et de la méthode optimales de nettoyage de chaque type de module en fonction de la saison.

Un protocole expérimental a été mis en place et suivi pendant une année. Les principaux résultats obtenus se déclinent comme suit :

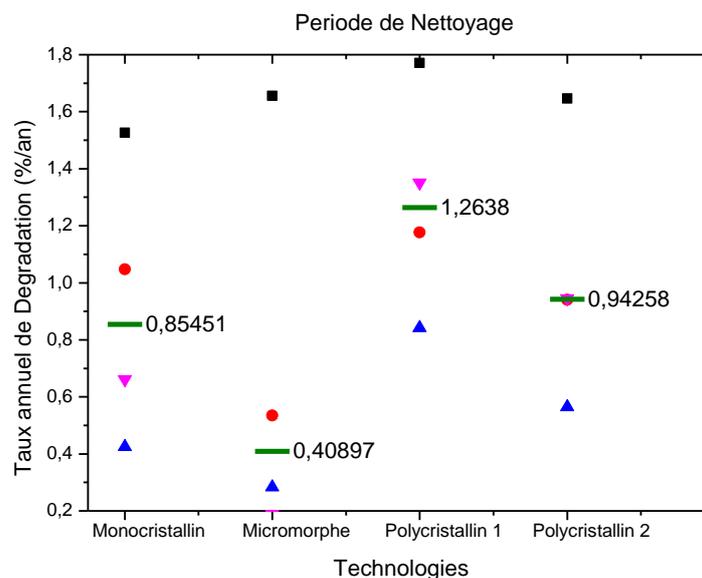
- De façon générale l'influence de la salissure sur les performances de toutes les technologies étudiées, diminue lorsque l'irradiance solaire augmente. Les modules sont donc moins

affectés par la salissure sous fort éclairement, Ce constat était déjà fait dans les travaux de Maluta qui ont montré dans leur zone d'étude, qu'au-delà de 700 W/m², la salissure influe très peu sur la puissance maximale des modules alors qu'en dessous de 400 W/m², la chute constatée était d'environ 25 % de la puissance initiale. Or les analyses montrent globalement sur l'ensoleillement, la plage la plus fréquente est celle de 980 à 990 W/m² à 40 % du temps, suivi de celle de 965 à 970 W/m².

- En période sèche, les modules cristallins doivent être nettoyés à l'eau une fois par semaine et les modules micromorphes une fois environ toutes les trois semaines. Dans ces conditions, les gains annuels d'énergie nonobstant le coût du nettoyage, sont au minimum de 5 %, par rapport aux modules non nettoyés,
- En période pluvieuse les profits engendrés par un nettoyage régulier des modules sont très faibles. On peut globalement retenir que les modules n'ont pas besoin d'être nettoyés dans cette période.

III.7.3. Influence de la technologie des modules PV sur la dégradation de la puissance

Le taux annuel de dégradation P_{max} pour les différentes technologies est montré à la médiane de la barre transversale. Il est évident que le taux de dégradation pour le poly cristallin 1 est supérieure suivi du poly cristallin 2 et du monocristallin pendant les périodes de nettoyage et sans nettoyage. L'étude montre dans le cadre général que durant presque toute l'année nous avons la technologie micromorphe qui présente le taux de dégradation le plus faible par rapport aux autres technologies, 0,4 % en période de nettoyage et 1,5% en période pluvieuse.



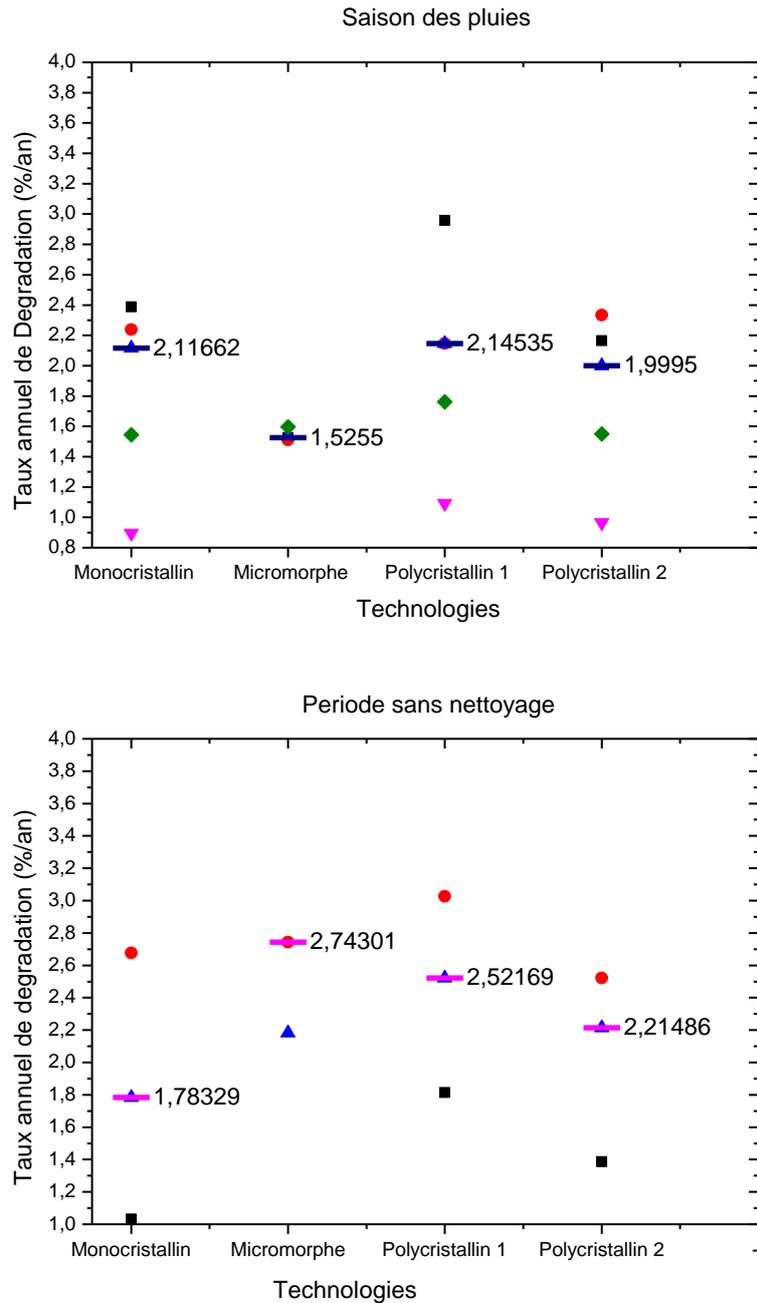


Figure 37: Influence de la technologie des modules PV sur la dégradation de la puissance

Pour la période sans nettoyage les valeurs maximales de dégradation ont toutes été obtenues pour le module micromorphe qui semble donc être la technologie la plus affectée par la salissure sur le site (2,7 %). En d'autres mots, la poussière bloque la majorité des photons de longueurs d'onde comprises entre 400 et 800 nm. Par ailleurs comme le montre leur réponse spectrale, les modules en couches minces n'absorbent pratiquement que les photons de faibles longueurs d'onde situées

dans la plage de 400 à 800 nm. Il est donc normal qu'en cas d'encrassement par ce type de poussière, que la chute de puissance soit plus prononcée pour les modules à couches minces en général et en l'occurrence ici pour les modules micromorphe.

Donc on peut dire que la dégradation diffère d'un module à un autre. Chaque module présente un comportement qui lui est propre.

La saison des pluies correspond au période où on a des dégradations beaucoup plus importantes car à cette période de l'année en Afrique de l'ouest les températures sont beaucoup plus élevées ce qui joue un effet négatif sur les modules en termes de production. Car comme on le sait, les modules sont caractérisés pour des températures de 25°C et pour chaque degré de plus de cette dernière on perd 0.4 % de la puissance.

La diminution de l'influence de la salissure sur les performances à fort éclairement, constatée en saison sèche n'est plus observée ici pour tous les modules. Par ailleurs, le micromorphe n'apparaît plus en saison pluvieuse, comme la technologie la plus affectée par la salissure. De plus, l'effet autonettoyant de la pluie sur un module sera moins ressenti pour une fine pluie qui a contrario peut contribuer à l'encrassement des modules. En effet ces fines gouttelettes d'eau vont rendre la poussière pâteuse augmentant ainsi son adhérence sur la surface des modules.

La dégradation importante du polycristallin 1 par rapport à la monocristalline et au polycristallin 2 est due à sa grande résistance série.

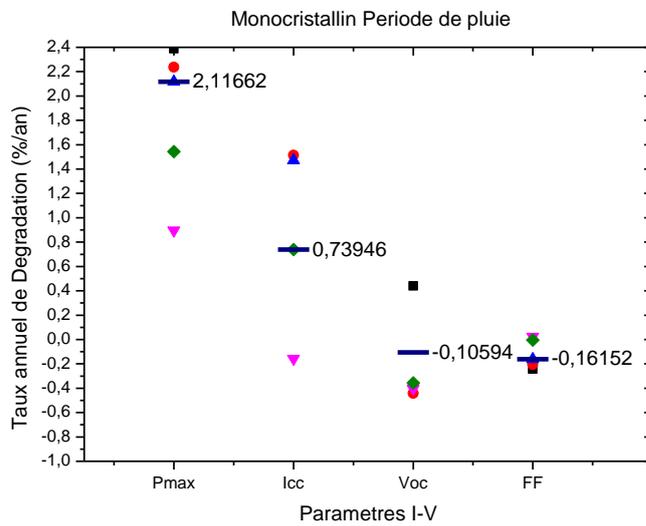
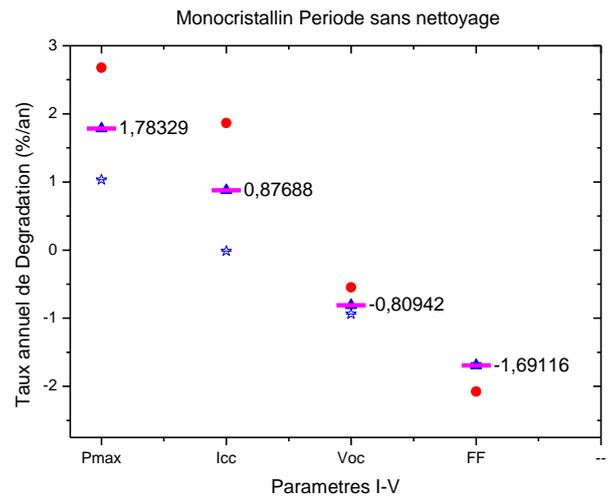
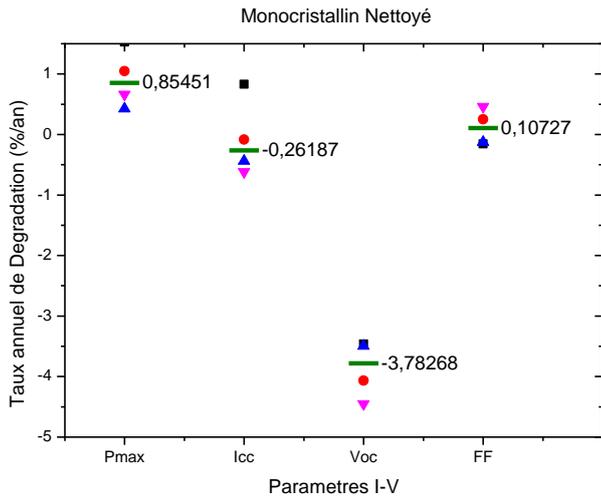
Il est évident que le taux de dégradation pour le polycristallin 2 est légèrement supérieure au monocristallin ce qui est vérifié par l'analyse effectuée par Jordan et al. [107], mais cela n'est pas le cas en période sans nettoyage.

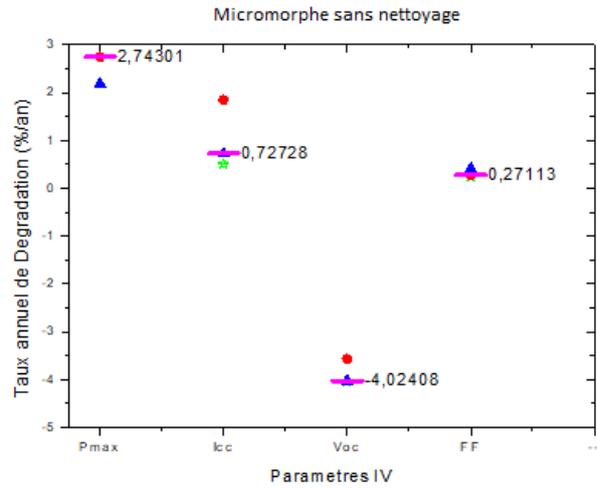
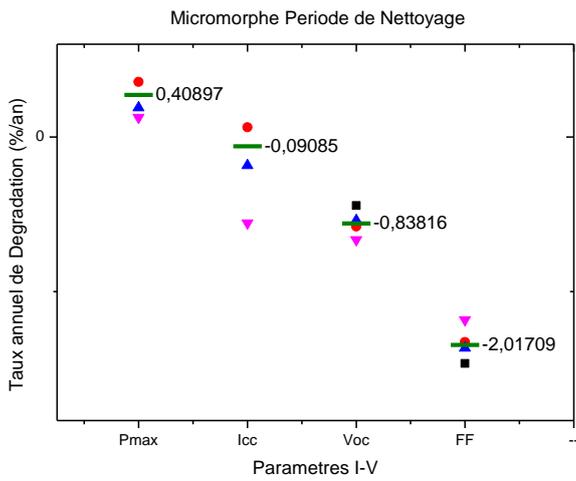
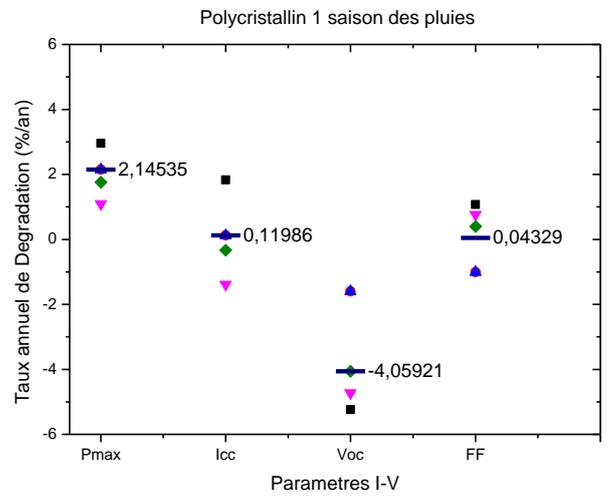
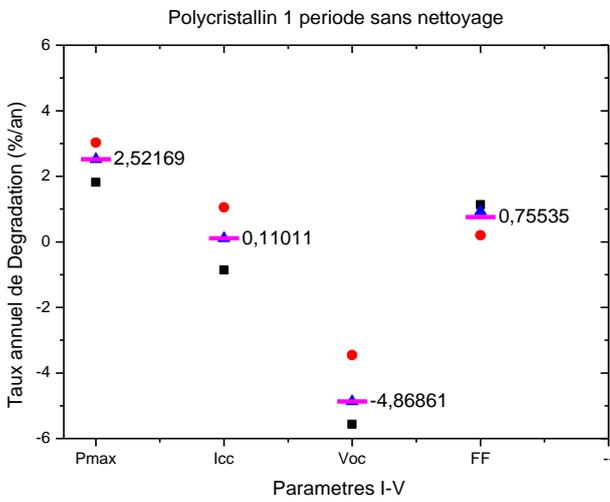
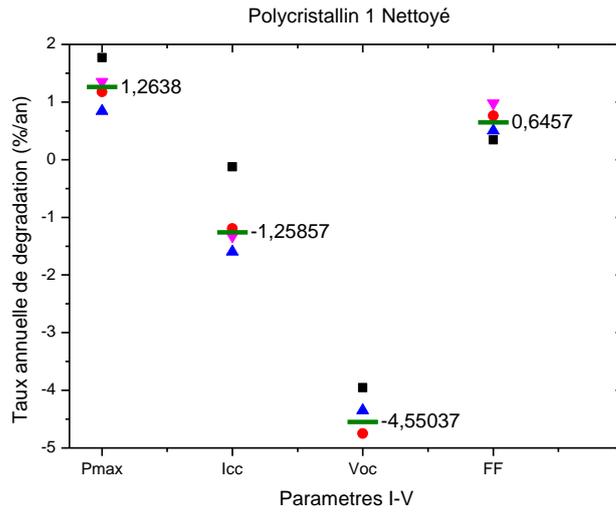
Nous avons pris les caractéristiques courant-tension de chaque module étudié, et ensuite corrigé cette courbe à des conditions de test standard. De la courbe IV corrigée, nous sommes arrivés à la puissance maximale STC dénommé P_{max} , et nous avons comparé cette puissance à la puissance nominale donnée dans la plaque du module pour arriver au taux de dégradation annuel.

Nous présentons le taux annuel de la dégradation P_{max} et l'influence des caractéristiques IV dans la sous-section ci-dessous, après que nous avons discuté de la variation de la dégradation de P_{max} à travers diverses technologies et dans diverses périodes de l'année.

III.7.4. La dégradation des paramètres I – V (I_{sc} , V_{oc} & FF)

L'intérêt est de comprendre comment la dégradation des paramètres I-V diffère d'une technologie à une autre et par période. La figure 38 montre la dégradation de P_{max} , I_{sc} , V_{oc} et FF des technologies du monocristallin, des polycristallins 1 et 2 et du micromorphe.





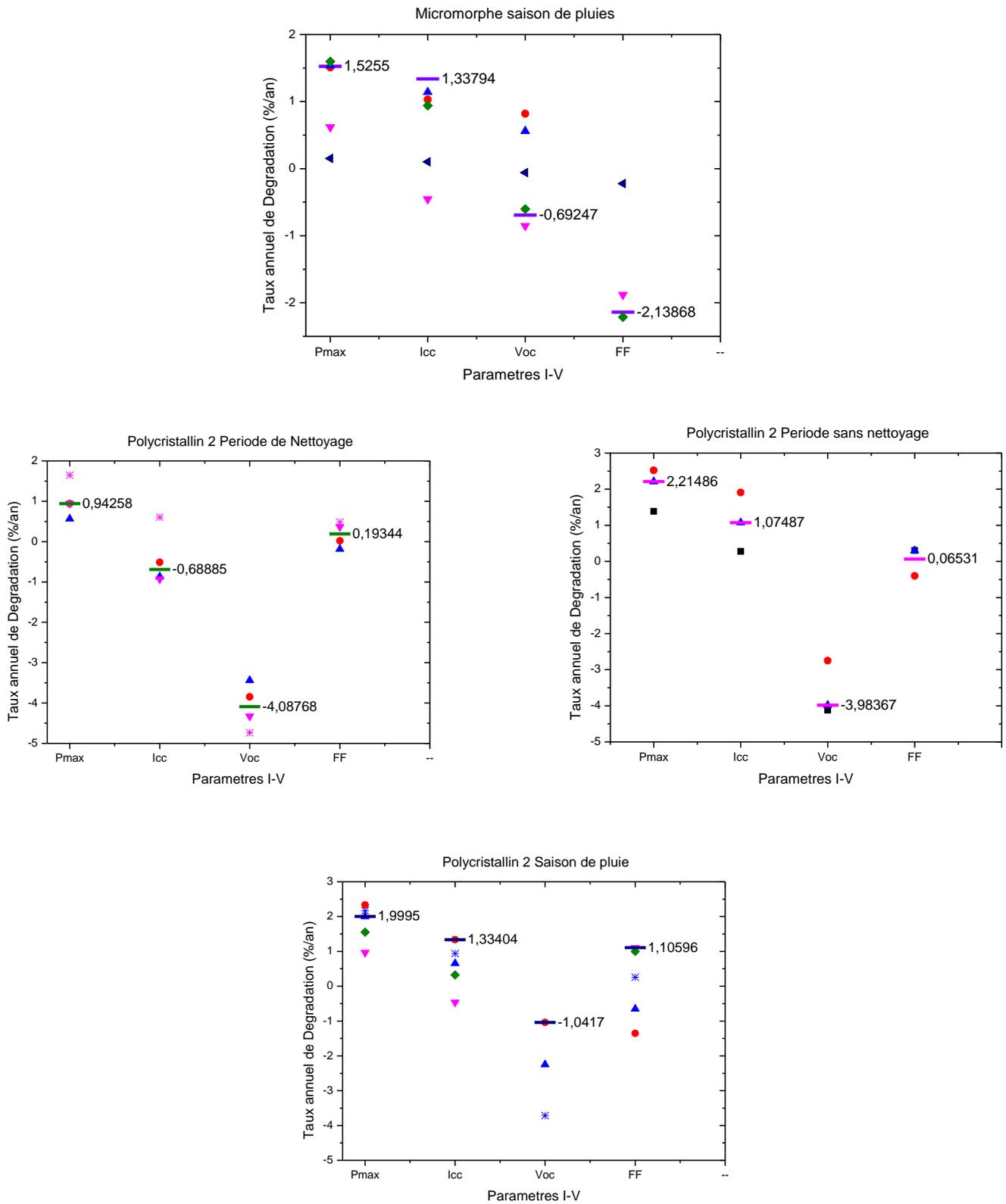


Figure 38: La dégradation des paramètres I-V (Isc, Voc & FF) pour différentes technologies de modules PV

D'après les résultats, on peut voir que les modules micromorphes présentent un taux de dégradation de 0,4 % moins importante que les modules monocristallins et polycristallins 2 respectivement 0,8% et 0,9% pendant les périodes de nettoyages et un taux de dégradation de 2,7 % pour les modules micromorphe et des taux variant de 1.7 %, 2,2 % et 2 ;5 % pour les modules % monocristallins, polycristallins 2 et polycristallins 1 pendant les périodes sans nettoyages ou les modules accumulent trop de poussières. Ces résultats montrent que les modules ont besoin d'être nettoyé mais pas avec beaucoup d'eau pour éviter l'humidité ce qui permettra d'avoir un meilleur rendement.

Le monocristallin et le polycristallin 2 affichent une tendance similaire dans laquelle la plus haute dégradation de P_{max} est le plus étroitement corrélée à la dégradation de I_{sc} , suivie par FF et enfin V_{oc} , qui se dégrade peu pendant les périodes sans nettoyage et pendant la saison des pluies. Cette dégradation peut être due aux fortes chaleurs observées sur le site de mesure. L'effet de la température à un effet négatif sur la production, elle accélère en même temps la dégradation. Une dégradation d' I_{sc} peut être attribuée à la délamination, la décoloration et la fissuration des cellules individuelles tandis qu'un plus petit pourcentage peut être attribué à la dégradation induite par la lumière et les salissures. Beaucoup moins la dégradation provient de FF, généralement associé à la corrosion et de la soudure liaison rupture. Des résultats similaires, sont obtenus par Jordon et al. [107].

Cependant, pour les technologies de silicium (monocristallin, le polycristallin 2) la dégradation du courant de court-circuit est très élevée par rapport aux autres paramètres électriques et pour les technologies micromorphes c'est la dégradation du FF qui est le plus importante pendant les périodes sans nettoyage.

Le module micromorphe qui semble donc être la technologie la plus affectée par la salissure sur le site vu la valeur très élevée du FF entraînant ainsi une augmentation de l' I_{sc} . Pour le polycristallin 1, la dégradation du FF est plus importante sur toutes les saisons ce qui prouve sa grande résistance série.

La résistance série dans une cellule solaire a trois causes : premièrement, le mouvement du courant à travers l'émetteur et la base de la cellule solaire ; deuxièmement, la résistance de contact entre le contact métallique et le silicium ; et enfin la résistance des contacts métalliques supérieurs et arrière. L'impact principal de la résistance en série est de réduire le facteur de remplissage, bien que des valeurs excessivement élevées réduisent également le courant de court-circuit. La résistance série n'affecte pas la cellule solaire à la tension de circuit ouvert puisque le flux de courant global à travers la cellule solaire, et par conséquent, la résistance de la série est nulle. Cependant, près de la tension en circuit ouvert, la courbe IV est fortement

appliquée par la résistance en série. Une méthode directe d'estimation de la résistance en série à partir d'une cellule solaire est de trouver la pente de la courbe IV au point de tension en circuit ouvert.

Une équation pour le FF en fonction de la résistance en série peut être déterminée en notant que pour des valeurs modérées de résistance en série, la puissance maximale peut être approximée en tant que puissance en l'absence de résistance en série moins la puissance perdue dans la résistance de la série.

Des études ont montré que l'augmentation de l'humidité entraîne une augmentation de la résistance série du module et par conséquent une diminution de la puissance maximale du module. Ce qui est observée pendant les périodes de nettoyages ou la dégradation du FF est plus important que l' I_{sc} pour la technologie cristalline nettoyée une fois par semaine avec de l'eau contrairement au micromorphe qui sont nettoyées une fois tous les 3 semaines.

Donc une périodicité de nettoyage beaucoup plus large doit être observée pour la technologie cristalline. On remarque de façon générale que l'influence de la salissure sur les performances de toutes les technologies étudiées, diminue lorsque l'irradiance solaire augmente. Les modules sont donc moins affectés par la salissure sous éclairage fort.

Ce constat était déjà fait dans les travaux de Maluta et al qui ont montré dans leur zone d'étude, qu'au-delà de 700 W/m^2 , la salissure influe très peu sur la puissance maximale des modules alors qu'en dessous de 400 W/m^2 , la chute constatée était d'environ 25 % de la puissance initiale.

III.8. Conclusion

D'après les données sur les modules présentés ci-dessus, on peut conclure que la diminution de la puissance de sortie des modules de silicium cristallin est principalement due à la dégradation dans le courant de court-circuit. Cela se produit probablement à cause de la dégradation physique de l'encapsulant comme la décoloration et à la délamination, et est décrit plus en détail dans le chapitre suivant. Nous avons également constaté que le taux de dégradation des modules est plus grand dans les périodes chaudes et pendant les périodes sans nettoyages. Ceci est encore susceptible d'être due à une dégradation accélérée d'encapsulation à température élevée.

La caractérisation des modules PV en condition réelle est utile pour le choix des technologies surtout en Afrique où les climats sont chauds et secs parfois accompagnés de poussières. En effet, l'augmentation de la température et la poussière ont un impact négatif sur

la puissance de sortie des modules, cela est plus visible avec les grandes installations ou on peut perdre plusieurs dizaines d'années de mégawatts. En effet, dans la mesure où plusieurs dizaines d'années de mégawatts peuvent être concernés, les pertes de puissance dues à la température et les conditions environnementales peuvent devenir assez grandes pour mettre en péril la réussite du projet. Malgré les progrès réalisés dans la dernière décennie, plusieurs questions intéressantes, telles que la linéarité et l'impact précis du climat, ne sont pas une réponse satisfaisante. Néanmoins, le nombre de publications sur la performance à long terme a connu une croissance rapide ces dernières années, ce qui reflète l'importance du sujet.

Il est l'espoir des auteurs que cette tendance se poursuit de telle sorte que l'information accrue peut mieux orienter le développement de tests accélérés. Enfin, il peut maintenant être une expérience sur le terrain cumulé pour soutenir les garanties à long terme.

III.9. REFERENCES

- [1] Munoz M. A., Alonso-García M.C., Nieves Vela, Chenlo F. *Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions*. Solar Energy 85,2011, 2264–2274.
- [2] Vazquez M., Ignacio R. S. *Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2008; 16:419–433.
- [3] Chris Barry, “Why Glass Sometimes Breaks”, Presented at *Photovoltaic Module Reliability Workshop 2011*, Golden, Colorado, USA, 2010.
Available: http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/pvrw2010_barry.pdf [Accessed March 14, 2014].
- [4] John Wohlgemuth, Daniel W. Cunningham, Andy Nguyen, George Kelly and Dinesh Amin, “Failure Modes of Crystalline Silicon Modules”, Presented at *Photovoltaic Module Reliability Workshop*, Golden, Colorado, USA, 2010.
Available:http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/pvrw2010_wohlgemuth_silicon.pdf.
[Accessed March 14, 2014].
- [5] Dr. Thomas Friesen, “Failures of Thin Film PV Modules: Field Experience”, in *Proceedings of the Thin Film PV Reliability Workshop*, Golden, Colorado, USA, 2013.
Available:
http://www.nrel.gov/ce/ipvmqa_task_force/pdfs/2013_thinfilm_wkshp_friesen.pdf
[Accessed March 14, 2014].

- [6] Kazuhiko Kato, “PV Module Failures Observed in the Field – Solder bond and bypass diode failures”, in *Proceedings of the Photovoltaic Module Reliability Workshop*, Golden, Colorado, USA, 2012.
Available:http://ieapvps.org/index.php?id=223&eID=dam_frontend_push&docID=1275. [Accessed March 14, 2014].
- [7] Steven J. Durand, “Attaining thirty-year photovoltaic system lifetime”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 2, pp. 107-113, 1994.
- [8] Shawn A. Fahrenbruch, Solar Bypass Diodes: Then and Now (Part 2) [online], Available: <http://www.photovoltaic-production.com/1907/solar-bypass-diodes-then-and-now-part-2/>, [Accessed Feb. 10, 2014].
- [9] M. A. Quintana, D. L. King, T. J. McMohan and C. R. Osterwald, “Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules”, in *Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, 2002, pp. 1436-1439.
- [10] P. Hülsmann, M. Heck, & M. Köhl, “Simulation of Water Vapor Ingress into PV – Modules under Different Climatic Conditions”. *Journal of Materials*, 2013,
Available : <http://www.hindawi.com/journals/jma/2013/102691>. [Accessed March 14, 2014].
- [11] Wohlgemuth J.H., Kurtz S. “Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic’s Progress Toward Grid Parity”. *IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey*, California, April 10-14, 2011.
- [12] Commission Electrotechnique Internationale (CEI). *Standard IEC61215: Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules*. Design Qualification and Type Approval IEC Central Office, Geneva, Switzerland, 2005.
- [13] Wohlgemuth J., Cunningham D., Nguyen A.M., Miller J. “Long Term Reliability of PV Modules”. *Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 1942-1946, 2005.
- [14] Michael Kempe, Matt Reese, Arrelaine Dameron, Thomas Moricon, “Types of Encapsulant materials and physical differences between them”, in *Proceedings of the NREL PV Reliability Workshop*, Colorado, 2010. Available : http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/pvrw2010_kempe.pdf [Accessed March 14, 2014].
- [15] W. W. Holley and S. C. Argo, “Advanced EVA based encapsulants: Final Report- January 1993 – June 1997”, National Renewable Energy Laboratory, Tech. Rep. NREL/SR-520-26296, 1998.

- [16] A. W. Czanderna and F. J. Pern, “Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review”, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 43, pp. 101-181, 1996.
- [17] Keith R. McIntosh, Nick E. Powell, Ann W. Norris, James N. Cotsell and Barry M. Ketola, “The effect of damp heat and UV aging tests on the optical properties of silicone and EVA encapsulants”, in *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19, 2010, pp. 294 – 300.
- [18] M. D. Kempe, T. J. Moricone, M. Kilkenny, J. Z. Zhang, “Accelerated Stress testing of hydrocarbon based encapsulants for medium CPV applications”, in *Proceedings of the 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Philadelphia, 2009, pp. 1826-1831.
- [19] Tsuyoshi Shioda, “Delamination failures in long-term field-aged PV modules from point of view of encapsulants,” in Proceedings of the Photovoltaic Module reliability Workshop, Colorado USA, 2013. Available : http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/pvmrw13_openingsession_shioda_mitsui.pdf [Accessed March 14, 2014].
- [20] N.G. Dhere and M.B. Pandit, “Study of delamination in acceleration tested PV Modules”, in Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Munich, 2001, pp. 572 – 575.
- [21] Carr AJ, Pryor TL. A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates. *Solar Energy* 2004; 76:285–294. DOI: 10.1016/j.solener.2003.07.026.
- [22] Merten S. In situ monitoring of outdoor degradation with Variable Illumination Measurements, European Photovoltaic Industry Association, IP Performance Final Forum, Malaga, Spain, December 2009.
- [23] Chianese D, Friesen G, Pasinelli P, Pola I, Realini A, Cereghetti N, Bernasconi A. Direct performance comparison of PV modules. Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Milan, Italy, 2007; 2758–2762.
- [24] Kang GH, Kim KS, Song HE, Yu GJ, Ahn HK, Han DY. Investigation of Aging Phenomenon and Power Drop Rate with Field Exposed PV Modules. Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, Spain, 2010; 4015–4018. DOI: 10.4229/25thEUPVSEC2010-4AV.3.17.
- [25] Ochsner H, Elliot C, Simons G, Scheuermann K. Observed performance degradation over five years for a-Si and crystalline PV systems in California. Proceedings of the 38th American Solar Energy Society Annual Solar Conference, Buffalo, NY, USA, 2009.

- [26] Osterwald CR, Adelstein J, del Cueto JAD, Kroposki B, Trudell D, Moriarty T. Comparison of degradation rates of individual modules held at maximum power. Proceedings of the 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Waikoloa, HI, 2006: 2085–2088. DOI: 10.1109/WCPEC.2006.279914.
- [27] Makrides G, Zinsser B, Norton M, Georghiou GE, Schubert MB, Werner JH. Outdoor performance evaluation of grid-connected PV technologies in Cyprus. *Journal of Energy & Power Engineering* 2010; 4: 52–57.
- [28]. Makrides G, Zinsser B, Georghiou GE, Schubert M, Werner JH. Degradation of different photovoltaic technologies under field conditions. Proceedings of the 35th IEEE PV Specialists Conference, Honolulu, HI, USA, 2010; 2332–2337. DOI:10.1109/PVSC.2010.5614439.
- [29] Makrides G, private communication.
- [30] Marion B, del Cueto J, McNutt P, Rose D. Performance summary for the first solar CdTe 1-kW system, NREL/CP-520-30942, Lakewood, CO, USA, October 2001.
- [31] Ross M, Rich G, Petacci L, Klammer J. Improvement in reliability and energy yield prediction of thin-film CdS/CdTe PV modules. Proceedings of the 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Waikoloa, HI, 2006; 2148–2151. DOI: 10.1109/WCPEC.2006.279930.
- [32] Hedström J, Palmblad L. Performance of old PV modules: measurement of 25 years old crystalline silicon modules, *Elforsk Rapport* 06:71, October 2006.
- [33] Bing JM. Decades in the installed environment: do silicon modules really last more than 20 years? NREL PV Module Reliability Workshop, Golden, CO, USA, February 2010, http://www1.eere.energy.gov/solar/pv_module_reliability_workshop_2010.html.
- [34] Vignola F, Krumsick J, Mavromatakis F, Walwyn R. Measuring degradation of photovoltaic module performance in the field. Proceedings of the 38th American Solar Energy Society Annual Solar Conference, Buffalo, NY, USA, 2009.
- [35] Vázquez M, Rey-Stolle I. Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies. *Progress in Photovoltaics: Research and Application* 2008; 16: 419–433. DOI: 10.1002/pip.825.
- [36] Cereghetti N, Burá E, Chianesse D, Friesen G, Realini A, Rezzonico S. Power and energy production of PV modules statistical considerations of 10 years of activity. Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, 2003; 1919–1922.

- [37] Eikelboom JA, Jansen MJ. Characterisation of PV modules of new generations, results of tests and simulations, Netherlands Energy Research Foundation (ECN), Report code: ECNC-00-067, June 2000.
- [38] Realini A. Mean time before failure of photovoltaic modules, Federal Office for Education and Science, Final report BBW 99.0579, June 2003.
- [39] Realini A, Burá E, Cereghetti N, Chianese D, Rezzonico S, Sample T, Ossenbrink H. Study of a 20 year old PV plant (MTBF project). Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, 2001; 447–450.
- [40] Saleh IM, Abouhdima I, Gantrari MB. Performance of thirty years stand alone photovoltaic system. Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Germany, 2009; 3995–3998. DOI: 10.4229/24thEUPVSEC2009-5DO.7.6.
- [41] Wohlgemuth JH, Cunningham DW, Nguyen AM, Miller J. Long term reliability of PV modules. Proceedings of the 20th European PV Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, 2005; 1942–1948.
- [42] TamizhMani MG, Performance losses and reliability of photovoltaic modules, International PV Reliability Workshop, Tempe, AZ, USA, July 2009, http://www1.eere.energy.gov/solar/international_reliability_2009_workshop.html
- [43] Tetsuyuki I, Takashima T, Otani K. Long-term performance degradation of various kinds of photovoltaic modules under moderate climatic conditions. Progress in Photovoltaics: Research and Application 2011; 19: 170–179. DOI: 10.1002/pip.1005.
- [44] Musikowski HD, Styczynski AZ. Analysis of the operational behavior and long-term performance of a CIS PV system. Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, Spain, 2010; 3942–3946. DOI: 10.4229/25thEUPVSEC2010-4DO.11.4.
- [45] Jordan DC, Kurtz SR. Thin-film reliability trends toward improved stability. Proceedings of the 37th PV Specialists Conference, Seattle, WA, USA, 2011.
- [46] Marion B, Adelstein J, Boyle K, Hayden H, Hammond B, Fletcher T, Canada B, Narang D, Kimber A, Mitchell L, Rich G, Townsend T. Performance parameters for grid-connected PV systems. Proceedings of the 31st PV Specialists Conference, Lake Buena, FL, USA, 2005; 1601–1606. DOI: 10.1109/PVSC.2005.1488451.
- [47] Granata JE, Boyson WE, Kratochvil JA, Quintana MA. Long-term performance and reliability assessment of 8 PV arrays at Sandia National Laboratories. Proceedings of the 34th PV Specialists Conference, Philadelphia, PA, USA, 2009; 1486–1491.

DOI:10.1109/PVSC.2009.5411336

- [48] Becker G, Bettinger H. Degrationsmessungen, Solarenergieförderverein Bayern e.V., München, 2005. IBB-SOLAR, <http://www.sev-bayern.de/index.php?entryid=14>
- [49] Jordan DC, Smith RM, Osterwald CR, Gelak E, Kurtz SR. Outdoor PV degradation comparison. Proceedings of the 35th IEEE PV Specialists Conference, Honolulu, HI, USA, 2010; 2694–2697. DOI: 10.1109/PVSC.2010.5616925.
- [50] Vaassen W. Qualitätsmerkmale photovoltaischer Module. Proceedings of the 6th Symposium Photovoltaïque National, Geneva, Switzerland, November 2005.
- [51] Jordan DC, Kurtz SR. Analytical improvements in PV degradation rate determination. Proceedings of the 35th IEEE PV Specialists Conference, Honolulu, HI, USA, 2010; 2688–2693. DOI: 10.1109/PVSC.2010.5617074.
- [52] McNutt P, Adelstein J, Sekulic W. Performance evaluation of a 1.5-kW a-Si PV array using the PVUSA power rating method at NREL's outdoor test facility, 2005 DOE Solar Energy Technologies Program Review Meeting, Denver, CO, USA, NREL/CP-520-38971, November 2005.
- [53] Adelstein J, Sekulic W. Small PV systems performance evaluation at NREL's outdoor test facility using the PVUSA power rating method, 2005 DOE Solar Energy Technologies Program Review Meeting, Denver, CO, USA, NREL/CP-520-39135, November 2005.
- [54] Gregg A, Blieden R, Chang A, Ng H. Performance analysis of large scale, amorphous silicon, photovoltaic power systems. Proceedings of the 31st PV Specialists Conference, Lake Buena, FL, USA, 2005; 1615–1618. DOI: 10.1109/PVSC.2005.1488454.
- [55] Hishikawa Y, Morita K, Sakamoto S, Oshiro T. Field test results on the stability of 2400 photovoltaic modules manufactured in 1990s. Proceedings of the 29th PV Specialists Conference, New Orleans, LA, USA, 2002; 1687–1690. DOI:10.1109/PVSC.2002.1190944
- [56] Reis AM, Coleman NT, Marshall MW, Lehman PA, Chamberlin, CE. Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure. Proceedings of the 29th PV Specialists Conference, New Orleans, LA, USA, 2002; 1432–1435. DOI:10.1109/PVSC.2002.1190878.
- [57] Morita K, Inoue T, Kato H, Tsuda I, Hishikawa Y. Degradation factor analysis of crystalline Si PV modules through long-term field exposure test. Proceedings of the 3rd Conference on **Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, 2003; 1948–1951.**

- [58] O.S. Sastry, A. Anand, R.K. Singh, A. Kumar, Rajesh Kumar, Bibek Bandhopadhyay, “Performance comparison of three technology modules under similar outdoor conditions”, in Proceedings of the 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2011, pp. 3566- 3568.
- [59] Tony Sample, “Failure modes and degradation rates from field-aged crystalline silicon modules”, Presented at Photovoltaic Module Reliability Workshop, Golden, Colorado, USA, 2011. Available: http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/pvmrw2011_28_csi_sample.pdf. [Accessed March 14, 2014].
- [60] M. Va’zquez, & I. Rey-Stolle, “Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies”, Progress in Photovoltaics: Research and Applications 16, 2008, pp. 419-433.
- [61] N. Bogdanski, W. Herrmann, F. Reil, M. Köhl, and K.A.. Weiss, and M. Heck, “Results of a German Four-Year Joint Project Results of Three Years Module Weathering In Four Different Climates”, in Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2010, pp.4339-4343.
- [62] J. Campbell, Y.Zemen, B.Richardson, and B.Striner, “Photovoltaic Module Performance and Degradation as Compared in Distinct Climatic Regions”. 38th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, 2011, pp. 1250-1255.
- [63] Wohlgemuth JH, Kurtz S. Reliability testing beyond qualifications a key component in photovoltaic's progress toward grid parity. In: IEEE International reliability physics symposium Monterey, California; 2011. p. 10e4.
- [64] Sadok M, Mehdaoui A. Outdoor testing of photovoltaic array in the Saharan region. Renewable Energy 2008 ; 33 : 2516 – 24.
- [65] Glasstone, S., Laidler, K. J. and Eyring, H. (1941). Theory of Rate Processes. McGraw-Hill, New York.
- [66] Eyring, H. (1980). Basic Chemical Kinetics. Wiley, New York.
- [67] Weston, R. and Schwarz, H. A. (1972). Chemical Kinetics. Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ.
- [68] Boccaletti, G., Borri, F. R., D’Esponosa, F. and Ghio, E. (1989). Accelerated tests. In Microelectronic Reliability 2. In-tegrity Assessment and Assurance (E. Pollino, ed.) Chapter 11. Artech House, Norwood, MA.

- [69] Klinger, D. J. (1991). On the notion of activation energy in reliability: Arrhenius, Eyring and thermodynamics. In Annual Reliability and Maintainability Symposium 295–300. IEEE, New York.
- Klinger, D. J. (1991). Humidity acceleration factor for plastic packaged electronic devices. *Quality and Reliability Engineering International* 7 365–370.
- [70] Nelson, W. (1990). *Accelerated Testing: Statistical Models, Test Plans and Data Analyses*. Wiley, New York.
- [71] Mann, N. R., Schafer, R. E. and Singpurwalla, N. D. (1974). *Methods for Statistical Analysis of Reliability and Life Data*. Wiley, New York. MR0365976
- [72] Peck, D. S. (1986). Comprehensive model for humidity testing correlation. In *Proc. International Reliability Physics Symposium* 44–50. IEEE Press, New York.
- [73] Peck, D. S. and Zierdt, C. H., Jr. (1974). The reliability of semiconductor devices in the Bell System. In *Proc. IEEE* 62 185–211.
- [74] Joyce, W. B., Liou, K.-Y., Nash, F. R., Bossard, P. R. and Hartman, R. L. (1985). Methodology of accelerated aging. *AT&T Technical J.* 64 717–764.
- [75] Gillen, K. T. and Mead, K. E. (1980). Predicting life expectancy and simulating age of complex equipment using accelerated aging techniques. Available from the National Technical Information Service, U.S. Department of Commerce, 5285 Port Royal Road, Springfield, VA 22151.
- [76] LuValle, M. J., Welsher, T. L. and Mitchell, J. P. (1986). A new approach to the extrapolation of accelerated life test data. In *Proc. Fifth International Conference on Reliability and Maintainability* 620–635. Biarritz, France.
- [77] James, T. H., ed. (1977). *The Theory of the Photographic Process*, 4th ed. Macmillan, New York.
- [78] Blum, H. F. (1959). *Carcinogenesis by Ultraviolet Light*. Princeton Univ. Press.
- [79] Kojima, T., Yanagisawa, T., 2004. The evaluation of accelerated test for degradation a stacked a-Si solar cell and EVA films. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 81 (1), 119–123.
- [80] Oreski G., Wallner G.M. Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions. *Solar Energy* 83, 2009, 1040–1047.
- [81] Wohlgemuth J. H., Kurtz S. Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic's Progress Toward Grid Parity. *IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California, April 10-14, 2011*.

- [82] Zimmerman, C.G., 2008. Time dependent degradation of photovoltaic modules by ultraviolet light. *Applied Physics Letter* 92, 241110.
- [83] Meeker, W. Q. and Escobar, L. A. (1998). *Statistical Methods for Reliability Data*. Wiley, New York.
- [84] Boyko, K. C. and Gerlach, D. L. (1989). Time dependent dielectric breakdown of 210 °A oxides. In *Proc. 27th Annual International Reliability Physics Symposium* 1–8. IEEE Press, New York.
- [85] Burch, D., Martin, J. W. and VanLandingham, M. R. (2002). Computer analysis of a polymer coating exposed to field weather conditions. *J. Coatings Technology* 74 75–86.
- [86] Vazquez M., Ignacio R. S. Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2008; 16:419–433.
- [87] Reis A. M., Coleman N. T., Marshall M. W., Lehman P. A., Chamberlain C. E. Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure. *Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, New Orleans, Louisiana, USA, 2002.
- [88] Sakamoto S., Oshiro T. Field test results on the stability of crystalline silicon photovoltaic modules manufactured in the 1990' s. *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Osaka, 2003, 1888–1891.
- [89] Osterwald C.R., Benner J.P., Pruett J., Anderberg A., Rummeland S., Ottoson L. Degradation in weathered crystalline-silicon PV modules apparently caused by UV radiation. *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Osaka, Japan, 2003, 2911–2915.
- [90] Raghuraman B., Laksman V., Kuitche J., Shisler W., Tamizhani G., Kapoor H. An overview of SMUDs outdoor photovoltaic test program at Arizona State University. *4th IEEE World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Hawaii, USA, 2006.
- [91] Marion B., Adelstein J. Long-term performance of the SERF PV systems. *NCPV and Solar Program Review Meeting*, 2003.
- [92] Xie J., Pecht M. Reliability prediction modelling of semiconductor light emitting device. *IEEE Transactions on Device and Materials Reliability*, 2003, 3: 218–222.
- [93] Chuang S., Ishibashi A., Kijima S., Nakayama N., Ukita M., Taniguchi S. Kinetic model for degradation of lightemitting diodes. *IEEE Journal of Quantum electronics* 1997, 33: 970–979.

- [94] Charki, A., Laronde, R., Bigaud, D., 2013. Accelerated degradation testing of a photovoltaic module. *J. Photon. Energy* 3 (1), 033099. <http://dx.doi.org/10.1117/1.JPE.3.033099>.
- [95] Laronde, R., Charki, A., Bigaud, D., 2012. Lifetime Estimation of a Photovoltaic Module Subjected to Corrosion Due to Damp Heat Testing. *Journal of Solar Energy Engineering* 135 (2). [http:// dx.doi.org/10.1115/1.4023101](http://dx.doi.org/10.1115/1.4023101).
- [96] Laronde, R., 2009. Solutions Photovoltaïques dans le Ba^timent. GINGER CATED.
- [97] Wohlgemuth J. H. Testing for module warranties. NREL/ DOE Photovoltaic performance and Reliability Workshop, NREL/CP-410-6033 DE94000236, Golden, Colorado, USA, 1993, 200–205.
- [98] Kern G. *SunSineTM300: Manufacture of an AC Photovoltaic Module*. Final Report, Phases I& II NREL/SR-520-26085, 1999.
- [99] Laronde R. Fiabilité et durabilité d'un système complexe dédié aux énergies renouvelables : Application à un système photovoltaïque. Thèse de Doctorat, Université d'Angers, 2011.
- Laronde R., Charki A., Bigaud D. "Reliability evaluation of a photovoltaic module using accelerated degradation models". SPIE Optics+Photonics, San Diego, USA, 21-25 août 2011.
- Laronde R., Charki A., Bigaud D., Elsayed E. A., Excoffier P. "Reliability and availability estimation of a photovoltaic system using Petri networks". ESREL'2011, 18-22 September 2011, Troyes, France.
- Laronde R., Charki A., Bigaud D. "Lifetime estimation of photovoltaic module based on temperature measurement". 2nd IMEKO TC 11 International Symposium METROLOGICAL INFRASTRUCTURE, June 15-17, 2011, Cavtat, Dubrovnik Riviera, Croatia.
- [100] A.Anderson, 'Photovoltaic Translation Equation: A New Approach', Final Subcontract Report, NREL/TP-411-20279, January 1996.
- [101] G. Blaesser, 'On-Site Power Measurements on Large PV Arrays', Proceedings of the 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Lisbon, Portugal, 8-12 April, 1991.
- [102] Report IEC 60891, '1987', 'Procedures for Temperature and Irradiance Corrections to Measured I-V Characteristics of Crystalline Silicon Photovoltaic Devices', Amendment 1, 1992.

- [103] B. Marion, B. Kroposki, K. Emery, J. del Cueto, D. Myers and C. Osterwald, ‘Validation of a Photovoltaic Module Energy Ratings Procedure at NREL’, Disponible sur ‘<http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/909196-OO9pjo>’.
- [104] Information on: <http://www.socal-solar energy.com>.
- [105] Ndiaye, A., Kébé, C. M. F., Charki, A., Ndiaye, P. A., Sambou, V., Kobi, A., 2014. Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment. *Solar Energy* 103, 70–77.
- [106] Wenham, S. R., 2011. *Applied photovoltaics*. Routledge
- [107] Dirk C. Jordan, John H. Wohlgemuth, and Sarah R. Kurtz, “Technology and Climate Trends in PV Module Degradation”, in *Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2012*, pp. 3118-3124.

Chapitre IV :
Etude de la performance et de la fiabilité des
modules PV

Chapitre IV : Etude de la performance et de la fiabilité des modules PV

L'analyse des données sur les taux de dégradation rapportées dans la littérature antérieure, montre sa dépendance sur la technologie et les zones climatiques. Les auteurs ont fait une recherche approfondie de la littérature qui a abouti à plus de 1100 points de données sur la dégradation du courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert et la puissance de sortie maximum de modules dans le domaine.

Ils ont mentionné que la décoloration et le délaminage sont des signes courants de la dégradation dans les modules, mais l'échec de l'interconnexion seront causer une plus grande diminution de la puissance de sortie maximale. Il a été constaté que le plus grand contributeur à la baisse de puissance de sortie dans le cas de la technologie de silicium cristallin est la réduction de courant de court-circuit, dans une moindre mesure la perte de facteur de Forme et que dans une très faible mesure la tension en circuit ouvert.

L'un des rapports les plus importants dans la littérature concernant l'étude de la performance électrique des modules PV est l'article de Jordan et al. sur "la technologie et les tendances climatiques dans la dégradation Module PV" [1].

Toutefois, dans le cas de la technologie des couches minces, la dégradation de la puissance de sortie est principalement due à la forte dégradation du facteur de forme. La raison de la valeur élevée de la dégradation du facteur de forme (FF) est induite par la lumière dans le cas du silicium micromorphe, et l'augmentation de la résistance série pour CIGS.

Toutes ces études mentionnées ci-dessus montrent clairement la difficulté quand il vient à choisir la technologie PV appropriée pour une donnée site.

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée à cause de plusieurs facteurs tels que, [2], [3], [4], [5] :

- la température,
- l'humidité,
- l'irradiation,
- la poussière,
- les chocs mécaniques

Selon la Phinikarides et al. [6], les indicateurs de performance communs utilisés pour noter la performance des technologies photovoltaïques peuvent être regroupés en quatre catégories :

(I) des paramètres électriques à partir de courbes VEI enregistrées dans des conditions intérieures extérieures ou simulées et corrigées au STC,

(Ii) des modèles de régression comme le PVUSA (Photovoltaics pour Utility échelle Applications) et des modèles Sandia [7],

(Iii) évaluations normalisées telles que PR (rapport de performance) [8, 9,10],

(Iv) à l'échelle notes [11,12] de la performance des modules par rapport à la variation saisonnière.

L'évaluation normalisées et mises à l'échelle sont indiqués pour une comparaison directe entre les différentes technologies PV concernant les emplacements géographiques. Le principal avantage des deux notes métriques sur la méthode PVUSA, est qu'ils peuvent être exprimés pour différents intervalles de temps tels que tous les jours, mensuels ou annuels, et peuvent être calculées à partir de la moyenne des valeurs d'énergie générées.

Parmi les indicateurs de performance normalisés et mis à l'échelle, le plus populaire est le PR (ratio de performance) [13,11] ; il est recommandé par la norme IEC 61724 pour l'évaluation de la performance des PV dans un environnement réel. Selon Carr et al. [14], le PR calculé en utilisant les valeurs maximales de puissance mesurée en plein air est un meilleur indicateur de la performance de la technologie, lorsque plusieurs modules PV sont comparés.

L'indice de performance est une grandeur sans dimension normalisée par rapport au rayonnement solaire incident. Il fournit des informations importantes sur l'effet global des pertes du module.

Le ratio de performance est le rapport entre la production d'énergie réelle (fournie au réseau) et la production théorique qui serait fournie par un système complet idéal (sans perte) sous une lumière solaire standard (1 kW / m²) et une température (25 ° C) conditions.

Cet indicateur est approuvé internationalement dans la CEI 61724.

$$PR = (E_a * I_r) / (P_0 * G_i) \quad (92)$$

Où

PR : Ratio de performance (en %)

E_a : Énergie électrique réellement produite (en kWh), telle que mesurée au Poste de Livraison

P₀ : Puissance installée (en kW_p)

I_r : Irradiance solaire standard (valeur de référence : 1 000 W/m²)

G_i : Energie solaire (en kWh/m²) mesurée par les pyranomètres sur toute la durée analysée

IV.1. Essais de performance sur le site de Malicounda.

Dans cette partie, nous présentons le déroulement des essais de performance de 5 jours de la centrale photovoltaïque de MALICOUNDA au Sénégal. Il a pour objectif de valider le ratio de performance avec la Senelec.

IV.1.1. Moyens de mesure

Les instruments utilisés pour l'essai de performance sont les instruments installés au niveau de la centrale PV. Les types de capteurs, les quantités et les précisions de ces derniers sont indiqués ci-dessous :

- Pyranomètres inclinés dans le plan des modules (2 unités) de référence TRY063 dont les caractéristiques sont les suivantes :
 - Un au niveau du champ : Calibration Certificate Spektron 320 : X02259, Numéro de Série : X02259002371
 - Un au niveau du poste de livraison : Calibration Certificate Spektron 320 : X02259, Numéro de Série : X02259002352
- Mesures de température ambiante via deux sondes THERMASGUARD ATF 2
- Sondes de mesure de température des modules (1 unités) : incertitude 1°C
- Compteurs d'énergie installés dans les deux cellules départ Poste de Livraison SL7000 : classe de précision 0,2

Les grandeurs mesurées par plusieurs capteurs par pas temporel de 15 mn. L'ensemble des données mesurées par pas de 15 mn (mesures d'irradiance, de température, d'énergie produite, etc.) seront enregistrées au niveau du SCADA.

IV.1.2. Conditions nécessaires au déroulement de l'essai

IV.1.2.1. Condition 1 : irradiance

L'irradiance moyenne mesurée (par pas de quinze (15) minutes) reste supérieure ou égale à six-cents (600) W/m².

IV.1.2.2. Condition 2 : compteurs électriques

Les deux compteurs de la SENELEC doivent être installés, calibrés et fonctionnels durant toute la période du test.

IV.1.2.3. Condition 3 : disponibilité du réseau de la Senelec

Le réseau de la SENELEC doit conserver une disponibilité de cent pourcents (100%) durant la période de test.

IV.1.3. Rappel sur les conditions de validation du PR

IV.1.3.1. Condition 1 : disponibilité des onduleurs

L'ensemble des onduleurs de la centrale photovoltaïque sont opérationnels durant la période du test.

IV.1.3.2. Condition 2 : valeur du PR

Le RP est calculé sur la durée de l'essai de performance et selon la formule indiquée précédemment.

IV.1.3.3. Résultat des essais de performances

L'irradiance moyenne est mesurée par pas de dix (15) minutes reste supérieure ou égale à six-cents (600) W/m² comme le démontre l'extraction de données ci-dessous :

Tableau 9 : Rapport test de performance de la ventrale solaire de Malicounda du 21/11/2017 au 01/11.2017

DATE	JOUR	Puissance installée (kWc)	Production journalière (kWh) dont irradiance > 600 W/m ²	Irradiation journalière (kWh/m ²) Poste de livraison	Irradiation journalière (kWh/m ²) Champ PV	Irradiation journalière (kWh/m ²) Moyenne	PERFORMANCE RATIO (%)
27/11/2017	LUNDI	22 000	54500	3,15	3,25	3,20	0.77
28/11/2017	MARDI	22 000	54570	3,16	3,11	3,13	0.79
29/11/2017	MERCREDI	22 000	18878	1,03	1,08	1,06	0.81
30/11/2017	JEUDI	22 000	71488	4,10	4,24	4,17	0.78
01/12/2017	VENDREDI	22 000	64438	3,72	3,65	3,69	0.79

Sur le site de Malicounda, l'étude sur les performances de la Centrale Solaire avec la Senelec avait pour but de déterminer les performances contractuelles de la Centrales qui sont fixée à 77%. Les résultats des tests ont montré une performance de 79,07% sur le site de Malicounda.

Tableau 10 : Irradiance solaire a Malicounda 27, 28, 29/11.2017

Date	Heure	Ensoleillement [w/m ²]	Date	Heure	Ensoleillement [w/m ²]	Date	Heure	Ensoleillement [w/m ²]
27/11/2017	14 :30	608,38	28/11/2017	15 :15	698,42	29/11/2017	15 :30	613,98
27/11/2017	14 :15	869,13	28/11/2017	15 :00	707,48	29/11/2017	14 :45	705,35
27/11/2017	14 :00	889,6	28/11/2017	14 :45	654,61	29/11/2017	14 :30	709,63
27/11/2017	13 :45	1025,69	28/11/2017	14 :30	764,02	29/11/2017	12 :00	840,13
27/11/2017	13 :30	772,83	28/11/2017	14 :15	836,79	29/11/2017	11 :30	734,5
27/11/2017	13 :15	832,06	28/11/2017	13 :45	611,33	29/11/2017	11 :15	732,11
27/11/2017	13 :00	616,97	28/11/2017	13 :30	912,21			
27/11/2017	12 :45	758,31	28/11/2017	13 :15	930,36			
27/11/2017	12 :30	795,49	28/11/2017	13 :00	955,89			
27/11/2017	12 :15	822,45	28/11/2017	12 :45	729,02			
27/11/2017	12 :00	993,26	28/11/2017	12 :30	834,45			
27/11/2017	11 :45	918,04	28/11/2017	12 :15	821,33			
27/11/2017	11 :30	878,07	28/11/2017	12 :00	767,42			
27/11/2017	11 :15	794,52	28/11/2017	11 :45	786,29			
27/11/2017	11 :00	751,27	28/11/2017	11 :30	790,71			
27/11/2017	10 :45	659,41	28/11/2017	11 :15	611,5			

Date	Heure	Ensoleillement [w/m ²]	Date	Heure	Ensoleillement [w/m ²]
30/11/2017	15 :30	634,74	01/12/2017	15 :45	649,2
30/11/2017	15 :15	689,28	01/12/2017	15 :30	618,3
30/11/2017	15 :00	729,83	01/12/2017	15 :15	758,39
30/11/2017	14 :45	775,19	01/12/2017	15 :00	786,57
30/11/2017	14 :30	811,55	01/12/2017	14 :45	786,81
30/11/2017	14 :15	852,89	01/12/2017	14 :30	738,14
30/11/2017	14 :00	904,48	01/12/2017	14 :15	877,36
30/11/2017	13 :45	799,76	01/12/2017	14 :00	830,11
30/11/2017	13 :30	938,5	01/12/2017	13 :45	891,99
30/11/2017	13 :15	637,07	01/12/2017	13 :30	709,97
30/11/2017	12 :45	698,87	01/12/2017	13 :15	811,78
30/11/2017	12 :30	906,11	01/12/2017	13 :00	761,7
30/11/2017	12 :15	915,62	01/12/2017	12 :45	842,15
30/11/2017	12 :00	889,95	01/12/2017	12 :30	919,26
30/11/2017	11 :45	848,91	01/12/2017	12 :15	891,06
30/11/2017	11 :30	678,47	01/12/2017	12 :00	734,99
30/11/2017	11 :15	790,2	01/12/2017	11 :45	810,53
30/11/2017	11 :00	797,3	01/12/2017	11 :30	790,95
30/11/2017	10 :45	749,11	01/12/2017	11 :15	674,61
30/11/2017	10 :30	645,74			
30/11/2017	10 :15	656,1			
30/11/2017	10 :00	604,98			

IV.2. Évaluation de la performance de différentes technologies

IV.2.1. Tests sur le site du Burkina

Les modules testés sur le site du Burkina Faso ont été surveillés pendant un an, à partir du 1er Août 2014 au 31 Juillet 2015. D'après la figure ci-dessous, le micromorphe a le meilleur PR. La Figure 39 montre les valeurs PR (rapport de performance) pour chaque module. Toutes les valeurs de performance rapport sont inférieures à 100% ; cela signifie que tous les modules fonctionnent sur le site sous leurs performances STC. Une étude similaire a été faite au LESEE ou ils ont fait une simulation avec ces mêmes technologies mais dans différents pays de l'Afrique de l'Ouest pour voir leur comportement (Figure 40)

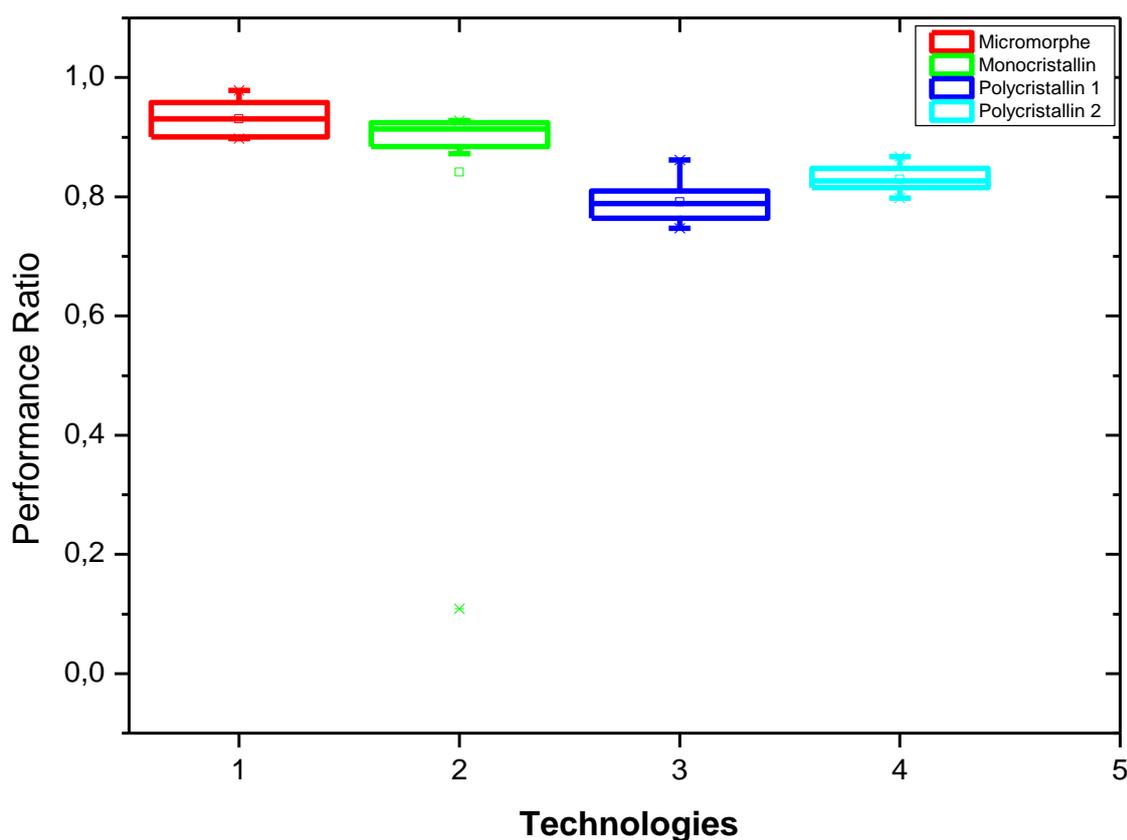


Figure 39: PR (rapport de performance) pour différentes technologies

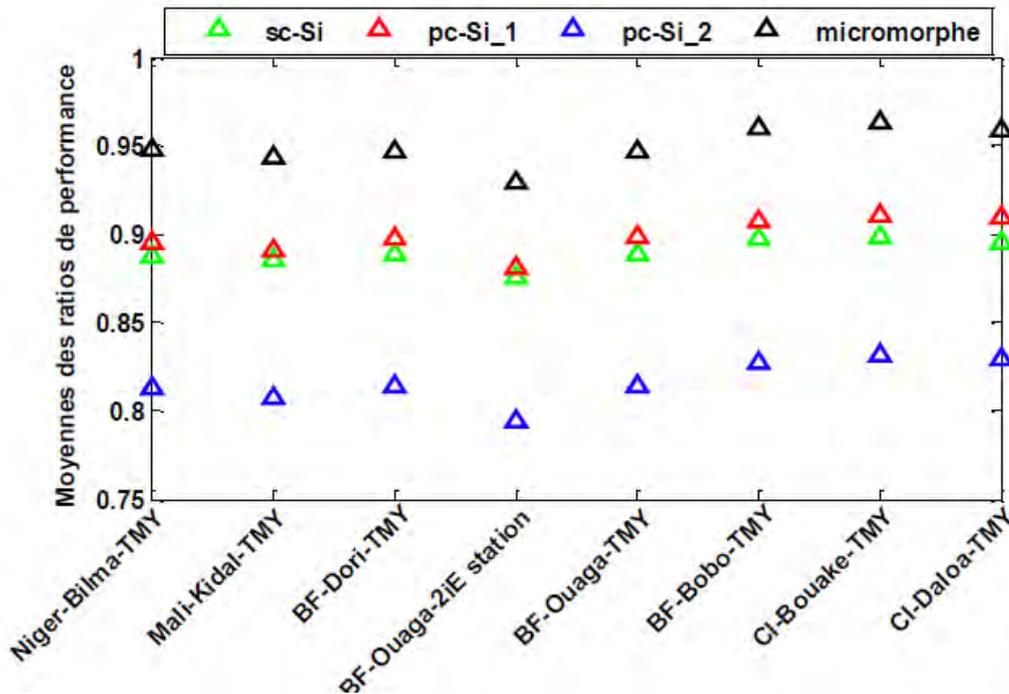


Figure 40: Ratios de performances moyens annuels des modules

Dans l'ensemble, les modules micromorphes présente les valeurs les plus élevées de l'indice de performance quel que soit l'irradiance ou la température suivi des modules monocristallins. Par conséquent, pour les modules étudiés, les technologies micromorphes sont les plus appropriés pour le soudano climat sahélien car ils sont les meilleurs rapport performance avec une moyenne de 95% et 91%. Tant le monocristallin et le polycristallin 2 du fabricant A ont à peu près la même moyenne des taux de rendement, environ 87% tandis qu'un second polycristallin d'un autre fabricant B a la plus faible performance rapport d'environ 75%. En outre, il se rapproche ainsi de la performance prédite par le fabricant. Une autre étude a montré que la jonction tandem également appelé micromorphe (Micro-Si) est le avantageux matériau pour la fabrication de cellules solaires, car il est plus stable par rapport à a-Si lorsqu'ils sont exposés à la lumière du soleil. L'étude rapportée aussi que sa structure de produit des dispositifs qui exploitent mieux le spectre solaire et contribue à efficiences plus élevé et plus stable. Si la meilleure performance de micro morphe est remarqué quelle que soit la météo, la classification ne semble pas être clair pour les autres modules Ainsi, ce comportement ne devrait pas être liés à un défaut de fabrication d'un module spécifique d'un compte tenu de la classe ou d'un modèle. La baisse de l'indice de performance peut être lié à différentes causes en fonction du climat comme on peut le constater avec l'étude des taux annuels de dégradation.

On constate que le classement des différentes technologies est le même dans toutes les zones climatiques étudiées. Le module micromorphe vient toujours en tête et le polycristallin SUN011 présente les pires performances sur tous les sites étudiés.

Le polycristallin 2 a des performances légèrement meilleures à celles du monocristallin sur tous les sites.

Il conclut qu'il est important de considérer pour une étude plus précise les données météorologiques obtenues directement sur site, car des écarts de l'ordre de 7°C ont été obtenus par endroit. Cela a engendré au niveau des ratios de performances des gaps de l'ordre de - 2,2%. Il constate aussi pour toute la région ouest africaine, une baisse maximale du rendement des modules de l'ordre de 20%.

IV.2.2. Tests sur le site de Malicounda

Sur le site de Malicounda une étude similaire a été réalisée en utilisant l'application PVGIS qui est un excellent outil de simulation qui permet de calculer la production de systèmes photovoltaïques connectés au réseau en Europe et en Afrique (et également pour site isolés).

IV.2.2.1. Présentation de l'application PVGIS

L'application PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), à l'aide de son interface Google Maps intégré, il est très facile d'obtenir les données de production d'un système PV à partir des données d'ensoleillement précises du site (intégrant notamment les masques lointains liés au relief, collines, montagnes). Par ailleurs PVGIS propose des cartes d'ensoleillement (irradiation en kWh/m²) et de température précises haute définition de toute l'Europe, de l'Afrique et du Proche-Orient.

Pour son utilisation, la première chose à faire est de naviguer sur la carte pour trouver le site où seront implantés les panneaux solaires en cliquant sur un point de la carte pour choisir l'emplacement des panneaux.

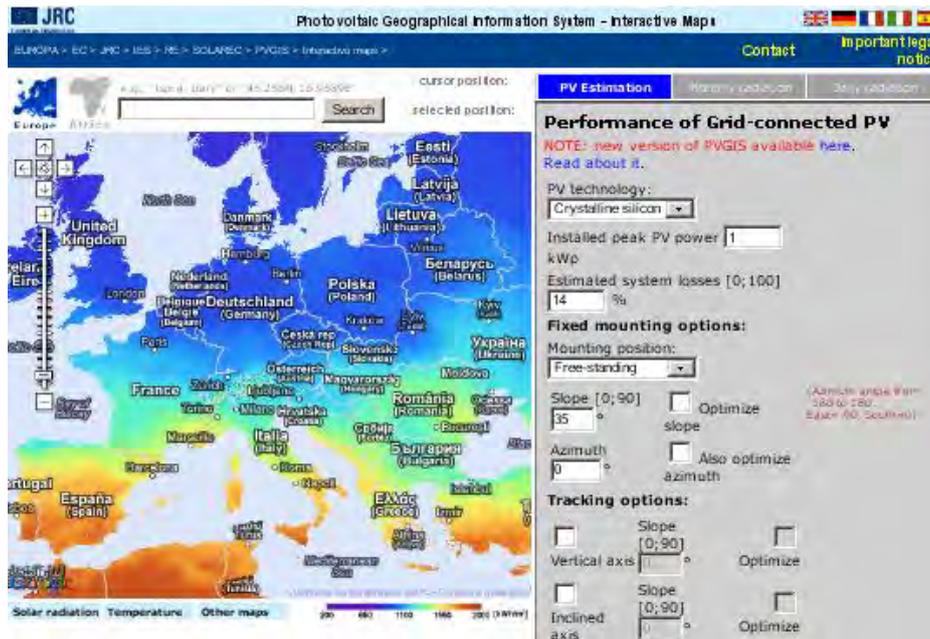


Figure 41 : Interface de l'application PVGIS

Ensuite, on doit devez renseigner les éléments suivants :

- **Radiation database** : Sélectionnez la base de données d'ensoleillement que vous souhaitez, laissez "classic PVGIS" par défaut.
- **Technologie PV** : type de panneaux photovoltaïques, sélectionnez le type de panneaux qui correspond à votre installation. Vous avez le choix entre :
 - Des panneaux photovoltaïques cristallins (mono ou poly)
 - Des panneaux couche mince type CIS (sélénium de cuivre et d'indium)
 - Des panneaux au tellure de Cadmium (CdTe)
 - Autre technologie photovoltaïque (silicium micromorphe, cellules multicouches, etc....)
- **Puissance PV en crête installée kWp** : puissance de votre installation en kWc (puissance d'un panneau en Wc x nombre de panneaux / 1000)
- **Pertes estimées du système [0 ; 100] %** : estimation des pertes du système liées aux câbles, au rendement des onduleurs etc., la valeur par défaut de PVGIS est de 14%. Attention ! A ces pertes PVGIS ajoute automatiquement les pertes liées à la température et à la réflexion de la lumière sur les panneaux. Au total pour des panneaux cristallins installés en France les pertes totales du système sont d'environ 26%, ce qui est réaliste pour une installation moyenne.

L'application PVGIS intègre une base de données de température et calcule donc automatiquement les pertes de production liée aux températures moyennes réelles du site. Elle

intègre aussi une base de données topographique. Un graphique montre ainsi l'horizon lointain du site concerné. Les pertes liées à ces masques sont donc prises en compte dans la simulation.

- **Options montage fixé, Position de montage** : type d'intégration (support) des panneaux, vous avez le choix entre :
 - Position libre = support ventilé (exemple structure triangulaire)
 - Intégré au bâtiment = structure intégrée au bâtiment ou surimposée avec peu de ventilation
 - Inclinaison $[0, 90]^\circ$: inclinaison, pente des panneaux
 - Optimiser l'inclinaison : inclinaison optimale, cochez cette case si vous souhaitez que PVgis calcule automatiquement l'inclinaison optimale en fonction du lieu d'implantation (latitude) et de l'orientation de vos panneaux solaires.
 - Azimut $^\circ$: azimut, orientation des modules (angle variant de -180° à 180° . Est = -90° , Ouest = 90° Sud = 0°)
 - Optimiser aussi l'azimut : orientation optimale, cochez cette case si vous avez entré une valeur pour l'inclinaison et que vous voulez que PVGIS calcule automatiquement la meilleure orientation en fonction de la latitude du lieu et de l'inclinaison de vos panneaux.
- **Options du système de poursuite** : option qui concerne seulement les systèmes PV avec tracker, (panneaux montés sur un support amovible qui suit la course du soleil). Liste de choix de tracker : axe vertical, axe horizontal (avec choix de l'inclinaison ou inclinaison optimisée selon la latitude du lieu) ou système à 2 axes.
- **- Fichier de l'horizon** : import de fichier de données concernant l'horizon (intégrant éventuellement les ombres proches liées aux bâtiments environnants).

IV.2.2.2. Etude comparative sur différents sites

Dans cette section, sont présentées les productions annuelles de divers types de modules de différentes technologies et implantées dans certaines zones à climat différent en l'occurrence en Afrique de l'Ouest, en Afrique du Nord et en Europe.

Afrique de l'Ouest

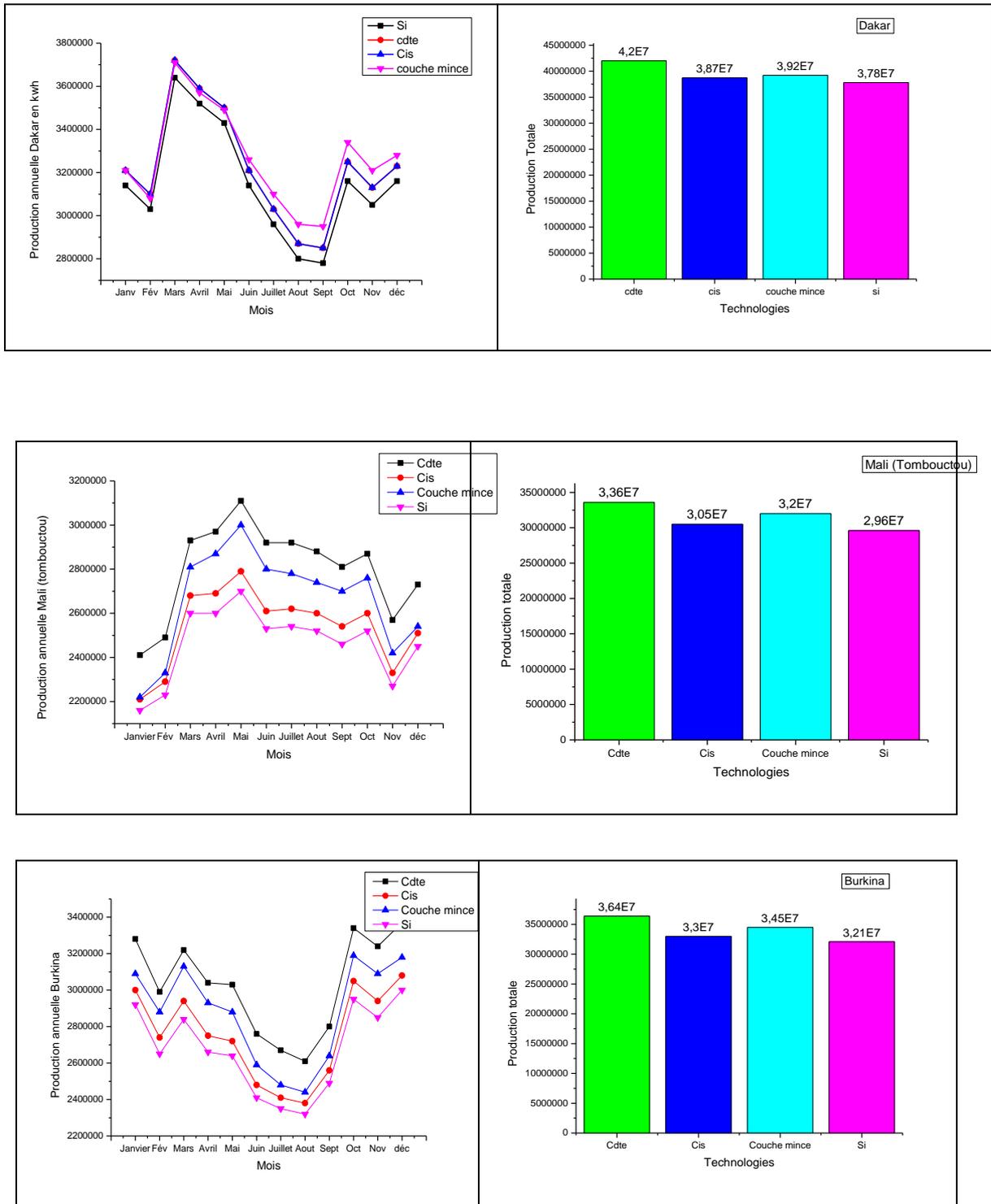


Figure 42: Evaluation de la production d'Énergie en Afrique de l'ouest avec différentes technologies

Afrique du Nord

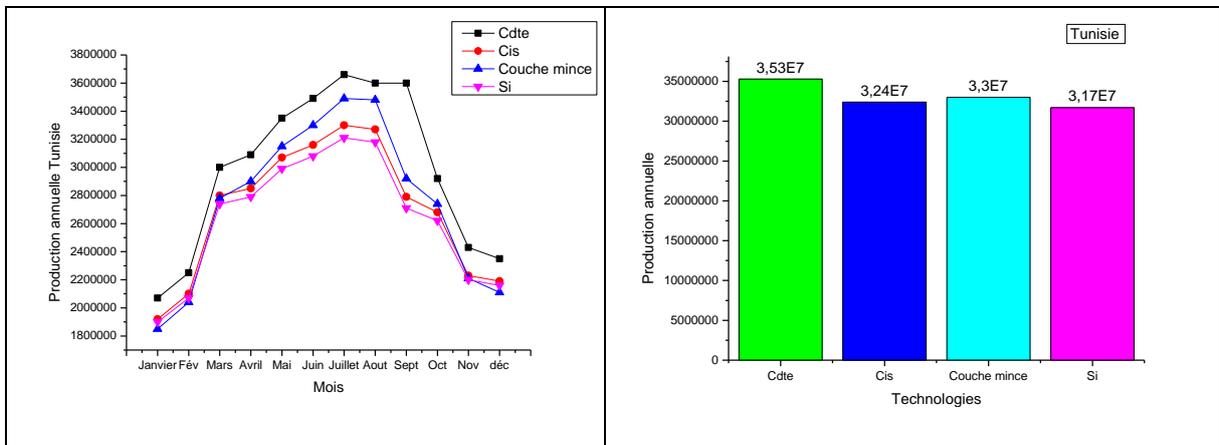
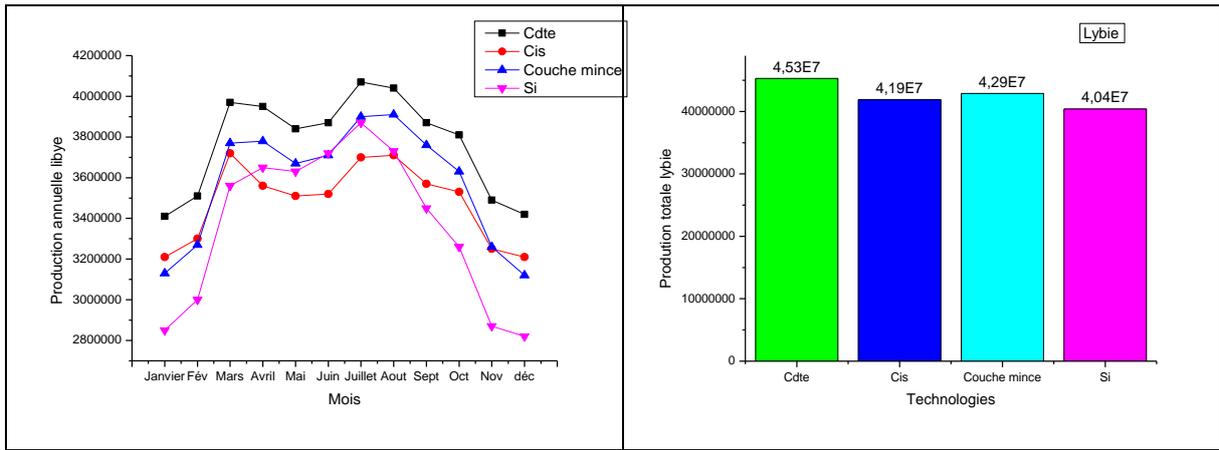


Figure 43: Evaluation de la production d'énergie en Afrique du Nord avec différentes technologie

Europe

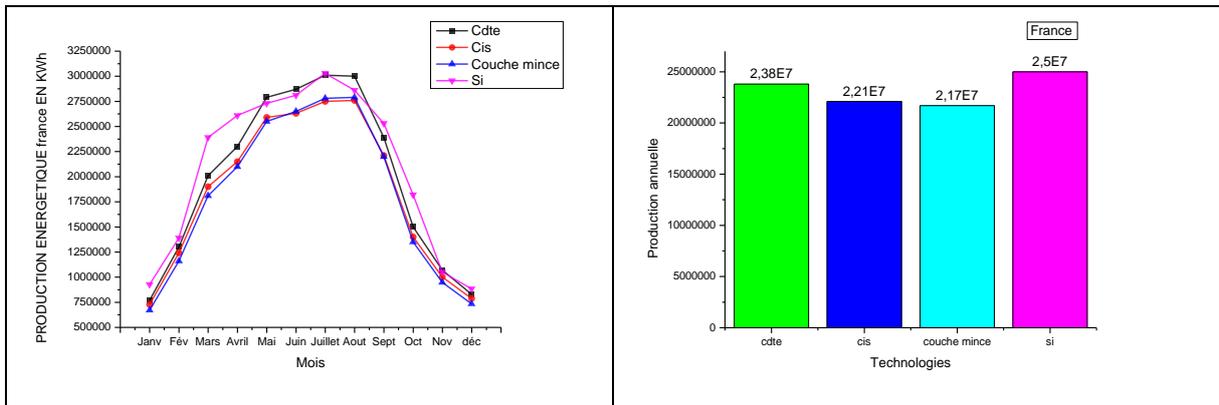


Figure 44: Evaluation de la production d'énergie en Europe avec différentes technologies

Cette étude comparative permet de constater que la technologie cristalline est plus adoptée pour les pays de l'Europe où les températures maximales peuvent avoisiner les 25 °C des conditions STC. Par contre, en Afrique ce sont les technologies micromorphes et couches minces qui sont les plus appropriées avec des températures qui peuvent atteindre 40 à 50 °C, ce qui provoquent des effets négatifs sur la production. On peut en conclure que les technologies micromorphes et couches minces résistent plus à la température que les modules cristallins.

Aujourd'hui, le rendement des technologies micromorphes et couches minces est faible (7 à 8%) et la durée de vie des panneaux est limitée à une dizaine d'année, leurs performances diminuant sensiblement avec le temps. Pour les composés tellure de cadmium (CdTe), le principal inconvénient réside dans la toxicité des produits utilisés à la fabrication de ce type de panneaux solaires.

Cependant, avec la **technologie monocristalline**, la production des panneaux solaires est optimale. Les cellules monocristallines offrent le meilleur rendement (jusqu'à 20 %). Les panneaux issus de cette technologie ont une bonne durée de vie (jusqu'à 30 ans). Le coût de production est élevé et les panneaux sont donc chers à la vente. On constate avec cette technologie peu de rendement par mauvais temps.

Pour les cellules photovoltaïques au **silicium polycristallin**, le coût de production est moins élevé que celui des cellules monocristallines. Les panneaux ont également une bonne durée de vie (jusqu'à 30 ans). Aussi, ces panneaux solaires sont dotés d'une bonne flexibilité d'irradiation qui donne un rendement correct, même par temps nuageux. Les cellules polycristallines offrent un rendement inférieur à la technologie monocristalline (de 11 à 15 %). Ces types de cellules ont pour l'instant le meilleur rapport qualité / prix.

Les enjeux des cellules photovoltaïques restent les suivants :

- Continuer à abaisser le coût de l'énergie solaire,
- Trouver les moyens de rendre plus durables les cellules solaires,
- Utiliser des matériaux abondants et non toxiques ;
- Rechercher des matériaux qui offriront à l'énergie solaire son plein potentiel.

IV.3. Comparaison de performance des systèmes Trackers et fixes sur le site de Malicounda

La stratégie de commande d'un tracker consiste essentiellement à générer la trajectoire du tracker afin de poursuivre parfaitement le soleil dans le but de maximiser la production. En

effet, l'asservissement des actionneurs des trackers est généralement considéré comme maîtrisé et n'est par conséquent pas abordé. Cette stratégie de commande peut avoir d'autres objectifs et d'autres contraintes comme la minimisation de l'énergie consommée, l'adaptation aux variations des conditions météorologiques.

Lorsqu'un panneau photovoltaïque est fixe par rapport au sol et orienté vers le sud (implantation en hémisphère nord), son rendement énergétique n'est pas constant au cours de la journée : en début et en fin de journée, le mauvais angle d'éclairement du panneau diminue le rendement de la production électrique.

Le système d'orientation est basé sur la programmation du déplacement du panneau solaire à des intervalles de temps prédéfinis conformément à la trajectoire du soleil, de manière à garder la surface active du module photovoltaïque perpendiculaire aux radiations solaires. Une comparaison expérimentale entre un panneau fixe et un système de poursuite à un axe est présentée.

IV.3.1. Analyse de journée bien ensoleillée

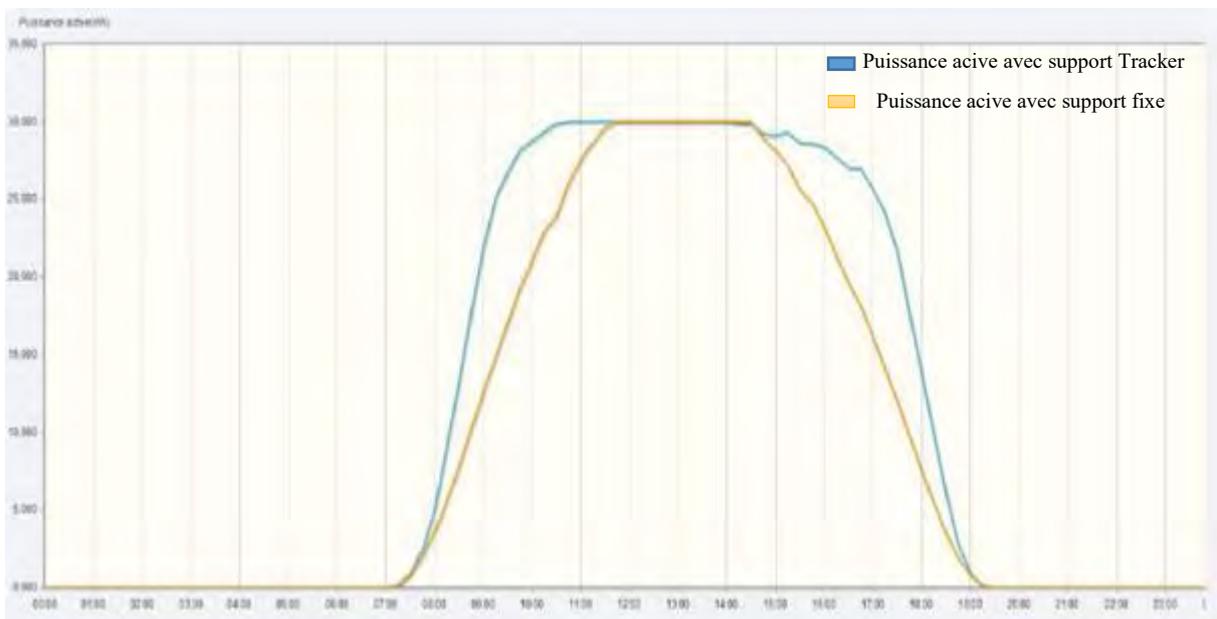


Figure 45: Comparaison du support Tracker et du support fixe pendant une journée bien ensoleillée

Les mesures ont été obtenues sur une année pour permettre d'estimer le gain énergétique dû à l'orientation qui est d'environ 25 %, confirmant en conséquence l'importance économique de ce système

La courbe bleue du tracker monte en puissance dès le matin pendant que la courbe jaune du support fixe monte progressivement jusqu'à son maximum à midi solaire. L'écart mesuré dépasse largement en début et en fin de journée ; la moyenne s'élève à 44,5% pour cette journée ensoleillée.

IV.3.2. Analyse d'une journée moyennement ensoleillée

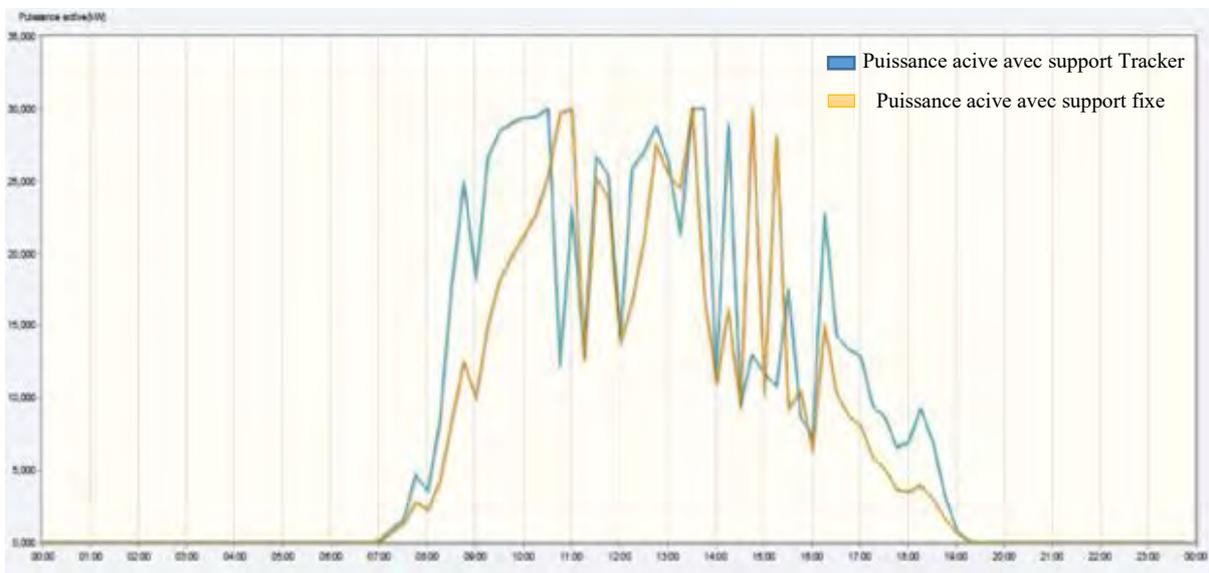


Figure 46: Comparaison du support Tracker et du support fixe pendant une journée moins ensoleillée

Le rayonnement direct devient largement minoritaire sous un ciel voilé ; sur cette journée le voile s'est dissipé en fin d'après-midi ; le gain de la journée est encore de 22,2%.

Plus l'ensoleillement du lieu considéré est important, plus l'écart au profit du tracker est grand. En moyenne annuelle, le gain optimum d'un tracker varie d'environ 25% d'une centrale photovoltaïque fixe orientée plein sud et inclinée 30° de façon identique au tracker.

IV.4. Simulation de la fiabilité des modules photovoltaïques

Dans le cas de notre étude, nous n'avons pas pu réaliser les essais accélérés nécessaires car ne disposant pas encore du matériel nécessaire

Avec les données météorologiques mesurées sur les différents sites du Burkina et du Sénégal, et en se basant sur l'outil développé par Laronde (PVMODREL) et appliqué avec le logiciel SCILAB, nous avons fait une simulation pour voir l'influence de ces paramètres sur la fiabilité des modules photovoltaïques.

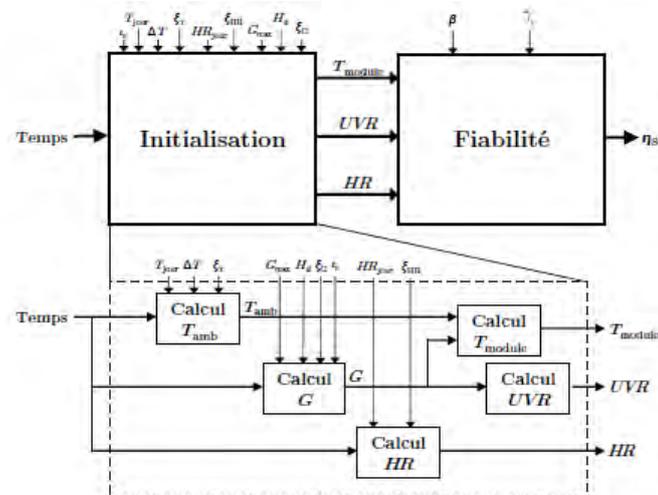


Figure 47 : Outil PVMODREL

Les simulations s'appuient sur :

- Les conditions environnementales dominantes déterminées à la section III.6.1
- Les paramètres de la loi d'accélération de Peck présentés dans le Tableau 11

Dans notre application, nous étudions la fiabilité et la durée de vie des modules relativement à la corrosion et à la délamination.

Les effets des variations de température et de l'humidité reçus par le module photovoltaïque sont principalement étudiés. : essais de chaleur humide.

Pour réaliser des simulations pour des modules exposés sur notre zone d'étude, nous avons considéré les paramètres de la loi d'accélération déterminés dans le Tableau 11.

Tableau 11: Paramètres d'entrée du bloc de fiabilité

Variable	Unité	Loi	Moyenne	Ecart-type
β	-	Constant	2,6	-
γ_0	-	Constant	8,79	-
γ_1	-	Constant	-1,00	-
γ_2	°K	Constant	2000,1	-
t_0	h	Constant	6,0	-
T_{jour}	°K	Normal	Données météo	3,5
ΔT	°K	Normal	4,23	1,50
ξ_T	°K	Normal	0,0	1,0
G_{max}	W/m ²	Normal	Données météo	80
H_d	Wh/m ²	Constant	Données météo	-
ξ_G	W/m ²	Normal	0,0	50,0
HR_{jour}	%HR	Normal	Données météo	10,0
ξ_{HR}	%HR	Normal	0,0	10,0

Ainsi, nous simulons la fiabilité et la durée de vie des modules dans les conditions de chaleur humide sur le site du Burkina :

Les résultats de la simulation réalisée à partir de l'outil développé par Laronde (PVMODREL) sont présentés sur la Figure 56.

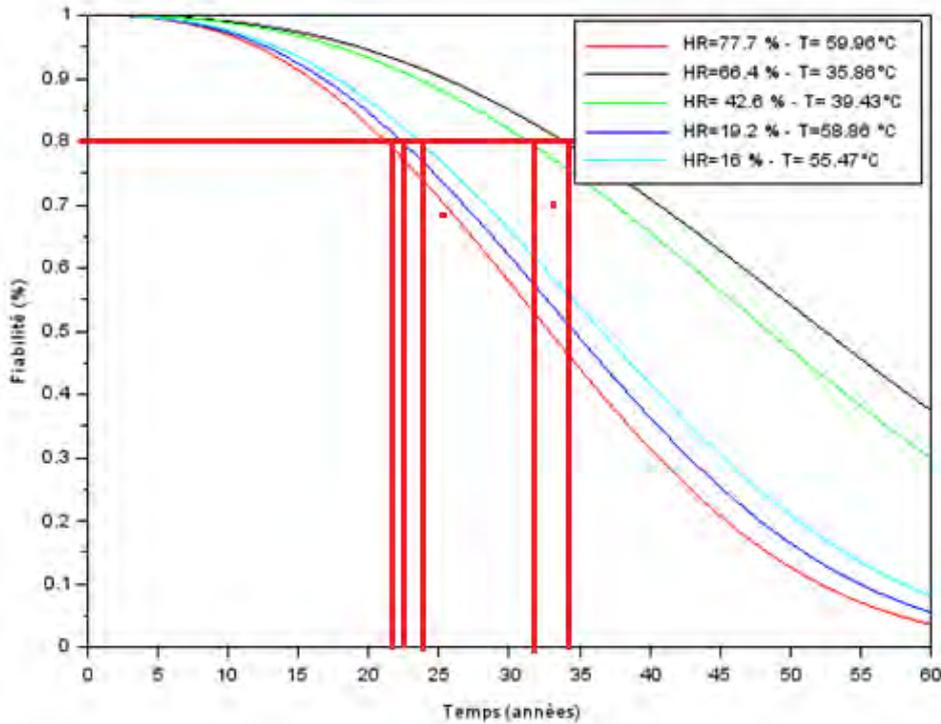


Figure 48: Fiabilité des modules exposés sur le site du Burkina en fonction du temps.

Les résultats de simulation de chaleur humide montrent l'influence des conditions de fonctionnement extrêmes sur la fiabilité et la durée de vie des modules photovoltaïques.

On note une nette influence de la température du module sur la fiabilité et par conséquent sur la durée de vie des modules.

La courbe rouge qui correspond à une température du module de 59.96°C et à une humidité relative de 77.7% est plus défavorable pour la fiabilité et la durée de vie des modules exposés sur notre zone d'étude.

La courbe noire donne une meilleure évolution de la fiabilité et une plus grande durée de vie du module en fonction du temps.

Cependant, nous pouvons conclure que la fiabilité et la durée de vie des modules PV seraient plus influencées par la température du module que par l'humidité relative.

IV.5. CONCLUSION

Ce chapitre présente les résultats de comparaison de quatre technologies différentes de modules PV dans une zone de l'Afrique de l'Ouest (BURKINA).

L'analyse des performances mesurées montrent une meilleure accommodation du micromorphe aux spécificités climatiques de la zone soudano-sahélienne avec un ratio de performance moyen égal à 94 %.

Les modules monocristallin (VSPM50-12V) et polycristallin (VSP50P-12V) tous de VICTRON présentent des performances semblables sur le site avec un même ratio de performance moyen de 85 %. Le module polycristallin de SUNPOWER, à cause de son faible coefficient de température, de même que sa grande résistance série, présente les plus faibles performances sur le site avec un ratio de performance moyen de 82 %.

Sur le site de Malicounda une étude similaire a été réalisée en utilisant L'application PVgis :

L'application PVGIS est un excellent outil de simulation qui permet de calculer la production de systèmes photovoltaïques connectés au réseau en Europe et en Afrique (et également pour site isolés).

On peut retenir globalement que technologie cristalline est plus adoptée pour les pays de l'Europe ou les températures maximales peuvent avoisinées les 25 °C des conditions STC. Contrairement en Afrique ou les technologies micromorphes et couches minces sont les plus appropriées avec des températures qui peuvent atteindre 40 à 50 °C ce qui provoquent des effets négatifs sur la production.

On peut en conclure que les technologies micromorphes et couches minces résistent plus à la température que les modules cristallins. Cette étude est essentiellement focalisée sur l'irradiance et la température qui sont les facteurs principaux qui influent sur la productivité des modules PV mais pas les seuls. Toujours sur le site de Malicounda une étude sur les performances de la centrale avec la Senelec a été présentée. Le but de ces essais est de déterminer les performances contractuelles de la centrale fixer à 77%. Les résultats ont montré une performance de 79.07% sur le site de Malicounda.

Une comparaison de performance des supports trackers et fixes a été établie sur le site de Malicounda, on peut en conclure qu'en moyenne annuelle, le gain optimum d'un tracker varie d'environ 25% d'une centrale photovoltaïque fixe orientée plein sud et inclinée 30° de façon identique au tracker. Pour un meilleur rendement l'utilisation des trackers est plus conseillé par rapport au supports fixes.

Une simulation basée sur les conditions météorologiques du site du Burkina avec l'outil PVMODREL de LARONDE est présentée.

Cet outil est basé sur les essais accélérés pour la détermination des paramètres de la loi de fiabilité utilisée en l'occurrence le modèle de Peck. Il utilise également la base de données relative aux conditions environnementales du site d'exposition des modules.

Il a permis d'estimer la fiabilité et la durée de vie des modules de la plateforme mise en place dans le cadre de cette thèse en tenant compte uniquement des conditions de fonctionnement dominantes de température et d'humidité relative.

Nous avons trouvé que la fiabilité et la durée de vie des modules PV sont plus sensibles à la température du module que par l'humidité relative.

Ce qui explique la nécessité d'avoir des modules PV qui résiste plus à la température sur les zones de l'Afrique, ou même penser au refroidissement des modules PV avec les centrales flottantes.

IV.6.Références

- [1] Dirk C. Jordan, John H. Wohlgemuth, and Sarah R. Kurtz, “Technology and Climate Trends in PV Module Degradation”, in *Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2012, pp. 3118-3124.
- [2] Munoz M.A., Alonso-Garcia M.C., Nieves Vela, Chenlo F. “Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions”. *Solar Energy* 85, 2264–2274, 2011.
- [3] Osterwald C.R., McMahon T.J. “History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review”. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 17(1), 11-33, 2009.
- [4] Quintana M.A., King D.L., McMahon T.J., Osterwald C.R. “Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules”. *Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1436-1439, 2002.
- [5] Wohlgemuth J., Cunningham D., Nguyen A.M., Miller J. “Long Term Reliability of PV Modules”. *Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 1942-1946, 2005.
- [6] Phinikarides A, Kindyni N, Makrides G, Georghiou GE. Review of photovoltaic degradation rate methodologies. *Renew Sustain Energy Rev* Dec. 2014;40: 143-52
- [7] King DL, Kratochvil JA, Boyson WE. Photovoltaic array performance model. United States: Department of Energy; 2004.
- [8] Amrouche B, Sicot L, Guessoum A, Belhamel M. Experimental analysis of the maximum power point's properties for four photovoltaic modules from different technologies: monocrystalline and polycrystalline silicon, CIS and CdTe. *Sol Energy Mater Sol Cells* Nov. 2013;118:124-34.
- [9] Y. Poissant, “Field Assessment of Novel PV Module Technologies in Canada,” in *Proc. 4th Canadian Solar Buildings Conference, June, 2009*.
- [10] Nishioka K, Hatayama T, Uraoka Y, Fuyuki T, Hagihara R, Watanabe M. Fieldtest analysis of PV system output characteristics focusing on module temperature. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2003;75(3):665-71.
- [11] Ransome S. A review of kWh/kWp measurements, analysis and modelling. In: *Proceedings of the 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*; 2008. p. 2795-800.

- [12] Alonso-Abella M, Chenlo F, Nofuentes G, Torres-Ramírez M. Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: the case of four specific sites. *Energy* Apr. 2014;67:435-43.
- [13] Bühler AJ, Perin Gasparin F, Krenzinger A. Post-processing data of measured IeV curves of photovoltaic devices. *Renew Energy* Aug. 2014;68:602-10.
- [14] A. Carr and T.Pryor, "A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates," *Solar Energy*, vol. 76, no. 1-3, pp. 285-294, Jan. 2004.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les énergies renouvelables prennent de plus en plus de place dans le paysage énergétique mondiale. Ceci d'autant plus que la rareté des ressources primaires s'accroît mais également que les technologies renouvelables deviennent compétitives.

Face à cela, un effort accru existe depuis une vingtaine d'années pour développer l'utilisation directe de l'énergie solaire afin de la transformer en chaleur, en électricité ou en une forme d'énergie chimique plus facilement stockable (hydrogène par exemple).

Ceci est le résultat d'avancées technologiques considérables développées dans les filières renouvelables notamment la filière Photovoltaïque. Cependant un problème majeur subsiste dans la filière, les performances annoncées sont rarement atteintes dû au fait que les panneaux solaires ne fonctionnent quasi jamais dans les conditions standard de test. Il s'y ajoute les problèmes de dégradation causés par l'exposition aux rayons UV, à la température, à l'humidité et les aérosols pour les milieux sahéliens.

Cette Thèse est une contribution à l'étude de la dégradation de la production et de la performance des modules photovoltaïques exposés sur les conditions réelles. Ceci a été rendu possible grâce à la disponibilité des données environnementales et des paramètres électriques mesurés à partir de trois technologies PV différentes (monocristallin, polycristallin et micromorphe) pendant une année à l'aide d'un dispositif expérimental, « banc I – V », installé sur le site du Burkina (2IE) et de la centrale solaire de Malicounda au Sénégal.

L'exploitation des données nous a permis dans un premier de montrer que les conditions de fonction des modules sur site réel sont loin des conditions standards (STC, $T=25^{\circ}\text{C}$, $E=1000\text{W}/\text{m}^2$). Ainsi, sur site réel, les modules fonctionnent à des valeurs d'ensoleillement de $800\text{W}/\text{m}^2$ et des températures comprises entre 40°C et 60°C . Les dégradations sur la production des modules associée ont pu être calculées sur l'année et par saison et de l'influence de la salissure. Il s'agit du rapport entre la puissance maximale mesurée dans les conditions réelles (P_{max}) et la puissance nominale (P_0) du module mesuré dans les conditions standards. Enfin l'étude de l'impact des paramètres environnementaux sur cette dégradation a été évaluée. Les résultats montrent que cette dégradation est plus affectée par la température. Les résultats obtenus ont permis d'évaluer la dégradation de la production des modules PV.

L'étude de la dégradation des modules photovoltaïques a principalement porté sur les caractéristiques électriques de performance en l'occurrence le courant de court-circuit, la tension en circuit-ouvert, le facteur de forme, la puissance maximale. De façon générale l'étude

a montré que la puissance maximale et le courant de court-circuit des modules sont les principaux paramètres influencés par la poussière et la température tandis que la tension en circuit-ouvert demeure quasi constante

Cette thèse a permis de comparer les performances de trois technologies PV différentes (monocristallin, polycristallin et micromorphe) dans plusieurs zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest, du Nord et de l'Europe.

La comparaison s'est faite autour de deux paramètres la température et le ratio de performance. Une comparaison des performances a été sur le site de Malicounda par rapport à la performance des modules avec des supports des fixes et trackers (suiveurs de soleil).

L'étude a révélé une meilleure performance des modules micromorphes dans toutes les zones climatiques. On peut retenir globalement pour toute la région ouest africaine, une baisse maximale du rendement des modules de l'ordre de 20 %. En zone soudano-sahélienne, l'étude de l'influence de la poussière sur les technologies PV a montré que lorsque les modules restent sans nettoyage sur toute l'année, les chutes de puissances atteignent 40 % pour les modules cristallins et 65 % pour les micromorphes. Il a également été montré en zone soudano-sahélienne, que les modules PV peuvent rester sans nettoyage en période pluvieuse. En période sèche, les modules cristallins devront être nettoyés une fois par semaine et les micromorphes toutes les trois semaines.

Dans les zones européennes ou le climat est proche des conditions STC les modules cristallins ont un meilleur rendement. Aujourd'hui, Le rendement des technologies micromorphes et couches minces est faible (7 à 8 %) et la durée de vie des panneaux est limitée à une dizaine d'année leur performances diminuent sensiblement avec le temps.

L'étude a révélé aussi que les supports trackers ont un rendement de 20% par rapport aux supports fixes.

Enfin, une méthodologie et un outil basé sur les essais accélérés et dédié à l'estimation de la fiabilité et la durée de vie des modules sont proposés. L'outil est développé sous l'environnement Scilab. Il a montré que la fiabilité et la durée de vie des modules sont plus sensibles à la température du module qu'à l'humidité relative.

Ce travail ouvre d'importantes perspectives de recherche. En effet, partant des différents modes de dégradation, d'autres modèles permettant d'évaluer l'impact des facteurs de dégradation pris individuellement ou une combinaison de ces derniers en déterminant leur poids dans la dégradation devrait permettre d'améliorer la maîtrise du comportement des modules PV dans le temps. D'où l'intérêt, de mettre en place des bases de données sur les facteurs utiles

(facteurs climatiques, caractéristiques électriques et production des modules) pour la modélisation de la dégradation de la puissance des modules PV dans le temps.

Annexes

Annexes

I. Les principales lois de fiabilité

Nous présentons dans cette section quelques distributions de vie qui interviennent le plus fréquemment dans l'analyse de la fiabilité. Nous énoncerons les principales propriétés de ces lois, les fonctions de survie (Fiabilité) associées ainsi que les taux de défaillance.

La fiabilité est une grandeur quantitative qui nécessite la connaissance des distributions de durée de vie afin de l'estimer. Dans le cadre d'un système complexe, ces distributions doivent absolument tenir compte de tous les mécanismes de défaillance associés aux différentes technologies.

Loi exponentielle

Cette loi a de nombreuses applications dans plusieurs domaines. C'est une loi simple, très utilisée en fiabilité dont le taux de défaillance est constant. Elle décrit la vie des matériels qui subissent des défaillances brutales.

Elle est définie par un seul paramètre, le taux de défaillance, elle est caractérisée par :

La densité de probabilité : $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$

La fiabilité : $R(t) = e^{-\lambda t}$

(1)

Le taux de défaillance : $\lambda(t) = \lambda$

La durée de vie moyenne ou MTBF : $\frac{1}{\lambda}$

Loi de Weibull

La plus populaire des lois, souvent utilisée aussi bien en électronique qu'en mécanique ; elle caractérise mieux le comportement du produit dans les trois phases de vie : période de jeunesse, période de vie utile et période d'usure ou vieillissement selon la valeur du paramètre de forme β .

La loi de Weibull est définie par trois paramètres : η (paramètre d'échelle) dont l'unité est homogène à l'unité de la sollicitation, β (paramètre de forme) qui traduit la finesse de la distribution et γ (paramètre de localisation), elle est caractérisée par :

La densité de probabilité :

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta} \quad t \geq \gamma \quad (2)$$

Où : β est le paramètre de forme ($\beta > 0$)

η est le paramètre d'échelle ($\eta > 0$)

γ est le paramètre de position ($\gamma \geq 0$)

$\beta < 1$ ((t) décroît) : période de jeunesse (rodage, déverminage),

$\beta = 1$ ((t) constant) : indépendance du temps,

$\beta > 1$ ((t) croît) : période de vieillissement, d'usure ou de dégradation :

De plus, cette loi de Weibull permet de décrire un phénomène de fatigue lorsque $\beta \in [1 ; 5 ; 2 ; 5]$, un phénomène ayant un taux de défaillance linéaire lorsque $\beta = 2$ et un phénomène d'usure ou de corrosion lorsque $\beta \in [3 ; 4]$.

La fiabilité : $R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta}$

Le taux de défaillance : $\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1}$ (3)

La durée de vie moyenne ou MTTF : $MTTF = \gamma + \eta \cdot \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right)$

Avec Γ la fonction gamma définie par : $\Gamma(n) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{n-1} dx$

Loi normale

La loi normale est très répandue parmi les lois de probabilité car elle s'applique à de nombreux phénomènes. La fonction de densité est définie par la moyenne μ et l'écart type σ :

La densité de probabilité :

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2}$$

La fonction de répartition (4)

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot \int_{-\infty}^t e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2} dx$$

La durée de vie moyenne ou MTTF :

$$MTTF = \mu$$

Si t suit une loi normale $N(\mu, \sigma)$, $u = \left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)$ suit une loi normale centrée réduite dont la fonction de répartition, notée Φ est donnée par :

$$f(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot \int_{-\infty}^u e^{-\frac{1}{2}x^2} dx \quad (5)$$

En fiabilité, la distribution normale est utilisée pour représenter la distribution des durées de vie de dispositifs en fin de vie (usure) car le taux de défaillance est toujours croissant. On ne l'utilisera que si la moyenne des durées de vie est supérieure à 3 fois l'écart type. En effet, t est toujours positif, alors que la variable normale est définie de $-\infty$ à $+\infty$; la restriction imposée réduit la probabilité théorique de trouver une durée de vie négative à environ 0.1 %.

Loi lognormale

Une variable aléatoire continue et positive t est distribuée selon une loi lognormale si son logarithme est distribué suivant une loi normale. Cette distribution est utilisée en fiabilité pour modéliser les défaillances par fatigue. La fonction de survie d'une loi lognormale de paramètres μ et σ est :

La densité de probabilité :

$$f(t) = \frac{1}{\sigma t \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{\log(t) - \mu}{\sigma} \right)^2}, t > 0$$

La fonction de répartition

(6)

$$F(t) = \Phi \left(\frac{\log(t) - \mu}{\sigma} \right)$$

Le taux de défaillance

$$\lambda(t) = \frac{e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{\log(t) - \mu}{\sigma} \right)^2}}{t \int_0^{\infty} \sigma \sqrt{2\pi} f(t) dt}$$

La durée de vie moyenne ou MTTF :

$$MTTF = e^{\mu + \frac{\sigma^2}{2}}$$

Loi Gamma

Elle représente la loi de probabilité d'occurrence de α événements dans un processus poissonien. Par exemple si t_i est le temps entre les défaillances successives d'un système, et que t_i suit une distribution exponentielle, le temps cumulé d'apparition de α défaillances suit une loi Gamma de densité de probabilité :

$$f(t) = \frac{\beta^\alpha t^{\alpha-1} e^{-\beta t}}{\Gamma(\alpha)}$$

Le taux de défaillance est donné par :

(7)

$$\lambda(t) = \frac{\beta^\alpha t^{\alpha-1} e^{-\beta t}}{\int_t^{\infty} \Gamma(\alpha) f(u) du}$$

Loi binômiale

La loi binômiale s'applique pour décrire des phénomènes ayant des occurrences s'excluant mutuellement (états de fonctionnement ou de défaillance). Cette loi décrira principalement les systèmes utilisés à la sollicitation comme les munitions, les air-bag, ... La variable aléatoire correspondant au nombre d'échecs k à la sollicitation observables sur un échantillon testé, de taille n , en fonction de la probabilité de réalisation de cette occurrence p (soit la fiabilité ou la probabilité de défaillance), suit une loi binômiale :

$$f\left(\frac{k}{p}\right) = C_n^k p^k \cdot (1-p)^{n-k} \quad (8)$$

Loi beta

Cette loi représente, en particulier, la probabilité pour qu'un matériel survive jusqu'à un instant t , quand on essaie n matériels. D'où son intérêt dans l'évaluation de la durée des essais de fiabilité.

La fonction de densité est définie par : (9)

$$f(x) = \frac{\Gamma(a+b)}{\Gamma(a)\Gamma(b)} x^{a-1} (1-x)^{b-1}$$

Ou a et b sont les paramètres de distribution.

La loi du Khi-deux

La loi du Khi-deux, ou loi de Pearson, ne sert pas à modéliser directement la fiabilité, mais essentiellement au calcul des limites de confiance lors des estimations par intervalle de confiance. Elle est caractérisée par un paramètre positif ν appelé degrés de liberté et définie que pour des valeurs positives.

La densité de probabilité d'une loi de Khi-deux à ν degrés s'écrit :

$$f(t) = \frac{1}{2^{\frac{\nu}{2}} \Gamma\left(\frac{\nu}{2}\right)} \cdot t^{\frac{\nu}{2}-1} e^{-\frac{t}{2}} \quad t \geq 0 \quad (10)$$

La loi du Khi-deux est décrite par une table statistique.

II. Caractéristique de la Centrale solaire de Malicounda



Plan de champ Malicounda avec 22 MW installés

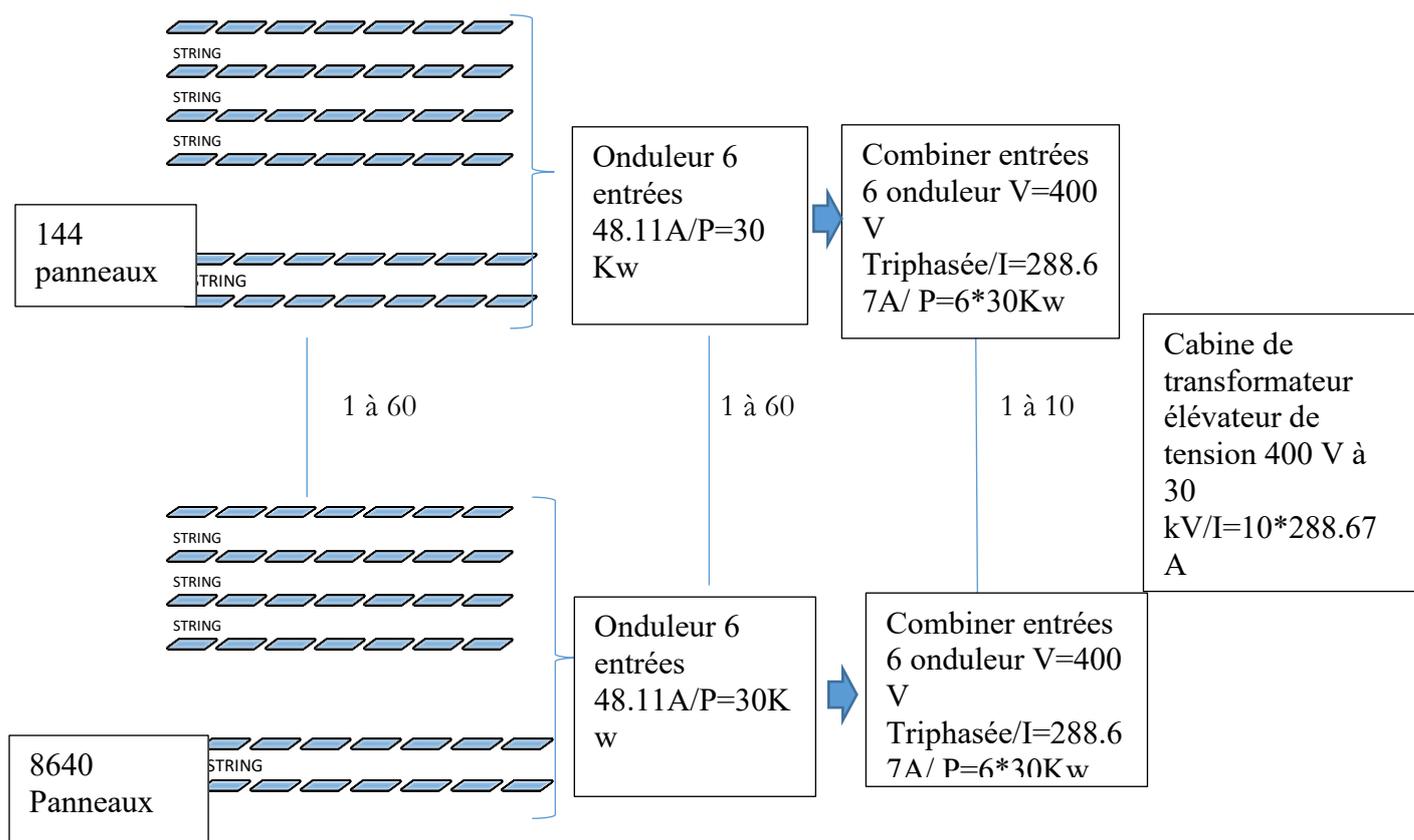
La centrale solaire de Malicounda de 22 MW est composée de : 86400 panneaux de 255 W chacun repartis-en 10 sous champs



Chaque sous-champ est composé de 8640 panneaux repartis sur 90 supports de 4 strings chacun contenant 24 panneaux.

Les strings sont connectés à des onduleurs qui sont au nombre de 300 et sont repartis comme suit : dans chaque sous champ nous disposons de 60 onduleurs repartis encore en 10×6 .

Répartition d'un sous-champ



Puissance de la Centrale solaire

La puissance installée de la Centrale solaire est d'environ 22MWc. L'interconnexion est faite par une connexion souterraine de 30 kV avec un câble ARG7H1R18/30 kV 3 (1*300) mm² (caractéristiques du câble à définir) long d'environ 1200 mètres à la sous-station de la SENELEC sise à Malicounda.

Equipements

LA SOCIETE dans le cadre de ce projet a bénéficié de l'appui technique des compagnies chinois RISEN ENERGY (Panneaux photovoltaïque) et HUAWAI (Onduleurs) du fait de leur partenariat avec la société CHEMTECH.

- **Panneaux photovoltaïques**



HIGH PERFORMANCE POLYCRYSTALLINE MODULE
RSM60-6-250P-270P/4BB
60 CELL POLYCRYSTALLINE MODULE
250-270Wp POWER OUTPUT RANGE
16.5% MAXIMUM EFFICIENCY

About Risen Energy
Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 2002, and publicly listed in 2015, complete value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, underpins Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

KEY SALIENT FEATURES

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- Photon Independent field testing - Ranked in the top 2 of 176 international suppliers
- Industry leading lowest thermal co-efficient of Power
- Industry leading 12years product warranty
- Excellent low irradiance performance
- Excellent PID resistance
- Positive tight power tolerance of 3%
- Triple stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
- Module imp binning radically reduces string mismatch losses
- Warranted reliability and stringent quality assurances well beyond certified requirements
- Certified to withstand severe environmental conditions
 - Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
 - Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
 - Excellent mechanical load 2400Pa & snow load 5400Pa resistance

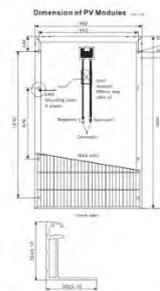
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY
12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



RISEN ENERGY CO., LTD
Tashan Industry Zone, Melin,
Ninghai 315509 Ningbo | PRC
Tel: +86-574-95953239
Fax: +86-574-95953599
E-mail: info@risenenergy.com
Website: www.risenenergy.com



Dimension of PV Modules



ELECTRICAL DATA(STC)

Model Number	RSM60-6-250P	RSM60-6-250P	RSM60-6-250P	RSM60-6-250P	RSM60-6-270P
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	250	255	260	265	270
Open Circuit Voltage-Voc(V)	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Short Circuit Current-Isc(A)	8.88	8.99	9.04	9.12	9.20
Maximum Power Voltage-Vmp(V)	29.0	29.3	29.6	29.8	29.2
Maximum Power Current-Imp(A)	8.54	8.62	8.59	8.58	8.66
Module Efficiency (%)	15.3	15.6	15.5	16.2	16.3

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3

ELECTRICAL DATA(NOCIT)

Model Number	RSM60-6-250P	RSM60-6-250P	RSM60-6-250P	RSM60-6-250P	RSM60-6-270P
Maximum Power-Prmax (Wp)	186	189	194	197	201
Open Circuit Voltage-Voc(V)	34.8	35.0	35.2	35.3	35.5
Short Circuit Current-Isc(A)	7.18	7.23	7.31	7.36	7.44
Maximum Power Voltage-Vmp(V)	27.8	28.0	28.1	28.3	28.48
Maximum Power Current-Imp(A)	6.69	6.79	6.89	6.88	7.08

NOCIT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 25°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL DATA

Solar cells: Polycrystalline 158 × 156 mm (E type)
Cell configuration: 60 cells (6×10)
Module dimensions: 1650×992×35mm (64.96"×39.05"×1.38")
Weight: 18kg (40lb)
Substrate: 3.2mm High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate: Silver Backsheet
Frame: Silver Anodized Aluminum Alloy Type 6063T5, Silver Color
J-Box: Potted, IP67, 100VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables: 4 (mm²) (12AWG), 500mm length
Connector: IP67 MC4 or its Compatible

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Normal Operating Cell Temperature (NOCT): -35°C to 2°C (113.3°F to 67°F)
Temperature Coefficient of Voc: -0.32%/°C (-0.181%/°F)
Temperature Coefficient of Isc: 0.055%/°C (0.0285%/°F)
Temperature Coefficient of Pmax: -0.39%/°C (-0.211%/°F)
Operational Temperature: -40~+85°C
Maximum System Voltage: 1000VDC
Max Series Fuse Rating: 15A
Limiting Reverse Current: 15A

PACKAGING CONFIGURATION

	40%	20%
Number of modules per container	640	320
Number of modules per pallet	30	30
Number of pallets per container	21	12
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1880×1120×1120	1880×1120×1120
Box gross weight(kg)	583	583

CAUTION: READ SHIPMENT AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
©2015 Risen Energy. All rights reserved. All trademarks included herein are registered or unregistered trademarks of their respective owners.

THE POWER OF RISING VALUE

Les modules utilisés dans le cadre de ce projet sont du fabricant RISEN Energy. Le modèle utilisé est le suivant : SYP255P 60x6.

- **Onduleurs**

Les onduleurs utilisés dans le cadre de ce projet sont du fabricant HUAWEI. Le modèle utilisé est le suivant : SUN2000-33KTL. Ils sont au nombre de six cent (600) au total soit 60 par sous-champ. Chaque onduleur gère six (6) strings de vingt-quatre (24) panneaux photovoltaïques, donc cent quarante-quatre (144) panneaux photovoltaïques, qui produisent du courant continu. Ce courant continu est transformé par les onduleurs en courant alternatif qui est conduit à l'AC Combiner. L'AC Combiner est une armoire de basse tension où se regroupe la production de six (6) onduleurs.

Onduleur de branche (33KTL)		
Spécifications techniques	SUN2000-33KTL	
	Relevé	
Rendement max.	98.0%	
Rendement européen	98.3%	
Entrée CC max.	Entrée	
Tension d'entrée max.	33 000 W	
Courant d'entrée max. par MPPT	1 000 V	
Tension de fonctionnement min.	23 A	
Plage de tension MPP	200 V	
Tension nominale d'entrée	480 V - 800 V	
Nombre d'entrées max.	6	
Nombre de trackers MPPT	3	
	Sortie	
Tension nominale de sortie CA	30 000 W	
Puissance de sortie apparente max.	33 000 VA *	
Tension de sortie nominale	220 V - 230 V, 3W+N+PE / 380 V - 400 V, 3W+N+PE	
Fréquence d'alimentation CA	50 Hz/60 Hz	
Courant de sortie max.	48 A	
Facteur de puissance ajustable	0,9 capacitif...0,9 inductif	
Distorsion totale d'harmonique max.	< 3%	
	Protection	
Appareil de déconnexion en entrée	Oui	
Protection anti-îlotage	Oui	
Protection de surintensité CA	Oui	
Protection contre l'inversion de polarité CC	Oui	
Surveillance des déséquilibres de branche système PV	Oui	
Protecteurs de surtension CC	Type II	
Protecteurs de surtension CA	Type II	
Contrôle d'isolement	Oui	
Détection de courant résiduel	Oui	
	Affichage et communication	
Affichage	Voyants LED	
RS485	Oui	
USB	Oui	
PLC	En option	
Bluetooth + APP	Oui	
Dimensions (LxHxP)	Dimension générale	
Poids	550 x 770 x 270 mm	
Intervalle de températures de fonctionnement	50 kg	
Refroidissement	de -25 °C à +50 °C	
Altitude d'exploitation	Convection naturelle	
Humidité relative (sans condensation)	4 000 m	
Connecteur CC	0 - 100%	
Connecteur CA	Amphenol H4	
Degré de protection	Terminal PG élanche + connecteur GT	
Autoconsommation de nuit	IP05	
Topologie	< 1 W	
Emission sonore	Sans transformateur	
Garantie	33 dB	
	5 ans, 10/15/20/25 ans en option	
	Conformité aux normes	
Sécurité/CEM	EN61000-5-2, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12, EN/IEC62100-1, EN/IEC62109-2	
Code de réseau	VDE-AR-N4105, VDE0126-1-1, BDEW 2008, directives Emv, CEI 0-21, CEI 0-16, 05693, 05332, AS4777, CCC/CFR104-2011, NBT 32004-2013, UTE C 15-712-1, C10/11, IEC61727, IEC62116, RD1986, EN50438, MEA 2013, PEA 2013, GB/T 19894-2012	

* puissance de sortie max. 33kva à 25 °C

Disponibilité continue pour des rendements optimaux.

info.energyeu@huawei.com
inverter@huawei.com
Tél : 49 911 255 22 3053
Tél : 800 0588977

- Cabines



Cabine de transformation 400 V /30 kV

Elles sont au nombre de douze (12) ; dont cinq (10) réparties à raison d'une (1) par sous-champ pour les 22MW approximatifs ; une (1) pour le local technique producteur et une (1) pour le local technique de la SENELEC.

- ✓ Les dix (10) cabines des sous-champs ont trois compartiments :
 - **L'armoire électrique** qui a pour fonction de mettre en parallèle l'énergie reçue de l'AC Combiner.
 - **Le Transformateur**, qui reçoit la tension alternative (400V) de l'armoire électrique et l'élève à 30.000V soit en Moyenne Tension (HTA).
 - **Les cellules** reçoivent le courant en HTA qui passe par les interrupteurs qu'ils envoient vers la cabine du local technique producteur.
- ✓ Le local technique producteur reçoit l'électricité des 10 sous-champs réparti en deux (2) lignes moyenne tension (2 x 5 sous-champs), la fait passer par le premier compteur SL7000 et l'orienter vers la cellule de sortie en passant par le système de sécurité « Thytronic- SPA », et, qui l'achemine au local technique SENELEC.

Il contient aussi un transformateur qui alimente les auxiliaires du parc solaire.

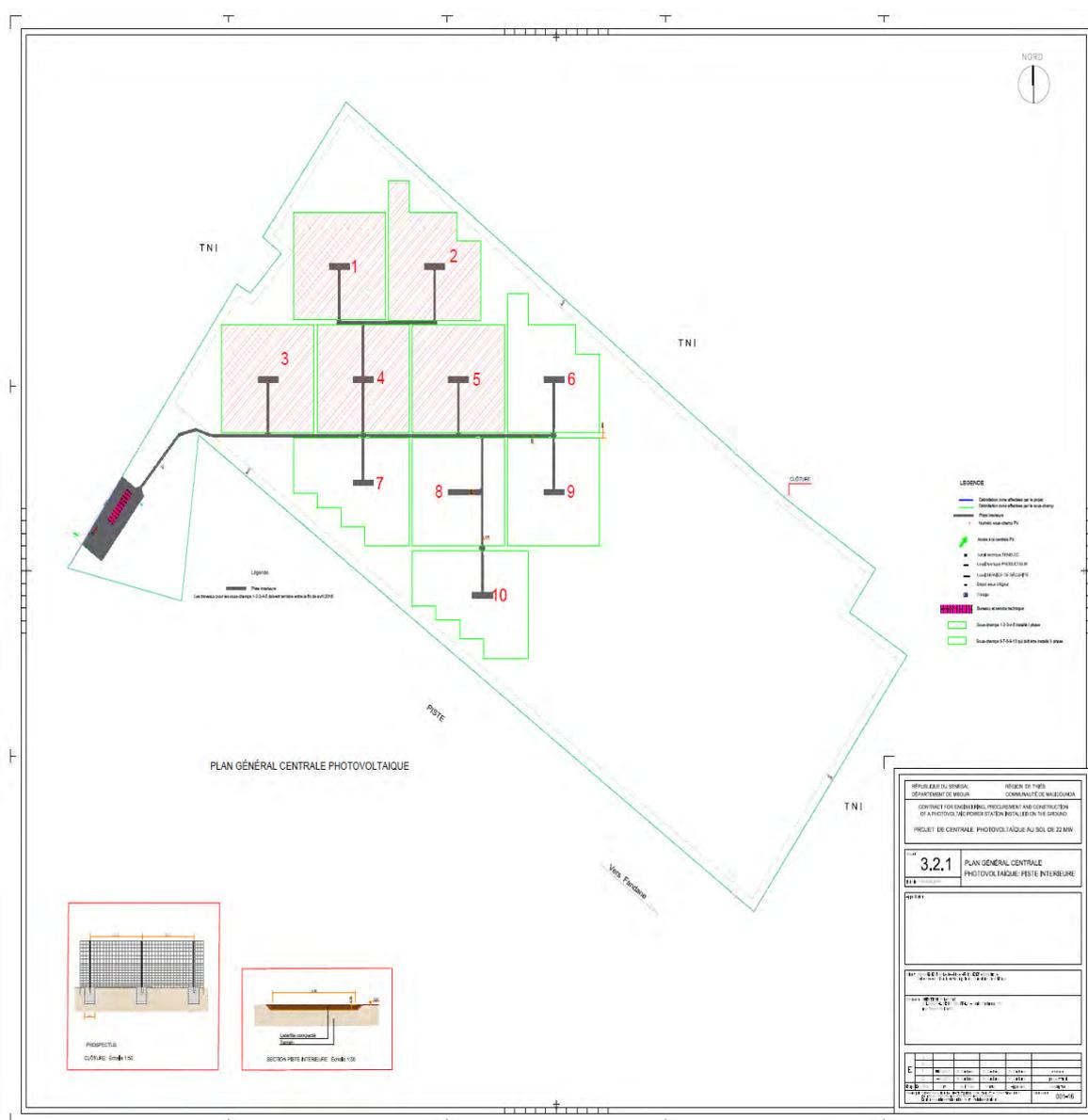
- ✓ Le local technique SENELEC contient lui le second compteur.

La Liaison au réseau : Le câble HTA relie le poste de livraison de la centrale à la sous-station de la SENELEC ou il est interconnecté aux jeux de barres à travers une cellule

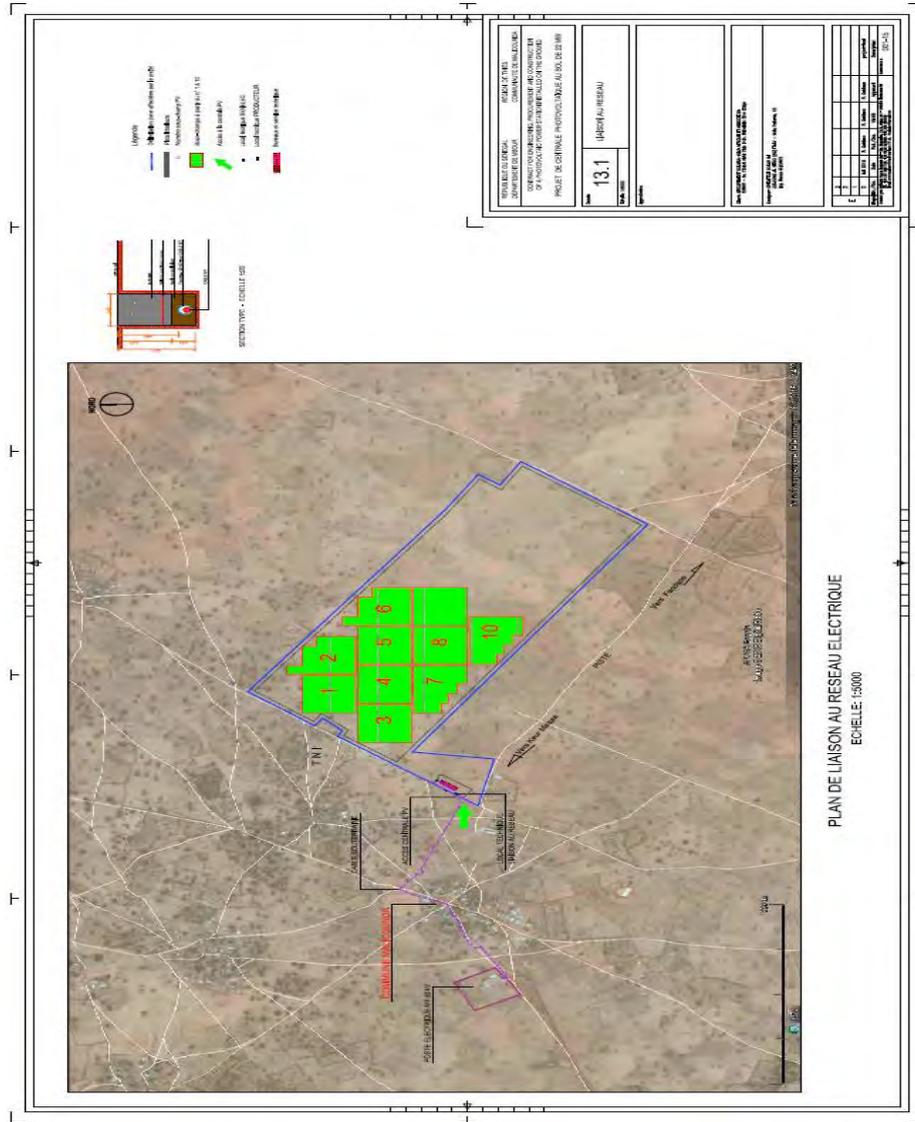
• Câbles

Les câbles utilisés pour l'évacuation à la sous-station, sont en aluminium (ARG7H1R18/30 kV 3 (1*300) mm²).

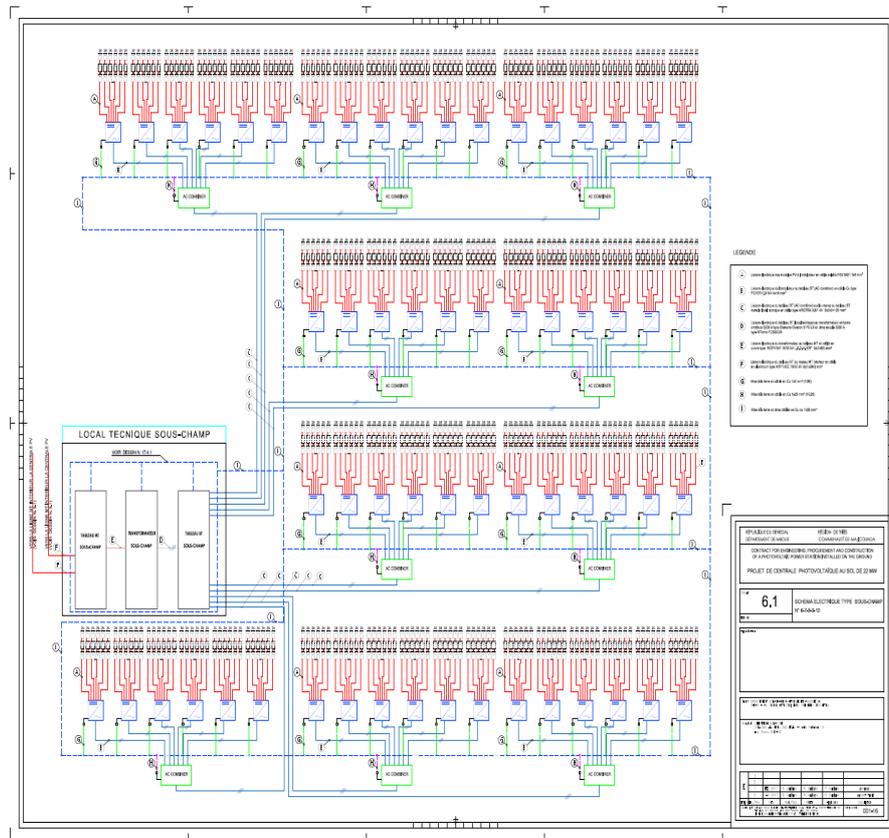
Plan générale centrale photovoltaïque



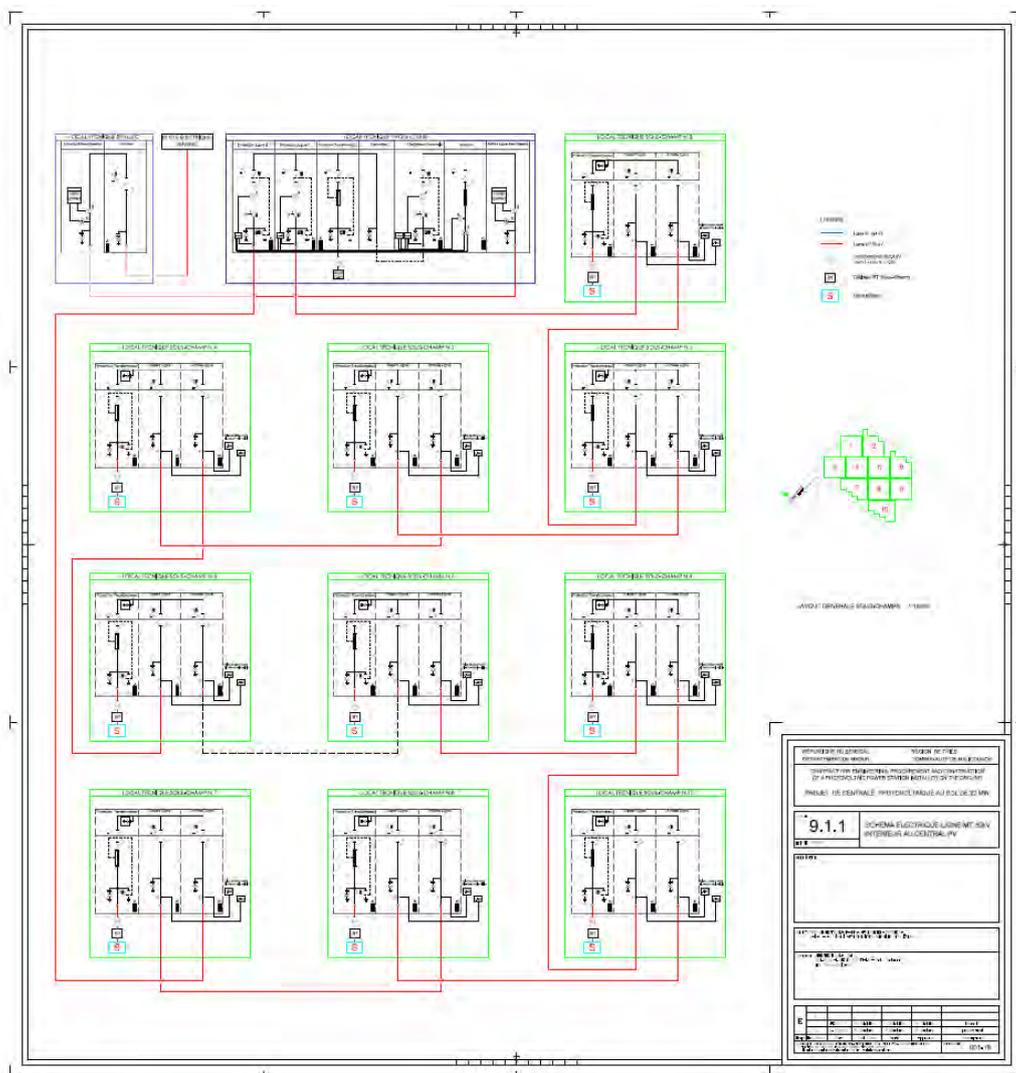
Liaison au réseau



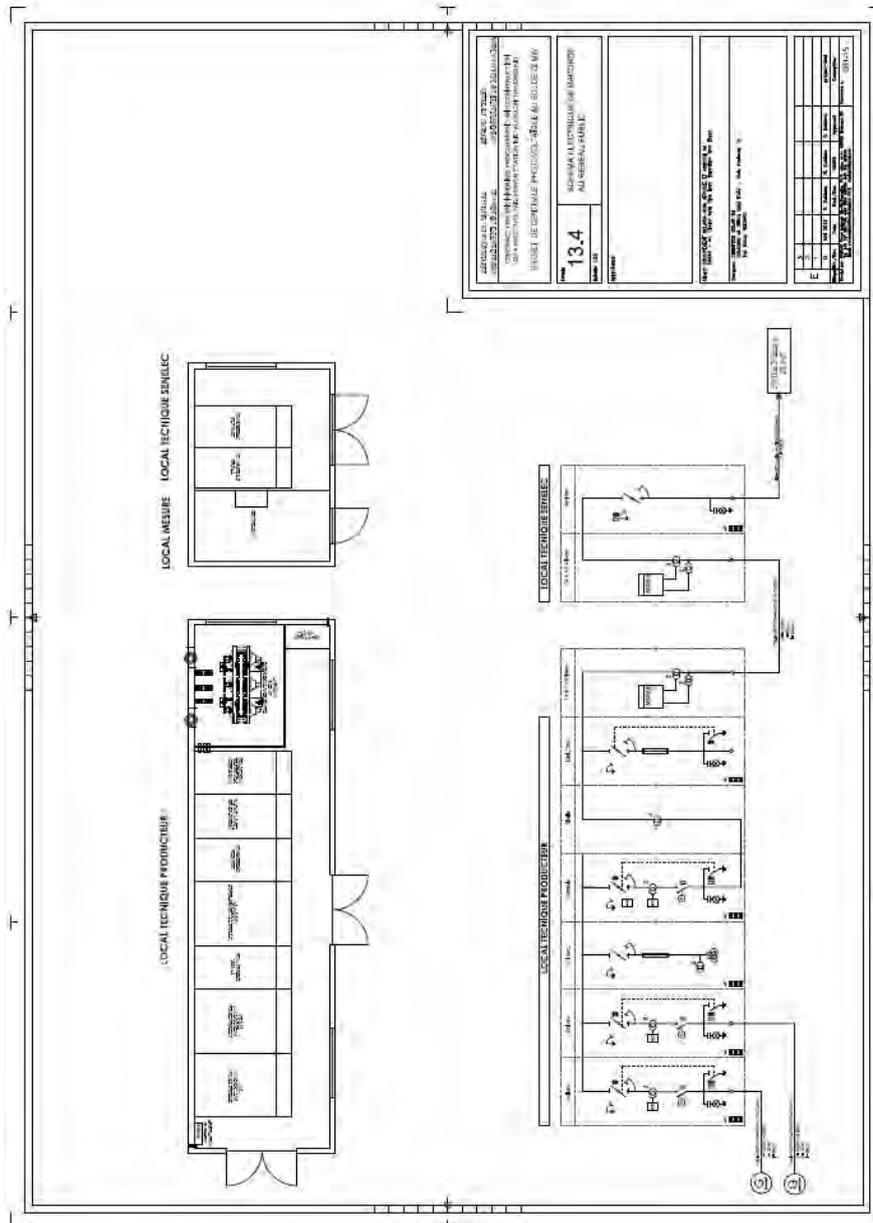
SCHEMA ELECTRIQUE SOUS-CHAMP TYPE



SCHEMA ELECTRIQUE LIGNE MT 30 kV INTERIEUR A LA CENTRALE



SCHEMA ELECTRIQUE DE RACCORDEMENT AU RESEAU PUBLIC



Abstract: This thesis is a contribution to the study of the degradation and performance of exposed photovoltaic modules under real field conditions using available environmental data and electrical parameters measured from three different PV technologies (single crystal, poly crystalline and micro morph) for a year at the site of Burkina (2IE) and the solar power station of Malicounda in Senegal. The exploitation of the data made it possible initially to show that the conditions of operation of the modules on real site are far from the standard conditions (STC, $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $E = 1000\text{ W / m}^2$). On site, the modules operate at sunshine values of 800 W / m^2 and temperatures between $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ and $60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Degradations on photovoltaic modules and the influence of soiling could be estimated over the year and during a season. The study focused on the electrical performance characteristics of short-circuit current, open-circuit voltage, form factor and maximum power.

Thus the ratio between the maximum power under real conditions (P_{max}) and the nominal power (P_0) of the module measured under standard conditions has been determined. The results show that this degradation is more affected by temperature. In general, the study showed that the maximum power and the short-circuit current are the main parameters influenced by dust and temperature while the open-circuit voltage remains almost constant. The comparison of the performances of three PV technologies in several climatic zones of West Africa, North and Europe was based on two parameters: the temperature and the performance ratio. The study of performance at the Malicounda site compared to that of modules with fixed supports and trackers (sun trackers), revealed a better performance of micromorphic modules in all climatic zones. The study also revealed that tracker media have a 20% yield over fixed media. Overall, for the entire West African region, a maximum drop in module efficiency is of the order of 20%.

In the Sudano-Sahelian zone, the study of the influence of dust on PV technologies has shown that for the modules without cleaning all year round, the power drops reach 40% for the crystalline modules and 65% for the modules micromorphs. It has been shown that in the Sudano-Sahelian zone, PV modules can remain unclean in the rainy season, while in the dry period, crystalline modules must be cleaned once a week and micromorphs every three weeks. In European areas closer to STC conditions, crystalline modules perform better. The amorphous and thin-film technologies have a still low yield (7 to 8%) with a panel life limited to about ten years, their performance decreasing significantly over time.

Finally, a methodology and a tool based on accelerated tests on the estimation of the reliability and the lifetime of the modules are proposed. The tool is developed under the Scilab environment and it has shown that the reliability and the service life of the modules are more sensitive to the temperature of the module than relative humidity.

Key words: PV module, performance, degradation, environmental parameters, Standard Conditions.

UNIVERSITÉ CHEIKH ANTA DIOP DE
DAKAR



ECOLE DOCTORALE PHYSIQUE, CHIMIE,
SCIENCES DE LA TERRE, DE L'UNIVERS ET
DE L'INGENIEUR

FACULTE DES SCIENCES ET TECHNIQUES

THESE DE DOCTORAT UNIQUE
Présenté par FATOU DIA

*Titre : : Contribution à l'étude d'une méthodologie
de la dégradation des modules photovoltaïques :
Estimation de leur performance et de leur fiabilité*

*Thèse soutenue à la Faculté des Sciences et
Techniques, le 12 Janvier 2019, devant le jury
composé de :*

Joseph SARR <i>Président de jury,</i>	Professeur Titulaire <i>FST / UCAD</i>
Babacar MBOW <i>Rapporteur</i>	Professeur Titulaire <i>FST / UCAD</i>
Mamadou BARRY <i>Rapporteur</i>	Professeur Titulaire <i>FST / UCAD</i>
Cheikh MBOW <i>Examineur</i>	Professeur Assimilé <i>FST / UCAD</i>
Moussa Yrédédian SORO <i>Examineur</i>	Maître Assistant 2IE / Burkina Fasso
Oumar Absatou NIASSE <i>Examineur</i>	M. Conf. Assimilé <i>FST / UCAD</i>
Cheikh SENE <i>Co - Directeur de thèse</i>	Professeur Titulaire <i>FST / UCAD</i>
Bassirou BA <i>Co - Directeur de thèse</i>	Professeur Titulaire <i>FST / UCAD</i>

Résumé : Cette thèse est une contribution à l'étude de la dégradation et de la performance des modules photovoltaïques exposés dans les conditions réelles sur site en utilisant des données environnementales et des paramètres électriques disponibles et mesurées à partir de trois technologies PV différentes (monocristallin, poly cristallin et micro morphe) pendant une année sur le site du Burkina (2IE) et de la centrale solaire de Malicounda au Sénégal. L'exploitation des données a permis dans un premier temps de montrer que les conditions de fonctionnement des modules sur site réel sont loin des conditions standards (STC, $T = 25^{\circ}\text{C}$, $E = 1000\text{W/m}^2$). Sur site réel, les modules fonctionnent à des valeurs d'ensoleillement de 800W/m^2 et des températures comprises entre 40°C et 60°C . Les dégradations sur les modules photovoltaïques et l'influence de la salissure ont pu être estimés sur l'année et pendant une saison. L'étude a principalement porté sur les caractéristiques électriques de performance à savoir le courant de court-circuit, la tension en circuit-ouvert, le facteur de forme et la puissance maximale. Ainsi le rapport entre la puissance maximale dans les conditions réelles (P_{max}) et la puissance nominale (P_0) du module mesuré dans les conditions standards a été déterminé. Les résultats montrent que cette dégradation est plus affectée par la température.

De façon générale, l'étude a montré que la puissance maximale et le courant de court-circuit sont les principaux paramètres influencés par la poussière et la température tandis que la tension en circuit-ouvert demeure quasi constante. La comparaison des performances de trois technologies PV, dans plusieurs zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest, du Nord et de L'Europe s'est faite à partir de deux paramètres : la température et le ratio de performance. L'étude des performances, sur le site de Malicounda comparée à celle des modules avec des supports fixes et des trackers (suiveurs de soleil), a révélé une meilleure performance des modules micromorphes dans toutes les zones climatiques. L'étude a révélé aussi que les supports trackers ont un rendement de 20 % par rapport aux supports fixes.

On peut retenir globalement pour toute la région ouest africaine, une baisse maximale du rendement des modules est de l'ordre de 20 %. En zone soudano-sahélienne, l'étude de l'influence de la poussière sur les technologies PV a montré que pour les modules sans nettoyage sur toute l'année, les chutes de puissances atteignent 40 % pour les modules cristallins et 65 % pour les micromorphes. Il a été montré qu'en zone soudano-sahélienne, les modules PV peuvent rester sans nettoyage en période pluvieuse, tandis qu'en période sèche, les modules cristallins doivent l'être une fois par semaine et les micromorphes toutes les trois semaines. Dans les zones européennes plus proches des conditions STC, les modules cristallins ont un meilleur rendement. Les technologies micromorphes et couches minces présentent un rendement encore faible (7 à 8 %) avec une durée de vie des panneaux limitée à une dizaine d'année, leur performance diminuant sensiblement avec le temps.

Enfin, une méthodologie et un outil basé sur les essais accélérés sur l'estimation de la fiabilité et la durée de vie des modules sont proposés. L'outil est développé sous l'environnement Scilab et il a montré que la fiabilité et la durée de vie des modules sont plus sensibles à la température du module qu'à l'humidité relative.

Mots clés : Module PV, performance, dégradation, paramètres environnementaux, Conditions Standards.