



Université Mohamed Boudiaf – M'sila
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE



Numéro de série :

Numéro d'inscription : **D.ME/3C/02/19**

Thèse

Présentée pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT LMD

Spécialité : Génie mécanique

Option : Énergétique

THEME

INFLUENCE DES CONDITIONS CLIMATIQUES SUR LA PERFORMANCE DES PANNEAUX PHOTOVOLTAIQUES

Présenté Par :

Samir TABET

Soutenue le : 28/10/2024

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Établissement	Qualité
Benarioua Younes	Pr	Univ.de M'sila	Président
Ihaddadene Razika	Pr	Univ.de M'sila	Encadreur
Guerira Belhi	Pr	Univ.de Biskra	Co-encadreur
Raouache Elhadj	Dr	Univ.de Bordj bou arreridj	Examineur
Haddad Zakaria	Dr	Univ.de M'sila	Examineur
Nahoui Azzedine	Dr	Univ.de M'sila	Examineur

Année universitaire 2023/2024

Remerciements

Je souhaite par ces quelques mots, adressé mes chaleureuses remerciements à ce qui ont de près ou de loin contribué à la réalisation de ce travail de thèse.

J'adresse tout d'abord mes remerciements à tous les membres du jury de la soutenance de ma thèse.

*Je remercie **Pr. Benarioua Younes** président du jury de la soutenance de thèse.*

*Je tiens également à exprimer ma profonde gratitude à mon directeur de thèse, **Pr. Razika Ihaddadene**. Sa confiance inébranlable tout au long de cette aventure a été un pilier essentiel. Sa disponibilité, son ouverture d'esprit et sa clairvoyance ont été des atouts inestimables à chaque étape de mes recherches.*

*Je tiens à exprimer ma gratitude particulière à mon co-encadreur, **Pr. Guerira Belhi**, ainsi qu'à toute l'équipe du laboratoire de génie mécanique de l'Université de Biskra.*

*Je remercie **Dr. Raouache Elhadj** de l'Université de Bordj Bou Arreridj en qualité d'examineur pour rendre les questions intéressantes et corrections sur le manuscrite de thèse.*

*Je tiens aussi à remercier **Dr. Haddad Zakaria** en tant qu'examineur pour ces remarques et interprétations.*

*Je remercie **Dr. Nahoui Azzedine** en tant qu'examineur pour les interrogations et questions durant la soutenance.*

*Je souhaite exprimer ma gratitude à toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de cette thèse, en particulier le **Dr. Saad Saoud Merwan** de l'Université de Bordj Bou Arreridj.*

Je souhaite exprimer ma sincère gratitude à tous mes amis et collègues de l'unité de fabrication des panneaux photovoltaïques CONDOR, en particulier Khaled, Bilal, Hassen et Fouad.

Je souhaite exprimer ma profonde gratitude envers le Dr E. Kouadri-Boudjelthiaa, Dr Hicham Hafdaouia, Dr Amina Chahtoua, ainsi que Zaki : l'ensemble de la Division Énergie Solaire Photovoltaïque au Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) pour m'avoir accueilli dans leurs laboratoires respectifs pendant la période de recherche.

Je tiens à garantir toute ma reconnaissance aux tous individus qui ont contribué, pour la réalisation de ce manuscrite de thèse.

Je n'oublie pas l'apport précieux de mes amis, ainsi que le soutien inestimable de ma famille.

Merci à tous pour votre soutien continu et vos encouragements.

Nomenclature

Désignation	Symbole
Facteur d'idéalité de la diode	a
Irradiation solaire [W/m ²]	G
Courant produit [A]	I
Courant de saturation de la diode [A]	I ₀
Courant pour la puissance maximale [A]	I _{max}
Courant mesuré au point i [A]	I _{i,m}
Courant simulé au point i [A]	I _{i,s}
Courant photogénéré [A]	I _{ph}
Courant de court-circuit [A]	I _{sc}
Constante de Boltzmann, établie à $1,380\ 649 \times 10^{-23} \text{ J K}^{-1}$	k
Nombre d'années	N
Nombre de points de mesure	N _p
Erreur quadratique moyenne normalisée [%]	NRMSE
Nombre de cellules photovoltaïques	N
Nombre de points considérés	N ₁
Puissance produite par le module PV [W]	P
Puissance maximale obtenue [W]	P _{max}
Charge de l'électron ($1.6 \times 10^{-19} \text{ C}$)	q
Coefficient de détermination	R ²

Taux annuel de dégradation [%/an]	RAD
Taux de dégradation [%]	RD
Résistance de shunt [Ω]	Rp
Résistance en série [Ω]	Rs
Température de la cellule [K]	T
Température ambiante [$^{\circ}\text{C}$]	T amb
Température moyenne des capteurs [$^{\circ}\text{C}$]	Tm
Température mensuelle maximale moyenne [$^{\circ}\text{C}$]	Tmax
Température mensuelle minimale moyenne [$^{\circ}\text{C}$]	Tmin
Tension générée [V]	V
Vitesse du vent [m/s]	v
Tension correspondant à la puissance maximale (Pmax) [V]	Vmax
Tension à circuit ouvert [V]	Voc
Tension thermique	Vt
Coefficient de température de l'Isc	βI
Coefficient de température du Voc	βV

Listes des Figures

Liste des figures

Chapitre I

FIGURE I. 1: ÉVOLUTION DE LA CAPACITE INSTALLEE D'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DANS LE MONDE DE 2000 A 2022	22
FIGURE I. 2: LE PROGRAMME ALGERIEN D'ENERGIES RENOUVELABLES JUSQU'EN 2035	24
FIGURE I. 3: UN GRAPHIQUE MONTRANT L'EFFET PHOTOVOLTAÏQUE	26
FIGURE I. 4: ÉLÉMENTS CONSTITUANT UN MODULE PV	27
FIGURE I. 5: MODULE PHOTOVOLTAÏQUE	28
FIGURE I. 6: BOITE DE JONCTION	29
FIGURE I. 7: CARACTERISTIQUES D'UN MODULE PV (I-V ET P-V).....	30
FIGURE I. 8: DELAMINAGE DE L'ENCAPSULANT LE LONG DE LA BARRE OMNIBUS S DANS LE MODULE PV SUR SITE	31
FIGURE I. 9: DECOLORATION DE L'ENCAPSULANT DANS UN MODULE PV VIEILLI SUR LE TERRAIN	32
FIGURE I. 10: (A) CORROSION DES DOIGTS D'ARGENT, (B) CORROSION DU RUBAN DE CUIVRE D'INTERCONNEXION, ET (C) ET (D) BRULURE DU RUBAN DE CUIVRE D'INTERCONNEXION	33
FIGURE I. 11: MODULE PV AVEC VERRE FISSURE	34
FIGURE I. 12: MODULE PV AVEC DEFAILLANCES DES CIRCUITS ÉLECTRIQUES.....	35
FIGURE I. 13: LES POINTS CHAUDS DANS UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE	36
FIGURE I. 14:MODULE PV AVEC LIGNES ESCARGOTS	37
FIGURE I. 15: LA FORMATION D'UN SHUNT	38
FIGURE I. 16: (A) MICROFISSURE ACCOMPAGNEE D'UNE DELAMINATION SUR TOUTE SA LONGUEUR. (B) FISSURE AVEC PERTE DANS LA ZONE ACTIVE DE LA CELLULE	39
FIGURE I. 17: (A) FISSURATION[37] ET (B) FORMATION DE BULLES AU NIVEAU DE LA COUCHE ARRIERE DE LA FEUILLE.	40
FIGURE I. 18: DEFAILLANCES DE LA BOITE DE JONCTION.....	41
FIGURE I. 19: LES DOMMAGES A L'ADHERENCE DE L'EVA	41
FIGURE I. 20: MODELE PV A DIODE UNIQUE.....	46

Chapitre II

FIGURE II. 1: PANNEAUX UTILISES DE GAUCHE A DROITE : (A) PANNEAU DE REFERENCE, (B) PANNEAU DEGRADE AVEC POUSSIERE ET (C) PANNEAU DEGRADE SANS POUSSIERE	56
FIGURE II. 2: SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA REGION BBA EN ALGERIE.....	56
FIGURE II. 3: LED SUN SIMULATOR DANS LA SOCIETE CONDOR	57
FIGURE II. 4: SITUATION DE LA VILLE DE BISKRA EN ALGERIE	60
FIGURE II. 5: SITUATION DE LA VILLE DE BISKRA EN ALGERIE	61
FIGURE II. 6: CONFIGURATION DE L'EXPERIENCE POUR CARACTERISER LE MODULE PV	63

Chapitre III

FIGURE III. 1: COURBES I-V POUR LE PANNEAU DE REFERENCE ET LE PANNEAU DEGRADE SANS POUSSIERE.....	71
FIGURE III. 2: COURBES P-V POUR LE PANNEAU DE REFERENCE ET LE PANNEAU DEGRADE SANS POUSSIERE.	72
FIGURE III. 3: COURBES I-V POUR LE PANNEAU DE REFERENCE ET LE PANNEAU DEGRADE AVEC POUSSIERE.	72
FIGURE III. 4: COURBES P-V POUR LE PANNEAU DE REFERENCE ET LE PANNEAU DEGRADE AVEC POUSSIERE.	72
FIGURE III. 5: MODES DE DEGRADATION ENREGISTRES	75
FIGURE III. 6: INSPECTION VISUELLE DU MODULE PV TESTE	79
FIGURE III. 7: COMPARAISON ENTRE LA COURBE I-V MESUREE ET SIMULEE AU STC DU PANNEAU DEGRADE..	81
FIGURE III. 8: COMPARAISON ENTRE LA COURBE P-V MESUREE ET SIMULEE AU STC DU PANNEAU DEGRADE.	81
FIGURE III. 9: IMPACT DE LA DEGRADATION SUR LES CARACTERISTIQUES I-V SOUS CONDITIONS DE TEST STANDARD (STC).....	83
FIGURE III. 10: EFFET DE LA DEGRADATION SUR LES DIAGRAMMES P-V AU STC.....	84

Listes des tableaux

Listes des tableaux

Chapitre II

TABLEAU II. 1: LES CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES DU PANNEAU PV UTILISE A STC 58
TABLEAU II. 2: MOYENNE MENSUELLE DES PARAMETRES METEOROLOGIQUES QUOTIDIENS (2014-2021)
..... 61

Chapitre III

TABLEAU III. 1:PARAMETRES ELECTRIQUES ASSOCIES AU TAUX DE DEGRADATION DU PANNEAU
PHOTOVOLTAÏQUE UTILISE DANS STC. 75
TABLEAU III. 2: PARAMETRES ELECTRIQUES ASSOCIES AU TAUX DE DEGRADATION DU PANNEAU
PHOTOVOLTAÏQUE UTILISE DANS STC. 76
TABLEAU III. 3: LES PARAMETRES ELECTRIQUES DU PANNEAU PHOTOVOLTAÏQUE UTILISE AU STC
DOIVENT ETRE MESURES AVANT ET APRES SA DEGRADATION. 80
TABLEAU III. 4: PARAMETRES R_s , R_p , I_{ph} ET I_o AVANT ET APRES DEGRADATION DU PANNEAU PV UTILISE
A STC. 83

Table des Matières

Table des matières

Remerciements	2
Nomenclature.....	4
Listes des Figures.....	7
Listes des tableaux	10
Table des Matières	12
Introduction générale	16
Chapitre I : État de l’art sur le photovoltaïque	20
I.1 Introduction	21
I.2 Statistique	21
I.2.1 Statistique sur les PV au Monde	21
I.2.2 Statistique sur les PV en Algérie.....	22
I.2.3 Transition énergétique en Algérie	23
I.3 Description du système photovoltaïque	24
I.3.1 Effet photovoltaïque.....	24
I.3.2 Module photovoltaïque.....	26
I.3.3 Caractéristiques d’un module PV [6].	29
I.4 Modes de dégradation des panneaux photovoltaïques	30
I.4.1 Délamination de l'Encapsulant.....	31
I.4.2 Décoloration de l’encapsulant EVA.....	32
I.4.3 Corrosion	32
I.4.4 Dégradation induite par le potentiel PID	33
I.4.5 Fissuration dans les Modules Photovoltaïques	34
I.4.6 Défaillances des Circuits Électriques	34
I.4. 7 Hot Spots	35
I.4.8 Lignes d'escargots	36
I.4. 9 Shunt.....	37
I.4. 10 Fissuration des cellules.....	38
I.4.11 Perte d’adhésion du back-sheet.....	39
I.4.12 Boîte de jonction	40
I.4.13 Bulles d’air.....	41

Tables des Matières

I.4. 14 Phénomène de LID, Light-Induced Degradation,	41
I.5 Conditions environnementales externes	42
I.5.1 Températures élevées et leurs fluctuations cycliques	42
I.5.2 Irradiation	42
I.5.3 Humidité	43
I.5.4 Vent, sable, neige et tempête de grêle	43
I.6 Présentation et modélisation du panneau	44
I.6.1 Conversion des données I-V et P-V en valeurs STC	44
I.6.2 Évaluation des taux de dégradation	44
I.6.3 Modélisation d'un panneau PV	45
I.7 Caractérisation d'un modèle de panneau photovoltaïque	47
I.7.1 Méthode des moindres carrés	47
I.7.2 Méthode d'optimisation	47
I.7.3 Méthode de l'analyse des données expérimentales	47
I.7.4 Méthode de la résolution des équations du modèle	48
I.7.5 Méthode des essais en laboratoire	48
I.7.6 Méthode de Hussien (2017) [1]	48
Conclusion	51
Chapitre II : Matériels et méthodes	53
II.1 Introduction	54
II.2 Impact de la poussière et de la dégradation sur les propriétés électriques des panneaux photovoltaïques	55
II.2.1 Description des panneaux photovoltaïques utilisés	55
II.2.2 Site et données	56
II.2. 3 Description du simulateur	57
II.2.4 Modes de dégradation	58
II.2. 5 Détermination du taux de dégradation des Cinq Paramètres Électriques (a , R_s , R_p , I_{ph} et I_0)	59
II.3 Influence de la décoloration sur la dégradation des panneaux photovoltaïques dans une région aride	59
II.3.1 Site et données	59
II.3.2 Caractérisation des panneaux PV	62
II.3.3 Évaluation des taux de dégradation	63
II.3.4 Méthode proposée	63
II.3.5 Les modes de dégradation	66
Conclusion	68

Tables des Matières

Chapitre III Résultats et discussion.....	69
III.1 Introduction.....	70
III.2 Impact de la poussière et de la dégradation sur les propriétés électriques des panneaux photovoltaïques.....	70
III.2.1 Taux de dégradation.....	70
III.2.2 Mécanismes de dégradation	73
III.2.3 Taux de Dégradation des Cinq Paramètres Électriques	76
III.3 Influence de la décoloration sur la dégradation des panneaux photovoltaïques dans une région aride.....	77
III.3.1 Examen visuel	77
III.3.2 Taux de dégradation.....	79
III.3.3 Validation des résultats numériques	80
III.3.4 Taux de dégradation de : a , R_s , R_p , I_0 et I_{pv}	82
Conclusion.....	85
Conclusion générale.....	87
Références bibliographiques	91
Web graphe.....	99
Résumé	101

Introduction générale

Introduction générale

Dans la quête d'un avenir durable, la transition énergétique s'affirme comme un des défis les plus cruciaux. Actuellement, la production mondiale d'électricité repose encore en grande partie sur les combustibles fossiles tels que le charbon, le pétrole et le gaz, des sources non durables. Dans ce contexte, le déploiement de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) émerge comme un pilier central de la transition vers une production d'énergie durable. Cette technologie offre un potentiel considérable, car l'énergie solaire est abondante et gratuite.

Dans ce contexte, les énergies renouvelables se présentent comme une alternative prometteuse. Elles sont abondantes, durables et moins polluantes que les combustibles fossiles. Leur adoption pourrait réduire notre dépendance aux ressources non renouvelables tout en limitant les émissions de gaz à effet de serre.

Cependant, cette transition vers les énergies renouvelables requiert d'importants investissements dans la recherche, le développement et l'infrastructure. Des politiques gouvernementales favorables ainsi que des incitations économiques sont nécessaires pour encourager ce changement et surmonter les obstacles actuels.

Atteindre un équilibre durable des ressources d'ici 2050 constitue un objectif ambitieux mais réalisable avec une forte mobilisation mondiale. Cela implique une coopération entre les gouvernements, les entreprises et la société civile pour mettre en œuvre des solutions innovantes et durables, assurant ainsi un avenir énergétique sûr et respectueux de l'environnement pour les générations à venir.

L'énergie solaire photovoltaïque est vantée comme une option renouvelable tant pour la génération centralisée que distribuée d'électricité. De nombreux consommateurs optent pour cette solution à différents niveaux de puissance, que ce soit dans le cadre de contrats de bas, moyens ou hauts niveaux de puissance. Son adoption croissante témoigne de sa viabilité économique et environnementale, tout en contribuant à réduire la dépendance aux combustibles fossiles et à atténuer les émissions de gaz à effet de serre.

Ainsi, l'expansion de l'énergie solaire photovoltaïque joue un rôle crucial dans la transition vers un avenir énergétique durable, offrant une alternative prometteuse pour répondre aux besoins énergétiques mondiaux tout en préservant notre planète pour les générations futures.

Dans un contexte où les préoccupations liées au changement climatique et à la préservation des ressources énergétiques durables sont de plus en plus urgentes, la recherche sur l'impact des facteurs climatiques sur la production des panneaux solaires revêt une importance primordiale. L'énergie solaire représente une source d'énergie

propre et renouvelable essentielle, et la technologie des panneaux solaires constitue l'un des piliers fondamentaux de sa conversion efficace et économique en électricité.

L'efficacité des panneaux solaires est étroitement liée à un ensemble complexe de facteurs climatiques. Parmi ces facteurs, on retrouve la température ambiante, l'intensité de l'ensoleillement, le taux d'humidité, la vitesse du vent, la présence de poussière, la pollution atmosphérique et d'autres éléments environnementaux. Ces paramètres climatiques ont un impact direct sur les performances des panneaux solaires, pouvant parfois réduire leur rendement et compromettre leur contribution positive à la production d'électricité.

Ainsi, cette recherche vise à approfondir l'analyse et la compréhension de l'influence de ces différents facteurs climatiques sur la productivité des panneaux solaires. Elle examinera notamment l'effet des variations de température, des fluctuations de l'ensoleillement, des conditions météorologiques adverses, ainsi que d'autres variables sur la performance globale des installations solaires. De plus, elle explorera des stratégies et des technologies innovantes visant à atténuer les effets négatifs de ces facteurs climatiques et à optimiser l'efficacité des panneaux solaires, même dans des environnements climatiques variés et exigeants.

En développant une compréhension approfondie de ces facteurs et de leurs interactions, il devient possible de concevoir des stratégies plus sophistiquées pour la conception, l'installation et l'exploitation des systèmes solaires. Ces avancées contribueront à renforcer la durabilité et l'efficacité de la production d'énergie solaire, tout en favorisant la réalisation des objectifs environnementaux et économiques visant à promouvoir une transition énergétique plus propre et plus durable.

Ce travail de thèse a pour objectif d'étudier l'influence des conditions climatiques sur la performance des panneaux photovoltaïques. Cette étude a été portée sur deux climats différents ; le climat continental (Bordj Bou Arreridj) et le climat aride (Biskra). On a étudié l'effet de la poussière sur les performances des panneaux photovoltaïques dégradés dans une zone industrielle non désertique et de même, l'influence des conditions climatiques sur les performances des panneaux photovoltaïques dans une région aride (Biskra). De ce fait, notre travail comporte deux parties, la première vise l'impact de la poussière et de la dégradation sur les propriétés électriques des panneaux photovoltaïques et la deuxième partie s'intéresse à l'influence de la décoloration sur la dégradation des panneaux photovoltaïques dans une région aride. Ma thèse est divisée en trois chapitres répartis comme suit :

Chapitre I intitulé état de l'art sur le photovoltaïque, examine la dégradation des panneaux photovoltaïques, en donnant un aperçu sur les systèmes photovoltaïques dans le monde et en Algérie, les modes de dégradation et les conditions actuelles et

environnementales qui affectent cette dégradation. Il estime également les taux de dégradation et la modélisation mathématique d'un panneau photovoltaïque.

Chapitre II nommé matériels et méthodes, examine le matériel (les panneaux photovoltaïques utilisés) et les méthodes utilisées lors des essais effectués à la société CONDOR de Bordj Bou Arreridj et au Centre des Energies Renouvelables (CDER) de Bouzaréah (Alger) pour la caractérisation des panneaux photovoltaïques. Dans la première partie, on a caractérisé les panneaux photovoltaïques par le simulateur LED Sun Simulator de la société CONDOR, qui permet d'avoir les courbes I-V et P-V dans les conditions normales. Par contre dans la deuxième, on a effectué cette caractérisation dans les conditions réelles.

Chapitre III désigné par résultats et discussion, regroupe tous les résultats et leur discussion. Il comporte l'évolution des caractéristiques I-V et P-V des panneaux photovoltaïques, le calcul de taux de dégradation, l'analyse des modes de dégradation et la modélisation mathématique des panneaux étudiés. Notant que dans le cas de la première partie, ont adapté le modèle de Hussein [1] pour calculer les cinq paramètres caractéristique (a , R_s , R_p , I_{ph} et I_o) des modules photovoltaïques utilisés et dans la deuxième partie, on a élaboré une nouvelle méthode pour caractériser ces cinq paramètres et elle été appliquée pour la première fois pour les panneaux dégradés. De même, on a établi le taux de dégradation de ces divers paramètres et on les a reliés au taux de dégradation de puissance et aux mécanismes de dégradation indiquée.

Chapitre I : État de l'art sur le photovoltaïque

I.1 Introduction

Les problèmes de performance à long terme des systèmes photovoltaïques et la viabilité économique de la technologie photovoltaïque sont des préoccupations majeures, nécessitant une fiabilité sur une période de 25 à 30 ans. Bien que les tests de vieillissement accéléré aient permis d'augmenter la fiabilité et la durée de vie des modules photovoltaïques (PV), ils ne peuvent pas reproduire tous les modes et mécanismes de dégradation potentiels dans des conditions réelles. Ainsi, les essais sur le terrain sont essentiels pour comprendre les mécanismes de dégradation primaires et améliorer la stabilité du module.

Ce chapitre présente un état de l'art sur l'étude de la dégradation des panneaux photovoltaïques, il offre un aperçu sur ; les statistiques des systèmes PV dans le monde et en Algérie, les modes de dégradation des modules PV dans des conditions réelles et les conditions environnementales qui ont évoqué cette dégradation. De même, on présente l'estimation des taux de dégradation dans les panneaux PV pendant la période d'exploitation et la modélisation mathématique d'un panneau PV afin de déterminer les paramètres caractéristiques de ces panneaux PV et d'estimer les taux de dégradation de ces paramètres caractéristiques.

I.2 Statistique**I.2.1 Statistique sur les PV au Monde**

En 2022, les tendances mondiales en matière d'énergie solaire photovoltaïque indiquent une croissance significative de l'installation de nouvelles capacités. Avec 236 GW ajoutés cette année-là, le parc mondial a atteint 1 183 GW. Cette croissance est soutenue par une capacité de production de modules approchant les 700 GW/an, une augmentation qui reflète l'anticipation des fabricants de modules face à une forte demande future [webgraph 1]. Un changement majeur dans le marché est la répartition de la demande. Alors qu'en 2010, l'Europe représentait plus de 90 % de la demande mondiale en photovoltaïque, cette part est tombée à seulement 14 % en 2022 [webgraph1]. Aujourd'hui, la demande est principalement concentrée en Asie, avec une présence moindre aux États-Unis. En ce qui concerne les types d'installations, les grandes installations au sol, également appelées "Grid-connected centralized", ont représenté 55 % du volume installé dans le monde en 2022 [webgraph 1]. Les autres installations sont principalement des systèmes en toiture, désignés sous le terme "Grid-connected distributed". Cette répartition reflète les différentes approches adoptées pour déployer l'énergie solaire photovoltaïque à travers le monde [webgraph 2].

Il semble que la capacité installée d'énergie solaire photovoltaïque dans le monde ait continué de croître de manière significative au cours des dernières années comme illustré sur la Figure I.1. En 2022, la capacité cumulée était de 1 177 gigawatts, avec une augmentation de près de 239 gigawatts cette année-là seulement. Cela suggère une adoption accrue de l'énergie solaire photovoltaïque à l'échelle mondiale, ce qui est encourageant dans le contexte de la transition vers des sources d'énergie plus durables et renouvelables.

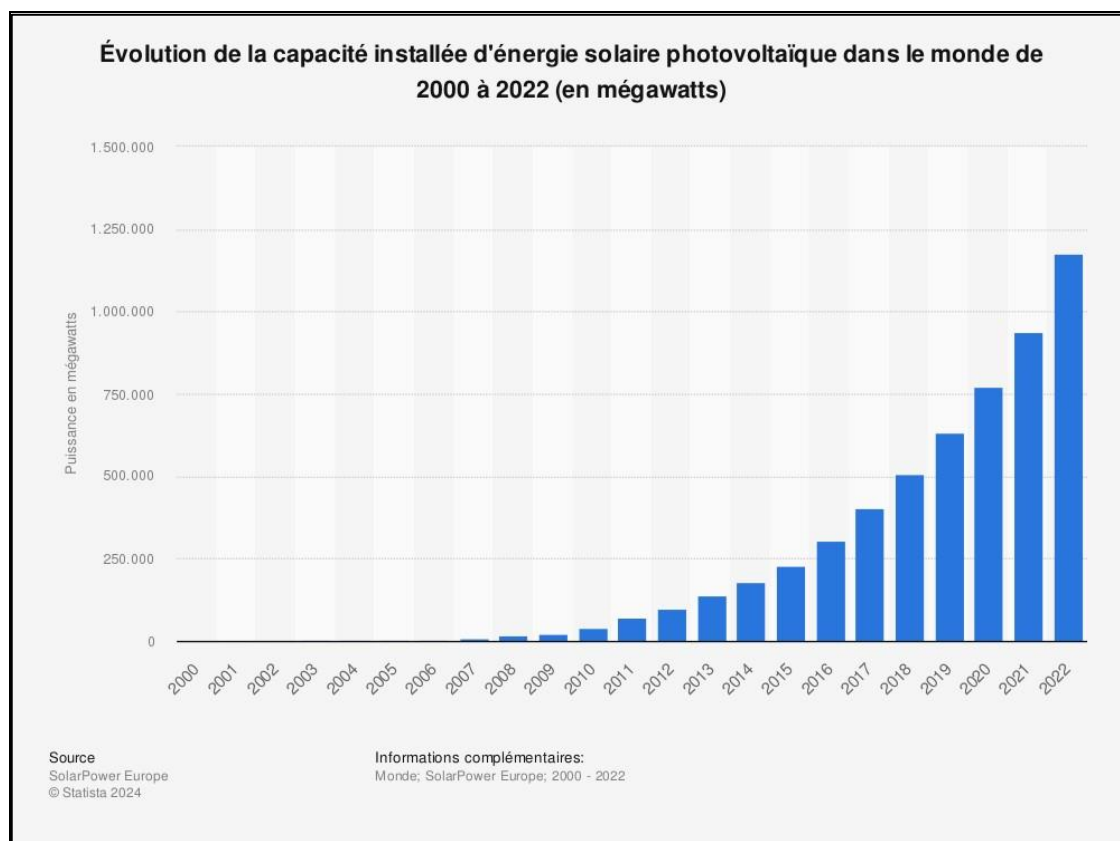


Figure I. 1: Évolution de la capacité installée d'énergie solaire photovoltaïque dans le monde de 2000 à 2022 [webgraph 3].

I.2.2 Statistique sur les PV en Algérie

Un rapport du Global Energy Monitor a mis en lumière les avancées de l'Algérie, qui fait partie des pays arabes ayant significativement accru leur capacité dans le domaine des énergies renouvelables, augmentant cette dernière d'environ 50 % entre 2022 et 2023, pour atteindre 20 gigawatts [webgraph 4].

Selon ce rapport, l'Algérie a intensifié ses efforts dans les projets liés à l'énergie éolienne et solaire. Toutefois, à l'instar d'autres pays de la région arabe, elle doit encore accroître sa capacité en énergies renouvelables de manière substantielle pour réduire sa dépendance aux énergies fossiles, notamment le gaz.

Le rapport souligne les progrès de l'Algérie, largement dépendante des ressources fossiles, qui a réussi à opérationnaliser une capacité en énergie renouvelable dépassant les 10 mégawatts au cours des 12 derniers mois. La capacité totale actuelle et future de l'Algérie en énergie solaire et éolienne à grande échelle est estimée à 7 000 mégawatts pour le solaire. Cependant, ces avancées restent modestes par rapport à d'autres régions, selon le rapport. De même, l'Algérie aurait besoin de 50 gigawatts d'énergie solaire et 10 gigawatts d'énergie éolienne pour remplacer la production électrique actuellement assurée par les centrales à gaz et à pétrole.

Malgré une légère progression de la capacité d'énergie renouvelable ajoutée en 2022, la région Moyen-Orient et Afrique du Nord (MENA) reste fortement tributaire des exportations de combustibles fossiles, souligne le rapport. La part des énergies renouvelables demeure faible dans cette région, malgré des initiatives croissantes dans le domaine.

Le rapport met en garde contre le besoin pressant de remplacer la capacité de production électrique actuellement assurée par les centrales à gaz et à pétrole dans la région, estimée à 343 gigawatts selon ses estimations.

La plupart des pays de la région, à l'exception de deux, ont intensifié leurs initiatives dans le domaine de l'énergie éolienne et solaire l'année dernière, avec huit pays annonçant des projets de capacité future atteignant au moins trois fois ce qu'elle était il y a seulement 12 mois.

1.2.3 Transition énergétique en Algérie

En 2024, l'Algérie se prépare à un pas en avant majeur dans son programme national d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. En janvier, le projet de 2 000 mégawatts (MW) d'énergie solaire photovoltaïque, lancé par Sonelgaz, devrait débuter, avec une finalisation prévue au premier semestre 2025. Ce projet devrait considérablement augmenter la capacité nationale d'énergies renouvelables, dépassant largement les 589,7 MW enregistrés jusqu'en décembre 2022 selon le Commissariat aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique (Cerefe). Le projet comprend la construction de 14 centrales solaires photovoltaïques réparties sur 11 wilayas, avec des puissances unitaires variant de 80 à 220 MW, ainsi que les raccordements au réseau

électrique. Selon Algérie Eco, neuf de ces centrales seront construites par des entreprises chinoises et cinq par des entreprises algériennes, suite à un appel d'offres national et international lancé par Sonelgaz Energies renouvelables. Bien que les entreprises chinoises aient dominé les offres, la clause limitant le nombre de marchés accordés à un même opérateur a permis une répartition plus équilibrée des projets. Le programme algérien d'énergies renouvelables jusqu'en 2035 [webgraph 5].

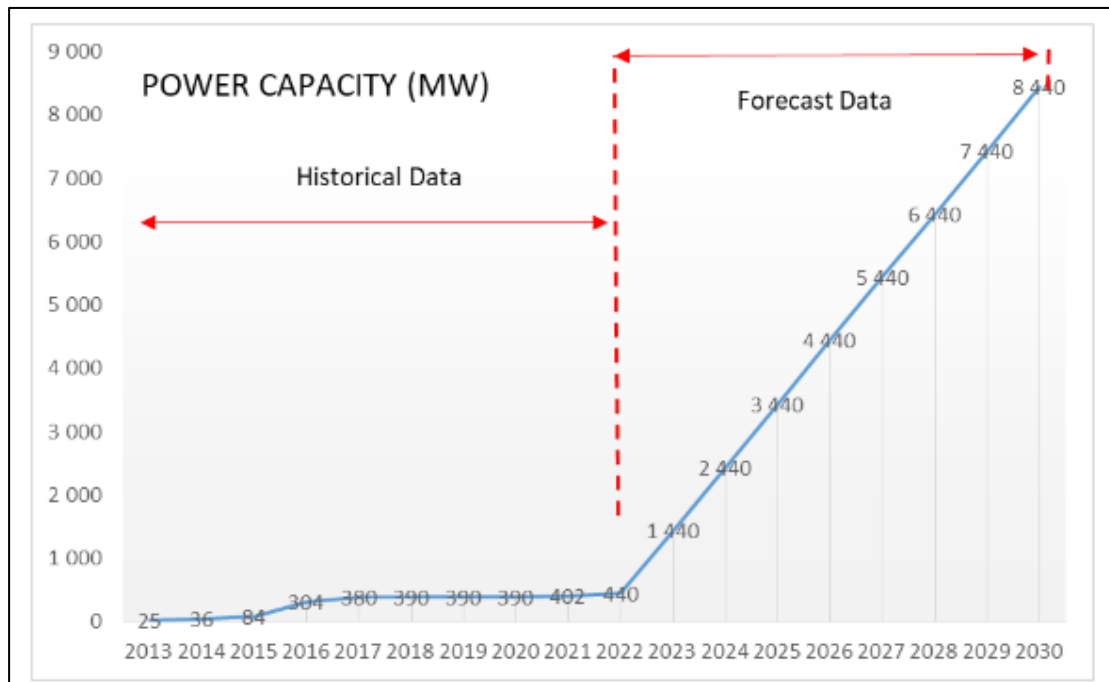


Figure I. 2: Programme algérien d'énergies renouvelables jusqu'en 2035 [webgraph 5].

I.3 Description du système photovoltaïque

I.3.1 Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un phénomène dans lequel une cellule photovoltaïque produit une tension ou un courant électrique lorsqu'elle est exposée au soleil. Cet effet est fondamental pour la fonctionnalité des panneaux solaires, car il permet la conversion de la lumière du Soleil en énergie électrique par les cellules du panneau. La découverte de l'effet photovoltaïque remonte à 1839, lorsque Edmond Becquerel a observé expérimentalement une augmentation de la tension d'une cellule humide lorsque ses plaques d'argent étaient exposées au soleil [2].

Dans les cellules solaires, le processus de l'effet photovoltaïque se déroule grâce à la composition de deux types distincts de semi-conducteurs : l'un de type p et l'autre de type n. Ces semi-conducteurs sont assemblés pour former une jonction p-n. Lorsque ces

deux types de semi-conducteurs sont combinés, un champ électrique se crée au niveau de la jonction, entraînant le mouvement des électrons vers le côté p positif et des trous vers le côté n négatif. Ce champ électrique provoque ainsi le déplacement des particules chargées négativement dans une direction et des particules chargées positivement dans l'autre direction [2].

Des petits paquets de rayonnement électromagnétique ou d'énergie, appelés photons, constituent la lumière. Une cellule photovoltaïque, le type de cellule utilisé dans les panneaux solaires, a la capacité de collecter ces photons [webgraph 6].

Lorsqu'une lumière d'une longueur d'onde appropriée entre dans ces cellules, l'énergie des photons est transférée à un atome du matériau semi-conducteur à la jonction p-n. Plus précisément, cette énergie est transférée aux électrons du matériau, les propulsant vers une bande de conduction, un état d'énergie supérieur. Ce processus crée un "trou" dans la bande de valence, excitant l'électron. Le déplacement de l'électron excité forme une paire de trous électroniques, créant ainsi deux porteurs de charge distincts [2].

Dans leur état non excité, les électrons maintiennent l'intégrité du matériau semi-conducteur en formant des liens avec les atomes voisins, les rendant immobiles. Cependant, lorsqu'ils sont excités à la bande de conduction, ces électrons gagnent la liberté de traverser le matériau. En raison du champ électrique établi par la jonction p-n, les électrons et les trous présentent des directions de mouvement inattendues. Plutôt que d'être attiré vers le côté p, l'électron libéré tend à migrer vers le côté n. Ce mouvement d'électrons génère un courant électrique dans la cellule. Par conséquent, le départ de l'électron laisse derrière lui un « trou » [webgraph 5]. Ce trou peut aussi se déplacer dans la direction opposée vers le côté p. Ce déplacement du trou, combiné au déplacement des électrons vers le côté n, génère un courant dans la cellule [2]. Ce processus est illustré sur la Figure I.3.

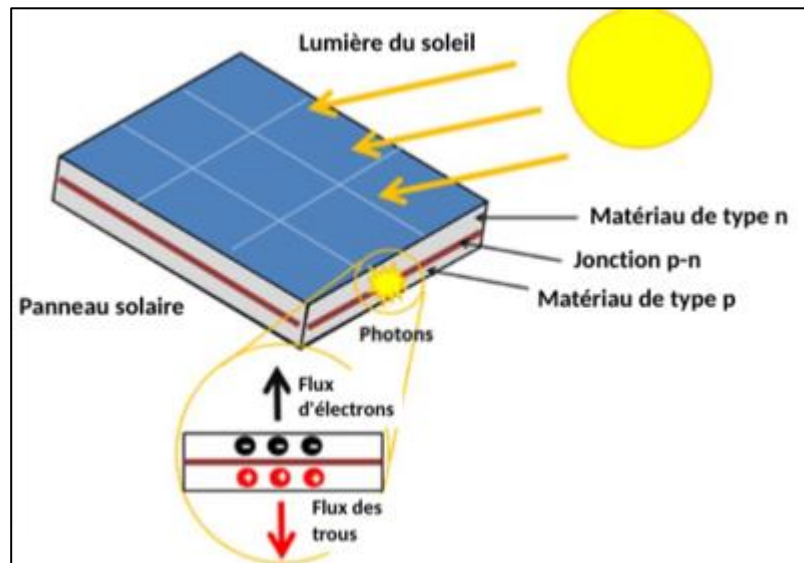


Figure I. 3: Un graphique montrant l'effet photovoltaïque [webgraph6].

I.3.2 Module photovoltaïque

Un panneau photovoltaïque standard est constitué d'un assemblage de cellules photovoltaïques interconnectées, communément appelé module. Chaque cellule est une fine plaquette composée de silicium cristallin, également connue sous le nom de wafer. Le silicium peut être monocristallin, composé d'un seul cristal, ou polycristallin, formé de plusieurs cristaux, en fonction de sa pureté issue du processus de fabrication et de cristallisation.

Le silicium agit en tant que semi-conducteur, permettant l'effet photovoltaïque grâce à ses propriétés conductrices. Chaque cellule génère ainsi un courant continu grâce à cet effet photovoltaïque. Ce courant continu est ensuite converti en courant alternatif par un onduleur, essentiel pour que les modules photovoltaïques puissent produire de l'électricité utilisable sur le réseau.

Les cellules sont connectées en série et en parallèle à l'aide d'éléments de contact métalliques. Ces contacts métalliques, situés sur les deux faces de la cellule, agissent comme des collecteurs et des conducteurs du flux d'électrons. Ils sont déposés en surface par impression d'une pâte métallique par sérigraphie, processus appelé métallisation. La résistance des doigts collecteurs est réduite grâce à une distance moindre entre les busbars, des lignes métalliques fines qui offrent moins de résistance au flux d'énergie électrique. En même temps, les busbars sont multipliés et affinés.

Un module photovoltaïque est comparable à un millefeuille comme illustrer dans la figure I.4, composé de plusieurs couches de matériaux superposées qui assurent la protection des cellules, garantissent leurs performances et leur longévité [3].

Les cellules de silicium cristallin et leurs connexions sont placées entre deux films de polymères thermoplastiques, appelés EVA, qui servent à les protéger. Pour renforcer la robustesse et la protection, ces cellules et films EVA sont positionnés entre une plaque de verre trempé à l'avant et une feuille de Tedlar (membrane isolante en polymère) à l'arrière. Un cadre en aluminium entoure les différentes couches, tandis que la ou les boîtes de jonction et les câbles à l'arrière permettent le raccordement électrique.

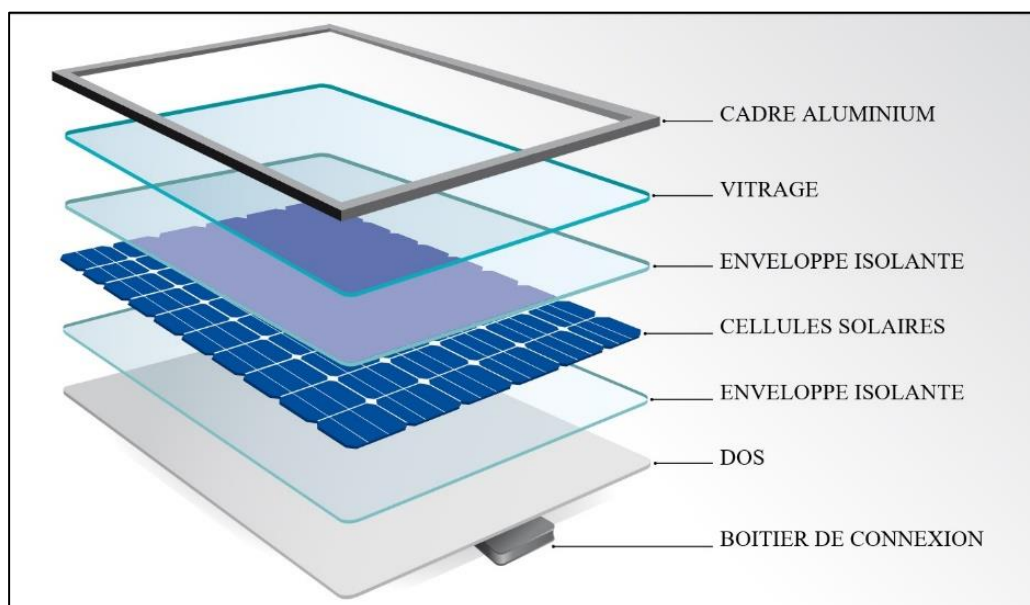


Figure I. 4: Éléments constituant un module PV [3]

Pour augmenter la puissance produite, Les cellules solaires sont regroupées et connectées pour former ce que l'on appelle un module solaire (Figure I.5). Les cellules solaires sont agencées en série pour augmenter la tension tout en maintenant un courant constant, tandis que les connexions en parallèle augmentent le courant tout en conservant la tension. Elles sont encapsulées dans un polymère EVA (éthylène-acétate de vinyle) pour les protéger de l'humidité. À l'avant, elles sont recouvertes d'un verre trempé à haute transmission et à résistance mécanique élevée, tandis qu'à l'arrière, elles sont protégées par du polyéthylène ou un matériau similaire [4].

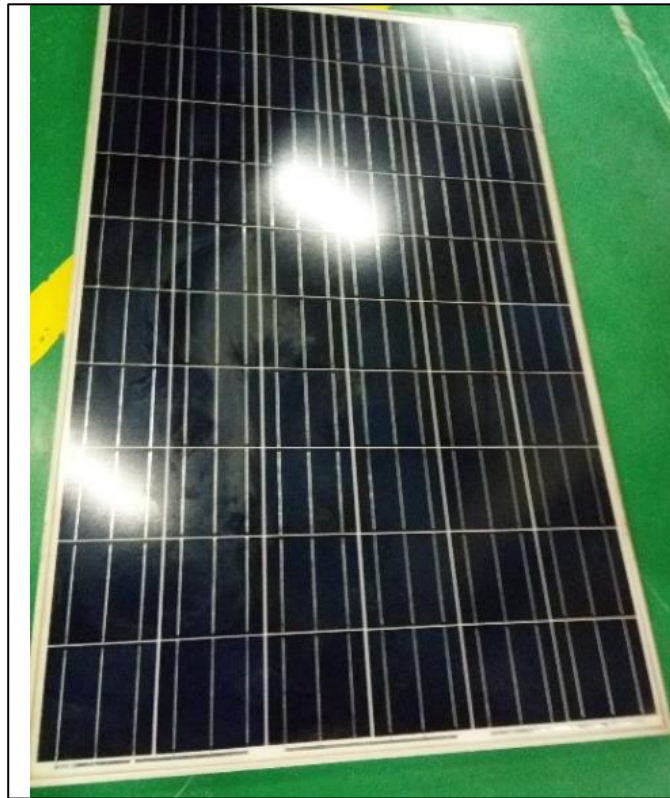


Figure I. 5: Module photovoltaïque [5].

Les panneaux solaires sont généralement encadrés dans une structure en aluminium anodisé, offrant ainsi une robustesse supplémentaire, avec des trous pré-perçés pour faciliter leur fixation. Chaque panneau solaire comporte une boîte de jonction à son arrière, à l'intérieur de laquelle se trouvent deux diodes antiparallèles. Ces diodes sont disposées pour permettre le passage du courant électrique dans un seul sens, empêchant ainsi tout retour d'électricité d'un panneau à un autre, ce qui pourrait entraîner une perte d'efficacité dans le système (Figure I.6). Les diodes antiparallèles jouent un rôle crucial en empêchant le flux inverse du courant électrique. Leur disposition assure que l'électricité produite par un panneau solaire exposé au soleil ne peut pas retourner vers un panneau qui serait partiellement ou complètement à l'ombre. Cela garantit une efficacité maximale de chaque panneau, en évitant les pertes dues à des contre-courants indésirables et en assurant que toute l'énergie produite est dirigée efficacement vers le système [webgraph 8].



Figure I. 6: Boîte de jonction

I.3.3 Caractéristiques d'un module PV [6].

Les modules photovoltaïques sont généralement des structures rectangulaires minces et rigides, présentant les caractéristiques suivantes :

- La puissance crête (P_c) d'un module photovoltaïque représente sa capacité maximale à produire de l'électricité dans des conditions standard, à savoir 25°C et un éclairement solaire de 1000 W/m^2 .
- La caractéristique $I=f(V)$ d'un module photovoltaïque illustre la relation entre le courant produit par le module et la tension aux bornes.
- La tension à vide (V_{co}) d'un module photovoltaïque correspond à la tension mesurée aux bornes du module lorsque aucun courant ne circule, sous un éclairement solaire maximal.
- Le courant de court-circuit (I_{cc}) d'un module photovoltaïque représente le courant maximal fourni par le module lorsqu'il est en court-circuit, sous un éclairement solaire maximal.
- Le point de fonctionnement optimal (P_m) d'un module photovoltaïque se situe là où sa puissance crête est maximale sous un ensoleillement total, ce qui est représenté par

$$P_m = V_m * I_m.$$

- Le rendement d'un module photovoltaïque se définit comme le rapport entre sa puissance électrique maximale et la puissance de rayonnement solaire incidente.
- Le facteur de forme d'un module photovoltaïque est déterminé par le rapport entre sa puissance optimale P_m et le produit de sa tension à vide (V_{co}) et son courant de court-circuit (I_{cc}).

Les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un module solaire dévoilent son réagissement face à diverses charges, selon les conditions d'ensoleillement et de température. Plus précisément, la charge appliquée aux bornes du générateur influence le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La Figure I-7 Les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un module photovoltaïque sont définies pour des niveaux spécifiques d'éclairement solaire et de température.

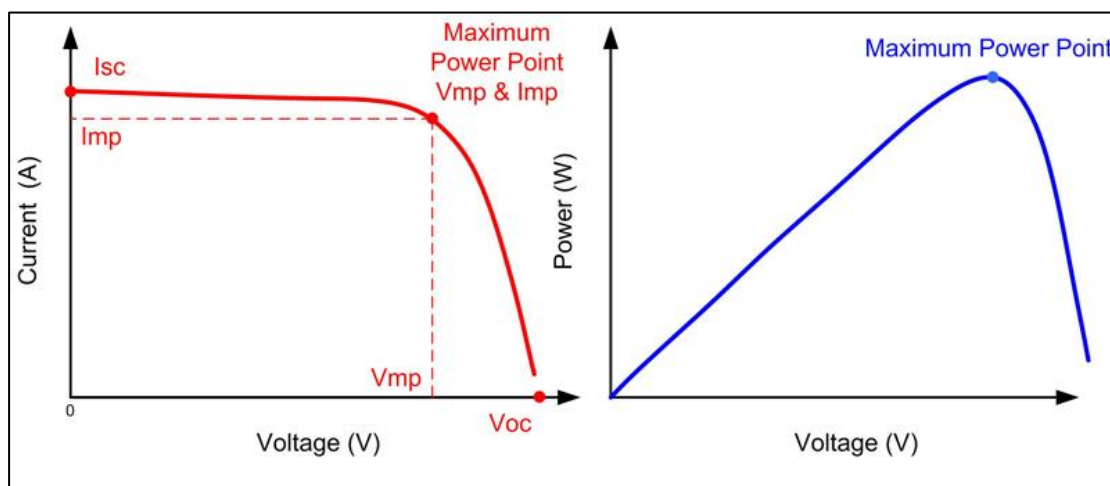


Figure I. 7: Caractéristiques d'un module PV (I-V et P-V) [7].

I.4 Modes de dégradation des panneaux photovoltaïques

La diminution des performances d'un composant, connue sous le nom de dégradation, peut compromettre la capacité d'un module photovoltaïque à générer de l'électricité à partir de la lumière solaire. Lorsque cette dégradation excède un seuil critique, elle peut engendrer des problèmes supplémentaires [8]. Les acteurs de l'industrie estiment que la qualité des modules photovoltaïques commence à décliner lorsque la production d'énergie chute en dessous de 80 % de la capacité initiale. Divers facteurs, tels que l'humidité, le rayonnement solaire, la température et les impacts externes, peuvent contribuer à la dégradation, entraînant des problèmes tels que la corrosion, la décoloration, le délaminage, la fissuration et la rupture. L'analyse des

modes de dégradation peut jouer un rôle essentiel dans la prédiction de la durée de vie des modules photovoltaïques.

Les problèmes de connexion dans la boîte de jonction ainsi que les défaillances des diodes sont également fréquents. Certaines entreprises ont réussi à réduire les taux de défaillance grâce à leur expertise significative dans la qualification des conceptions et le contrôle rigoureux du processus de fabrication.

Les principaux modes de dégradation des modules solaires en silicium sont :

I.4.1 Délamination de l'Encapsulant

La perte d'adhérence, connue sous le nom de délamination, peut se produire entre le polymère d'encapsulation et la cellule solaire ou entre la cellule solaire et le verre. Il s'agit d'une préoccupation importante en raison de l'exposition accrue à la lumière du soleil et de l'infiltration potentielle d'eau dans le boîtier de l'équipement [9],[10]. L'impact est plus grave lorsque le délaminage se produit au bord de l'appareil, ce qui réduit non seulement l'efficacité énergétique, mais présente également des risques électriques pour l'appareil et l'ensemble du module.

Les climats chauds et humides favorisent les déversements, conduisant à une infiltration d'humidité dans l'équipement et entraînant souvent des dommages physiques et chimiques significatifs, tels que la corrosion des composants métalliques. La figure I.8 illustre le délaminage d'un module photovoltaïque, un phénomène où l'adhérence de l'EVA diminue sous l'effet de l'humidité et des températures élevées, surtout près du ruban [11].



Figure I. 8: Délaminage de l'encapsulant le long de la barre omnibus s dans le module PV sur site

I.4.2 Décoloration de l'encapsulant EVA

Les variations de couleur sont généralement provoquées par la dégradation de l'unité d'emballage, de l'EVA (éthylène-acétate de vinyle) ou de l'adhésif entre les cellules photovoltaïques et le verre. L'EVA tend à passer d'une teinte jaune clair à un brun foncé à mesure que la décoloration progresse. Lorsque les rayons solaires atteignent un module avec une couleur de cellule altérée, la puissance de sortie est diminuée. Oreski et Wallner ont identifié le rayonnement UV, généré par l'eau à des températures supérieures à 50 °C, comme la principale cause de dégradation de l'EVA [12]. Il est possible que le changement de couleur se manifeste dans une zone différente plutôt qu'à proximité du module PV, suggérant que la décoloration provient du polymère d'encapsulation, tel que l'EVA. De plus, l'EVA ne se répartit pas uniformément dans toutes les parties de la cellule de la même manière [13]. La figure I.9 illustre des cellules photovoltaïques présentant des variations de couleur.

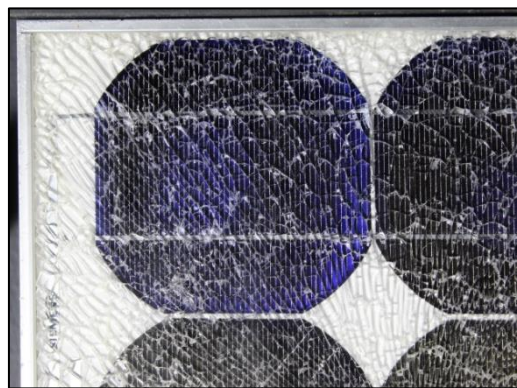


Figure I. 9: Décoloration de l'encapsulant dans un module PV vieilli sur le terrain

I.4.3 Corrosion

La corrosion peut se produire dans les modules photovoltaïques, en particulier dans les climats chauds, humides ou près des zones océaniques. Elle survient souvent après le délaminage, lorsque des gouttelettes d'eau entrent en contact direct avec la métallisation. Avec l'augmentation des installations photovoltaïques dans les régions tropicales, on prévoit une augmentation de l'incidence de la corrosion comme illustrer dans la figure I.10.

Bien que des tests de chaleur humide à 85 °C et 85 % d'humidité relative soient utilisés pour évaluer la résistance des modules, la corrosion observée lors de ces tests diffère de celle sur le terrain. Une approche combinant l'exposition aux rayons ultraviolets (UV) suivie du test de gel d'humidité s'est révélée efficace pour induire le délaminage. Il

pourrait être bénéfique d'adopter une séquence similaire pour évaluer la corrosion. La prédiction des taux de défaillance dans de telles conditions peut être complexe, car les défaillances résultent souvent d'une séquence d'événements.

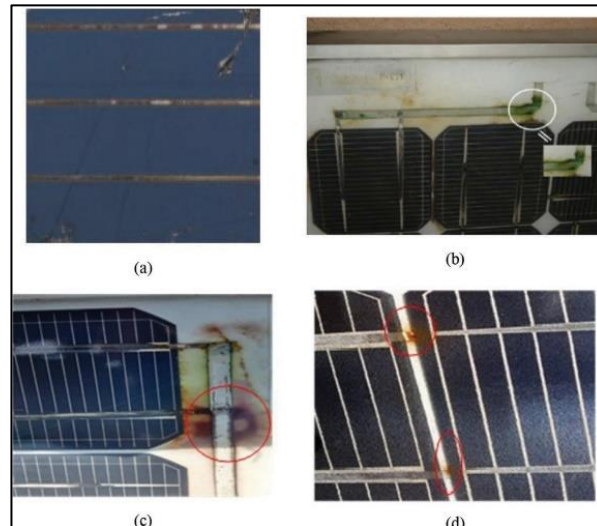


Figure I. 10: (a) Corrosion des doigts d'argent, (b) corrosion du ruban de cuivre d'interconnexion, et (c) et (d) brûlure du ruban de cuivre d'interconnexion [14] [15] [16].

I.4.4 Dégradation induite par le potentiel PID

Lors de l'intégration des modules photovoltaïques (PV) dans un système, des contraintes électriques spécifiques peuvent émerger, en particulier dans les systèmes utilisant des onduleurs sans transformateur. Les modules PV peuvent fonctionner à des potentiels positifs ou négatifs par rapport au sol, ce qui peut entraîner une perte significative de performance. Dans le cas des modules de silicium traditionnels, un fonctionnement avec un potentiel négatif par rapport au sol peut entraîner la migration du sodium du verre vers les cellules, provoquant ainsi une dégradation irréversible.

Les modules à film mince, comme ceux à base de CIGS, sont sensibles à l'humidité, et la rupture du verre constitue la cause la plus fréquente de défaillance. Contrairement aux modules en silicium, les modules à film mince déposent directement les couches minces sur une feuille de verre, réduisant ainsi la résistance du verre et augmentant le risque de rupture.

Certains systèmes à film mince présentent encore une légère dégradation plus élevée par rapport au silicium, souvent associée à une diminution du facteur de remplissage provoquée par des augmentations de la résistance en série ou des courts-circuits. Ces considérations soulignent l'importance de prendre en compte les spécificités électriques

et mécaniques lors du déploiement des modules PV dans un système, en particulier dans le contexte des technologies à film mince.

I.4.5 Fissuration dans les Modules Photovoltaïques

Les fissures sont souvent un défi majeur avec les modules photovoltaïques, pouvant apparaître à divers moments tout au long de leur utilisation. Cependant, elles sont plus fréquentes lors de l'installation, de la maintenance et surtout pendant le transport vers les sites d'installation. [17]. La formation de fissures est influencée par différents facteurs, tels que les contraintes thermiques à haute température au sein d'une cellule et les contraintes thermomécaniques résultant des cycles thermiques. [18], Les forces mécaniques générées par le vent, comprenant la pression et les vibrations, ainsi que celles causées par la neige, principalement la pression, sont des éléments à prendre en compte [18] convient de noter que même en présence de cassures ou de fissures, les modules photovoltaïques peuvent continuer à fonctionner correctement. La figure I.11 présente un exemple d'un module en silicium polycristallin fissuré qui a été opérationnel pendant cinq ans sans subir de baisse notable de sa puissance. Cependant, il est crucial de souligner que les risques de choc électrique et d'humidité s'intensifient avec la présence de fissures. En général, les cassures et fissures sont souvent suivies d'autres formes de détérioration, telles que la corrosion, la décoloration et la délamination. [19].

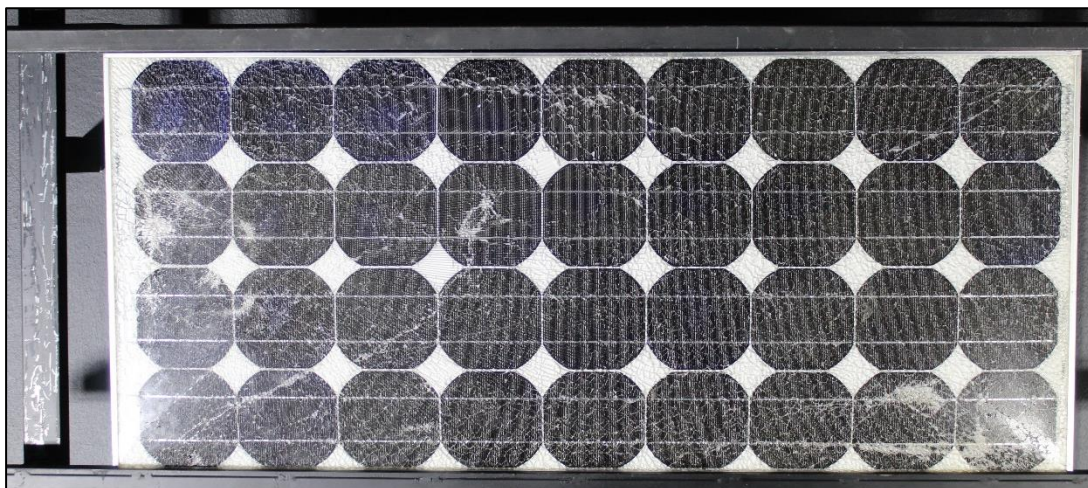


Figure I. 11: Module PV avec verre fissuré

I.4.6. Défaillances des Circuits Électriques

Les pannes des circuits électriques sont une cause fréquente de dysfonctionnement des modules photovoltaïques. Des enquêtes ont montré que les

ruptures de ruban, les problèmes de soudure et la casse de cellules sont parmi les causes les plus courantes de ces pannes. Les ruptures de ruban résultent de la fatigue mécanique des connexions entre les cellules, provoquée par des cycles thermiques, des charges de neige et d'autres contraintes mécaniques. Bien que des tests accélérés puissent évaluer la robustesse de la conception, ils ne parviennent pas à reproduire la fatigue thermique des liaisons de soudure. Les tests de cycle thermique, bien qu'efficaces, exigent généralement plusieurs heures, limitant les facteurs d'accélération à environ 100. Les cellules fissurées posent également un problème croissant, car elles peuvent entraîner des ruptures comme illustrer dans la figure I.12

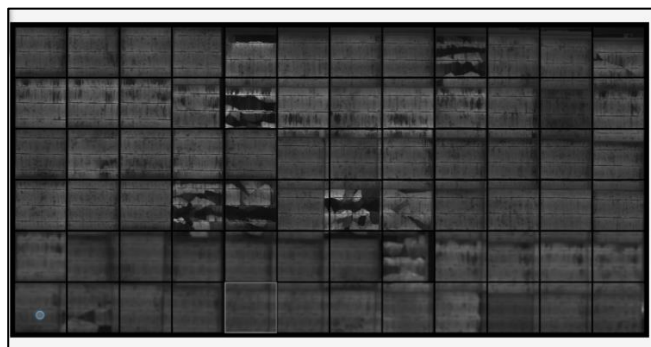


Figure I. 12: Module PV avec défaillances des Circuits Électriques

I.4. 7 Hot Spots

Les points chauds dans un module photovoltaïque désignent les zones à haute température qui peuvent potentiellement endommager les cellules ou d'autres composants, comme le montre la figure I.13. Les points chauds peuvent être causés par divers facteurs, tels que l'ombrage partiel, la non-concordance des cellules ou l'interruption des connexions cellulaires [20]. Dans le cas d'un court-circuit conduisant à la défaillance d'une cellule PV, la tension s'inversera et deviendra égale et opposée à celle des autres cellules de la série. Cette cellule solaire défectueuse impose une charge aux autres cellules, entraînant la formation de positions avec une dissipation thermique relativement élevée, créant ainsi des points chauds [21].

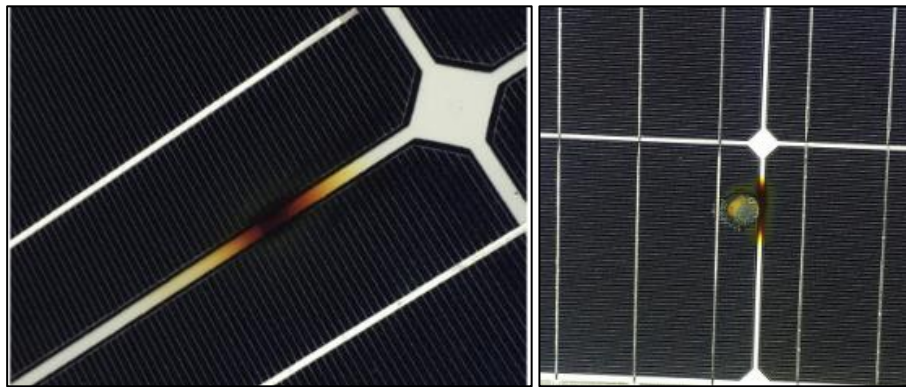


Figure I. 13: Les points chauds dans un module photovoltaïque [22].

I.4.8 Lignes d'escargots

Ce problème, connu sous le nom de traînées d'escargots (ST), a été observé pour la première fois en 2006 sur des modules de silicium cristallin (C-Si) [23]. Il se caractérise par une décoloration sur les doigts de la grille à travers la cellule ou le long du bord [24]. Le ST est souvent associé à des fissures et des micro-fissures dans les cellules et est fréquemment trouvé dans les climats chauds [24, 25]. Toutefois, selon la référence [26], ce défaut n'est pas directement lié aux fissures des cellules. Le défaut ST peut être détecté par une inspection visuelle ou des images d'électroluminescence (EL) [27]. Les observations suggèrent que les défauts du ST peuvent apparaître après 3 à 5 mois [28-30], bien que d'autres études indiquent des occurrences après 1 à 2 ans d'exploitation [30]. Dans la présente enquête, le défaut de ST illustré à la figure 1.14 est apparu dans tous les P-Si du fabricant 1 après près de deux ans d'exploitation, conformément aux constatations signalées [30].

Comme le montre la figure 5, le défaut ST couvre de 50 à 70 % de la surface de la cellule et traverse les barres Omnibus, ce qui peut entraîner un décollement. L'origine et la perte de puissance associées à ce défaut demeurent incertaines [31]. Néanmoins, de nombreux rapports ont cherché à analyser et quantifier cette question. Dans une étude précédente, ce défaut était lié à une diminution marginale de puissance d'environ 0,12 % par an [24]. La ST est corrélée à la formation de nanoparticules de carbonate d'argent (<30 nm) sur les grilles d'argent (Ag) [32]. Les auteurs de Références [27, 32] ont expliqué l'origine du ST en termes d'humidité, d'oxygène, de dioxyde de carbone et d'autres composés.

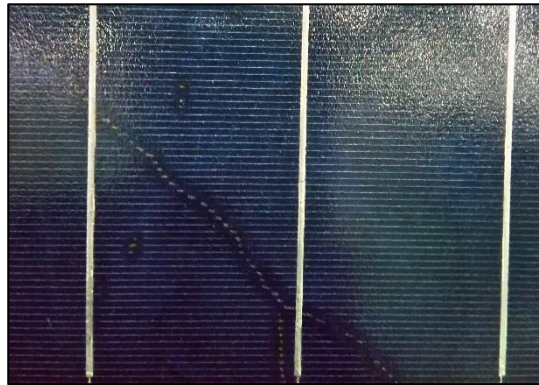


Figure I. 14: Module PV avec Lignes escargots [5]

I.4. 9 Shunt

La formation d'un shunt dans la cellule solaire se produit principalement pendant la phase de fabrication. Un shunt réduit le courant de sortie en fournissant un chemin alternatif au courant généré par la lumière. La dérivation peut se produire à différents stades de la fabrication pour diverses raisons. La présence d'impuretés lors de la formation de la jonction pn crée un chemin conducteur à travers la jonction. Lors de l'impression de pâte d'argent pour fabriquer les doigts, si la pâte d'argent pénètre sur toute la longueur de la couche émettrice, elle établit un contact direct avec la couche de base, fournissant un chemin de faible résistance pour que le courant s'écoule comme le montre la figure I.15.

De même, une mauvaise isolation des bords entraîne la formation de shunts [20]. La gravité du shunt dépend de son emplacement et de sa proximité avec les zones de collecte du courant. Le shunt sur les bords ou entre les doigts permet de limiter la chute de courant à partir de la région concernée ; par conséquent, l'effet du shunt est limité [21]. Cependant, un shunt sous le doigt et la barre omnibus entraînerait la chute du courant du module. La gravité du shunt dans des conditions de faible irradiation est plus élevée. Dans des conditions de faible irradiation, le courant généré par la lumière est limité par l'irradiation incidente ; par conséquent, la proportion de courant descendant dans le shunt devient comparable au courant généré par la lumière [webgraph 7].

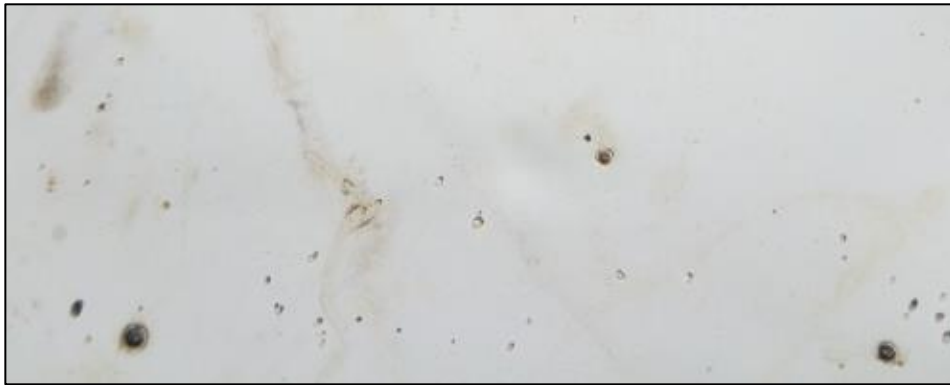


Figure I. 15: Formation d'un shunt

I.4. 10 Fissuration des cellules

Les cellules solaires, qui sont minces au niveau du micron, présentent une structure délicate susceptible de se fissurer. Les fissures dans les cellules solaires sont un défaut fréquemment rencontré dans les modules PV exposés aux conditions de terrain. Les classifications basées sur la visibilité des fissures à l'œil nu font la distinction entre les microfissures et les fissures, illustrées dans les figures I.16 (a) et (b). Les microfissures, indiscernables à l'œil nu, et les fissures, observables comme des zones de cellules brisées avec perte d'activité, constituent les deux catégories. Les fissures dans les cellules peuvent apparaître à n'importe quel stade de la durée de vie du module PV en raison de divers types de contraintes mécaniques ou thermomécaniques [33]. En outre, les microfissures formées à n'importe quel stade du module PV peuvent se propager en fissures de cellules brisées dans les conditions de fonctionnement sur le terrain [34]. Les régions présentant des fissures et des microfissures sont des sites favorables à la pénétration de l'humidité et de l'air, ce qui entraîne la corrosion de la métallisation autour de la région fissurée. Certains modules PV présentent un aspect gris caractéristique de délamination de l'EVA dans les régions entourant les microfissures, comme le montre la figure I.16 (a). Ce phénomène peut être attribué à la dégradation des encapsulant résultant de la pénétration d'humidité le long de la zone fissurée. La gravité des fissures est influencée par l'orientation de la fissure par rapport à la barre omnibus et par la perte de surface active dans la cellule solaire. Les fissures parallèles au jeu de barres représentent le type le plus courant observé dans les modules PV vieilliss [35].

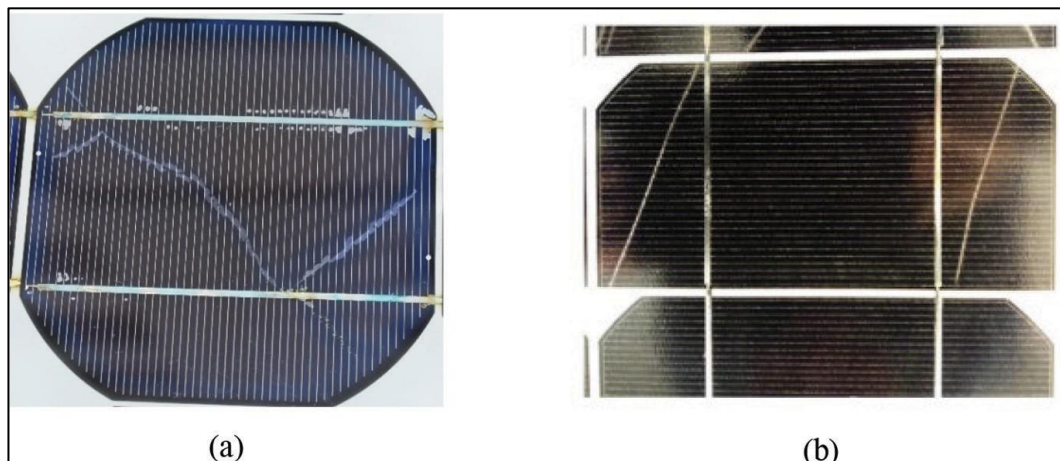


Figure I. 16: (a) Microfissure accompagnée d'une délamination sur toute sa longueur. (b) Fissure avec perte dans la zone active de la cellule [36].

I.4.11 Perte d'adhésion du back-sheet

La feuille arrière est une structure multicouche couramment utilisée dans la construction traditionnelle des modules photovoltaïques sur la face arrière. Dans les architectures de modules récentes, le verre a remplacé la feuille arrière. Le rôle principal de la feuille arrière est de fournir une isolation électrique au module et de le protéger des facteurs environnementaux externes, notamment la chaleur, l'humidité, les rayons UV et les contraintes mécaniques.

Il existe différents types de feuilles arrière, tels que le polyéthylène téréphtalate (PET), le fluorure de polyvinyle (PVF), le fluorure de polyvinylidène (PVDF) et le polyamide (PA). Les feuilles arrière à base de PET sont largement utilisées dans les modules photovoltaïques commerciaux[10]. La feuille arrière est directement exposée aux conditions environnementales, ce qui entraîne une dégradation influencée par des facteurs tels que l'humidité, les rayons UV et les températures élevées. Les signes de dégradation comprennent la décoloration, la fissuration et la formation de bulles [37]. La fissuration du PET est la forme de dégradation de la feuille dorsale la plus fréquemment observée sur le terrain. Les fissures compromettent l'intégrité structurelle de la couche dorsale et permettent la pénétration de l'humidité et de l'air, ce qui entraîne la dégradation de la métallisation [38]. En outre, la délamination et la formation de structures en forme de bulles ont été largement documentées en tant que formes de dégradation de la feuille arrière. Cette dégradation peut résulter de l'accumulation de gaz libérés lors de la dégradation chimique de l'EVA ou de la métallisation dans la couche de la feuille arrière. Le décollement de la feuille arrière

entrave le flux de chaleur à travers le module en emprisonnant la chaleur dans les vides d'air. La détérioration de la feuille arrière accélère la dégradation d'autres composants du module, ce qui a un impact sur la fiabilité globale du module photovoltaïque comme le montre la figure I.17 (a) et (b).

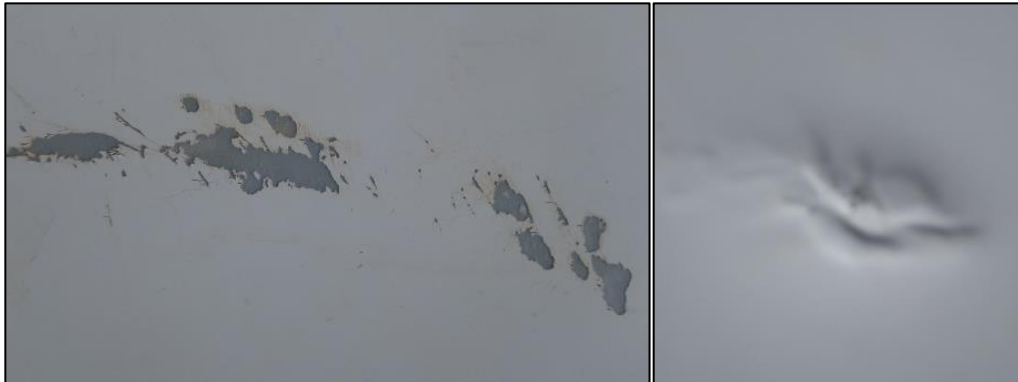


Figure I. 17: (a) Fissuration[37] et (b) formation de bulles au niveau de la couche arrière de la feuille[39].

I.4.12 Boîte de jonction

La fiabilité de la boîte de jonction constitue un enjeu crucial pour les modules photovoltaïques lors des tests de vérification et de leur fonctionnement. Environ 85 % des défaillances de boîtes de jonction sont attribuables à des erreurs lors de l'installation du système, la majorité se manifestant au cours des trois premiers mois suivant la mise en place du système photovoltaïque [19]. La figure I.18 illustre ces défaillances de boîtes de jonction. Les principaux modes de défaillance englobent les diodes de dérivation et les boîtes de jonction brûlées, pouvant, dans des situations extrêmes, accroître le risque d'incendie. Les causes principales incluent un stress excessif dans le système, une fixation inadéquate de la boîte de jonction à la feuille de fond, une fermeture défectueuse du couvercle, la présence d'humidité et des erreurs de câblage [27].

Les boîtes de jonction intègrent généralement des diodes de dérivation visant à protéger les cellules en cas de problème d'ombre ou de cellule défectueuse.

Il a été confirmé que la séparation de la diode de la boîte de jonction peut prévenir l'augmentation de la température et réduire ainsi le risque de défaillance [40].



Figure I. 18: Défaillances de la boîte de jonction.

I.4.13 Bulles d'air

Se sont présenté, dans ce scénario, les dommages à l'adhérence de l'EVA affectent uniquement une petite zone et se combinent avec la couche externe d'une expansion qui impacte la prise en main. Généralement résultat d'une réaction chimique libérant du gaz emprisonné dans le module PV, les bulles se forment à l'arrière de l'unité, provoquant un mouvement dans le polymère encapsulé et la formation de poches d'air. Ceci rend plus difficile pour les cellules solaires de dissiper la chaleur, entraînant des températures plus élevées et une durée de vie réduite [41]. La figure I.19 illustre un module photovoltaïque avec de nombreuses bulles à l'arrière et à l'avant. Ces bulles apparaissent généralement au centre ou au coin de la cellule solaire, probablement en raison de mauvaises connexions cellulaires .



Figure I. 19: Dommages à l'adhérence de l'EVA

I.4. 14 Phénomène de LID, Light-Induced Degradation,

Après leur installation, plusieurs modules photovoltaïques ont connu une réduction de leur puissance due à l'exposition à la lumière, phénomène connu sous le nom LID ou "dégradation induite par la lumière". La puissance nominale indiquée sur

les étiquettes des modules PV est généralement ajustée pour tenir compte d'une réduction de puissance standard et estimée associée à ce problème. La dégradation est causée par la présence de complexes bore-oxygène. La diminution de l'efficacité est principalement associée à la dégradation du courant de court-circuit (ICC) Dans le cadre de ce document, LID ne sera pas classé comme une panne au sens strict, tant que la perte de puissance maximale reste égale ou inférieure à la valeur supposée.

I.5 Conditions environnementales externes

Les facteurs environnementaux externes jouent un rôle crucial dans la formation de défauts et la dégradation des modules photovoltaïques, entraînant une détérioration progressive de leurs performances tout au long de leur durée de vie. Ces facteurs sont fortement influencés par le climat spécifique d'un lieu. Ainsi, certains types de défauts et de dégradations deviennent plus visibles dans des conditions climatiques particulières. Les principaux facteurs environnementaux externes qui contribuent à la diminution de la fiabilité des modules photovoltaïques sont :

I.5.1 Températures élevées et leurs fluctuations cycliques

Les modules photovoltaïques (PV) sont soumis à des tests d'efficacité à une température standard de 25 °C, mais leur efficacité opérationnelle peut être considérablement affectée par des températures plus élevées. Les températures élevées accélèrent le taux de dégradation, doublant pour chaque augmentation de 10 °C de la température de fonctionnement. Les modules PV, constitués de plusieurs couches aux propriétés thermiques variables, présentent des comportements différents sous des conditions de température élevée, pouvant entraîner des défauts et des dégradations. De plus, les variations cycliques de température jour/nuit imposent un stress thermique au module PV, avec des expansions et contractions continues susceptibles de causer des dommages physiques. Ces conditions sont particulièrement prévalentes dans les climats désertiques, où des défauts et des dégradations importants peuvent survenir en raison des fluctuations extrêmes de température. En somme, les températures élevées déclenchent un mécanisme de dégradation en boucle fermée, amplifiant les problèmes du module avec chaque augmentation de température.

I.5.2 Irradiation

Une cellule solaire convertit une section spécifique du spectre solaire en électricité, basée sur une irradiance nominale de 1000 W/m². Le courant généré est proportionnel à l'irradiance d'entrée, avec une diminution en cas d'irradiance réduite et une baisse significative de la puissance de sortie en cas d'irradiance excessive. L'énergie inutilisée

se transforme en chaleur, augmentant la température du module. Les températures élevées réduisent l'efficacité du module photovoltaïque malgré l'augmentation du courant généré par la lumière. De plus, le rayonnement ultraviolet (UV) provoque une dégradation chimique des composants organiques du module, en particulier lors d'une exposition prolongée à des niveaux élevés de rayonnement UVB. Les régions en haute altitude ou les atmosphères sèches sont plus susceptibles de connaître une dégradation polymérique accrue dans les modules photovoltaïques en raison d'une exposition accrue au rayonnement UV.

I.5.3 Humidité

Un taux d'humidité élevé dans l'atmosphère peut endommager de nombreux composants métalliques du module photovoltaïque. Les contacts métalliques dans la boîte de jonction peuvent subir une corrosion sous l'influence de l'humidité, avec une possible infiltration à l'arrière du module PV en raison de la perméabilité du Tedlar et du matériau d'encapsulation. La présence d'humidité peut entraîner la corrosion du connecteur ruban en cuivre et rendre le matériau de soudage vulnérable à la dégradation. Parfois, le matériau de soudage se déplace après une exposition prolongée à l'humidité, compromettant le contact entre le ruban d'interconnexion et la barre omnibus en argent. De plus, l'humidité peut se déplacer vers la face avant des cellules solaires à partir de l'espace blanc entre les cellules, réagissant avec les lignes de grille en argent et provoquant la corrosion des doigts. Ces effets perturbent la collecte du courant généré par la lumière, réduisant la puissance de sortie du module photovoltaïque. Les conditions de température élevée favorisent l'infiltration d'humidité dans le module PV, avec des zones côtières et les installations de modules photovoltaïques flottants étant particulièrement sujettes à un taux d'humidité élevé.

I.5.4 Vent, sable, neige et tempête de grêle

Les vents forts peuvent provoquer des vibrations dans les panneaux solaires montés, exposant ainsi les panneaux à des contraintes de flexion susceptibles de causer des microfissures dans les cellules solaires. Une exposition régulière à de telles conditions venteuses peut entraîner la progression de ces microfissures vers des fissures plus importantes. Dans les régions désertiques, les vents forts sont souvent accompagnés de particules de sable et de poussière. L'accumulation de ces particules sur la face avant du verre réduit le rayonnement solaire atteignant la cellule solaire, diminuant la puissance électrique de sortie. De plus, le déplacement de particules de sable peut causer l'abrasion et la formation de marques de rayures sur la face avant du

verre du panneau solaire. Les tempêtes de neige à grande vitesse et les épisodes de grêle agissent comme des forces d'impact, potentiellement provoquant la rupture du verre et la formation de fissures dans le panneau solaire.

I.6 Présentation et modélisation du panneau

I.6.1 Conversion des données I-V et P-V en valeurs STC

Pour convertir les courbes I-V et P-V d'un panneau photovoltaïque des conditions extérieures aux conditions standard, diverses méthodes ont été documentées dans la littérature [41-43]. Dans cette étude, la méthode de conversion développée par le Centre commun de recherche (CCR) de la Commission européenne a été adaptée. Il a présenté une version modifiée de la méthode de traduction des données courant-tension IEC 60891, une méthode facilement adaptée aux conditions extérieures. Les équations ci-dessous présentent les expressions traduisant la tension en circuit ouvert., le courant de court-circuit, le courant et la tension indiqués comme [41-43] :

$$I_{sc,2} = (G_2/G_1) \times [1 + \beta_I (T_2 - T_1)] \quad (I)$$

$$V_{oc,2} = V_{oc,1} [1 + \beta_V (T_2 - T_1) + a_0 \ln(G_2/G_1)] \quad (II)$$

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

$$V_2 = V_1 + (V_{oc,2} - V_{oc,1}) + R_s (I_1 - I_2) \quad (IV)$$

Où I, Isc, Voc et V sont le courant, la tension, le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert, respectivement. Les indices 1 et 2 se réfèrent aux valeurs mesurées et aux valeurs STC. G et T sont respectivement l'irradiance et la température du module. β_I , β_V , a_0 et R_s sont le coefficient de température sans dimension de Isc, le coefficient de température sans dimension de Voc, le facteur de correction de l'irradiance sans dimension et la résistance en série (Ω) (la valeur par défaut est 0) [44, 45].

I.6.2 Évaluation des taux de dégradation

Au STC, le taux de dégradation (RD) et le taux de dégradation annuel (RAD) de chaque paramètre (puissance maximale (Pmax), tension de puissance maximale (Vmax), courant de puissance maximale (Imax), tension en circuit ouvert (Voc) et courant de court-circuit (Isc) sont calculés à l'aide des équations suivantes [61, 62] :

$$R_D(Y)(\%) = \left(1 - \frac{Y}{Y_0}\right) \times 100 \quad (V)$$

$$R_{AD}(Y)(\%/année) = \frac{R_D(Y)}{N} \quad (VI)$$

Où Y peut prendre la valeur de chaque paramètre du panneau dégradé (P_{max} , V_{max} , I_{max} , I_{sc} et V_{oc}) et Y_0 la valeur du panneau non endommagé (P_{max0} , V_{max0} , I_{max0} , I_{sc0} , V_{oc0}). N est le nombre d'années de la durée d'exposition du module en conditions réelles. Les paramètres non classés sont fournis par le fabricant dans des conditions normalisées, tandis que les paramètres dégradés sont déterminés expérimentalement dans des conditions réelles et convertis en CTS,

I.6.3 Modélisation d'un panneau PV

Le modèle PV, également appelé modèle à diode unique, fournit une représentation efficace des cellules photovoltaïques, offrant un excellent compromis entre simplicité et précision. Ce modèle a été conçu pour simuler de manière fiable le fonctionnement des cellules photovoltaïques et permet de quantifier leur potentiel de production d'énergie dans diverses conditions. Un grand nombre de modèles qui nécessitent des calculs et des données utilisateurs plus complexes ont été mentionnés dans la recherche. Un circuit avec seulement deux résistances (R_p et R_s), une source de courant et une diode peut être utilisé pour illustrer ce concept. Le module permet d'extraire les informations relatives à la diode pour déterminer les cinq paramètres caractéristiques : le courant de photocourant (I_{ph}), le courant de saturation de la diode (I_0), le facteur de la diode (a), ainsi que les résistances série (R_s) et parallèle (R_p). Il existe trois grandes familles de méthodes pour cette détermination : la méthode non itérative, la méthode numérique et la méthode optimale.

Les méthodes analytiques non itératives utilisent un ensemble d'équations qui sont résolues de manière explicite, contrairement aux méthodes itératives qui nécessitent des approximations successives. Ces méthodes sont souvent employées pour résoudre des problèmes où les solutions peuvent être trouvées directement, sans besoin de répétition. Une formulation et une mise en œuvre plus simples [46, 47]. Récemment, Batzelis [48] a présenté un examen et une comparaison de dix-sept méthodes non itératives utilisant six technologies photovoltaïques différentes. La résolution de l'équation courant-tension non linéaire nécessite un système d'équations qui peuvent être résolues par des méthodes itératives. Beaucoup de méthodes sont mentionnées dans la littérature [49, 50].

Récemment, il a été suggéré d'utiliser des techniques d'optimisation connu sous le nom de techniques heuristiques ou d'ajustement de courbe, pour identifier les paramètres Filtres qui fourniront la solution optimale. Bien qu'ils offrent une bonne précision et sont proches de l'optimal global, ils ont du mal avec complexité de calcul et difficulté à

modifier la méthode et paramètres [51]. La littérature énumère un certain nombre d'algorithmes d'ajustement de courbe. [52, 53]. De plus, les caractéristiques d'une cellule solaire sont extraites par Réduire l'erreur quadratique en utilisant l'approche des moindres carrés, une norme Technique d'ajustement de courbe [1, 54, 55].

La modélisation du panneau photovoltaïque est réalisée en utilisant un modèle à une diode comme indiqué sur la Figure I.20 dans des conditions standard (STC) ainsi les spécifications du module sont : la puissance de crête (P_c), le circuit ouvert (V_{oc}), et les points de court-circuit (I_{sc}). De plus, les cellules sont connectées en série et en parallèle (N_s et N_p), et les coefficients de température (β_V et β_I) sont pris en compte.

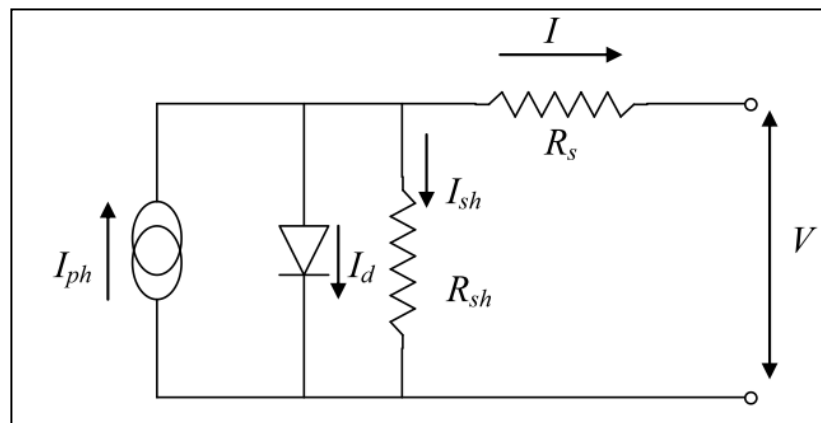


Figure I. 20: Modèle PV à diode unique.

L'équation (1) présente une fonction implicite avec cinq paramètres (a , I_{ph} , I_0 , R_s et R_p) qui établit le lien entre le courant (I) et la tension (V) dans le modèle à une diode [48, 56, 57].

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+IR_s}{aV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad (1)$$

Où :

I : le courant de sortie de la cellule PV.

I_{ph} : le courant photo-généré (courant dû à la lumière absorbée).

I_0 : le courant de saturation inverse de la diode.

V : la tension aux bornes de la cellule.

R_s : la résistance série de la cellule.

R_p : la résistance parallèle (shunt) de la cellule.

a : le facteur de qualité de la diode (ou facteur d'idéalité).

V_t : la tension thermique de la diode

Cette équation est utilisée pour modéliser le comportement électrique d'une cellule PV sous différentes conditions de lumière et de température. Elle permet de calculer le courant de sortie pour une tension donnée, ce qui est essentiel pour la conception de systèmes solaires et l'optimisation de leur performance.

Lorsque I_{ph} représente le courant photo, I_0 est le courant de saturation de la diode. R_s et R_p désignent respectivement les résistances série et shunt, tandis que V_t représente la tension thermique, formulée comme suit :

$$V_t = \frac{N_s k T}{q} \quad (2)$$

Où a a représenté le facteur d'idéalité de la diode, N_s est le nombre de cellules solaires connectées, q est la charge élémentaire (1.602176×10^{-19} C), k est la constante de Boltzmann ($1.3806503 \times 10^{-23}$ J/K), et T est la température de travail en Kelvin.

I.7 Caractérisation d'un modèle de panneau photovoltaïque

Pour caractériser un modèle de panneau photovoltaïque et déterminer les paramètres tels que le facteur d'idéalité (a), les résistances série (R_s) et parallèle (R_p), le courant photo-généré (I_{ph}) et le courant de saturation inverse de la diode (I_0), plusieurs méthodes peuvent être utilisées.

I.7.1 Méthode des moindres carrés

Cette méthode consiste à ajuster les équations du modèle aux données expérimentales disponibles en minimisant la somme des carrés des écarts entre les valeurs mesurées et les valeurs prédites par le modèle. Les paramètres du modèle sont ensuite estimés de manière à optimiser cet ajustement.

I.7.2 Méthode d'optimisation

Il s'agit d'une approche basée sur des algorithmes d'optimisation numérique, tels que l'algorithme de descente de gradient ou l'algorithme génétique. Ces méthodes permettent de trouver les valeurs des paramètres du modèle qui minimisent une fonction de coût définie en fonction de l'écart entre les données mesurées et les prédictions du modèle.

I.7.3 Méthode de l'analyse des données expérimentales

Cette méthode consiste à analyser les données expérimentales disponibles afin de déduire directement les valeurs des paramètres du modèle. Par exemple, les caractéristiques courant-tension (I-V) et tension-courant (V-I) du panneau photovoltaïque peuvent être utilisées pour estimer les paramètres du modèle.

I.7.4 Méthode de la résolution des équations du modèle

Certaines caractéristiques électriques du panneau photovoltaïque, telles que le courant de saturation inverse (I_0) et le courant de photo-génération (I_{ph}), peuvent être déterminées en résolvant les équations du modèle analytiquement ou numériquement.

I.7.5 Méthode des essais en laboratoire

Des essais en laboratoire peuvent être réalisés pour mesurer directement les performances électriques du panneau photovoltaïque dans différentes conditions d'irradiance et de température. Ces données expérimentales sont ensuite utilisées pour ajuster les paramètres du modèle.

En résumé, les méthodes utilisées pour caractériser le modèle de panneau photovoltaïque et déterminer ses paramètres dépendent souvent des données disponibles, de la complexité du modèle et des objectifs de la modélisation. Certaines méthodes reposent sur des ajustements statistiques, tandis que d'autres sont basées sur des analyses physiques ou des essais en laboratoire.

Dans notre étude, nous allons détailler la méthode proposée par Hussein (2017), qui implique la collecte de données, la définition d'équations électriques, la modélisation du comportement du panneau, la validation du modèle, et enfin son utilisation pour des applications spécifiques liées à l'énergie solaire.

I.7.6 Méthode de Hussien (2017) [1]

Cette méthode comprend deux étapes. La première étape est axée sur la détermination des quatre paramètres, à savoir R_s , R_p , I_{ph} et I_0 , en utilisant les équations de caractérisation des points : courant de court-circuit (I_{sc}), tension de circuit ouvert (V_{oc}) et la puissance maximale P_m avec la tension correspondante (V_m) et le courant (I_m). Dans l'étape suivante, la valeur du facteur d'idéalité (a) est ajustée en comparant les courbes I-V expérimentales et simulées. L'optimisation de l'erreur NRMSE a été utilisée pour accomplir cette amélioration. Ce processus est résumé comme suit :

Les valeurs des constantes A, B et C sont supposées être les suivantes :

$$A = \exp\left(\frac{V_{oc}}{aV_t}\right) - 1 \quad (3)$$

$$B = \exp\left(\frac{R_s I_{sc}}{aV_t}\right) - 1 \quad (4)$$

$$C = \exp\left(\frac{V_m + R_s I_{max}}{aV_t}\right) - 1 \quad (5)$$

La tension thermique V_t est donnée comme suit :

$$V_t = \frac{a \times N_s \times k \times T}{q} \quad (6)$$

a et N_s Sont respectivement le facteur d'idéalité de la diode et le nombre de cellules solaires connectées en série dans le panneau.

q et k sont la charge électronique et la constante de Boltzmann, respectivement, et T est la température de travail en Kelvin. Les équations des points spécifiques mentionnés ci-dessus peuvent être exprimées comme suit (Hussein, 2017) :

$$I_0 = \frac{I_{ph}}{A} - \frac{V_{oc}}{AR_p} \quad (7)$$

$$I_{sc}(1 + \frac{R_s}{R_p}) = I_{ph} - BI_0 \quad (8)$$

$$I_{max}(1 + \frac{R_s}{R_p}) = I_{ph} - I_0C - \frac{V_{max}}{R_p} \quad (9)$$

En remplaçant l'éq. 7 par l'éq. 9, on obtient l'équation suivante

$$I_{max}(\frac{R_s + R_p}{R_p}) = I_{ph}(\frac{A-C}{A}) + \frac{CV_{oc} - AV_{max}}{AR_p} \quad (10)$$

En remplaçant l'éq. 7 par l'éq. 8, on obtient l'équation suivante :

$$I_{ph} = \frac{AI_{sc}(1 + \frac{R_s}{R_p}) - B\frac{V_{oc}}{R_p}}{(A-B)} \quad (11)$$

À partir des égalités 10 et 11, la puissance maximale peut être exprimée comme suit :

$$I_0(C + \frac{(C+1)V_{max}}{V_t}) - I_{ph} - \frac{2V_{max}}{R_p} = 0 \quad (12)$$

Les quatre paramètres, à savoir R_s , R_p , I_0 et I_{ph} , sont déterminés en résolvant le système d'équations suivant, Eq.7, Eq.8, Eq.9 et Eq.12, respectivement. Ces équations peuvent être réorganisées pour obtenir une équation avec une seule variable, R_s , comme suit :

$$f(R_s) = V_{max}(C + 1)[I_{sc}V_{oc} - I_{sc}V_{max} - I_{max}V_{oc}] - (A - C)I_{sc}V_{max}V_t + (B - C)I_{max}V_{oc}V_t + 2(A - B)I_{max}V_{max}V_t \quad (13)$$

Comme illustré, cette équation ne comporte qu'une seule variable, R_s , et il est facile de trouver sa valeur en utilisant le solveur dans le logiciel Excel. Une fois la valeur de R_s déterminée, les valeurs de R_p et I_{ph} sont estimées à l'aide des équations suivantes :

$$R_p = \frac{(C-B)V_{oc} - (A-B)V_{max}}{(A-B)I_{max} - (A-C)I_{sc}} - R_s \quad (14)$$

$$I_{ph} = \frac{A(1 + \frac{R_s}{R_p})I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}}{(A-B)} \quad (15)$$

Comme mentionné dans l'équation 7, la valeur de I_0 est calculée à l'aide des valeurs estimées de R_p et I_{ph} . Il est à noter que les quatre paramètres inconnus, R_s , R_p , I_{ph} et I_0 , doivent être calculés à l'aide d'un algorithme proposé, qui doit être basé sur une valeur initiale du facteur d'idéalité a_0 . Les valeurs optimales de ces quatre paramètres sont ensuite déterminées en minimisant l'erreur quadratique moyenne normale

(NRMSE) entre les valeurs de courant mesurées (I_m) et les valeurs de courant simulées (I_s), notées comme une fonction objective. Le NRMSE est calculé comme suit:

$$NRMSE(\%) = \frac{100}{\frac{\sum_{i=1}^N I_{m,i}}{N}} \times \left(\frac{\sum_{i=1}^N (I_{m,i} - I_{s,i})^2}{N} \right)^{0.5} \quad (16)$$

Les valeurs $I_{m,i}$ et $I_{s,i}$ représentent respectivement les courants mesurés et simulés du i ème point, et N est le nombre total de points expérimentaux utilisés.

Conclusion

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) s'est imposée comme une source d'énergie renouvelable bien établie et de plus en plus importante à l'échelle mondiale. Avec une garantie de durée de vie de 25 à 30 ans pour les modules PV, des centrales électriques à grande échelle d'une capacité de plusieurs mégawatts ont vu le jour au cours des dernières décennies. Bien que diverses technologies et architectures de modules PV soient désormais disponibles sur le marché, les modules photovoltaïques conventionnels en silicium cristallin (c-Si) demeurent populaires en raison de leur rentabilité, de leur savoir-faire en matière de fabrication et de leurs vastes bases de données de recherche. Cependant, les installations en extérieur de modules PV c-Si restent vulnérables aux dommages causés par la formation de défauts et la dégradation.

Les défauts et dégradations dans les modules PV représentent une menace sérieuse pour un fonctionnement fiable, limitant la production d'énergie directement ou indirectement en entravant l'irradiance entrante ou en perturbant la collecte du courant généré par la lumière. Les principaux modes de dégradation et de défauts des modules PV ont tendance à se manifester dans des conditions difficiles sur le terrain, où des facteurs environnementaux tels que la température élevée, le rayonnement ultraviolet (UV), l'humidité élevée et les vents à grande vitesse agissent simultanément sur divers composants des modules PV, entraînant leur dégradation et la formation de défauts.

La dégradation de l'encapsulant (EVA) due au rayonnement UV et à la température élevée se distingue comme un mode de dégradation majeur dans les modules PV. Cela est souvent suivi par la dégradation de la métallisation, résultant de la corrosion facilitée par l'entrée d'air et d'humidité. De plus, les fissures dans la couche arrière des modules PV créent un chemin préférentiel pour l'humidité et la pénétration de l'air.

De plus, les défauts préexistants tels que les microfissures peuvent se propager en fissures majeures dans des conditions de contrainte thermique provoquées par des variations cycliques de température jour et nuit. Au cours de la dernière décennie, de nouveaux modes de dégradation tels que la dégradation induite potentiellement (PID) ont été découverts et sont actuellement à l'étude. Les avancées dans les techniques et méthodologies d'investigation novatrices ont amélioré la possibilité de détecter et d'atténuer rapidement les défauts et la dégradation des modules. Cependant, une analyse et une investigation approfondies des défauts et de la dégradation existants dans les modules PV demeurent cruciales pour l'amélioration continue de la

technologie existante et pour la constitution d'une base de connaissances pour les nouvelles technologies.

Chapitre II : Matériels et méthodes

II.1 Introduction

Ce chapitre est structuré en deux parties principales, chacune abordant un aspect spécifique de la dégradation des panneaux photovoltaïques dans des conditions environnementales particulières.

Première Partie : L'impact de l'accumulation de poussière sur les panneaux photovoltaïques

La première partie explore l'influence de l'accumulation de poussière sur les performances des panneaux photovoltaïques, avec un accent particulier sur les zones industrielles en Algérie. Dans ces régions, la poussière et d'autres contaminants peuvent se déposer sur les surfaces des panneaux, réduisant ainsi leur efficacité en bloquant la lumière et en modifiant leurs propriétés électriques. Pour évaluer cet impact, une caractérisation de la courbe I-V (courant-tension) et P-V (puissance-tension) est réalisée, permettant d'analyser comment la poussière affecte le rendement énergétique des panneaux endommagés. De plus, des techniques de visualisation sont employées pour mieux comprendre les mécanismes sous-jacents de la dégradation. Cette approche fournit des informations détaillées sur les effets à long terme de la poussière et les conditions spécifiques qui favorisent cette accumulation.

Afin de compléter cette analyse expérimentale, une simulation numérique est également effectuée pour modéliser les comportements des panneaux photovoltaïques dans des conditions variables. Cette simulation permet de calculer plusieurs paramètres électriques cruciaux, tels que la résistance série (R_s) et parallèle (R_p), ainsi que d'autres variables influençant la performance des panneaux. En utilisant cette méthode, il est possible de prévoir les variations de performance sous différentes conditions de saleté et d'ensoleillement, apportant ainsi une compréhension plus approfondie des impacts environnementaux sur les installations photovoltaïques.

Deuxième Partie : L'influence de la décoloration sur la dégradation des panneaux photovoltaïques

La deuxième partie s'intéresse à la dégradation des panneaux photovoltaïques dans des régions arides, en particulier à l'impact de la décoloration due aux conditions climatiques extrêmes. L'étude se concentre sur un panneau PV en silicium polycristallin installé à Biskra, en Algérie, et exposé aux conditions extérieures pendant quatre ans. Les effets de l'exposition prolongée au soleil, à la chaleur et aux autres éléments environnementaux sont analysés à travers plusieurs méthodes de caractérisation, notamment les courbes I-V et P-V, ainsi qu'une inspection visuelle approfondie. Ces techniques permettent de suivre l'évolution des performances du panneau au fil du temps et de déterminer les signes visibles de dégradation.

Une nouveauté dans cette étude réside dans le développement d'une méthode de caractérisation spécifique pour évaluer la dégradation des panneaux photovoltaïques. Cette méthode repose sur le calcul des taux de dégradation de cinq paramètres clés : le facteur de la diode (a), la résistance série (R_s), la résistance parallèle (R_p), le courant de saturation de la diode (I_0) et le photocourant (I_{ph}). En quantifiant ces paramètres, il devient possible de mesurer précisément l'ampleur de la dégradation du panneau au fil des années, fournissant ainsi des données cruciales pour comprendre comment la décoloration et d'autres facteurs contribuent à la dégradation des modules photovoltaïques.

Pour améliorer encore l'analyse, un modèle de calcul des paramètres dégradés a été élaboré, basé sur l'ajustement de courbes expérimentales. Cette approche permet d'obtenir des valeurs plus précises des paramètres électriques, même après plusieurs années d'exposition. Le modèle fournit ainsi une méthode robuste pour prédire les performances futures des panneaux et pour évaluer les besoins en maintenance ou en remplacement des modules dégradés.

En résumé, ce chapitre fournit une analyse détaillée des mécanismes de dégradation des panneaux photovoltaïques sous l'effet de la poussière et de la décoloration, tout en introduisant de nouvelles méthodes de caractérisation et de modélisation pour améliorer la gestion et l'optimisation des systèmes photovoltaïques dans des environnements difficiles.

II.2 Impact de la poussière et de la dégradation sur les propriétés électriques des panneaux photovoltaïques

II.2.1 Description des panneaux photovoltaïques utilisés

Cette étude se concentre sur les modules photovoltaïques monocristallins (CEM235P-60) installés sur le toit de la société CONDOR à Bordj Bou Arreridj (BBA-Algérie), comme détaillé dans la Figure II.1. Malgré leur position sur le toit, ces panneaux n'ont généré aucune électricité. Constitués de 60 cellules connectées en série, ils possèdent les propriétés typiques spécifiées par leurs fabricants, détaillées dans le tableau 1. Un panneau, désigné comme "panneau dégradé avec poussière", a subi une dégradation naturelle sur six ans sans nettoyage. Après le nettoyage, il est qualifié de "panneau dégradé sans poussière". À noter, les expériences ont observé que les salissures provenant de la pluie et des particules de poussière en suspension dans l'air, particulièrement présentes dans cette zone industrielle, constituent la principale source d'accumulation de saleté. Un autre panneau aux spécifications identiques a été utilisé comme panneau de référence.

II.2.2 Site et données

BBA est implantée sur un haut plateau dans le nord-est de l'Algérie (Figure II.2), située entre les parallèles de latitude 35° et 37° nord, et délimitée par les méridiens de longitude 4° et 5° est. La zone se caractérise par un climat continental, offrant des températures élevées en été et particulièrement froides en hiver, se classant parmi les plus basses d'Algérie. Les précipitations annuelles varient de 300 à 700 mm et les hivers à BBA sont longs, extrêmement froids, et fréquemment nuageux, tandis que les étés sont courts, chauds, secs, et majoritairement dégagés. La température annuelle moyenne oscille entre 1 °C et 34 °C, descendant rarement en dessous de -3 °C ou dépassant les 37 °C. [webgraph 12]

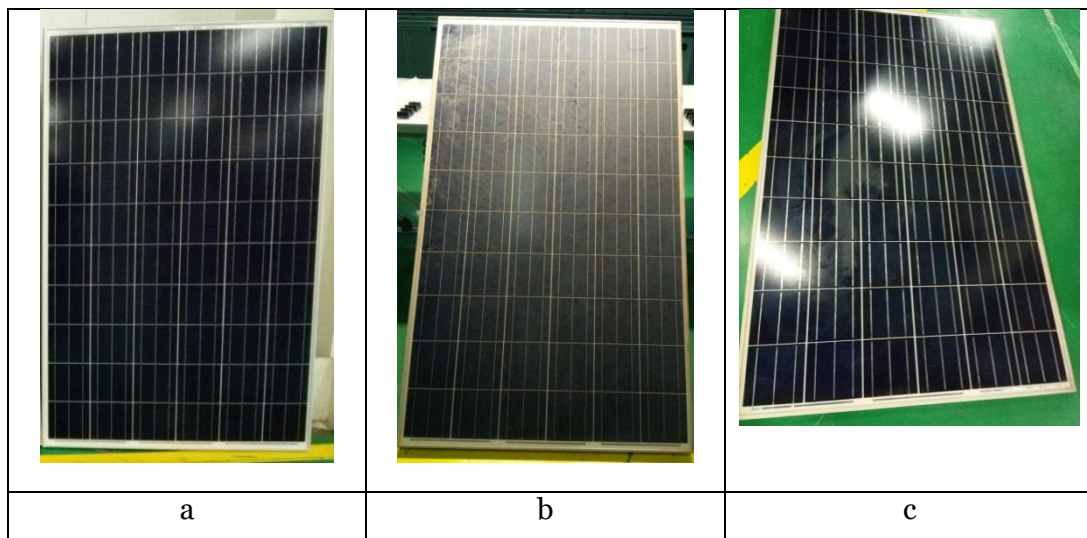
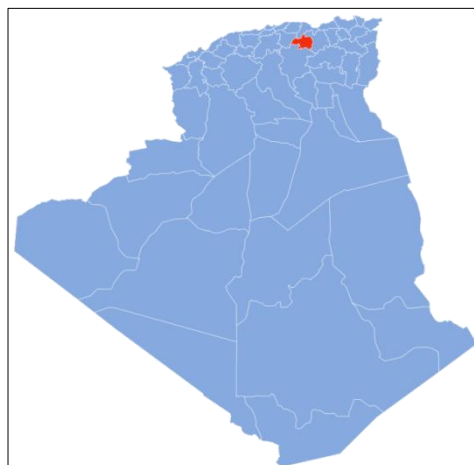


Figure II. 1: Panneaux utilisés de gauche à droite : (a) panneau de référence, (b) panneau dégradé avec poussière et (c) panneau dégradé sans poussière [5].



L'évaluation des performances des panneaux photovoltaïques a été conduite à l'aide d'un simulateur photovoltaïque chez Condor société à BBA (Algérie) (Figure II.3). Ce simulateur solaire à LED, nommé Ecosun Plus et classé A+A+A++, a été spécialement conçu pour des contrôles de qualité semi-automatiques utilisant un éclairage artificiel afin de reproduire l'état de fonctionnement normal du module (STC). La sortie élevée des LED permet de recréer l'irradiance solaire dans des conditions comparables, en simulant le spectre solaire conformément aux normes IEC 60904 éditions 2 et 3.

II.2. 3 Description du simulateur

Les paramètres de performance de référence et les paramètres de performance dégradés (avec et sans poussière) sont déterminés de manière expérimentale à l'aide du simulateur LED Sun dans des conditions standard.

Le simulateur solaire capture les courbes I-V et P-V, des variables cruciales pour déterminer la puissance et l'efficacité du module. Doté de la capacité de répéter les tests de manière transparente, ce simulateur offre une réponse immédiate, assurant une bonne stabilité et répétabilité. En substance, le simulateur solaire joue un rôle essentiel dans l'évaluation des pertes de puissance potentielles dans les modules finis et la vérification de la qualité des modules lors des tests des panneaux solaires. Ecosun Plus peut être appliqué à toutes les technologies de cellules solaires existantes, y compris les cellules de silicium HIT, PERC, MWT, bifaciales et hybrides, ainsi que les modules photovoltaïques de différentes formes et tailles, du cristallin au "couche mince" pour les cellules à contact arrière. Dans cette étude, un simulateur a été utilisé pour examiner les panneaux solaires, générant les courbes I-V et P-V sous le test STC.



Figure II. 3: LED Sun Simulator dans la société Condor [5].

Le taux de dégradation et le taux de dégradation annuel du panneau dégradé avec de la poussière sont représentés respectivement par R_{DD} et R_{ADD} . De manière similaire, le

taux de dégradation et le taux de dégradation annuel du panneau dégradé sans poussière (nettoyé) sont indiqués sous les appellations R_{DC} et R_{ADC} , respectivement. Chaque paramètre de performance (tension en circuit ouvert (V_{oc}), courant de court-circuit (I_{sc}), puissance maximale (P_{max}), tension maximale (V_{max}), et courant maximal (I_{max})) dans des conditions standard est calculé à l'aide des équations suivantes [41, 42] :

$$R_{DD(C)}(Y) = \left(1 - \frac{Y}{Y_0}\right) \times 100 \quad (1)$$

$$R_{ADD(C)}(Y) = \frac{R_{DD(C)}(Y)}{N} \quad (2)$$

Les paramètres de performance du panneau dans des conditions dégradées avec de la poussière, à l'état nettoyé (sans poussière), et pour le panneau de référence sont indiqués par $Y = [I_{sc}, V_{oc}, P_{max}, V_{max}, I_{max}]$, et $Y_0 = [P_{max0}, V_{max0}, I_{max0}, I_{sc0}, V_{oc0}]$, respectivement.

Tableau II. 1: Les caractéristiques électriques du panneau PV utilisé à STC[5].

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale (P_{max})	235 W
Courant de court-circuit (I_{sc})	8.4 A
Tension en circuit ouvert (V_{oc})	37.4 V
Courant de puissance maximal (I_{max})	7.78 V
Tension de puissance maximale (V_{max})	30.2 V
Nombre de cellules (N_s)	60
Coefficient de température de I_{sc} (k_I)	+0.06%/°C
Coefficient de température des C_{ov} (k_V)	+0.32%/°C
Coefficient de température de P_{max} (k_P)	+0.41%/°C

II.2.4 Modes de dégradation

Une analyse visuelle a été réalisée pour déterminer les modes de dégradation du panneau PV qui ont eu lieu pendant la période d'exposition dans le climat BBA. Les défauts suivants ont été identifiés : Décoloration de l'encapsulant, Lignes d'escargots, Point chaud et corrosion

II.2. 5 Détermination du taux de dégradation des Cinq Paramètres Électriques (a, Rs, Rp, Iph et Io)

Afin de calculer les taux de dégradation des cinq paramètres (a, Rs, Rp, Iph et Io) caractérisant les panneaux solaires photovoltaïques utilisés durant notre étude (dégradés, avec et sans poussière, et panneau de référence) dans des conditions standard, les valeurs de ces paramètres ont été évalués à l'aide de la méthode d'extraction fournie par Hussein (2017) [1]. Cette méthode comprend deux étapes, la première étape est axée sur la détermination des quatre paramètres, à savoir Rs, Rp, Iph et Io, en utilisant les équations de caractérisation des points : courant de court-circuit (Isc), tension de circuit ouvert (Voc) et la puissance maximale Pm avec la tension correspondante (Vm) et le courant (Im). Dans l'étape suivante, la valeur du facteur d'idéalité (a) est ajustée en comparant les courbes I-V expérimentales et simulées. L'optimisation de l'erreur NRMSE a été utilisée pour accomplir cette amélioration.

Les détails de cette méthode sont décrits dans le chapitre I. Un programme de calcul en utilisant le logiciel Matlab a été élaboré pour calculer ces cinq paramètres dans les différents cas ; dégradé avec poussière, dégradé sans poussière et non dégradé sans poussière. Un autre programme avec Excel a été élaborer pour l'optimisation de ces valeurs.

II.3 Influence de la décoloration sur la dégradation des panneaux photovoltaïques dans une région aride

II.3.1 Site et données

La ville de Biskra, illustrée dans la Figure II. 4, est située dans le nord-est de l'Algérie, en bordure du désert du Sahara, et couvre une superficie totale de 127,55 km². Elle se trouve à une altitude de 87 mètres, à une latitude de 34° 51' et une longitude de 5° 44'. Le climat de cette ville est caractérisé comme un désert subtropical, avec des hivers chauds (même si les températures peuvent chuter la nuit) et des étés extrêmement chauds et lumineux. Les masses d'air chaud du désert, entrant en collision avec les masses d'air plus froides du nord, peuvent entraîner des vents forts à Biskra, en particulier au printemps et à l'automne.

Les données météorologiques quotidiennes moyennes mensuelles de 2014 à 2021 sont résumées dans le tableau I. Ces données comprennent la température maximale (Tmax), la température minimale (Tmin), la température ambiante (T), l'irradiation solaire globale (G), et la vitesse du vent (V). Les données utilisées proviennent du site internet infoclimat [webgraph 14]. La saison chaude s'étend sur 3,1 mois, du 8 juin au 10 septembre, avec une température quotidienne moyenne dépassant les 35 °C. Juillet,

enregistrant une température moyenne de 40 °C et une température minimale moyenne de 28 °C, représente le mois le plus chaud de l'année. La saison froide dure 3,8 mois, allant du 17 novembre au 9 mars, avec une température quotidienne maximale moyenne inférieure à 21 °C. Le mois de janvier est le plus froid de l'année, présentant une température minimale moyenne de 8 °C et une température moyenne élevée de 17 °C. La Figure II. 5 illustre une tendance typique des températures à Biskra pour le 1er juillet 2021, montrant des variations de température significatives allant de 32 °C à 48 °C [webgraph 15].



Figure II. 4 : Situation de la ville de Biskra en Algérie [webgraph 16].

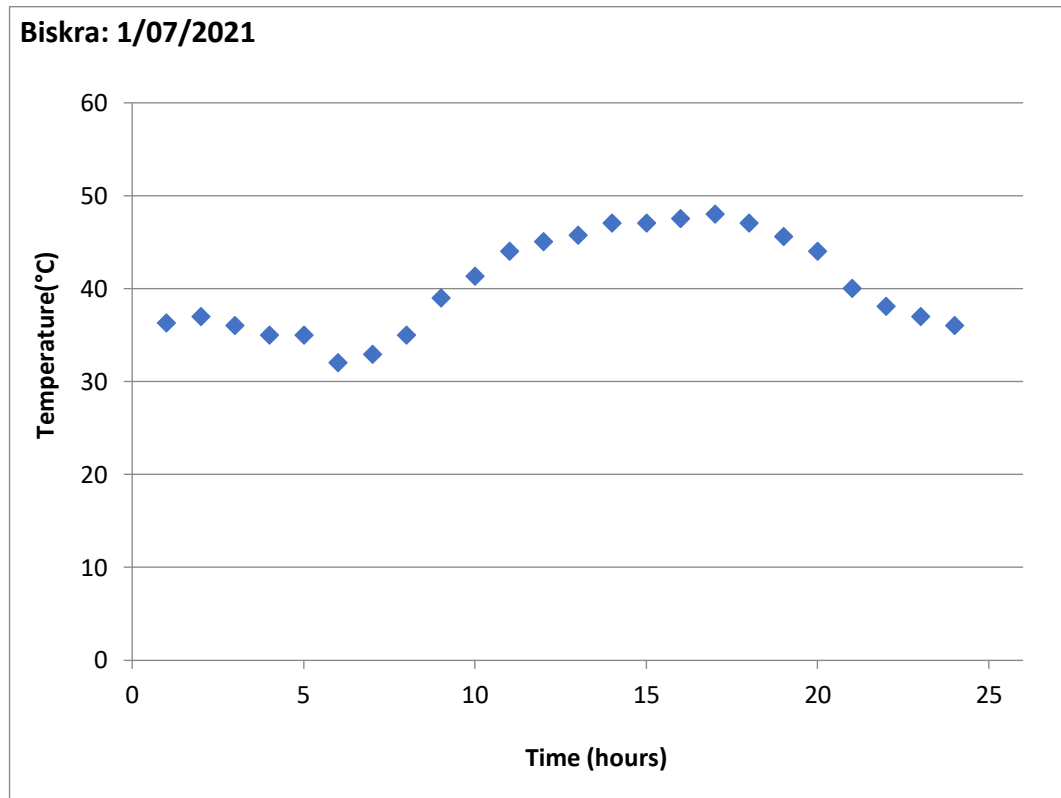


Figure II. 5 : Tendence typique des températures à Biskra pour le 1er juillet 2021 [webgraph 15].

Tableau II. 2: Moyenne mensuelle des paramètres météorologiques quotidiens (2014-2021)

Mois	T(°C)	T _{min} (°C)	T _{max} (°C)	G(KWh/m ²)	v(m/s)
Jan	12	8	17	3.3	3.42
Février	13	9	19	4.2	3.64
Mar	17	12	22	5.5	3.81
Avril	21	15	26	6.7	4.06
Mai	26	20	31	7.3	3.92
Juin	31	25	37	7.7	3.58
Juillet	34	28	40	7.8	3.36
Août	34	28	39	7	3.22
Sept.	29	24	34	5.7	3.19
Oct.	23	18	28	4.4	3.19
Nov.	17	12	21	3.4	3.28
Déc.	12	8	17	3	3.28

Sur l'année, la vitesse moyenne du vent à Biskra ne varie que légèrement. La période la plus venteuse de l'année dure 3,8 mois, du 15 février au 10 juin, avec une

vitesse moyenne des vents supérieure à 3,64 m/s. Avril est le mois le plus venteux dans cette région, avec une valeur horaire moyenne des vents de 4,06 m/s. Du 10 juin au 15 février, est la période la plus calme de l'année (8,2 mois). Septembre et octobre sont les mois les plus calmes de l'année à Biskra, avec une vitesse de vent horaire moyenne de 3,19 m/s. La période la plus calme de l'année dure 8,2 mois, du 10 juin au 15 février. Avec une vitesse de vent horaire moyenne de 3,19 m/s, septembre et octobre sont les mois les plus calmes de l'année dans la ville de Biskra.

II.3.2 Caractérisation des panneaux PV

La caractérisation de ces panneaux Pv a été réalisé au centre de développement des énergies renouvelables (CDER) de Bouzaréa, situé à Alger, abrite un ensemble d'instruments essentiels destinés à la caractérisation d'un panneau solaire. Nos expériences ont été réalisées sur un dispositif de caractérisation des panneaux PV, il comporte une charge électronique (Keysight N3300A) pour l'établissement de la courbe I-V (courant-tension), une cellule de référence pour mesurer l'irradiation solaire (G), un capteur de température (Pt100) pour évaluer la température ambiante (T_{amb}), un anémomètre permettant de quantifier la vitesse du vent (V) et sa direction (α), ainsi que quatre capteurs de température de type K (thermocouples) destinés à mesurer la température du module photovoltaïque, exprimée par la moyenne T_m . Un système d'acquisition de données coordonne la collecte des mesures émanant de ces différents capteurs, comme illustré dans la Figure II.6.

Les expérimentations ont été menées le 14 décembre 2021, à 13 h 05, sur un panneau solaire dégradé. Les courbes I-V et P-V ont été tracées, et leurs paramètres distincts ont été identifiés. De plus, la température moyenne du module, l'irradiance solaire, la température ambiante, la vitesse du vent, et la direction du vent ont été mesurées simultanément. Il est important de noter que ces courbes, générées dans des conditions extérieures spécifiques, nécessitent une conversion ultérieure en conditions standard, comme explicité dans le chapitre I.7.6

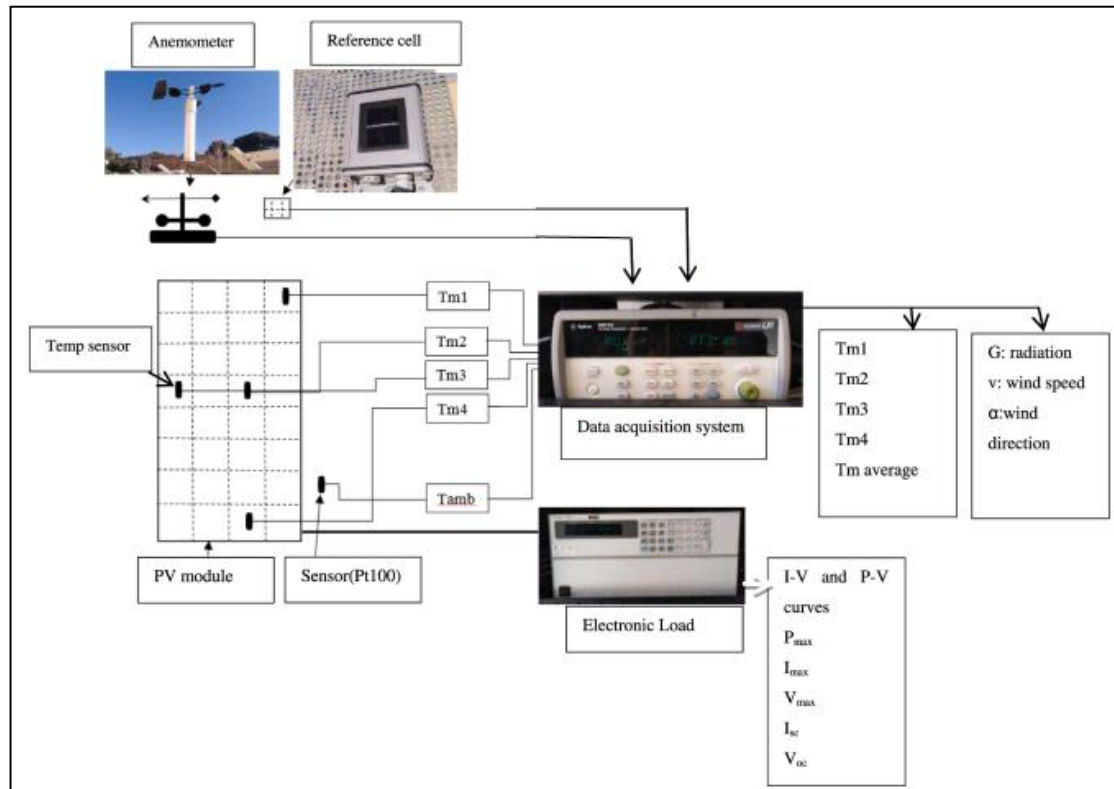


Figure II. 6: Configuration de l'expérience pour caractériser le module PV [58].

II.3.3 Évaluation des taux de dégradation

Aux conditions standard (STC), le taux de dégradation (RD) et le taux de dégradation annuel (RAD) de chaque paramètre, tels que la puissance maximale (P_{max}), la tension de puissance maximale (V_{max}), le courant de puissance maximale (I_{max}), la tension de circuit ouvert (V_{oc}) et le courant de court-circuit (I_{sc}), sont calculés en utilisant les équations (Eq.5 et Eq.6) citées au point I.6.2

Ces mêmes équations ont été utilisées pour estimer le taux de dégradation (RD) et le taux de dégradation annuel (RAD) des cinq paramètres (a , R_s , R_p , I_o et I_{ph}) caractérisant le panneau PV étudié qu'on va déterminer suivant une nouvelle méthode qu'on a élaboré.

II.3.4 Méthode proposée

La méthode proposée pour résoudre l'équation Méthode de Hussien (2017) qui décrit le comportement d'un panneau PV avec ces cinq variables inconnues est divisée en trois étapes : la première consiste à établir la valeur initiale du facteur d'idéalité de la diode (a), la seconde vise à calculer les valeurs initiales des quatre autres paramètres (R_s , R_p , I_{ph} et I_o), et la troisième étape est d'obtenir les valeurs optimales des cinq paramètres.

Ce modèle se décompose en trois étapes, comme suit :

Étape 1 : Valeur initiale du facteur d'idéalité de la diode (a)

Cette méthode, suggérée par Vandana Jha [59], repose sur l'hypothèse selon laquelle la valeur de la résistance en série (R_s) est significativement inférieure à celle de la résistance en parallèle (R_p). Ainsi, la résistance série peut être négligée, et l'équation 7 peut être transformée comme suit :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+IR_s}{aV_t}\right) - 1 \right] \quad (9)$$

En appliquant cette équation aux points spécifiques du circuit ouvert ($I=0$, $V=V_{oc}$), du court-circuit ($I=I_{sc}$, $V=0$), et de la puissance maximale ($I=I_{max}$, $V=V_{max}$) dans les conditions standard (STC), on obtient les équations suivantes :

$$I_{ph} = I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{aV_t}\right) - 1 \right] \quad (10)$$

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{aV_t}\right) - 1 \right] \quad (11)$$

$$I_{max} = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{max}+I_{max}R_s}{aV_t}\right) - 1 \right] \quad (12)$$

Noter que dans STC, I_{ph} est égal à I_{sc} [3]. Le courant de saturation de la diode I_0 peut être présenté comme suit :

$$I_0 = \frac{I_{sc}}{\left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{aV_t}\right) - 1 \right]} \quad (13)$$

À la puissance maximale, il est noté que :

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{max} = - \frac{I_{max}}{V_{max}} \quad (14)$$

L'équation suivante est obtenue en dérivant le courant de l'éq. 9 et en utilisant l'éq. 14 :

$$a I_{max} + (I_{max}R_s - V_{max}) \frac{I_0}{V_t} \exp\left(\frac{V_{max}+I_{max}R_s}{a \times V_t}\right) = 0 \quad (15)$$

L'Eq12 peut s'écrire comme suit :

$$\exp\left(\frac{V_{max}+I_{max}R_s}{aV_t}\right) = \frac{I_{ph}+I_0-I_{max}}{I_0} \quad (16)$$

La résistance de série R_s est calculée en appliquant la fonction logarithmique aux deux côtés de l'éq. 16, comme suit :

$$R_s = a \frac{V_t}{I_{max}} \ln\left(\frac{I_{ph}+I_0-I_{max}}{I_0}\right) - \frac{V_{max}}{I_{max}} \quad (17)$$

En substituant l'éq. 17 et l'éq. 16 à l'éq. 15, on obtient l'équation suivante :

$$a I_{max} + (I_{sc} - I_{max} + I_0) \left[a \ln(I_{sc} - I_{max} + I_0) - 2 \frac{V_{max}}{V_t} \right] = 0 \quad (18)$$

En substituant la valeur de I_0 (Eq.13) dans la dernière équation, on obtient l'équation suivante :

$$f(a) = a I_{max} + \left(I_{sc} - I_{max} + \frac{I_{sc}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{aV_t}\right) - 1} \right) \left[a \ln\left(I_{sc} - I_{max} + \frac{I_{sc}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{aV_t}\right) - 1} \right) - 2 \frac{V_{max}}{V_t} \right] = 0 \quad (19)$$

Cela indique que l'équation 19 est une fonction d'une seule variable, le facteur d'idéalité de la diode (a). Cette valeur peut être calculée de manière aisée en utilisant les données du fabricant (I_{sc} , V_{oc} , I_{max} , V_{max} et N_s) et en appliquant un logiciel tel que Matlab.

Étape 2 : Valeurs initiales de R_s , R_p , I_{ph} et I_0

En supposant que les valeurs de A, B et C sont :

$$A = \exp\left(\frac{V_{oc}}{aV_t}\right) - 1 \quad (20)$$

$$B = \exp\left(\frac{R_s I_{sc}}{aV_t}\right) - 1 \quad (21)$$

$$C = \exp\left(\frac{V_{max} + R_s I_{max}}{aV_t}\right) - 1 \quad (22)$$

En appliquant Eq.7 aux points de caractérisation (circuit ouvert, court-circuit et puissance maximale) dans STC, les équations suivantes dérivent :

$$I_0 = \frac{I_{ph}}{A} - \frac{V_{oc}}{aV_t} \quad (23)$$

$$I_{sc}\left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) = I_{ph} - I_0 B \quad (24)$$

$$I_m\left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) = I_{ph} - I_0 C - \frac{V_{max}}{R_p} \quad (25)$$

En dérivant le courant de l'éq. 7 et en utilisant l'éq. 22, on obtient l'équation suivante :

$$I_{max}\left(1 + \frac{R_s}{R_p} + \frac{I_0 R_s}{aV_t}(C + 1)\right) = V_{max}\left[\frac{1}{R_p} + \frac{I_0}{aV_t}(C + 1)\right] \quad (26)$$

En substituant la valeur d' I_{max} (eq. 25) dans l'éq. 26, on obtient l'équation suivante :

$$I_{ph} - \frac{2V_{max}}{R_p} - I_0\left[C - \frac{I_{max} R_s}{aV_t}(1 + C) + \frac{V_{max}}{aV_t}(C + 1)\right] \quad (27)$$

La procédure suivante est utilisée pour résoudre le système d'équations comprenant Eq.23, Eq.24, Eq.25 et Eq.27 avec les quatre paramètres inconnus R_s , R_p , I_0 et I_{ph} .

En substituant Eq.23 dans Eq.24, le courant photo I_{ph} est déterminé comme suit :

$$I_{ph} = \frac{A}{A-B} I_{sc}\left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) - \frac{B}{(A-B)} \frac{V_{oc}}{R_p} \quad (28)$$

En substituant l'éq. 23 à l'éq. 25, on obtient l'équation suivante :

$$\left(\frac{R_s + R_p}{R_p}\right) I_{max} = \frac{A-C}{A} I_{ph} + \frac{CV_{oc} - AV_{max}}{AR_p} \quad (29)$$

En substituant Eq.28 à Eq.29, la résistance parallèle est déterminée comme suit :

$$R_p = \frac{(C-B)V_{oc} - (A-B)V_{max}}{(A-B)I_{max} - (A-C)I_{sc}} - R_s \quad (30)$$

En remplaçant Eq.25 dans Eq.26, puis en introduisant le courant de saturation de la diode I_0 comme indiqué dans Eq.23, l'équation suivante dérive :

$$I_{ph} \left[\frac{(C+1)V_{max}}{AaV_t} + \frac{C}{A} - \frac{(C+1)I_{max}R_s}{AaV_t} - 1 \right] - \frac{(C+1)V_{oc}V_{max}}{R_p AaV_t} - \frac{CV_{oc}}{AR_p} + \frac{(C+1)V_{oc}I_{max}R_s}{R_p AaV_t} + \frac{2V_{max}}{R_p} \quad (31)$$

Voici l'expression du courant photo I_{ph} provenant de l'équation 28 dans cette équation :

$$I_{sc}(R_s + R_p)[(C + 1)V_{max} + (C - A)aV_t - (C + 1)I_{max}R_s] - (C + 1)V_{oc}V_{max} - (C + 1)V_{oc}I_{max}R_s - (C - B)V_{oc}aV_t + 2(A - B)V_{max}aV_t = 0 \quad (32)$$

L'équation finale peut être obtenue en introduisant la résistance parallèle R_p comme indiqué dans Eq.30 dans Eq.32 :

$$g(R_s) = V_{max}(C + 1)(I_{sc}V_{oc} - I_{sc}V_{max} - I_{max}V_{oc} + I_{sc}I_{max}R_s) - (C - A)aV_t I_{sc}V_{max} - (C + 1)I_{max}I_{sc}V_{oc}R_s + (C + 1)I_{max}^2 V_{oc}R_s + (B - C)V_{oc}I_{max}aV_t + 2(A - B)V_{max}aV_t I_{max} = 0 \quad (33)$$

La méthode itérative de Newton-Raphson est utilisée pour résoudre cette équation numériquement en termes de variable R_s .

$$R_{s(i+1)} = R_{s(i)} + \frac{g(R_{s(i)})}{g'(R_{s(i)})} \quad (34)$$

Ensuite, la valeur de R_p peut être dérivée de l'équation 30, la valeur de I_{ph} de l'équation 28, et la valeur de I_o de l'équation 23. Un programme Matlab a été développé pour calculer les valeurs initiales des quatre paramètres dans l'ordre R_s , R_p , I_{ph} et I_o .

Étape 3 : Valeurs optimales de a , R_s , R_p , I_{ph} et I_o

Les valeurs optimales du module photovoltaïque (a , R_s , R_p , I_{ph} et I_o) sont calculées en minimisant une fonction objectif, représentée par l'erreur quadratique moyenne normalisée (NRMSE) entre les valeurs de courant mesurées et simulées. En utilisant les valeurs initiales calculées à l'étape 1 (a) et à l'étape 2 (R_s , R_p , I_{ph} et I_o), une méthode itérative, telle que l'approche des moindres carrés non linéaires, est employée pour minimiser la valeur NRMSE. Le NRMSE est donné par [34] :

$$NRMSE = \frac{\left[\frac{1}{N_1} \sum_{i=1}^{N_1} (I_{i,m} - I_{i,s})^2 \right]^{0.5}}{\frac{1}{N_1} \sum_{i=1}^{N_1} I_{i,m}} \times 100 \quad (35)$$

$I_{i,m}$ et $I_{i,s}$ représentent respectivement les i derniers courants mesurés et simulés, tandis que N_1 est le nombre de points utilisés.

Un programme Matlab a été développé pour calculer ces cinq paramètres pour les panneaux PV étudiés.

II.3.5 Les modes de dégradation

L'inspection visuelle, en tant qu'élément de la norme IEC 61215, est reconnue comme la méthode la plus rapide et efficace pour détecter les problèmes et les défaillances des modules PV. Ces problèmes incluent le délaminage, la décoloration, la fragilité du verre, la corrosion due au contact avec le métal, la rupture ou la fissuration des cellules, les

interconnexions ou ruptures de jonction, les défauts de collage et les points chauds. Au Centre des Energies Renewables (CDER), cette observation visuelle a été effectuée par temps clair à l'aide d'une caméra haute résolution pour obtenir des données significatives sur les mécanismes de détérioration affectant le module testé.

Conclusion

Ce chapitre a présenté les panneaux photovoltaïques utilisés dans cette étude, ainsi que la méthodologie adoptée pour évaluer leur performance et étudier les effets de l'accumulation de poussière et de la décoloration.

Les panneaux photovoltaïques monocristallins CEM235P-60 ont été installés sur le toit de la société CONDOR à Bordj Bou Arréridj en Algérie. Leur caractérisation a été réalisée à l'aide des méthodes de caractérisation I-V et P-V, ainsi qu'une inspection visuelle. De plus, une nouvelle méthode de caractérisation des panneaux dégradés a été développée, basée sur le calcul des taux de dégradation de cinq paramètres clés.

L'étude s'est focalisée sur l'impact de l'accumulation de poussière sur les panneaux photovoltaïques dans les zones industrielles en Algérie, ainsi que sur l'influence de la décoloration dans une région aride. Les résultats ont démontré que la poussière avait un effet néfaste sur les propriétés électriques des panneaux endommagés, entraînant une diminution des performances. De même, la décoloration a été identifiée comme un facteur contribuant à la dégradation des panneaux photovoltaïques dans les régions arides.

La réalisation des courbes I-V et P-V à l'aide du simulateur solaire Ecosun Plus a permis d'évaluer la puissance et l'efficacité des panneaux photovoltaïques. Cette méthode a permis de quantifier l'impact de la poussière et de la décoloration sur les performances des panneaux.

Les résultats obtenus dans ce chapitre fournissent une base solide pour la compréhension des mécanismes de dégradation des panneaux photovoltaïques dans des environnements spécifiques. Ils peuvent servir de référence pour développer des stratégies de nettoyage et d'entretien des panneaux en vue d'optimiser leur rendement et leur durabilité

Chapitre III Résultats et discussion

III.1 Introduction

Ce chapitre présente les résultats des études de l'impact de la poussière et de la dégradation sur les propriétés électriques des panneaux solaires et l'effet de la décoloration sur leur dégradation dans une région aride. Il est divisé en deux sections, la première étudie l'effet de la poussière et de la dégradation sur les caractéristiques électriques des panneaux photovoltaïques en utilisant le simulateur Ecosun Plus, sur les cinq paramètres caractérisant le panneau PV et la visualisation des modes de dégradation notés sous l'effet du climat de Bordj bou arreridj.

La deuxième partie, s'intéresse à l'étude de l'effet du climat de la région de Biskra sur la dégradation des panneaux PV ; les modes de dégradation, les taux de dégradations des caractéristiques électriques et des cinq paramètres caractérisant le modèle à une diode.

III.2 Impact de la poussière et de la dégradation sur les propriétés électriques des panneaux photovoltaïques

III.2.1 Taux de dégradation

En analysant le panneau photovoltaïque dégradé (avec et sans poussière) ainsi que le panneau photovoltaïque de référence dans des conditions d'essai standard (STC) à l'aide du simulateur Ecosun Plus, nous avons tracé les courbes I-V et P-V pour chaque panneau. Par la suite, nous avons extrait les valeurs des paramètres (I_{sc} , V_{oc} , P_{max} , I_{max} et V_{max}) pour chaque cas, et calculé le taux de dégradation ainsi que le taux de dégradation annuel pour les panneaux dégradés (avec et sans poussière).

III.2.1.1 Panneau dégradé sans poussière

La figure III.1 et la figure III.2 illustrent les évolutions I-V et P-V du panneau dégradé (sans poussière) et du panneau de référence, respectivement. Le tableau III. 1 donne des détails sur les taux de dégradation de tous les paramètres électriques (I_{sc} , V_{oc} , P_{max} , I_{max} et V_{max}), chacun présentant des taux de dégradation variables.

Le taux de dégradation de la puissance était de 4,32 %, avec un taux de dégradation annuel de 0,86 %/an. Ces résultats concordent avec les taux de dégradation de l'énergie observés en Algérie dans divers climats, tels que l'environnement saharien à Adrar [83] où les taux annuels de dégradation de l'énergie varient de 0,85 %/an à 2,26 %/an, et le climat méditerranéen à Bouzareah [60], avec des taux variant de 0,82 %/an à 1,47 %/an. Notamment, Adrar connaît des taux de dégradation de la puissance plus élevés (3,33 %/an à 4,64 %/an) [61] que ceux observés dans BBA dans des conditions climatiques continentales. Le V_{oc} a présenté le taux de dégradation le plus faible (0,91 %), avec un taux de dégradation annuel de 0,18 %/an. L' I_{sc} (1,17 %-0,23 %/an) et l' I_{max} (1,13 %-0,23 %/an) ont tous deux montré des taux de dégradation similaires, tandis que la V_{max} a présenté un taux de dégradation particulièrement élevé (3,24 %-0,65 %/an).

III.2.1.2 Panneau dégradé avec poussière

Les figures (III.3 et III.4) présentent respectivement les évolutions I-V et P-V des panneaux de référence et dégradés avec poussières. Les courbes I, représentant V et P-V, du panneau dégradé avec poussière montrent le même motif que celles du panneau de référence. Dans ce cas, la dégradation du taux de puissance était de 9,50 % avec un taux de dégradation annuel de 1,90 %/an. En conséquence, la présence de poussière a réduit de 5,45 % la puissance maximale générée par le panneau dégradé.

Le taux de dégradation des coefficients de sortie, Cov , du panneau dégradé par la poussière était de 0,56%, avec un taux de dégradation annuel de 0,11%/an et une augmentation minimale de 0,35% par rapport au panneau dégradé sans poussière.

Les taux de dégradation les plus élevés ont été enregistrés pour les courants, I_{sc} (8,06%-1,61%/an) et I_{max} (7,65%-1,53%/an), avec des taux d'augmentation de 6,97% et 6,0% en présence de poussière. Le taux de dégradation de V_{max} pour le panneau dégradé avec poussière était de 2,08% (0,42%/an) avec une réduction de 1,20% en présence de poussière.

Comme il a été mentionné, la présence de poussière a une incidence sur le taux de dégradation et le taux de dégradation annuel de tous les paramètres (I_{sc} , V_{oc} , P_{max} , I_{max} , V_{max}) ayant des valeurs différentes, et cette constatation concorde avec les résultats de [62]. De plus, dans ce cas, le taux de dégradation de I_{sc} était plus important que le taux de dégradation de V_{oc} ; cette constatation concorde avec la densité élevée des poussières [62] et diverses poussières industrielles [63]. Par conséquent, l'accumulation de poussière n'a pas eu d'impact significatif sur les coefficients de sortie, Cov , comme le montrent les figures (III.3 et l III.4). [64] ont trouvé des résultats similaires en utilisant différentes poussières industrielles (engrais, gypse, concasseur d'agrégats et mines de charbon) dans des conditions climatiques tropicales à Arusha, en Tanzanie.

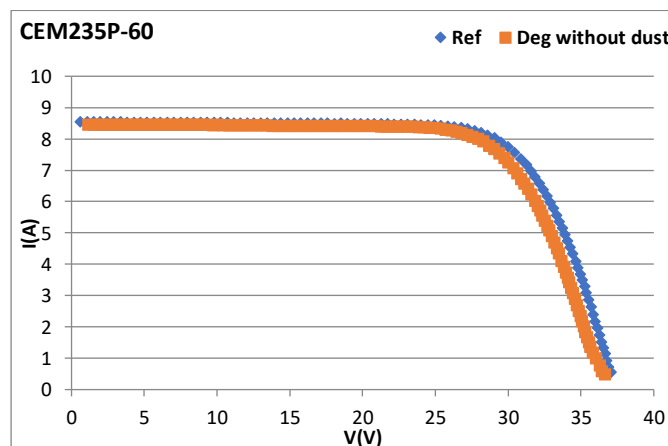


Figure III. 1: Courbes I-V pour le panneau de référence et le panneau dégradé sans poussière[5].

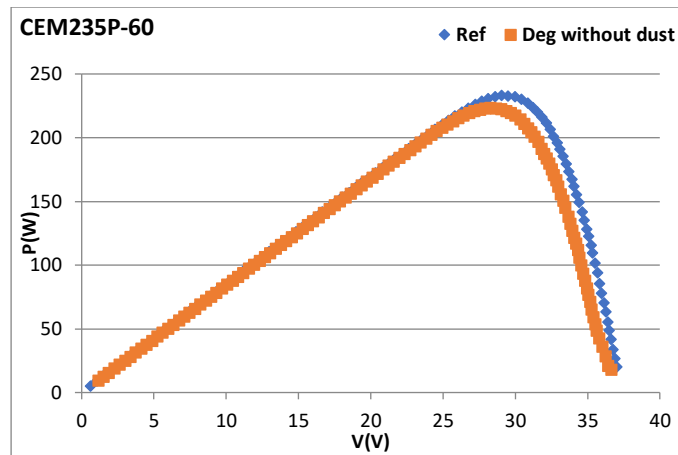


Figure III. 2: Courbes P-V pour le panneau de référence et le panneau dégradé sans poussière[5].

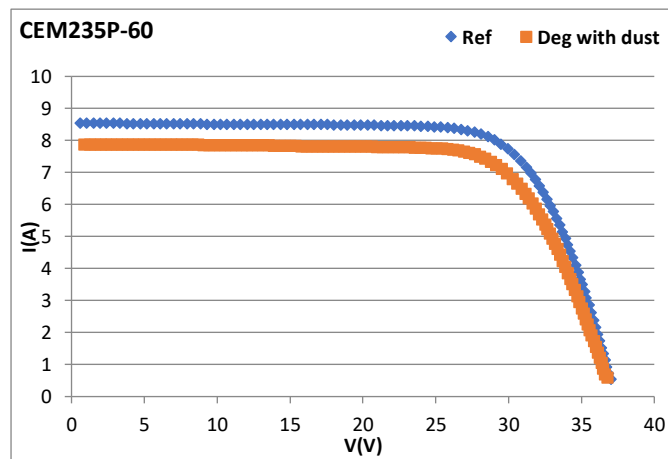


Figure III. 3: Courbes I-V pour le panneau de référence et le panneau dégradé avec poussière[5].

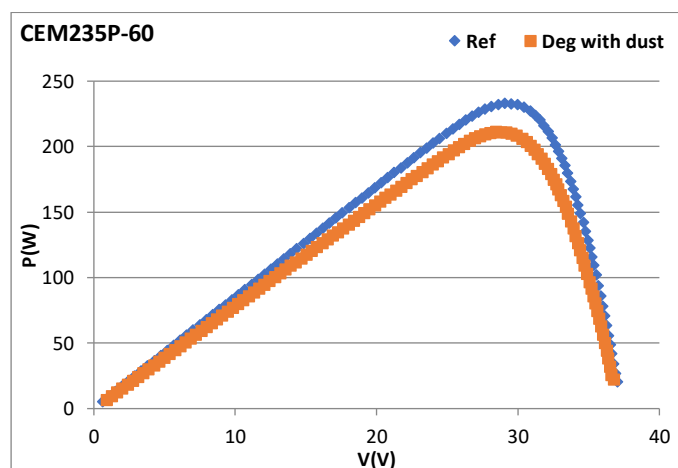


Figure III. 4: Courbes P-V pour le panneau de référence et le panneau dégradé avec poussière[5].

III.2.2 Mécanismes de dégradation

Une analyse visuelle a été réalisée pour identifier les modes de dégradation du panneau photovoltaïque pendant la période d'exposition dans le climat de BBA. Les défauts suivants ont été relevés :

III.2.2.1 Décoloration de l'encapsulant

La décoloration de l'encapsulant est une forme répandue de dégradation visuelle illustré dans la figure III. 5 (a). La décoloration de l'encapsulant, connue sous le nom de dégradation de l'EVA, se produit lorsqu'un encapsulant clair change de couleur, devenant jaune ou brun. Ce changement de couleur provoque la transmission de la lumière vers les cellules solaires, entraînant potentiellement une réduction du module I_{sc} et une puissance de sortie atténuée. Selon [65] l'indice de jaunissement de l'encapsulant est proportionnellement corrélé à la dégradation de l' I_{sc} des modules. Les performances du module peuvent être réduites de 50 % en raison du brunissement de l'encapsulant[8]

III. 2.2.2 Lignes des escargots

Ce mode de dégradation est l'un des défauts PV illustré dans la figure III. 5 (b) qui peut être détecté visuellement ou par imagerie EL. Il se manifeste par une décoloration des doigts de la grille sur la face avant du panneau solaire en silicium, ressemblant à une ligne d'escargot [66] Une ligne d'escargot est causée par la décoloration de la pâte d'argent dans la métallisation frontale des cellules solaires au silicium, se produisant au bord de la cellule solaire et traçant généralement des fissures de cellules invisibles. Certaines études suggèrent que les symptômes de la ligne d'escargot peuvent apparaître dans un délai de trois à cinq mois [67] tandis que d'autres affirment que cela pourrait prendre jusqu'à deux ans [42, 68].les contraintes thermiques et les températures élevées causent des fissures, et la présence d'humidité qui s'infiltré à travers les microfissures donne naissance aux traînées d'escargots.

La décoloration dans les traces d'escargots diminue la capacité des cellules photovoltaïques à absorber l'irradiance solaire, affectant négativement les performances des modules photovoltaïques. Néanmoins, plusieurs études indiquent que ce type de défaillance n'affecte pas significativement les performances électriques [69].De plus, les cellules photovoltaïques cassées ont un impact primaire sur les performances du module photovoltaïque[70].

III. 2.2.3 Point Chaud

Le comportement du point chaud dans les cellules solaires en silicium cristallin, largement documenté dans de nombreuses études de recherche, peut résulter de l'ombrage, de l'encrassement, des cellules endommagées, des connexions (métallisation,

interconnexions), ainsi que des endroits où des courants élevés circulent à travers des zones résistives [59] (Simon et [71] Ce type de dégradation est observé dans le panneau étudié, comme illustré dans la figure III.5 (c). Les points chauds représentent des zones de température accrue au sein des cellules, ayant le potentiel de dégrader sévèrement les modules et d'accélérer l'émergence et la propagation de mécanismes de défaillance supplémentaires [72].

III. 2.2.4 Corrosion

Pour protéger les bordures de verre et fournir des points de montage pour d'autres modules, la majorité des modules commerciaux sont inclus. Le matériau de cadre le plus populaire est l'aluminium anodisé en raison de sa grande résistance, de son faible poids et de son prix peu coûteux. Au fil du temps, les cadres peuvent se corroder, se déformer ou se détacher [73] Un chargement mécanique ou une qualité de fabrication inférieure peuvent les provoquer ou les accélérer. Un exemple de ce type de corrosion a été noté dans le panneau étudié, illustré dans la figure III.1 (d). Le mode de dégradation de la trame était un mode de défaillance moins fréquent que les autres modes de défaillance [74]

La boîte de jonction est une source assez typique de défaillance dans les défaillances de module signalées sur le terrain [75] Le détachement (de la feuille de fond du module), les boîtes mal scellées ou fermées, la corrosion et les arcs électriques en raison du câblage défectueux ou détérioré sont les principaux modes de défaillance des boîtes de jonction. Illustré dans la figure III. 5 (e) illustre la corrosion de la boîte de jonction notée dans le panneau analysé. En raison des niveaux élevés de courant traversant, la détérioration et la défaillance des composants de la boîte de jonction peuvent entraîner des pertes de performance et des risques de sécurité importants [26]

L'oxydation des contacts métalliques tels que le ruban d'interconnexion cellulaire a également été notée dans ce panneau, comme illustré dans la figure III.5 (f). Cela peut être causé par plusieurs facteurs, tels que la pénétration d'humidité, une absorption d'humidité plus élevée de l'encapsulant, la combinaison de température et d'humidité plus élevées et une tension élevée du système. Ce défaut augmente la résistance en série et dégrade le facteur de remplissage, entraînant une puissance de sortie réduite [32]

Tableau III. 2: Paramètres électriques associés au taux de dégradation du panneau photovoltaïque utilisé dans STC.

Paramètres	Panneau de reference	Panneau Deg après Nettoyage	Panneau Deg avec Poussière	R _{DC} (%)	R _{DD} (%)	R _{ADc} (%/y)	R _{ADd} (%/y)
I _{sc}	8.56	8.46	7.87	1.17	8.06	0.23	1.61
V _{oc}	37.36	37.02	37.15	0.91	0.56	0.18	0.11
I _{max}	7.97	7.88	7.36	1.13	7.65	0.23	1.53
V _{max}	28.37	28.37	28.71	3.24	2.08	0.65	0.42
P _{max}	233.58	223.49	221.38	4.32	9.5	0.86	1.90

III. 2.2.5 Interruptions des Doigts

Les interruptions des doigts qui surviennent dans la métallisation des cellules et les connexions de module représentent également un problème externe typique dans les modules PV. Ce défaut entraîne fréquemment une augmentation de R_s, entraînant une diminution de la puissance nominale [76] Il a été noté dans le module testé, comme illustré dans la figure III. 5 (g). L'efficacité de la cellule solaire est directement influencée par la forme de ses doigts, son vieillissement et sa qualité de fabrication [77]

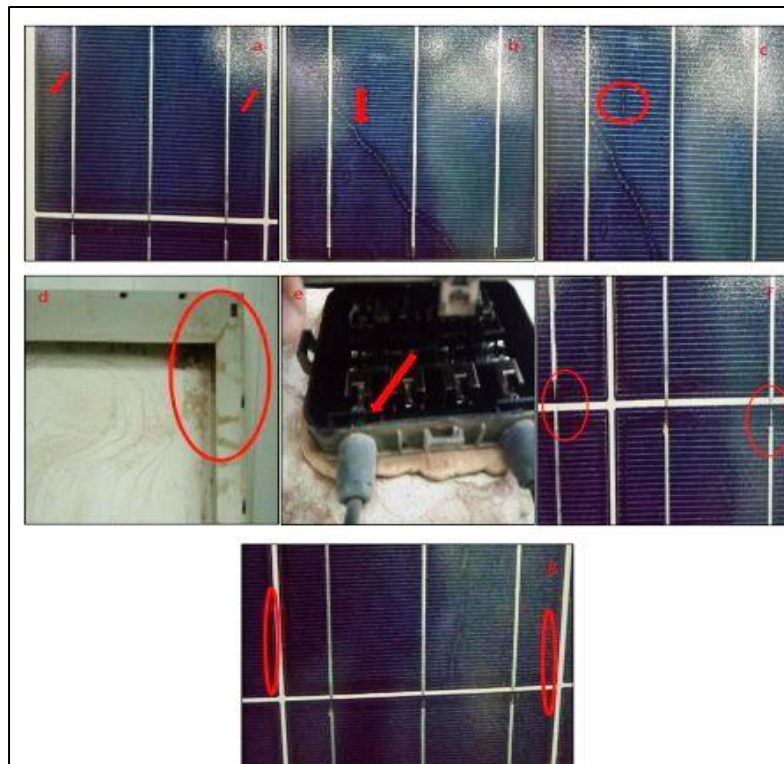


Figure III. 6: Modes de Dégradation Enregistrés [5].

III.2.3 Taux de Dégradation des Cinq Paramètres Électriques

Les valeurs des cinq paramètres sont regroupées dans le Tableau III.3 pour le panneau de référence et le panneau dégradé (avec et sans poussière) dans des conditions standard. Les figures III.1, III.2, III.3 et III.4 montrent la validité de ces résultats en comparant les courbes mesurées expérimentalement et simulées (I-V et P-V) pour les trois panneaux (référence, dégradés (avec et sans poussière)). Il convient de noter que la méthode [1] définit avec précision les paramètres (a , R_s , R_p , I_{ph} et I_o).

Le panneau de référence a un coefficient de détermination (R^2) de 0,9999, une valeur de NRMSE de 0,00813 % pour la courbe I-V, une valeur de R^2 de 0,9995 et une valeur de NRMSE de 0,0147 % pour la courbe P-V. Le panneau dégradé sans poussière a révélé des valeurs de 0,9995 (R^2) et 0,026 % (NRMSE) pour la courbe I-V et 0,9897 (R^2) et 0,0588 % (NRMSE) pour la courbe P-V. Le panneau dégradé avec poussière a montré des valeurs de 0,9999 (R^2) et 0,004 % (NRMSE) pour la courbe I-V, et 1 (R^2) et 0,006 % (NRMSE) pour la courbe P-V.

Pour chacun des cinq paramètres (a , R_s , R_p , I_{ph} et I_o), le taux de dégradation et le taux de dégradation annuel sont déterminés afin d'investiguer les effets de la dégradation et de la poussière sur ces paramètres. Comme indiqué dans le Tableau III. 2, la dégradation et la présence de poussière ont un effet sur les cinq paramètres.

Les facteurs d'idéalité (a) incluant le taux de dégradation et le taux de dégradation annuel étaient respectivement de 7,93 % et de 1,59 %/an. Lorsque la poussière est présente, ce facteur augmente de 4,18 %, atteignant 11,77 % (2,36 %/an). Le taux de dégradation de I_{ph} est le plus bas à 1,04 % (0,21 %/an) ; puis, il augmente à 7,96 % (1,98 %/an) avec un pourcentage de 6,99 % en présence de poussière. Cependant, lorsque le taux de dégradation de I_o est le plus élevé à 76,87 % (18,53 %/an), il monte à 92,64 % (18,53 %/an), avec une augmentation de 68,17 % due à la présence de poussière.

Tableau III. 2: Paramètres électriques associés au taux de dégradation du panneau photovoltaïque utilisé dans STC.

Paramètres	Panneau de reference	Panneau Deg après Nettoyage	Panneau Deg avec Poussière	$R_{DC}(\%)$	$R_{DD}(\%)$	$R_{ADC}(\%/y)$	$R_{ADD}(\%/y)$
a	1.274	1.173	1.124	7.93	11.77	1.59	2.35
R_s	0.3254	0.4502	0.4705	-38.35	-44.59	-7.67	-8.92
R_p	372.5177	341.2018	409.4662	8.41	-9.92	1.68	1.98
I_{ph}	8.56	8.4712	7.879	1.04	7.96	0.21	1.59
I_o	4.63011×10^{-8}	10171×10^{-8}	3.80×10^{-9}	76.87	92.64	15.37	18.53

Au cours de cette période, la résistance R_s a enregistré une augmentation, présentant un taux de dégradation de -38,35% avec un taux annuel de -7,67%/an. Cette évolution

peut être liée aux mécanismes de dégradation identifiés, tels que l'oxydation des contacts métalliques et les interruptions de doigt, entraînant une dégradation de la puissance, comme illustré dans le tableau III.2. Des observations similaires ont été rapportées par pour l'évolution de R_s dans des climats arides, avec des valeurs beaucoup plus élevées, allant de 137,84% à 229,73%. En présence de poussière, la dégradation de R_s diminue à -44,59% (-8,92%/an), indiquant une réduction de 4,51%. Dans ce scénario, la poussière agit comme une barrière entre le système photovoltaïque et le rayonnement, réduisant la transmittance du vitrage cellulaire [78] et affectant ainsi la puissance de sortie, comme présenté dans le tableau III.2.

Le taux de dégradation de R_p a été de 8,41%, avec un taux annuel de 1,68%/an. Une diminution comparable de R_p a été observée dans un climat désertique par [79], mais avec une valeur plus élevée de 65%. La diminution de R_p contribue à la réduction du courant [79] impactant ainsi la puissance, la tension maximale et le courant maximal, comme l'indique le tableau III.2. En présence de poussière, le taux de dégradation de R_p s'est aggravé pour atteindre -9,92% (-1,98% par an), reflétant une diminution de 20,01%, entraînant une augmentation du courant, comme le montre la figure III.3 par rapport à la figure III.1.

Les conditions climatiques de la région de BBA sur la période d'étude de six ans ont un impact variable sur les cinq paramètres caractéristiques des panneaux. I_0 est le paramètre le plus affecté par ces conditions, suivi de la résistance R_s , qui se dégrade à un taux négatif, puis R_p et a , qui se dégradent à un taux similaire, et enfin I_{pv} , qui se dégrade au taux le plus lent. Ces taux de dégradation varient en présence de poussière sur le panneau photovoltaïque. I_0 subit une autre dégradation (sévère) de l'ordre de 68,17%. La résistance R_p augmente de 20,01%, I_{pv} se détériore de 6,99%, et la résistance R_s augmente de 4,51%. Le facteur d'idéalité (a) a diminué de 4,18%.

III.3 Influence de la décoloration sur la dégradation des panneaux photovoltaïques dans une région aride

III.3.1 Examen visuel

Parmi les modes de détérioration les plus courants pour les encapsulants PV, la décoloration et le délaminage se distinguent. Cependant, le délaminage de l'encapsulant n'était pas le plus fréquent dans le module PV, comme illustré dans la figure III. 2, que ce soit à l'intérieur des surfaces de la cellule (a et b) ou à la périphérie de la cellule (c). Le délaminage se produit lorsqu'il y a une perte d'adhérence entre le verre et l'encapsulant, l'encapsulant et la cellule, et la feuille de fond et l'encapsulant. Ce phénomène est plus répandu dans les climats chauds et humides. Il peut augmenter la réflexion de la lumière et la pénétration de l'humidité, entraînant une réduction de la quantité de lumière atteignant la cellule solaire et donc une baisse de I_{sc} .

L'inspection n'a révélé aucun point chaud, traînée d'escargot, fissuration dans la cellule solaire ni corrosion des barres omnibus dans le module testé. Cependant, une fissuration entre les cellules a été notée sur la figure III. 3 (d), pouvant être liée à des contraintes mécaniques ou thermiques pendant le temps d'exposition.

L'EVA (copolymère d'éthylène et d'acétate de vinyle) demeure le matériau d'encapsulation le plus largement utilisé de nos jours. Pour garantir que l'irradiance solaire totale atteigne les cellules solaires photovoltaïques sans subir de pertes de transmittance optique ou de décoloration, L'encapsulant doit conserver sa transparence initiale tout au long de la durée de vie du module photovoltaïque, indépendamment des conditions météorologiques. En raison des limitations de l'EVA et de l'évolution des exigences en termes de performance et de durabilité des modules, d'autres matériaux d'encapsulation sont désormais envisagés, tels que les élastomères polyoléfinés, les polyoléfinés thermoplastiques et les ionomères.

Comme le montre la figure III. 6, la décoloration de l'encapsulant était le mode de détérioration le plus fréquemment observé dans le module PV testé (e, à la limite de la cellule photovoltaïque ; f, brunissement dans la région du jeu de barres ; g, h et i, décoloration dans les cellules). Sous l'effet du rayonnement UV et des températures élevées, la transparence de l'EVA évolue progressivement du clair au jaune puis au brun au fil du temps d'exposition. Ce phénomène commence par une teinte brun clair pour évoluer vers des tons plus foncés, réduisant ainsi le courant photo du module cellulaire et entraînant une diminution de l'absorption de la lumière solaire par le module de cellules photovoltaïques, entraînant une perte de puissance.

La décoloration de l'EVA est étroitement liée à l'énergie UV, et lorsque la température de travail des cellules solaires approche les 50 °C dans des climats chauds et humides ou chauds et secs, les systèmes vieillissent plus rapidement, conduisant à une perte d'efficacité. Cette décoloration peut résulter de la dégradation des additifs présents dans l'encapsulant ou de la photo-oxydation des chaînes polymères. La photodégradation, définie comme la détérioration du matériau polymère causée par la lumière (200 nm-400 nm) avec une énergie suffisante pour perturber les liaisons chimiques dans la chaîne principale du polymère, peut induire la cristallisation de l'encapsulant et une perte significative de transparence. La cristallisation, accompagnée de la croissance de structures sphériques dispersant la lumière, peut résulter du cycle thermique et du stress simultanés. Les chromophores générés suite aux processus de rayonnement peuvent considérablement améliorer l'absorption dans les rayons ultraviolets, visibles ou les deux, entraînant une augmentation du photoblanchiment et une réduction de la transparence.

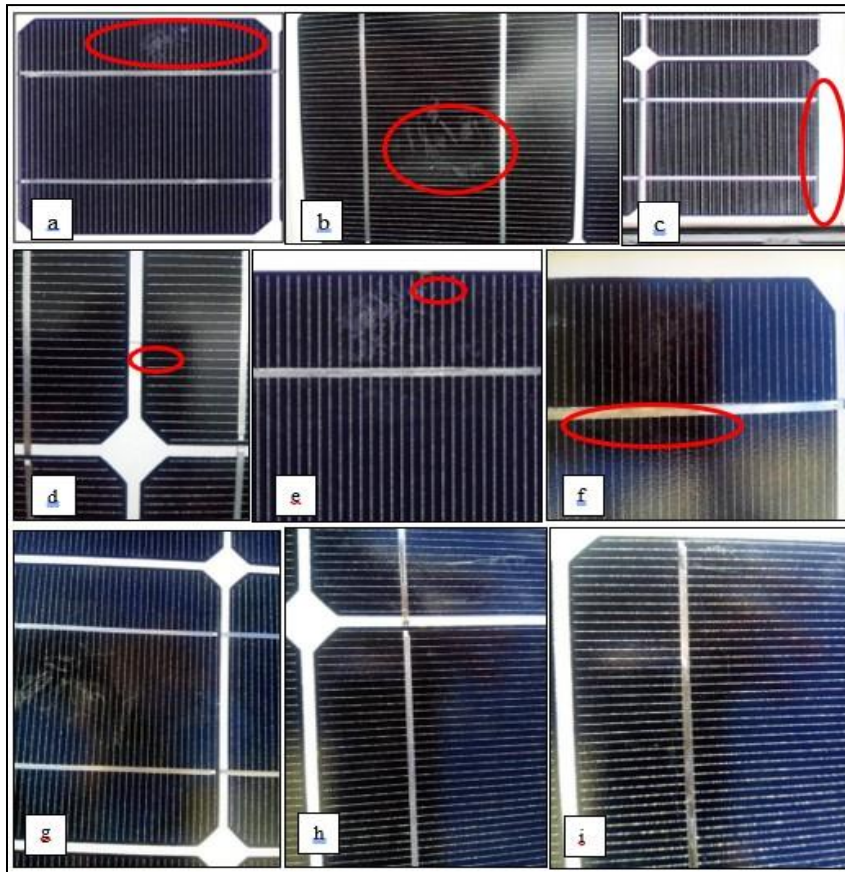


Figure III. 7: Inspection visuelle du module PV testé [58].

III.3.2 Taux de dégradation

Le tableau III synthétise les propriétés électriques du module solaire avant dégradation (conformément à la fiche technique) et après dégradation (mesures expérimentales) sous des conditions standards de test (STC). Chacune de ces propriétés présente une détérioration à un rythme distinct. Au cours de quatre années dans un climat aride, la puissance maximale du module a diminué, passant de 89,157 W à 82,49 W. Ceci se traduit par un taux de dégradation de 7,48% et un taux de dégradation annuel de 1,87% par an. Des résultats similaires ont été observés dans d'autres régions du monde, tels qu'en Australie (1,0 %/an à 2,9 %/an) [80], au Maroc (1,45 %/an à 3,41 %/an) [42], et en Inde (1,9 %/an) [81]. En Algérie, dans la région de la ville de Bouzareah, caractérisée par un climat méditerranéen, les niveaux de dégradation maximale de la puissance sont plus faibles, variant de 0,82 %/an à 1,47 %/an [60]. Cependant, dans l'environnement saharien (ville d'Adrar en Algérie), le taux de dégradation annuel dans la centrale de Melouka a enregistré des résultats similaires, allant de 0,85%/an à 2,26%/an [41].

Il est pertinent de souligner que les courants diminuent, avec un taux de dégradation de l'Isc de 11,32 % et un taux de dégradation annuel de 2,83 %/an, tandis que l'Imax subit une détérioration de 11,86 % avec un taux de dégradation annuel de 2,96 %/an. En revanche, les tensions augmentent ; la valeur de Voc était de 22,95 V, indiquant une

hausse de 4,19 % et un taux de hausse annuel de 1,05 %/an. De même, V_{max} a enregistré une augmentation de 4,97 % avec une valeur annuelle de 1,24 % par an. Cette augmentation des tensions V_{oc} a également été observée [41]. En conséquence, la perte de puissance peut être attribuée à la dégradation de l' I_{sc} dans le climat aride de la zone de Biskra. Le mode de dégradation prédominant, comme mentionné à la section 3.1, est la décoloration de l'EVA, se manifestant par la détérioration de la substance polymère sous l'effet des rayons UV et de températures élevées. Cette décoloration diffuse la lumière, réduit la transparence, et induit ainsi une baisse de l' I_{sc} actuel, contribuant à la diminution de la puissance du module.

Tableau III. 3: Les paramètres électriques du panneau photovoltaïque utilisé au STC doivent être mesurés avant et après sa dégradation.

Paramètres	Non dégradés	Dégradés	$R_D(\%)$	$R_{AD}(\%/y)$
I_{sc} (A)	5.5 A	4.88 A	11.32	2.83
V_{oc} (V)	22.03 V	22.95 V	-4.19	-1.05
I_{max} (A)	5.06 A	4.46 A	11.86	2.96
V_{max} (V)	17.62 V	18.49 V	-4.97	-1.24
P_{max} (W)	89.157 W	82.49 W	7.48	1.87

III.3.3 Validation des résultats numériques

La détermination des cinq caractéristiques du module testé (a , R_s , R_p , I_o et I_{ph}) après dégradation dans un climat aride sous des conditions standards de test (STC) a été réalisée en utilisant la méthode proposée. Afin de confirmer la fiabilité de ces résultats, une comparaison entre les courbes I-V (courant-tension) et P-V (puissance-tension) expérimentales et simulées a été effectuée, comme illustré dans la Figures III. 8 et la Figure III. 8.

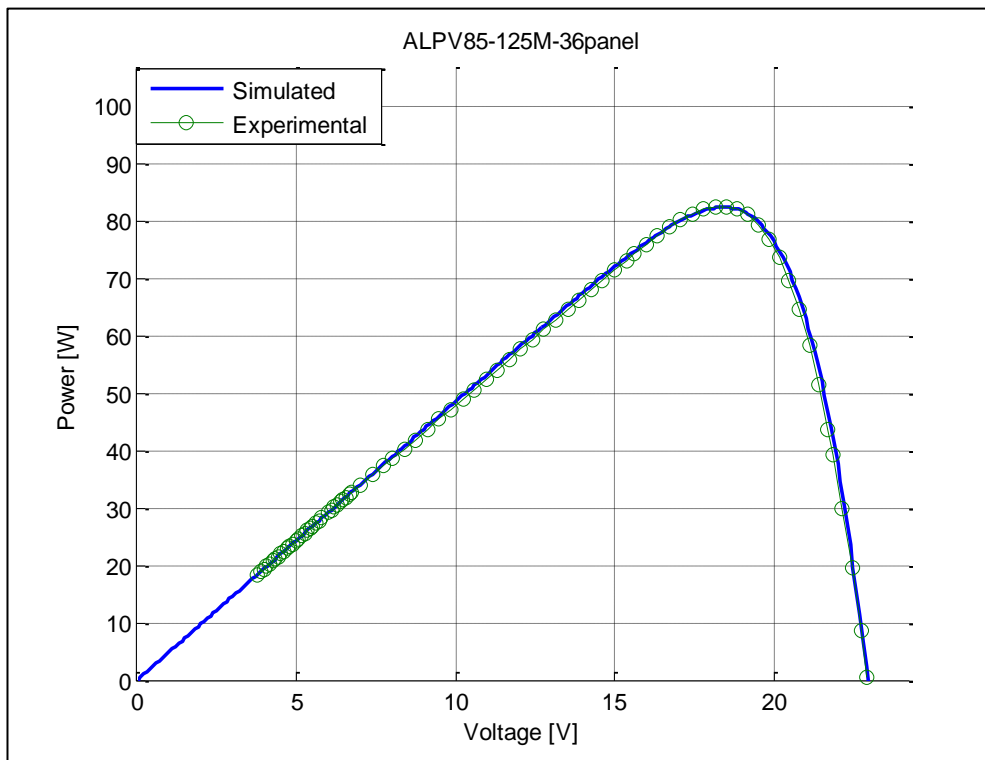


Figure III. 9: Comparaison entre la courbe I-V mesurée et simulée au STC du panneau dégradé[58].

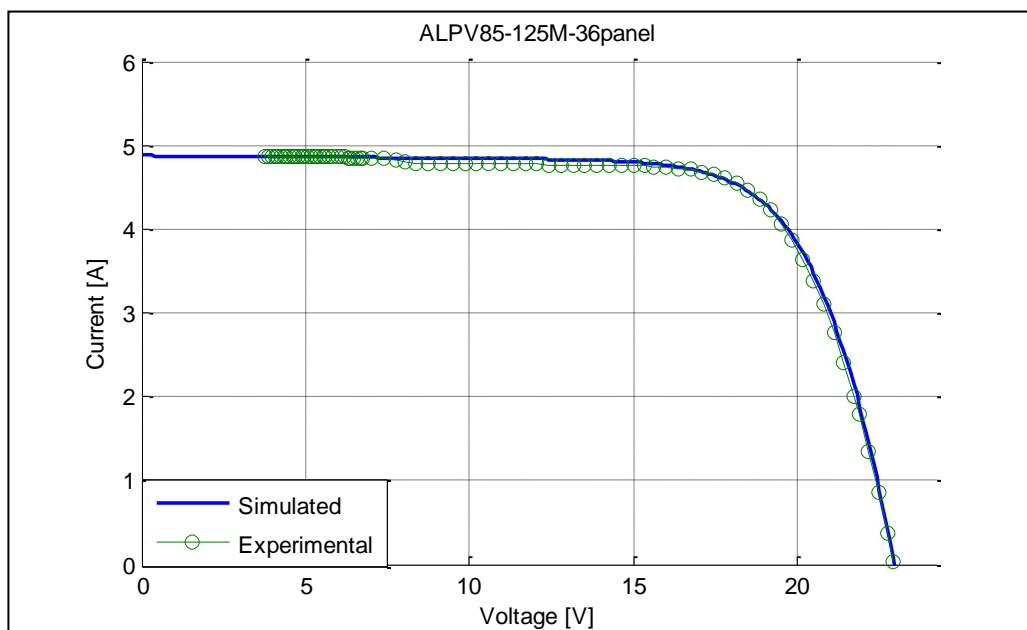


Figure III. 10: Comparaison entre la courbe P-V mesurée et simulée au STC du panneau dégradé[58].

Les résultats de simulation présentent une similitude remarquable avec les résultats expérimentaux du module PV après dégradation. Pour l'évolution des courbes I-V simulée et expérimentale, le coefficient de détermination (R^2) atteint 0,9992, et l'erreur

quadratique moyenne normalisée (NRMSE) est de 0,009. Concernant l'évolution des courbes P-V simulée et expérimentale, les valeurs de R_2 et NRMSE sont respectivement de 0,9965 et 0,013. Ces résultats confirment la capacité du modèle proposé à bien représenter le comportement I-V et P-V du panneau dégradé. Cette méthode démontre une efficacité notable dans la détermination des cinq paramètres (a , R_s , R_p , I_0 et I_{ph}), permettant ainsi d'obtenir un modèle représentatif de qualité pour le panneau testé. Il est à noter que la forme des courbes I-V et P-V du panneau dégradé présente des similitudes avec celles du panneau non dégradé.

III.3.4 Taux de dégradation de : a , R_s , R_p , I_0 et I_{pv}

Afin d'évaluer l'impact de la décoloration sur les paramètres a , R_s , R_p , I_0 et I_{pv} , les taux de dégradation (RD et RAD) ont été calculés pour le panneau solaire après 4 ans de dégradation dans l'environnement aride de la zone de Biskra. Les valeurs de ces paramètres avant et après dégradation, ainsi que les taux RD et RAD, sont répertoriées dans le tableau III. 3. Les valeurs de ces paramètres avant dégradation ont également été déterminées à l'aide du modèle proposé.

III.3.4.1 Le facteur d'idéalité des diodes (a)

Le facteur d'idéalité de diode (a) a été calculé numériquement avant et après dégradation. Comme indiqué dans le tableau III. 4, sa valeur était de 1,592 avant dégradation et de 1,5201 après dégradation, avec un taux de dégradation de -4,52 % et de -1,13 %/an. Il est important de noter que cette variation est minime, suggérant que le mode de dégradation lié à la décoloration a un impact limité sur le facteur d'idéalité des diodes.

III.3.4.2 Les valeurs R_s , R_p , I_{ph} et I_0

Parmi toutes les caractéristiques définissant le module PV, seule la résistance en série (R_s) présente une augmentation significative. Sa valeur a augmenté de 0,124 Ω à 0,1913 Ω , avec un taux de dégradation de 54,27 % et un taux annuel de 13,57 %/an. Le courant photo (I_{ph}) subit la dégradation la plus rapide (77,45 %, soit 19,36 %/an), suivi de la résistance parallèle (R_p) avec une dégradation de 62,68 % (15,67 %/an), et enfin le courant de saturation des diodes (I_0) avec une dégradation de 11,17 % (2,79 %/an).

Des résultats similaires ont été observés au Maroc dans des conditions climatiques comparables, avec un taux annuel de croissance de R_s variant entre 9,17 %/an et 15,83 %/an pour les modules polycristallins [11]. Par ailleurs, une diminution de R_p de l'ordre de 12,05 %/an à 17,12 %/an a été rapportée, ce qui diverge de nos constatations. Cette disparité pourrait être liée à d'autres types de dégradations signalées sur leurs panneaux photovoltaïques. Un comportement similaire a été observé dans un autre type de panneau photovoltaïque (CIS), avec un taux de dégradation de 15,08 %/an pour R_s et -50 %/an

pour R_p . Les résistances R_s , R_p et I_o présentent les trois taux de variation les plus significatifs. Par conséquent, la décoloration de l'EVA a un impact considérable sur la fluctuation de ces paramètres.

Tableau III. 4: Paramètres R_s , R_p , I_{ph} et I_o avant et après dégradation du panneau PV utilisé à STC[58].

Paramètres	Non dégradés	Dégradés	Taux de dégradation (%)
A	1.592	1.5201	4.52
R_s (Ω)	0.124	0.1913	-54.27
R_p (Ω)	858.7263	320.5231	62.68
I_{ph} (A)	5.5	4.8865	77.45
I_o (A)	1.74×10^{-6}	3.9264×10^{-7}	11.17

En utilisant les valeurs calculées de : a , R_s , R_p , I_o et I_{pv} pour les panneaux dégradés et non dégradés, des courbes I-V et P-V ont été générées, comme illustré dans les figures 16 et 17, afin de valider ces paramètres. Il est à noter que le mode de dégradation lié à la décoloration du panneau PV influence significativement les courbes I-V et P-V, ainsi que l'efficacité du panneau photovoltaïque.

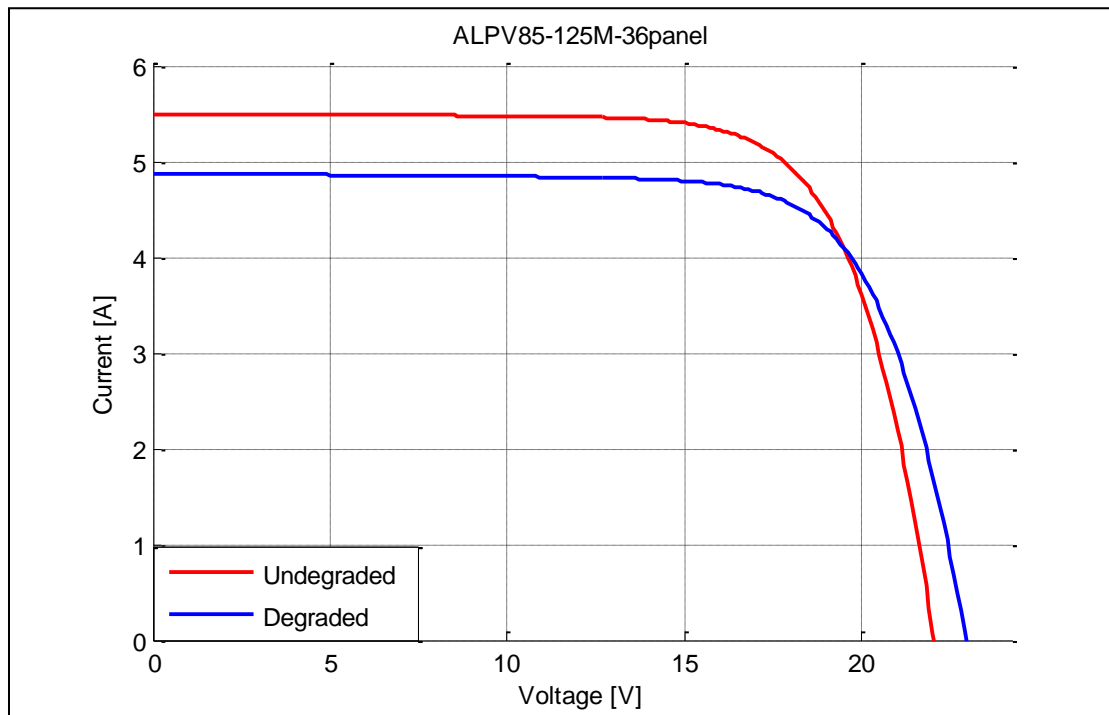


Figure III. 11: Impact de la dégradation sur les caractéristiques I-V sous conditions de test standard (STC)[58].

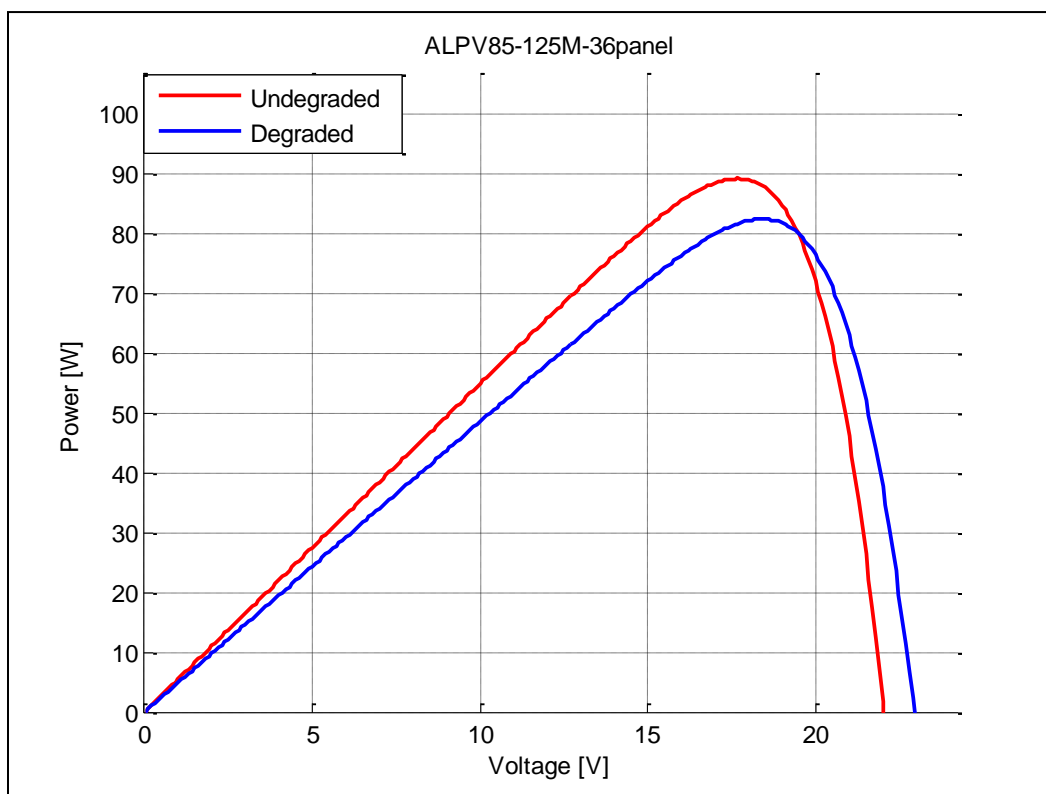


Figure III. 12: Effet de la dégradation sur les diagrammes P-V au STC[58].

Conclusion

Les performances des modules photovoltaïques sont soumises à l'influence des conditions climatiques, surtout dans les régions désertiques où l'accumulation de poussière constitue un défi majeur pour le bon fonctionnement des systèmes PV. Toutefois, cette étude dépasse le cadre des zones désertiques en examinant les répercussions de la poussière sur les panneaux dégradés, situés dans une zone industrielle caractérisée par le climat continental de la région de Bordj Bou Arréridj en Algérie. Pour la première fois, elle évalue les taux de dégradation ainsi que les taux de dégradation annuels de cinq paramètres clés définissant les panneaux PV déjà altérés.

En conclusion, ce chapitre a examiné l'impact de la poussière et de la dégradation sur les propriétés électriques des panneaux photovoltaïques afin d'analyser les mécanismes de dégradation observés après six années d'exposition en extérieur, trois panneaux - le CEM235P-60 (avec et sans poussière) ainsi qu'un panneau de référence - ont été étudiés. Le taux de dégradation de puissance pour le panneau dégradé sans poussière s'élève à 4,32 % (0,86 % par an), conforme aux conclusions de la littérature mais inférieur à ce qui est observé dans les régions désertiques. Le taux de dégradation le plus élevé concerne V_{max} (3,24 % ou 0,65 % par an), suivi de I_{sc} (1,17 % ou 0,23 % par an) et I_{max} (1,17 % ou 0,23 % par an), tandis que V_{oc} affiche le taux de dégradation le plus bas (0,91 % ou 0,18 % par an). Ces taux correspondent aux mécanismes de dégradation identifiés.

Concernant le panneau dégradé avec poussière, le taux de dégradation de puissance s'accroît à 9,50 % (1,90 % par an), soit une augmentation de 5,45 % par rapport au panneau sans poussière. I_{sc} et I_{max} présentent les taux de dégradation les plus élevés en présence de poussière, augmentant respectivement de 6,97 % et 6,0 %. La dégradation de V_{max} est de 2,08 % (0,42 % par an) avec la poussière, soit 1,20 % de moins qu'en l'absence de poussière.

Le modèle Hussien a été employé pour déterminer les cinq paramètres (a , R_s , R_p , I_0 et I_{pv}) des panneaux PV étudiés, se montrant efficace aussi bien pour les panneaux de référence que pour ceux dégradés. Les résultats mettent en évidence l'impact de la poussière sur ces paramètres. Le taux de dégradation du facteur d'idéalité (a) passe ainsi de 7,93 % à 11,77 % (1,59 % à 2,36 % par an) en présence de poussière. La dégradation de I_{ph} va de 1,04 % à 7,96 % (0,21 % à 1,98 % par an), et celle de I_0 augmente de 76,87 % à 92,64 % (18,53 % à 22,61 % par an) dans les mêmes conditions.

La dégradation de R_s , attribuée aux mécanismes de dégradation, entraîne une dégradation de la puissance. Avec la poussière, la dégradation de R_s passe de -38,35 % à -44,59 % (-7,67 % à -8,92 % par an), indiquant une diminution de 4,51 %. La poussière agit comme un bouclier, réduisant le taux de dégradation de R_p de 8,41 % (-1,68 % par

an). En revanche, la dégradation de R_p est de -9,92 % (-1,98 % par an) avec la poussière, soit une baisse de 20,01 % par rapport à son absence.

Compte tenu de l'impact significatif de la poussière sur les caractéristiques électriques des panneaux PV, il est nécessaire d'envisager des méthodes de nettoyage efficaces, même dans des climats non désertiques.

.

Conclusion générale

Conclusion générale

Cette étude offre une analyse approfondie des processus de dégradation des panneaux PV et de leur incidence sur les performances, ainsi que des caractéristiques des variables de vieillissement des PV. Ensuite, une évaluation complète a été réalisée sur les effets de ces variables sur les modules PV, englobant la diminution de leur durée de vie, la dégradation des matériaux et la baisse de leur efficacité. Les résultats ont démontré que chaque facteur de vieillissement affecte de manière spécifique et variée les modules PV. Selon les rapports, la poussière peut progressivement réduire l'efficacité des panneaux solaires ; néanmoins, son impact sur leur durée de vie

Il est donc essentiel de prendre en compte ces facteurs de dégradation lors de la conception et de l'installation des panneaux photovoltaïques, ainsi que de mettre en place des mesures d'entretien régulières pour minimiser leur impact. De plus, des études supplémentaires sont nécessaires pour approfondir notre compréhension des mécanismes de dégradation et développer des stratégies efficaces de protection et de maintenance des panneaux photovoltaïques.

Les résultats ont montré que la dégradation des panneaux sans poussière a entraîné une diminution de la puissance maximale générée, avec un taux de dégradation annuel de 0,86%, ce qui est conforme aux observations dans d'autres climats similaires. Lorsque la poussière était présente, la dégradation était plus importante, avec une réduction de 5,45 % de la puissance maximale générée. Les courants I_{sc} et I_{max} ont montré les taux de dégradation les plus élevés en présence de poussière, ce qui peut être attribué à la densité et à la composition élevées de la poussière. Cependant, les coefficients de sortie du Cov n'ont pas été significativement affectés par l'accumulation de poussière.

En ce qui concerne les mécanismes de dégradation, l'analyse visuelle a identifié la décoloration de l'encapsulant, les traînées d'escargots et les points chauds comme principaux défauts observés. Ces imperfections peuvent diminuer l'efficacité des panneaux photovoltaïques en restreignant le passage de la lumière ou en provoquant des zones de température élevée. Il est essentiel de tenir compte de ces facteurs de dégradation lors de la conception et de l'installation des panneaux photovoltaïques, ainsi que de mettre en œuvre des mesures d'entretien régulières pour minimiser leur impact. En outre, des études supplémentaires sont nécessaires pour approfondir notre compréhension des mécanismes de dégradation et

développer des stratégies efficaces pour la protection et la maintenance des panneaux photovoltaïques.

Nous concluons cette thèse en dressant un bilan du travail accompli et en évoquant les perspectives envisageables à l'issue de cette recherche.

Les modules PV en silicium cristallin (C-Si) installés en extérieur sont exposés à des risques de dommages dus à la formation de défauts et à la dégradation. Ces défauts et ces dégradations représentent une menace sérieuse pour le bon fonctionnement du module PV. Ils peuvent limiter la production d'énergie par la cellule solaire, soit directement en bloquant l'irradiance entrante, soit indirectement en perturbant la collecte du courant généré par la lumière.

Les principaux modes de dégradation et de défaut dans un module PV surviennent souvent dans des conditions de fonctionnement difficiles. Les facteurs environnementaux tels que la température élevée, le rayonnement ultraviolet (UV), l'humidité élevée, les vents forts, etc., agissent simultanément sur différents composants du module PV, ce qui entraîne leur dégradation et la formation de défauts. La dégradation de l'encapsulation (EVA) sous l'effet du rayonnement UV et de la haute température est l'un des principaux modes de dégradation dans les modules PV. Cela est suivi par la dégradation de la métallisation due à la corrosion facilitée par l'entrée d'air et d'humidité. De plus, les fissures dans la couche arrière du module PV fournissent un chemin privilégié pour l'entrée d'humidité et d'air.

Par ailleurs, les défauts préexistants tels que les micro-fissures peuvent se propager en grandes fissures sous l'effet du stress thermique causé par les variations cycliques de température jour et nuit. Au cours de la dernière décennie, de nouveaux modes de dégradation tels que la dégradation induite par le potentiel (PID) a également été identifiés et font l'objet de recherches. Grâce aux progrès des techniques et des méthodologies d'investigation, il est désormais possible de détecter et de traiter rapidement les défauts et les dégradations dans les modules PV. Cependant, une analyse approfondie et une étude des défauts et des dégradations existants dans les modules PV restent essentielles pour améliorer la technologie existante et établir une base de connaissances pour les nouvelles technologies.

Cette recherche indique que l'accumulation de poussière et les conditions météorologiques réduisent significativement la capacité des panneaux solaires. De plus amples recherches sont nécessaires pour aborder les pertes d'énergie solaire causées par l'accumulation de poussière et les conditions météorologiques.

Les recommandations sont les suivantes :

Il est nécessaire de faire des études approfondies incluant une modélisation basée sur des données pour évaluer les conditions nuageuses dans le système de mesure.

Il est essentiel de surveiller et d'analyser l'impact de l'environnement, notamment l'accumulation de poussière et les paramètres climatiques régionaux, sur la performance des panneaux solaires sur le long terme.

Il convient de développer un système de nettoyage efficace et des mesures d'exécution basées sur une identification précise de l'accumulation de poussière et des conditions météorologiques durant la saison sèche.

Références bibliographiques

1. Hussein, A.M. *Extraction of unknown parameters of PV modules*. in *2017 9th IEEE-GCC Conference and Exhibition (GCCCE)*. 2017. IEEE.
2. Peake, S., *Renewable energy-power for a sustainable future*. 2018: OXFORD university press.
3. Fogelman, T., *System photovoltaïque pour les pays en développement manuel d'utilisation et d'installation*. Agence française pour la maîtrise de l'énergie.
4. Bernard, C., et al., *Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection à l'Observatoire Pierre Auger*. 2006.
5. Tabet, S., et al., *Impact of Dust and Degradation on the Electrical Properties of PV Panels*. *Journal of Renewable Energy and Environment*, 2023. **10**(4): p. 78-88.
6. Agroui, K., et al., *Quality control of EVA encapsulant in photovoltaic module process and outdoor exposure*. *Desalination*, 2007. **209**(1-3): p. 1-9.
7. Wohlgemuth, J.H., et al. *Long term reliability of photovoltaic modules*. in *2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference*. 2006. IEEE.
8. Munoz, M., et al., *Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions*. *Solar energy*, 2011. **85**(9): p. 2264-2274.
9. Park, N., et al., *The effect of encapsulant discoloration and delamination on the electrical characteristics of photovoltaic module*. *Microelectronics Reliability*, 2013. **53**(9-11): p. 1818-1822.
10. Wohlgemuth, J.H., et al. *Assessing the causes of encapsulant delamination in PV modules*. in *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. 2016. IEEE.
11. Oreski, G. and G. Wallner, *Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions*. *Solar Energy*, 2009. **83**(7): p. 1040-1047.
12. Kim, D., et al., *Degradation of backsheets for crystalline photovoltaic modules under damp heat test*. *신. 재생에너지*, 2016. **12**(3): p. 36-43.
13. Dhimish, M., et al., *Output-power enhancement for hot spotted polycrystalline photovoltaic solar cells*. *IEEE Transactions on Device and Materials Reliability*, 2017. **18**(1): p. 37-45.
14. Wohlgemuth, J. *Tutorial/short course on reliability: PV cells, modules, and systems*. in *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. Seattle, WA. 2011.

15. Chowdhury, S., et al., *Analysis of cell to module loss factor for shingled PV module*. New & Renewable Energy, 2020. **16**(3): p. 1-12.
16. Tsanakas, J., et al., *Assessment of the performance and defect investigation of PV modules after accelerated ageing tests*. Renew. Energy Power Qual. J, 2013. **1**: p. 866-872.
17. Wu, D., et al., *Degradation of interfacial adhesion strength within photovoltaic mini-modules during damp-heat exposure*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2014. **22**(7): p. 796-809.
18. Sharma, V. and S.S. Chandel, *Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review*. Renewable and sustainable energy reviews, 2013. **27**: p. 753-767.
19. Molenbroek, E., D. Waddington, and K. Emery. *Hot spot susceptibility and testing of PV modules*. in *Photovoltaic Specialists Conference*. 1991. Las Vegas.
20. Cox III, C., D. Silversmith, and R. Mountain, *Reduction of photovoltaic cell reverse breakdown by a peripheral bypass diode*. 1982, Massachusetts Inst. of Tech., Lexington (USA). Lincoln Lab.
21. Rauschenbach, H. and E. Maiden. *Breakdown phenomena in reverse biased silicon solar cells*. in *Photovoltaic Specialists Conference*. 1972.
22. Rosa-Clot, M., G.M. Tina, and S. Nizetic, *Floating photovoltaic plants and wastewater basins: an Australian project*. Energy Procedia, 2017. **134**: p. 664-674.
23. Hülsmann, P. and K.-A. Weiss, *Simulation of water ingress into PV-modules: IEC-testing versus outdoor exposure*. Solar Energy, 2015. **115**: p. 347-353.
24. Zhu, J., et al., *Realistic adhesion test for photovoltaic modules qualification*. IEEE Journal of Photovoltaics, 2017. **8**(1): p. 218-223.
25. Masuda, A., et al., *Sequential and combined acceleration tests for crystalline Si photovoltaic modules*. Japanese Journal of Applied Physics, 2016. **55**(4S): p. 04ES10.
26. Köntges, M., et al., *Review of failures of photovoltaic modules*. 2014.
27. Dallas, W., O. Polupan, and S. Ostapenko, *Resonance ultrasonic vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers*. Measurement Science and Technology, 2007. **18**(3): p. 852.
28. Li, Y.-t., et al., *Sequential acceleration tests with pressure cooker test (PCT) and UV for backsheets of PV modules*. Energy Procedia, 2018. **150**: p. 44-49.

29. Gambogi, W., et al., *A comparison of key PV backsheet and module performance from fielded module exposures and accelerated tests*. IEEE Journal of Photovoltaics, 2014. **4**(3): p. 935-941.
30. Kojima, T. and T. Yanagisawa, *The evaluation of accelerated test for degradation a stacked α -Si solar cell and EVA films*. Solar energy materials and solar cells, 2004. **81**(1): p. 119-123.
31. Gopalakrishna, H., et al. *Characterization of encapsulant degradation in accelerated UV stressed mini-modules with UV-cut and UV-pass EVA*. in *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. 2019. IEEE.
32. Kim, J.-H., et al., *Study on mitigation method of solder corrosion for crystalline silicon photovoltaic modules*. International Journal of Photoenergy, 2014. **2014**.
33. Li, J., et al., *Electrochemical mechanisms of leakage-current-enhanced delamination and corrosion in Si photovoltaic modules*. Solar Energy Materials and Solar Cells, 2018. **188**: p. 273-279.
34. Lovati, M., et al., *New method for the early design of BIPV with electric storage: A case study in northern Italy*. Sustainable Cities and Society, 2019. **48**: p. 101400.
35. Oreski, G., et al., *Crosslinking and post-crosslinking of ethylene vinyl acetate in photovoltaic modules*. Journal of Applied Polymer Science, 2017. **134**(23).
36. Kraft, A., et al., *Investigation of acetic acid corrosion impact on printed solar cell contacts*. IEEE Journal of Photovoltaics, 2015. **5**(3): p. 736-743.
37. Kempe, M.D., et al., *Acetic acid production and glass transition concerns with ethylene-vinyl acetate used in photovoltaic devices*. Solar energy materials and solar cells, 2007. **91**(4): p. 315-329.
38. Xiong, H., et al., *Corrosion behavior of crystalline silicon solar cells*. Microelectronics Reliability, 2017. **70**: p. 49-58.
39. Wu, Z., et al., *Thermomechanical stress distribution analysis of junction box on silicon photovoltaic modules based on finite element analysis*. IEEE Journal of Photovoltaics, 2019. **9**(6): p. 1716-1720.
40. Mau, S., et al. *Quality testing for PV-modules according to standards and performance control for supporting manufacturing*. in *19th Eur. Photovoltaic Sol. Energy Conf. Exhib., Paris, France*. 2004.

41. Bandou, F., et al., *Evaluation performance of photovoltaic modules after a long time operation in Saharan environment*. International journal of hydrogen energy, 2015. **40**(39): p. 13839-13848.
42. Bouaichi, A., et al., *In-situ evaluation of the early PV module degradation of various technologies under harsh climatic conditions: The case of Morocco*. Renewable Energy, 2019. **143**: p. 1500-1518.
43. Quansah, D.A., M.S. Adaramola, and G. Takyi, *Degradation and longevity of solar photovoltaic modules—An analysis of recent field studies in Ghana*. Energy Science & Engineering, 2020. **8**(6): p. 2116-2128.
44. Atsu, D., et al., *Analysis of long-term performance and reliability of PV modules under tropical climatic conditions in sub-Saharan*. Renewable Energy, 2020. **162**: p. 285-295.
45. Quansah, D.A., et al., *Reliability and degradation of solar PV modules—case study of 19-year-old polycrystalline modules in Ghana*. Technologies, 2017. **5**(2): p. 22.
46. Accarino, J., et al. *Symbolic algebra for the calculation of the series and parallel resistances in PV module model*. in *2013 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*. 2013. IEEE.
47. Cubas, J., S. Pindado, and M. Victoria, *On the analytical approach for modeling photovoltaic systems behavior*. Journal of power sources, 2014. **247**: p. 467-474.
48. Batzelis, E., *Non-iterative methods for the extraction of the single-diode model parameters of photovoltaic modules: A review and comparative assessment*. Energies, 2019. **12**(3): p. 358.
49. Townsend, T.U., *Simplified performance modeling of a direct-coupled photovoltaic systems*. 1989.
50. Chatterjee, A., A. Keyhani, and D. Kapoor, *Identification of photovoltaic source models*. IEEE Transactions on Energy conversion, 2011. **26**(3): p. 883-889.
51. Jordehi, A.R., *Parameter estimation of solar photovoltaic (PV) cells: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016. **61**: p. 354-371.
52. Toledo, F.J., J.M. Blanes, and V. Galiano, *Two-step linear least-squares method for photovoltaic single-diode model parameters extraction*. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2018. **65**(8): p. 6301-6308.

53. Soon, J.J. and K.-S. Low, *Photovoltaic model identification using particle swarm optimization with inverse barrier constraint*. IEEE Transactions on power electronics, 2012. **27**(9): p. 3975-3983.
54. Elkholy, A. and A. Abou El-Ela, *Optimal parameters estimation and modelling of photovoltaic modules using analytical method*. Heliyon, 2019. **5**(7).
55. Easwarakhanthan, T., et al., *Nonlinear minimization algorithm for determining the solar cell parameters with microcomputers*. International journal of solar energy, 1986. **4**(1): p. 1-12.
56. Carrero, C., et al., *Accurate and fast convergence method for parameter estimation of PV generators based on three main points of the I–V curve*. Renewable energy, 2011. **36**(11): p. 2972-2977.
57. Bonkougou, D., Z. Koalaga, and D. Njomo, *Modelling and Simulation of photovoltaic module considering single-diode equivalent circuit model in MATLAB*. International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering, 2013. **3**(3): p. 493-502.
58. Ihaddadene, R., et al., *Evaluation of the degradation of a PV panel in an arid zone; case study Biskra (Algeria)*. Solar Energy, 2023. **263**: p. 111809.
59. Jha, V. and U.S. Triar, *A novel approach for evaluation of parameters of photovoltaic modules*. International Journal of Applied Engineering Research, 2017. **12**(21): p. 11167-11178.
60. Belhaouas, N., et al., *The performance of solar PV modules with two glass types after 11 years of outdoor exposure under the mediterranean climatic conditions*. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2022. **49**: p. 101771.
61. Kahoul, N., et al., *Evaluating the reliability of crystalline silicon photovoltaic modules in harsh environment*. Renewable Energy, 2017. **109**: p. 66-72.
62. Hachicha, A.A., I. Al-Sawafta, and Z. Said, *Impact of dust on the performance of solar photovoltaic (PV) systems under United Arab Emirates weather conditions*. Renewable Energy, 2019. **141**: p. 287-297.
63. Dorobantu, L., et al. *The effect of surface impurities on photovoltaic panels*. in *Proceedings of International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQâ€™11)*. 2011.

64. Andrea, Y., T. Pogrebnaya, and B. Kichonge, *Effect of industrial dust deposition on photovoltaic module performance: Experimental measurements in the tropical region*. International Journal of photoenergy, 2019. **2019**: p. 1-10.
65. Yang, S. and K. Whitfield, *Thermal endurance study of polymers used in low concentration photovoltaic modules*. Journal of Photonics for Energy, 2012. **2**(1): p. 021803-021803.
66. Yang, S. and L. Jiang, *Crystalline silicon PV module field failures*, in *Durability and Reliability of Polymers and Other Materials in Photovoltaic Modules*. 2019, Elsevier. p. 177-216.
67. Meyer, S., et al., *Snail trails: root cause analysis and test procedures*. Energy Procedia, 2013. **38**: p. 498-505.
68. Dobaria, B.V., V. Sharma, and A. Adeshara. *Investigation of failure and degradation types of solar PV plants in a composite climate: Abstract after 4–6 years of field operation*. in *Advances in Smart Grid and Renewable Energy: Proceedings of ETAEERE-2016*. 2018. Springer.
69. Yang, H., et al., *Assessing power degradation and reliability of crystalline silicon solar modules with snail trails*. Solar Energy Materials and Solar Cells, 2018. **187**: p. 61-68.
70. Dolara, A., et al., *Snail trails and cell microcrack impact on PV module maximum power and energy production*. IEEE Journal of Photovoltaics, 2016. **6**(5): p. 1269-1277.
71. Simon, M. and E.L. Meyer, *Detection and analysis of hot-spot formation in solar cells*. Solar Energy Materials and Solar Cells, 2010. **94**(2): p. 106-113.
72. Kato, K. *PVRessQ!: a research activity on reliability of PV systems from an user's viewpoint in Japan*. in *Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems IV*. 2011. SPIE.
73. Mathiak, G., et al. *PV module corrosion from ammonia and salt mist-experimental study with full-size modules*. in *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. 2012.
74. Halwachs, M., et al., *Statistical evaluation of PV system performance and failure data among different climate zones*. Renewable Energy, 2019. **139**: p. 1040-1060.
75. Leva, S. and M. Aghaei, *Failures and defects in PV systems*. Power Eng Adv Challenges Part B Electr Power, 2018. **55**: p. 56-84.

Références bibliographiques

76. Zafirovska, I., et al., *Detection of finger interruptions in silicon solar cells using line scan photoluminescence imaging*. IEEE Journal of Photovoltaics, 2017. 7(6): p. 1496-1502.
77. Li, L., et al., *Effect of finger interruption mode on the performance of crystalline silicon solar cells*. Solar Energy, 2022. 238: p. 381-391.
78. Younes, M., et al. *Silicon solar cells performance in Algerian desert*. in *2020 11th International Renewable Energy Congress (IREC)*. 2020. IEEE.
79. Chaichan, M.T., B.A. Mohammed, and H.A. Kazem, *Effect of pollution and cleaning on photovoltaic performance based on experimental study*. International Journal of Scientific and Engineering Research, 2015. 6(4): p. 594-601.
80. Carr, A. and T. Pryor, *A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates*. Solar energy, 2004. 76(1-3): p. 285-294.
81. Rajput, P., et al., *Degradation of mono-crystalline photovoltaic modules after 22 years of outdoor exposure in the composite climate of India*. Solar Energy, 2016. 135: p. 786-795.

Web graphe

[webgraph 1] <https://www.photovoltaique.info/fr/info-ou-intox/le-marche-du-photovoltaique/tendances-mondiales-du-photovoltaique/>.

[webgraph 2] https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/10/PVPS_Trends_Report_2023_WEB.pdf, p4.

[webgraph 3] <https://fr.statista.com/statistiques/753480/capacite-solaire-photovoltaique-monde/>.

[webgraph 4] <https://portail.cder.dz/2023/09/19/rapport-du-global-energy-monitor-lalgerie-en-avant-dans-les-energies-renouvelables/>.

[webgraph 5] <https://www.gec-algeria.com/evolution-du-marche-des-enr-en-algerie/>.

[webgraph 6] Mr.Solar. (August 13, 2015). Photovoltaic Effect [Online]. Available: <http://www.mrsolar.com/photovoltaic-effect/>.

[webgraph 7] Créé en interne par un membre de l'Équipe d'éducation en matière de l'énergie. Adapté de : Ecogreen Electrical. (14 août 2015). Solar PV Systems [Online]. Available:

[webgraph 8] <http://www.ecogreenelectrical.com/solar.htm>

[webgraph 9] www.solarelectricpower.org.

[webgraph 10] [DUPONT](#), Mitigating Strategies for Hot Spots in Crystalline Silicon Solar Panels. Available at:

[webgraph 11] IEC 61215-1-1 2016 Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules-Design Qualification and Type Approval-Part 1-1: Special Requirements for Testing of Crystalline Silicon Photovoltaic (PV) Module. Available online: <https://webstore.iec.ch/publication/24313> (accessed on 9 March 2016).

[webgraph 12] Météo passée pour 2022 pour Ain Arnat Airport, Algérie - Weather Spark

[webgraph 13] (Wikipédia, **2022**).

[webgraph 14] <https://www.infoclimat.fr/climatologie/globale/biskra/60525.html>.

[webgraph 15]

<https://www.infoclimat.fr/observationsmeteo/archives/1er/aout/2021/biskra/60525.html>.

[webgraph 16] <https://fr-academic.com/dic.nsf/frwiki/1733485>.

Résumé

Résumé

تقدم هذه الرسالة تأثير العوامل التقنية والبيئية على أداء الأنظمة الشمسية الضوئية. في المناطق القاحلة، تسرع الظروف المتطرفة تدهور الألواح الشمسية، خاصة بسبب تراكم الغبار الذي يقلل من كفاءتها. تركز الدراسة على تأثير هذا التراكم من الغبار في البيئات الصحراوية، بشكل خاص في برج بوعريبرج، الجزائر. وقد سمحت التحليلات I-V و P-V والمحاكاة الرقمية بتقييم معالم الألواح وتدهورها بسبب الغبار. تؤثر الظروف الجوية، مثل الإشعاع الشمسي ودرجة الحرارة، أيضًا على متانة الألواح. تم تطوير طريقة جديدة لتحديد الألواح التالفة لتقدير تدهور المعايير الحرجة. تدرس هذه الدراسة تدهور لوح شمسي ضوئي متعدد البلورات من السيليكون، معرض للظروف الجوية لمدة أربع سنوات في مناخ بسكرة القاحل في الجزائر. تم استخدام تقنيتين لتقييم أداء الوحدة الشمسية المجربة: تقنية تحليل I-V و P-V بالإضافة إلى التفتيش المرئي. في الظروف العادية، تم تطوير نموذج جديد لتحديد المعايير الخمسة (a)، R_p ، R_s ، I_0 و I_{ph} باستخدام طريقة ضبط المنحنى. تم تعديل هذا النموذج لمراعاة الألواح مع وبدون تدهور. من خلال تقدير تدهور هذه المعايير، تم تقديم طريقة جديدة لتحديد الألواح التالفة.

Cette thèse présente l'impact des facteurs techniques et environnementaux sur les performances des systèmes photovoltaïques. Dans les zones arides, les conditions extrêmes accélèrent la détérioration des panneaux solaires, notamment en raison de l'accumulation de poussière, qui réduit leur efficacité. L'étude se concentre sur l'effet de cette accumulation de poussière dans les environnements désertiques, en particulier à Bordj Bou Arréridj, en Algérie. Les analyses I-V et P-V ainsi que la simulation numérique ont permis d'évaluer les paramètres des panneaux et leur dégradation due à la poussière. Les conditions météorologiques, telles que le rayonnement solaire et la température, influent également sur la durabilité des panneaux. Une nouvelle méthode d'identification des panneaux endommagés a été développée pour estimer la dégradation des paramètres critiques, Cette étude examine la dégradation d'un panneau photovoltaïque en silicium polycristallin, exposé aux conditions extérieures pendant quatre ans dans le climat aride de Biskra, en Algérie. Pour évaluer les performances du module PV testé, deux techniques de caractérisation ont été utilisées : la caractérisation I-V et P-V ainsi qu'une inspection visuelle.

Dans des conditions normales, un nouveau modèle a été développé pour déterminer les cinq critères (a, R_s , R_p , I_0 et I_{ph}) en utilisant la méthode d'ajustement de courbe. Ce modèle a été ajusté pour tenir compte des panneaux avec et sans dégradation. En estimant la dégradation de ces paramètres, une nouvelle méthode d'identification des panneaux endommagés a été présentée.

Résumé

This thesis presents the impact of technical and environmental factors on the performance of photovoltaic systems. In arid areas, extreme conditions accelerate the deterioration of solar panels, mainly due to dust accumulation, which reduces their efficiency. The study focuses on the effect of this dust accumulation in desert environments, particularly in Bordj Bou Arréridj, Algeria. I-V and P-V analyses, along with numerical simulation, were used to evaluate panel parameters and their degradation due to dust. Weather conditions, such as solar radiation and temperature, also influence panel durability. A new method for identifying damaged panels was developed to estimate the degradation of critical parameters. This study examines the degradation of a polycrystalline silicon photovoltaic panel exposed to outdoor conditions for four years in the arid climate of Biskra, Algeria. To evaluate the performance of the tested PV module, two characterization techniques were used: I-V and P-V characterization, along with visual inspection. Under normal conditions, a new model was developed to determine the five criteria (a , R_s , R_p , I_o , and I_{ph}) using curve fitting. This model was adjusted to account for panels with and without degradation. By estimating the degradation of these parameters, a new method for identifying damaged panels was presented.