



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID - TLEMCCEN

MEMOIRE

Présenté à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

MASTER EN PHYSIQUE

Spécialité : Physique énergétique et énergie renouvelable

Par :

Melle NEGGAH Kawtar

Sur le thème

**Etude par simulation de l'influence du
vieillessement et des conditions climatiques
sur la production électrique d'un modèle
PV**

Soutenu publiquement le 13 juin 2024 à l'Université de Tlemcen devant le jury :

Mr MERAD Abdelkrim	Professeur	Université de Tlemcen	Président
Mr LIAZID Abdelkrim	Professeur	Université de Tlemcen	Encadrant
Mr AMARA Sofiane	Professeur	Université de Tlemcen	Examineur

Année Universitaire : 2023 ~ 2024

Résumé

Ce projet examine l'impact de la dégradation dans le temps des panneaux solaires photovoltaïques sur leurs performances. Dans une première phase nous avons mené une analyse comparative des performances mesurées d'un panneau neuf à 36 cellules branchées en série/parallèle étudié avec celles d'un autre panneau identique ayant été exposé sur une durée de 30 mois. Cette comparaison a permis de déduire d'une part un taux moyen de dégradation annuelle de 0.59% et d'autre part que la dégradation dépend de la charge résistive appliquée au panneau. Cette dépendance étant non-linéaire. Dans une seconde phase, notre étude repose sur une caractérisation expérimentale du panneau neuf suivi d'une simulation numérique de ces caractéristiques (I-V) et (P-V) à l'aide d'un modèle à une seule diode. La résolution numérique du modèle s'est effectuée sous l'environnement du logiciel Matlab à l'aide de la méthode de Newton-Raphson. L'algorithme de Vilalva est exploité pour déterminer les résistances série et parallèle du modèle. Les résultats de validation du modèle indiquent une bonne prédiction dans la zone de courant, mais des écarts restent remarquables dans la zone de tension. Le modèle nous a ensuite permis dans une troisième phase de déterminer l'évolution des caractéristiques (I-V) et (P-V) sur une durée de 25 ans avec un pas de 5 ans. Les résultats obtenus confirment qualitativement ceux obtenus lors de la première phase.

Ce travail a mis en évidence l'importance capitale de la vitesse de dégradation qui est fonction de la charge résistive appliquée au panneau. Donc le vieillissement y dépend. Cela conduit à conclure que l'évaluation précise à long terme des performances des panneaux solaires doit inclure le niveau de la charge résistive à laquelle il fonctionnait. Par conséquent, un nouveau type de modèle de vieillissement peut être élaboré. Cela constituera l'étape prochaine de ce travail.

Mots clés : Energie solaire ; Module photovoltaïque ; Dégradation ; Vieillissement ; Analyse de performances

Abstract

This project examines the impact of long-term degradation of photovoltaic solar panels on their performance. In the first phase, we conducted a comparative analysis of the measured performance of a new panel with 36 cells connected in series/parallel and studied it against another identical panel that had been exposed for 30 months. This comparison allowed us to deduce an average annual degradation rate of 0.59%, and it also revealed that the degradation depends on the resistive load applied to the panel, with this dependence being non-linear. In the second phase, our study is based on an experimental characterization of the new panel followed by a numerical simulation of its (I-V) and (P-V) characteristics using a single diode model. The numerical solution of the model was performed using the Newton-Raphson method in the Matlab environment. Vilalva's algorithm was employed to determine the series and parallel resistances of the model. The validation results of the model indicate good prediction in the current region, but significant discrepancies remain in the voltage region. The model then allowed us in the third phase to determine the evolution of the (I-V) and (P-V) characteristics over a period of 25 years with a step of 5 years. The results obtained qualitatively confirm those obtained during the first phase.

This work highlighted the crucial importance of the degradation rate, which is dependent on the resistive load applied to the panel. Therefore, aging depends on it. This leads to the conclusion that a precise long-term evaluation of the performance of solar panels must include the level of the resistive load at which it operated. Consequently, a new type of aging model can be developed, which will be the next step of this work.

Keywords : Solar energy; Photovoltaic module; Degradation; Aging; Performance analysis

ملخص

يدرس هذا المشروع تأثير تدهور الألواح الشمسية الكهروضوئية مع مرور الوقت على أدائها. في المرحلة الأولى، لقد أجرينا تحليلاً دراسياً لمقارنة أداء لوحة شمسية جديدة تحتوي على 36 خلية متصلة بالتسلسل و بالتفرع وبين لوحة شمسية أخرى من نفس النوع لكنها مستعملة لمدة 30 شهراً. أدت هذه المقارنة من جهة إلى تحصيلنا معدل متوسط تدهور الألواح يعادل 0,59% سنوياً، ومن جهة أخرى استنتجنا أن تدهور الألواح الشمسية يعتمد بالخصوص على شدة المقاومة المطبقة على اللوحة بشكل غير خطي. في المرحلة الثانية من هذا المشروع، اعتمدت دراستنا على الخصائص التجريبية للوح الجديد متبوعة بمحاكاة رقمية لهذه الخصائص باستخدام نموذج الصمام الأحادي. تم تنفيذ الدقة الرقمية للنموذج في بيئة برنامج باستخدام طريقة نيوتن-رافسون. يتم استخدام خوارزمية بتحديد المقاومة المتسلسلة والمتوازية للنموذج. تشير نتائج التحقق من صحة للنموذج أنه يعطي تنبؤاً جيداً في منطقة التيار الكهربائي، لكننا نلاحظ انحرافات ملحوظة في منطقة الجهد. ثم سمح لنا النموذج بتحديد تطور الخصائص على مدى 25 سنة لكل خمس سنوات. تم الحصول على نتائج تؤكد صحة النتائج التي تم التحصل عليها من خلال المرحلة الأولى. لقد سلط هذا العمل الضوء على الأهمية الحاسمة لسرعة التدهور بدلالة شدة المقاومة المطبقة على اللوح، لذا كان الشيوخوخة تعتمد على ذلك.

يؤدي هذا إلى استنتاج مفاده أن التقييم الدقيق طويل المدى لأداء الألواح الشمسية يجب أن يشمل مستوى الحمل المقاوم الذي كانت تعمل به. ولذلك، يمكن تطوير نوع جديد من نموذج الشيوخوخة. وهذا سيشكل المرحلة التالية من هذا العمل.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الشمسية؛ الوحدة الكهروضوئية. تدهور؛ شيوخوخة؛ تحليل الأداء

Dédicaces

Je dédie ce mémoire à :

Mon père, la lune de ma vie

Ma mère, la princesse de tous les jours

Mes frères, la source de ma force

Ma sœur, la formidable

Et à mes amies, les compagnons de mon parcours

Merci du fond du cœur

Melle Neggah Kawtar.

Remerciements

Avant tout, je remercie Dieu, le tout puissant de m'avoir donné le privilège et la chance d'étudier et de m'avoir donnée force, courage et patience pour accomplir ce travail.

Chers parents, frère et sœurs, je tiens à vous exprimer ma profonde gratitude pour votre soutien indéfectible tout au long de mon parcours académique. Vos encouragements, votre amour et votre soutien ont été les piliers sur lesquels je me suis appuyé pour atteindre mes objectifs.

À mes cher(e)s ami(e)s d'étude, votre camaraderie et votre collaboration ont enrichi mon expérience universitaire. Merci pour ces moments de partage et d'apprentissage que nous avons vécu ensemble.

Je tiens également à exprimer ma profonde gratitude envers le Professeur LIAZID Abdelkrim, qui m'a proposé ce thème et a bien voulu superviser mon travail. Je le remercie également pour ses précieux conseils et son soutien constant.

Mes sincères remerciements vont également aux membres de mon jury les Professeurs AMARA Sofiane et MERED Abdelkrim, qui ont consacré de leur temps pour l'examen de mon travail.

Ainsi, toute ma reconnaissance au Professeur AMARA Sofiane pour son aimable autorisation à me permettre de travailler dans son laboratoire. Son soutien a été essentiel dans la réalisation de mes projets académiques.

Enfin, je remercie tous les gens qui m'ont aidé du proche ou loin à réaliser ce modeste travail.

Melle NEGGAH Kawtar

Sommaire

Liste des abréviations
Liste des figures
Liste des tableaux

	Page
Introduction générale.....	1
Chapitre I- Généralités sur les systèmes photovoltaïques	
1. Introduction.....	3
2. Bref historique sur l'énergie solaire photovoltaïque.....	3
3. Le rayonnement solaire.....	3
3.1. Rayonnement direct.....	4
3.2. Rayonnement diffus.....	4
3.3. Rayonnement réfléchi.....	4
3.4. Rayonnement global.....	4
4. Description de la cellule solaire.....	4
4.1 Structure de la cellule solaire.....	5
4.2 Technologie des cellules solaires courantes.....	5
4.2.1 1 ^{ère} génération.....	5
4.2.2 2 ^{ème} génération.....	6
4.2.3. 3 ^{ème} génération.....	6
5. Processus de conversion photovoltaïque.....	7
5.1 Les semi-conducteurs.....	7
5.2 Le dopage des semi-conducteurs.....	7
5.3 La jonction PN.....	8
6. Principe de fonctionnement.....	9
7. Mécanisme de vieillissement dans les systèmes photovoltaïques.....	9
7.1 Vieillessement physique.....	10
7.2 Vieillessement chimique.....	10
7.3 Vieillessement mécanique.....	10
8. Dégradation d'un module photovoltaïque.....	11
9. Les principaux modèles de dégradation d'un module PV.....	14
9.1 Modèle paramétrique de Pan.....	14
9.2 Le modèle Gaussien.....	15

9.3	Modèle d'Arrhenius	16
10.	Conclusion.....	16

Chapitre II- Caractérisation des panneaux étudiés

1.	Introduction.....	19
2.	Caractéristiques d'une cellule PV	19
3.	Matériel et méthode	20
3.1.	Grandeurs mesurées.....	20
3.1.1	Présentation des panneaux étudiés	20
3.1.2	Etude pratique de l'orientation des panneaux solaires.....	22
3.1.3	Moyens de mesures	23
3.1.4	Schéma du banc de mesure des caractéristiques du panneau solaire.....	26
3.2	Caractérisation expérimentale	27
3.2.1	Condition de mesure	27
3.2.2	Présentation des résultats	28
3.2.3	Comparaison des résultats obtenus	28
4.	Simulation numérique	31
4.1	Modélisation d'une cellule photovoltaïque	31
4.1.1	Cellule photovoltaïque idéal	31
4.1.2	Cellule photovoltaïque réelle	31
4.2	Procédure d'ajustement du modèle.....	34
4.3	Résultats et commentaires	35
5.	Conclusion	40

Chapitre III- Dégradation des panneaux PV

1.	Introduction.....	41
2.	Synthèse bibliographique.....	41
3.	Approche adoptée	42
3.1.	Description du principe retenu	42
3.2.	Loi de dégradation linéaire	43
4.	Simulation de la dégradation des performances du panneau PV étudié	43
5.	Conclusion	50
	Conclusion générale	52

Liste des abréviations

PV	Photovoltaïque
Sia	Silicium amorphe
OPV	Cellule photovoltaïque organique
UV	Rayonnement ultra-violet
ZCE	Zone de Charge d'Espace
EVA	Méthylène Vinyle Acétate
PID	Dégradation potentiellement induite
STC	Condition de test standard

Liste des symboles

N_D	Concentration en dopant accepteur
N_A	Concentration en dopant donneur
I_d	Courant de saturation de la diode [A]
I_{ph}	Photo-courant [A]
I_{cc}	Courant de court-circuit [A]
$I_{PV,n}$	Photo-courant dans les STC [A]
I_{mp}	Intensité en puissance maximale [A]
V_{CO}	Tension de circuit-ouvert [V]
V_{mp}	Tension en point maximale [V]
FF	Facteur de forme [%]
μ	Valeur moyenne
σ	Ecarte type
E_a	Energie d'activation (eV)
MPP	Point de puissance maximale [W]
$P_{max,e}$	Puissance maximale expérimentale [W]
$P_{max,m}$	Puissance maximale calculée [W]
R_s	Résistance série [Ω]
R_p	Résistance parallèle [Ω]

a	Constant d'idéalité
K_I	Coefficient court-circuit courant/température [A/K]
K_V	Coefficient circuit-ouverte tension/température [V/K]

Liste des figures

- Fig.1.1** Pyrhéliomètre
- Fig.1.2** Pyranomètre munie d'une bande pare-soleil
- Fig.1.3** Structure basique d'une cellule solaire
- Fig.1.4** Cellule photovoltaïque
- Fig.1.5** Cellule solaire organique sur substrat souple
- Fig.1.6** Le semi-conducteur
- Fig.1.7** Dopage de silicium par du phosphore (type N) ou par du bore (type P)
- Fig.1.8** Jonction PN
- Fig.1.9** Principe de fonctionnement d'une cellule solaire
- Fig.1.10** a) Principaux modes de dégradation des modules PV en silicium cristallin
b) Différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation
- Fig.1.11** Module PV atteint par la corrosion
- Fig.1.12** Module PV présentant une délamination
- Fig.1.13** Exemple de la décoloration de l'EVA dans un module PV de type UDTS-50
- Fig.1.14** Module photovoltaïque présentant des bris de verre
- Fig.1.15** Le hot-spots
- Fig.1.16** Bulls présents sur la face arrière d'un module PV
- Fig.1.17** Taux de dégradation linéaire et exponentiel sur la base d'une dégradation initiale de 0.5%
- Fig.2.1** (a) Caractéristique courant-tension (I-V)
(b) Caractéristique puissance-tension (P-V)
- Fig.2.2** Le module photovoltaïque LAGUA P150-36
- Fig.2.3** Le module photovoltaïque usagé
- Fig.2.4** Application numérique « Outils intelligents »
- Fig.2.5** Degré d'orientation des panneaux solaire
- Fig.2.6** Dimensions du support métallique pour le nouveau module
- Fig.2.7** Support métallique pour panneau solaire
- Fig.2.8** Luxmètre SPRM-2
- Fig.2.9** Ecran d'affichage de la Station météo de type Davis Vantage Pro2
- Fig.2.10** Le multimètre numérique DMM 121
- Fig.2.11** La mesure de courant et de la tension par le multimètre digital
- Fig.2.12** Circuit électrique de mesure
- Fig.2.13** Schéma du dispositif réel de la mesure des caractéristiques
- Fig.2.14** Courbe caractéristique (I-V) des deux panneaux utilisés
- Fig.2.15** Evolution de l'écart relatif de l'intensité I par rapport à la charge résistive appliquée au panneau
- Fig.2.16** Courbe caractéristique (P-V) des deux panneaux étudiés
- Fig.2.17** Evolution de l'écart relatif de la puissance P par rapport à la charge appliquée au panneau
- Fig.2.18** Schéma électrique idéal d'une cellule photovoltaïque
- Fig.2.19** Le schéma électrique équivaut d'une cellule PV
- Fig.2.20** Algorithme de la méthode utilisée pour ajuster le modèle I-V
- Fig.2.21** La courbe caractéristique I-V simulée pour le module solaire LAGUA P150-36

- Fig.2.22** La courbe caractéristique P-V simulée pour le module solaire LAGUA P150-36
- Fig.2.23** Confrontation entre les résultats de modélisation des courbes I-V et les données expérimentales du module solaire LAGUA P150-36 à différentes irradiations
- Fig.2.24** Confrontation entre les résultats de la modélisation des courbes de modélisation P-V et les données expérimentales du module solaire LAGUA P150-36 à différentes irradiations
- Fig.3.1** a) Evaluation de la dégradation au fil te temps sans dégradation initiale
b) Evaluation de la dégradation au fil te temps avec dégradation initiale
- Fig.3.2** Caractéristiques I-V pour différents taux de dégradation du panneau, cas 1%/an
- Fig.3.3** Caractéristiques P-V pour différents taux de dégradation du panneau, cas 1%/an
- Fig.3.4** Evolution de Pmax en fonction du temps sous conditions STC, cas 1%/an
- Fig.3.5** Evolution de I_{cc} en fonction du temps sous conditions STC, cas 1%/an
- Fig.3.6** Evolution de R_s en fonction du temps sous condition STC. Cas D=1%/an
- Fig.3.7** Evolution de R_p en fonction du temps sous condition STC. Cas D=1%/an
- Fig.3.8** Caractéristiques I-V pour différents taux de dégradation du panneau, cas 0.5%/an
- Fig.3.9** Caractéristiques P-V pour différents taux de dégradation du panneau, cas 0.5%/an
- Fig.3.10** Evolution de Pmax en fonction du temps sous conditions STC, cas 0.5%/an
- Fig.3.11** Evolution de I_{cc} en fonction du temps sous conditions STC, cas 0.5%/an
- Fig.3.12** Evolution de R_s en fonction du temps sous conditions STC. Cas D=0.5%/an
- Fig.3.13** Evolution de R_p en fonction du temps sous conditions STC. Cas D=0.5%/an

Liste des tableaux

- Tableau 2.1** La fiche technique du module LAGUA P150-36
- Tableau 2.2** Relevés horaires de l'irradiation et de la température de la première expérience
- Tableau 2.3** Les relevés de la température et de l'irradiation de l'expérience de base.
- Tableau 2.4** Résultats de l'expérience de base.
- Tableau 2.5** Paramètres du modèle ajusté du module photovoltaïque LAGUA P150-36 aux conditions nominales de fonctionnement
- Tableau 3.1** Données techniques du panneau neuf.
- Tableau 3.2** Données techniques du panneau usagé sur une période de 25 ans
- Tableau 3.3** Données techniques du panneau usagé sur une période de 25 ans.

Introduction générale

Depuis l'éternité, l'humanité avait toujours besoin d'énergie pour vivre. Elle a découvert les énergies fossiles telles que le charbon, le pétrole, le gaz et l'énergie nucléaire. Cependant, suite aux conséquences environnementales et sécuritaires liées à ces énergies, l'homme a cherché des énergies plus sûres moins ou non polluantes comme les énergies renouvelables qui englobent une grande variété parmi laquelle le solaire photovoltaïque basé sur le principe de conversion de l'énergie lumineuse du soleil en électricité à l'aide de panneaux solaires.

En Algérie, où l'ensoleillement annuel moyen est évalué à 3000 heures, avec une moyenne d'ensoleillement de 6,57 kWh/m²/jour, le pays détient le champ solaire le plus vaste au monde, en raison de son territoire composé à 86 % de désert saharien et de son positionnement géographique. Au cours des dernières années, l'exploitation de ce potentiel solaire a connu une amélioration significative, stimulée par les progrès continus des technologies de conversion et de conditionnement de l'énergie solaire. Ces avancées techniques ont ouvert de nouvelles opportunités pour une exploitation plus efficace et rentable de cette ressource abondante, contribuant ainsi à la diversification du mix énergétique et à la transition vers une économie plus durable et résiliente. Néanmoins, les constructeurs ne prennent souvent pas suffisamment en compte les conditions environnementales réelles dans lesquelles les modules photovoltaïques fonctionneront, telles que la température, l'humidité, l'irradiation UV et la poussière. La question de la durée de vie et de l'évolution des performances des modules devient ainsi de plus en plus problématique, d'autant plus qu'il existe un manque d'informations sur les différents modes de dégradation des panneaux photovoltaïques en termes de vitesse d'évolution et d'impact sur la fiabilité et la durée de vie des installations solaires. Cette dégradation constitue donc une préoccupation majeure dans le domaine de l'énergie solaire, directement liée à la performance et à la durabilité des systèmes photovoltaïques à long terme.

Ce travail se concentre sur une exploration détaillée des divers aspects des systèmes photovoltaïques, allant de la compréhension des principes fondamentaux à l'analyse des défis associés à la dégradation des panneaux solaires. Le premier chapitre présente une introduction complète aux systèmes photovoltaïques, couvrant des sujets variés tels que l'historique de l'énergie solaire photovoltaïque, les composantes du rayonnement solaire, la structure des cellules solaires et les processus de conversion photovoltaïque. De plus, il examine minutieusement les mécanismes de vieillissement et de dégradation des modules photovoltaïques, en mettant en évidence les principaux modes de dégradation et les modèles d'étude dont les plus répandus à ce jour.

Le deuxième chapitre se focalise sur la caractérisation des panneaux solaires étudiés. Il décrit également en détail les méthodes expérimentales et de simulation numérique utilisées pour évaluer les performances des panneaux solaires dans des conditions réelles.

Enfin, le troisième chapitre explore la dégradation des panneaux solaires, un aspect crucial pour évaluer la fiabilité à long terme des installations solaires. Son objectif est de mieux comprendre la vitesse de dégradation des systèmes photovoltaïques, contribuant ainsi à l'avancement continu de cette connaissance essentielle dans le domaine de l'énergie durable.

Chapitre I

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

1. Introduction

Les défis liés au climat, particulièrement le changement climatique provoqué par les émissions de gaz à effet de serre, incitent les chercheurs à explorer des sources d'énergies alternatives plus propres pour la production d'électricité, en conformité avec l'accord international sur le climat adopté à l'issue de la COP 21 à Paris en 2016. S'ajoute à cela le problème des réserves limitées en énergie fossiles et fissiles [1].

Ces dernières années, il y a eu un virage mondial vers l'adoption des énergies renouvelables, telles que l'énergie éolienne, solaire et hydraulique, afin de répondre aux besoins énergétiques [2]. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressources illimitées, inépuisables et propres. L'énergie solaire se distingue comme la ressource la plus essentielle et fondamentale pour l'énergie durable en Algérie.

Les systèmes photovoltaïques (PV) convertissent directement la lumière du soleil en électricité et peuvent être déployés dans divers endroits. L'exposition en extérieur des panneaux PV implique une interaction complexe de facteurs tels que le vent, la pluie, la neige, la chaleur, la foudre, l'ombrage, etc., contribuant à la détérioration des panneaux (PV) au fil du temps et à la réduction de leur rendement.

Ce chapitre présente une revue bibliographique assez fournie sur le système photovoltaïque et sa dégradation dans le temps.

2. Bref historique sur l'énergie solaire photovoltaïque

Le système photovoltaïque a connu un développement marqué au fil du temps, son historique est rapporté dans [3] et [4]. En effet, l'effet PV a été découvert par le physicien français Antoine Becquerel en **1839** et l'effet PV des semi-conducteurs fût exposé par Werner Von Siemens devant l'académie des sciences de Berlin en **1875**. En **1939**, l'ingénieur américain Russel O.H.L. fait la découverte de la jonction (p-n) et ses recherches le mènent à la première cellule solaire en silicium. En **1954**, les trois chercheurs des laboratoires Bell « Chapin, Pearson et Prince » ont découvert la technique du dopage qui consiste à ajouter des impuretés dans les semi-conducteurs pour augmenter leur photosensibilité, et mettent en évidence la 1^{er} cellule solaire au silicium avec un rendement de 4%. En **1958**, les premiers satellites alimentés par des cellules photovoltaïques avec un rendement de 9% sont envoyées dans l'espace. En **1983**, l'édition de la première voiture alimentée par l'énergie solaire photovoltaïque traverse une distance de 4000 Km en Australie. En **2005**, le lancement du premier projet de la centrale solaire photovoltaïque du groupe Prime Energy à Weil Am RHEIN (Baden-Württemberg) a été effectué. Depuis cette date beaucoup de travaux sur l'amélioration des performances des cellules solaires ont été menés à travers des laboratoires de recherche implantés dans tous les continents du monde. Ces travaux ont concerné les technologies de fabrication des cellules solaires, leur matériau, leur dopage etc.

3. Le rayonnement solaire

C'est une partie des ondes électromagnétiques émises par le soleil dans le domaine visible (0,4 à 0,7 μm) et proche infrarouge (0,7 à 4 μm). De la même manière que pour toutes les applications des énergies solaires, une bonne compréhension du gisement solaire est nécessaire à l'étude des systèmes photovoltaïques, essentiellement dans l'optique de développements des marchés et des technologies. Par définition, le gisement solaire est un ensemble de données qui

décrivent la croissance du rayonnement solaire disponible sur une période donnée. Au sol, on perçoit trois composantes du rayonnement solaire :

3.1. Rayonnement direct

La composante directe du rayonnement solaire, également appelée rayonnement direct, désigne l'ensemble des rayonnements solaires qui atteignent une surface donnée en provenance d'un angle solide autour du disque solaire. Elle est quantifiée par un pyréliomètre, figure (1.1), dont la surface sensible est toujours perpendiculaire aux rayons solaires.



Fig. 1.1 : Pyréliomètre [5].

3.2. Rayonnement diffus

Il s'agit du composant diffusé du rayonnement solaire à partir des éléments tels que le sol, les poussières, les nuages etc., et qui arrive à un plan récepteur. Il est mesuré par un pyranomètre muni d'une bande d'ombrage, figure (1.2)



Fig. 1.2 : Pyranomètre muni d'une bande pare-soleil [5].

3.3. Rayonnement réfléchi

Le rapport entre l'énergie solaire incidente et l'énergie solaire réfléchie par une surface est appelé rayonnement réfléchi ou albédo. Lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige), cet albédo peut être vital. Par conséquent, l'albédo est nul pour un corps noir parfait.

3.4. Rayonnement global

Elle équivaut à la somme de toutes les composantes solaires définies précédemment. On le mesure à l'aide d'un pyranomètre ou un solarimètre sans écran.

4. Description de la cellule solaire

Un panneau photovoltaïque est constitué de multiples modules, chacun étant constitué de plusieurs cellules en séries pour atteindre une tension souhaitée.

4.1 Structure de la cellule solaire

La cellule photovoltaïque ou encore photopile, est le plus petit élément de base pour la conversion de l'énergie solaire en électricité dans les installations PV. Les cellules PV sont confectionnées à partir de matériaux semi-conducteurs qui possèdent la capacité de conduire ou de transporter l'électricité. Actuellement, plus de 90% des cellules sont fabriquées en utilisant du silicium cristallin, un semi-conducteur. La 1^{er} surface de la cellule est dopée 'n' (comme par exemple le phosphore), tandis que l'autre est dopée 'p' (avec le bore par exemple). Pour récolter les électrons et établir un circuit électrique, des électrodes métalliques sont disposées sur les deux faces. Au moyen d'un traitement de surface, la face supérieure de la cellule est traitée pour maximiser la quantité de lumière entrant dans la cellule, à travers l'application d'une couche anti-reflet, et une autre couche de verre pour assurer l'étanchéité et la protection de la cellule, figure (1.3).

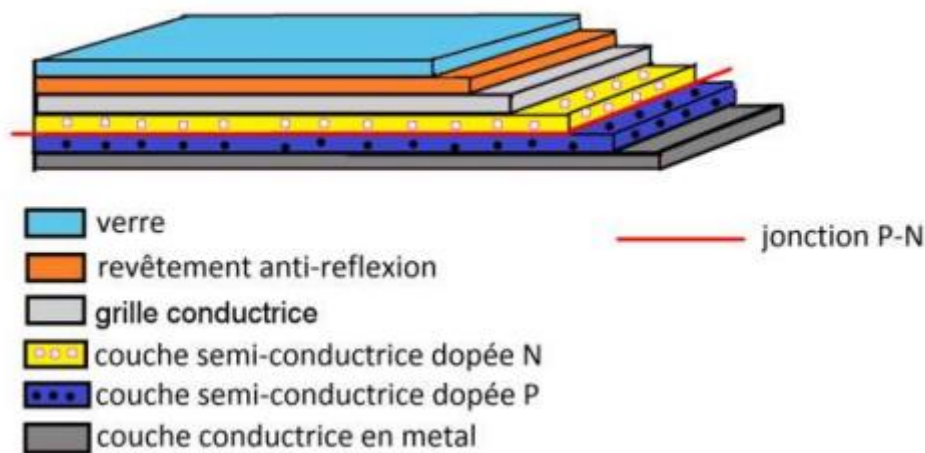


Fig. 1.3 : Structure basique d'une cellule solaire [6].

4.2 Technologie des cellules solaires courantes

Une cellule PV peut être construite avec de nombreux semi-conducteurs. Actuellement, il existe trois grandes familles : Les silicium cristallin, les couches minces et les cellules organiques.

4.2.1 1^{er} génération : Le silicium cristallin

Le silicium cristallin reste aujourd'hui le matériau le plus couramment utilisé dans l'industrie des panneaux PV, il représente plus de 90% du marché mondial. Selon la technologie employée, le silicium cristallin peut être :

- **Monocristallin.** Il est composé d'un seul cristal unique, ordonné et de grandes dimensions. Il affiche les meilleurs rendements sur le marché des produits actuellement disponibles en raison de sa pureté et de sa structure unique, environ 15% de rendement dans les conditions standards.
- **Polycristallin,** également connu sous le nom de silicium multicristallin. Il représente actuellement la technologie la plus répandue dans le domaine des panneaux PV, (environ 50% du marché). Bien que le rendement du silicium polycristallin soit légèrement inférieur à celui du monocristallin, se situant entre 10 et 14% selon les

fabricants, sa fabrication est cependant beaucoup plus simple, ce qui signifie des coûts de production inférieurs.

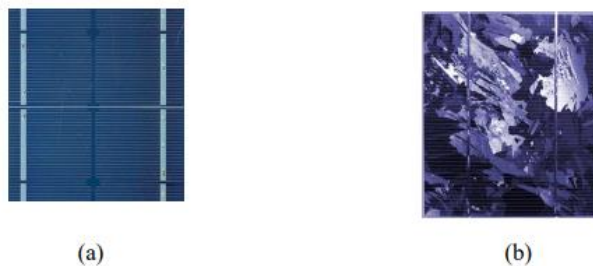


Fig. 1.4 : Cellules PV : monocristalline (a) et multicristalline (b) [7].

4.2.2 2ème génération : Les couches minces

De nos jours, plusieurs types de cellules PV sont développées pour réduire la quantité de matériaux nécessaires à leur production, et commencent à être industrialisées. Ces technologies regroupées sous le terme de « couches minces », utilisent des procédés de fabrication tels que le dépôt sur ruban pour minimiser l'épaisseur des cellules. En 2008, le silicium amorphe (Sia), la technologie à couche mince la plus mure, représente déjà plus de 7% du marché mondial, offrant ainsi un avantage économique grâce à l'utilisation des substrats abordables et peu coûteux. Le silicium amorphe, un matériau non cristallin produits par pulvérisation cathodique du silicium ou la décomposition du silane, ce type de cellules nécessite une isolation galvanique entre le module et le réseau. En l'absence de cette isolation, les cellules amorphes se dégradent rapidement.

Outre le silicium amorphe, d'autre matériau sont également utilisés dans les cellules à couche minces, tels que le tellure de cadmium (CdTe), le di-séléniure de cuivre et d'indium (CIS) et de gallium (CIGS) et l'arséniure de galium (Ga-As). Ces technologies ont des rendements élevés pouvant aller jusqu'à 19%. Malgré les avantages potentiels de ces trois technologies, elles seront limitées au laboratoire ou à des applications très spécifiques en raison des problèmes de toxicité sur l'environnement et d'approvisionnement en matières premières.

4.2.3. 3ème génération : Les cellules organiques

Les cellules photovoltaïques organiques (OPV), utilisent des molécules organiques comme couche active pour convertir l'énergie solaire en électricité. La première cellule PV est apparue en 1985 avec des rendements de conversion initialement faibles. Malgré cela, elles présentent des avantages significatifs notamment un coût de production moindre, une flexibilité, une forte absorption optique ainsi qu'une certaine résistance dans des conditions spécifiques. Les cellules solaires basées sur la structure de type pérovskite attirent une attention particulière. La pérovskite, qui peut inclure des éléments tels que l'iode, le plomb (ou l'étain) et des composés organiques complexes, offre un potentiel prometteur. Cependant, ces cellules rencontrent des défis, notamment une faible résistance à l'eau et aux rayons UV, ainsi que des problèmes de toxicité liés au plomb et/ou à l'étain qu'elles contiennent.

Une autre stratégie consiste à recourir aux cellules solaires multi-jonctions, qui se composent de différentes couches. Ces systèmes, appelés de troisième génération, ne sont pas soumis à la limite de Shockly-Queisser, ce qui limite les rendements de cellules à une seule jonction (ne dépassant pas des rendements de 33,7% par exemple, les cellules en silicium). De manière similaire aux cellules tandem, les configurations multi-jonctions captent davantage de parties

du spectre solaire, augmentant ainsi les rendements de conversion. En outre, en améliorant la capacité d'absorption des photons, ces systèmes génèrent également plus d'un électron pour chaque photon absorbé, ce qui renforce encore leur efficacité.

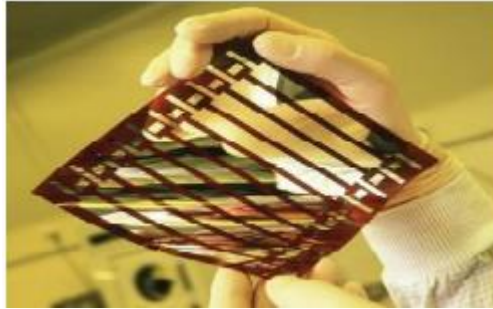


Fig. 1.5 : Cellule solaire organique sur substrat souple [7].

5. Processus de conversion photovoltaïque

5.1 Les semi-conducteurs

Les semi-conducteurs sont des matériaux qui ont une résistivité électrique intermédiaire entre les conducteurs (comme les métaux) et les isolantes (comme les verres). Dans le cas du silicium, par exemple, ses quatre électrons de valences peuvent former quatre liaisons covalentes avec un atome voisin. Cette configuration, limite la libre circulation des électrons, nécessitant une énergie externe pour libérer leurs atomes. Lorsqu'un semi-conducteur est exposé à la lumière, cette dernière pénètre le semi-conducteur et ses photons produisent de l'énergie qui permet aux électrons de se déplacer et de générer un courant électrique, figure (1.6).

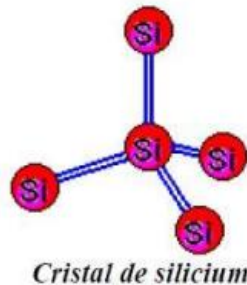


Fig. 1.6 : Le semi-conducteur[8].

5.2 Le dopage des semi-conducteurs

Le dopage est une technique utilisée pour améliorer la conductivité des semi-conducteurs en y introduisant des impuretés, des atomes étrangers sont ajoutés dans le réseau principal dans les semi-conducteurs ; qui ont n électron de valence supérieur ou inférieur à celui des atomes de la matrice, ce qui entraîne une augmentation de la concentration en porteurs de charge (électrons et trous), en donnant des électrons à la bande de conduction ou en acceptant des trous dans la bande de valence. Par exemple, le silicium est dopé avec un atome pentavalent (comme le phosphore) et dit type N, et de type P en introduisant des atomes trivalents (comme le bore), figure (1.7).

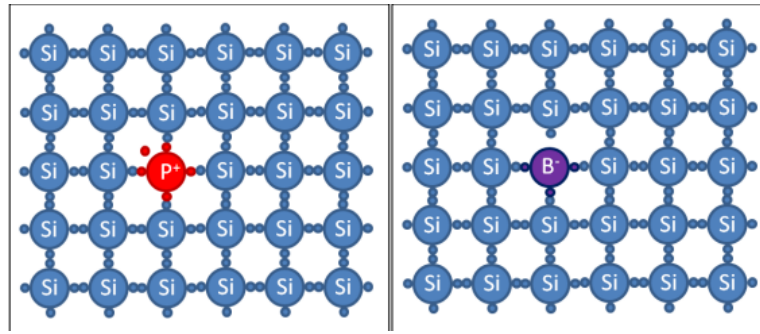


Fig. 1.7 : Dopage du silicium par du phosphore (type N) ou par du bore (type P) [9].

Dans un semi-conducteur intrinsèque, le niveau de Fermi se situe généralement à peu près au milieu entre la bande de conduction et la bande de valence.

$$E_F = \frac{E_C + E_V}{2} + \frac{k_B T}{2} \ln \left(\frac{N_V}{N_C} \right) \quad (1.1)$$

Lorsque des dopants sont introduits, la position du niveau de Fermi est modifiée, dans le cas d'un dopage de type N il se rapproche de la bande de conduction, tandis que lors du dopage de type P il se déplace vers la bande de valence. La majorité des dopants sont ionisés lorsqu'ils sont superficiels ou à haute température et la position du niveau de Fermi est donnée par :

$$E_F = E_C - k_B T \ln \left(\frac{N_C}{N_D} \right) \quad \text{Pour le type N.} \quad (1.2)$$

$$E_F = E_V + k_B T \ln \left(\frac{N_V}{N_A} \right) \quad \text{Pour le type P.} \quad (1.3)$$

Où N_D et N_A sont respectivement les concentrations en dopant accepteur et donneur.

Ainsi, avec des concentrations de dopants très élevées ; le niveau de Fermi se rapproche du bord de transport (E_C et E_V). Lorsque la différence entre la bande de transport et le niveau de Fermi devient $< 2.K_B T$, un comportement métallique peut être observé.

5.3 La jonction PN

La jonction P-N est formée par deux cristaux semi-conducteurs adjacents, l'un de type N riche en électron, et l'autre de type P riche en trous, la jonction représente l'interface entre ces deux zones. Il existe trois configurations possibles pour créer des cellules photovoltaïques :

- La jonction PN (ou homo-jonction), où les deux régions sont constituées du même matériau semi-conducteur, généralement du silicium.
- L'hétérojonction, qui est une jonction entre deux semi-conducteurs différents.
- La jonction métal-semi-conducteur.

Lorsque les deux régions sont connectées aux niveaux de la zone de contact, appelée zone de charges d'espace (ZCE). Les charges négatives se déplacent vers la région P qui contient des charges positives (trous) pour se recombiner. En conséquence, seuls les ions demeurent dans cette zone, créant un champ électrique interne au niveau de la jonction, ce champ électrique empêche les charges libres restants dans chaque zone de traverser la jonction et de se recombiner, figure (1.8) [6] [10] [11].

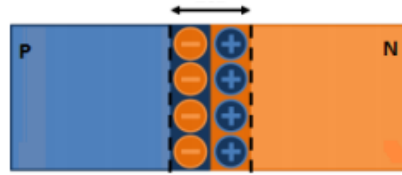


Fig. 1.8 : Jonction PN [10].

6. Principe de fonctionnement

L'effet photovoltaïque repose sur l'excitation des électrons dans un semi-conducteur par la lumière, fournissant l'énergie nécessaire pour les déplacer de la bande de valence à la bande de conduction, créant ainsi des trous dans la bande de valence. Ce déplacement crée un courant de génération de photo-courant. En parallèle, les porteurs minoritaires créent un gradient de concentration et se propagent dans le matériau, produisant un courant de diffusion. La présence de contacts ohmiques permet la collecte des porteurs, générant ainsi un courant photo-généré noté I_{ph} . Cette génération de porteurs crée une différence de potentiel, permettant à la cellule de fonctionner comme un générateur électrique lorsqu'elle est connectée à une charge, figure (1.9)

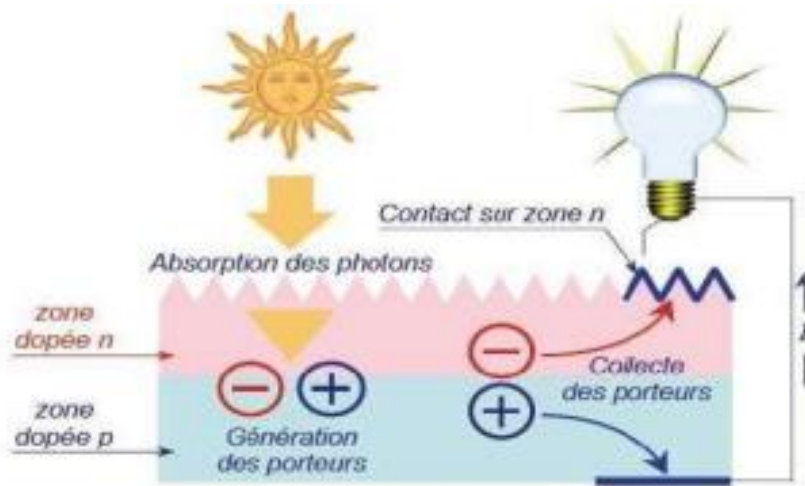


Fig. 1.9 : Principe de fonctionnement d'une cellule solaire [10].

Les contacts sur la face exposée de la cellule solaire sont conçus sous la forme d'une grille afin de minimiser l'occlusion de la surface, généralement entre 5 et 10%. La face arrière peut être entièrement recouverte de métal. Une couche antireflet recouvre uniformément toute la face avant pour réduire les pertes par réflexion du rayonnement incident.

7. Mécanisme de vieillissement dans les systèmes photovoltaïques

Le phénomène de vieillissement survient dans des systèmes hors équilibre qui évoluent progressivement vers des états d'équilibre plus stables au fil du temps. Le ralentissement de la dynamique interne du système au cours du temps est un signe de vieillissement. Les études de cette dynamique interne, basées sur la rhéologie et la diffusion de la lumière, ont fourni de nombreuses informations sur les comportements de ces systèmes, notamment en ce qui concerne le ralentissement de la relaxation. Les phénomènes de vieillissement peuvent généralement entraîner une diminution des performances du module photovoltaïque au fil du temps, ce qui se traduit par une réduction du rendement électrique et une diminution de la durée de vie utile du système solaire.

7.1 Vieillessement physique

Les processus tels que la dégradation des matériaux constitutifs du module photovoltaïque, tels que les cellules solaires, les couches de protections, les supports et les matériaux d'encapsulation, font partie du vieillissement physique. Ces altérations peuvent être causées par divers facteurs, notamment :

- Des changements dans la structure spatiale des macromolécules, comme la cristallisation.
- Des phénomènes de surface, tels que la fissuration induite par des agents tensioactifs.
- Des phénomènes de transport, tels que la pénétration de solvants ou la migration d'additifs à travers les matériaux.

7.2 Vieillessement chimique

L'évolution irréversible au fil du temps de la composition chimique d'un matériau lorsqu'il est exposé à son environnement d'utilisation, comprenant la température, l'atmosphère et les radiations ionisantes est connue sous le nom de vieillissement chimique. Trois mécanismes différents peuvent entraîner une altération du squelette macromoléculaire :

- Les coupures du squelette peuvent entraîner une diminution de la masse molaire du polymère, ce qui entraîne une diminution des propriétés mécaniques.
- Une ou plusieurs réactions de réticulation peuvent se produire, notamment sur les polymères contenant des doubles liaisons dans la chaîne ou des groupements réactifs n'ayant pas encore réagi auparavant.
- Des réactions sur les groupements latéraux peuvent se produire par substitution d'un groupe sur un autre, par élimination des groupes au profit d'une double liaison ou d'une cyclisation.

7.3 Vieillessement mécanique

Il est extrêmement difficile de déterminer si les dommages mécaniques font partie du domaine du vieillissement. Toutefois, on peut considérer que les phénomènes de fluage et de fatigue, qui sont des processus lents et irréversibles altérant l'intégrité du matériau, relèvent du domaine du vieillissement mécanique.

- Le fluage se produit lorsqu'un matériau polymère est soumis à une contrainte constante inférieure à sa limite d'élasticité pendant une période prolongée, entraînant une déformation irréversible du matériau.
- La fatigue se manifeste généralement en deux étapes : l'initialisation, où des microfissures apparaissent à l'intérieur du matériau, et la propagation, où la coalescence de ces microfissures entraîne la formation de macro-défauts pouvant éventuellement conduire à la rupture du matériau.

Afin de s'affranchir des longues durées d'attente de vieillissement, des techniques de vieillissement rapides des panneaux photovoltaïques sont préconisées.

8. Dégradation d'un module photovoltaïque

La dégradation est le processus de détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système, résultant en une altération de sa capacité à fonctionner selon des critères d'acceptabilité définis, sous l'impact des conditions de service. Même si son utilisation n'est plus optimale, le module PV dégradé ne perd jamais sa fonction principale qui consiste à générer de l'électricité à partir de l'ensoleillement. Cependant, lorsque la dégradation dépasse un certain seuil critique, cela peut poser problème. D'après [12], les fabricants estiment qu'un module PV est dégradé lorsqu'il produit une puissance inférieure à 80% de sa puissance initiale [13].

Par la suite, nous aborderons les divers types de dégradation des modules solaires les plus couramment cités dans la littérature spécialisée. Plusieurs facteurs, y compris la température, l'humidité, l'irradiation, les poussières et les chocs mécaniques..., peuvent affecter les performances des modules PV. Chacun des facteurs mentionnés peut entraîner un ou plusieurs types de dégradation notamment : la décoloration, la délamination, la corrosion et les fractures des cellules. La dégradation des modules photovoltaïques due à des phénomènes électriques peut affecter divers composants de manière distincte : le verre, l'éthylène-acétate de vinyle (EVA) et divers matériaux d'encapsulation, figure (1.10).

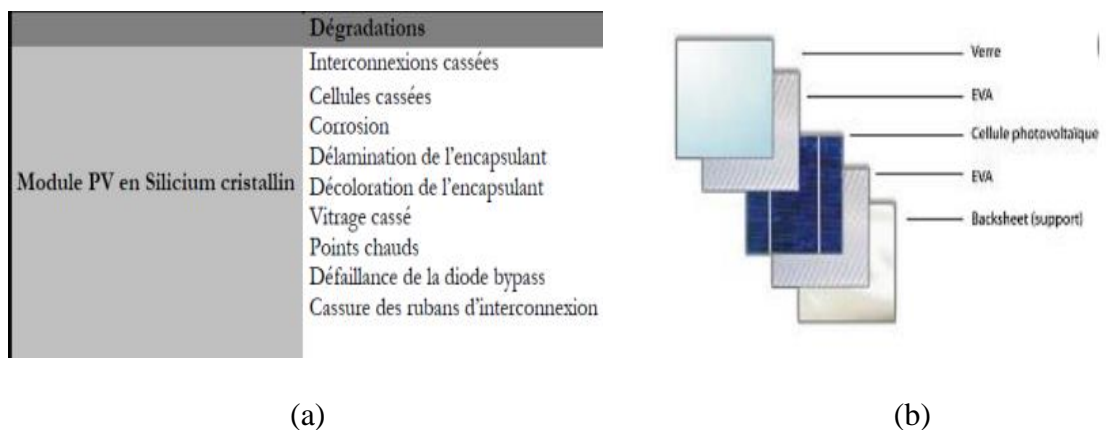


Fig. 1.10 : a) Principaux modes de dégradation des modules PV en silicium cristallin [14], b) : Différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation (NREL : National Renewable Energy Laboratory) [3].

Les principaux modes de dégradations des modules photovoltaïques sont ci-dessous récapitulés

- **La corrosion**

La corrosion affecte les connexions métalliques des cellules solaires, entraînant une perte de performance due à l'augmentation des courants de fuite. De plus, elle détériore l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique. Ce phénomène est déclenché par l'humidité qui s'infiltré dans le module par les bords et sa progression est liée à la vitesse de dégradation, en particulier dans les régions chaudes et humides telles les littéraux.

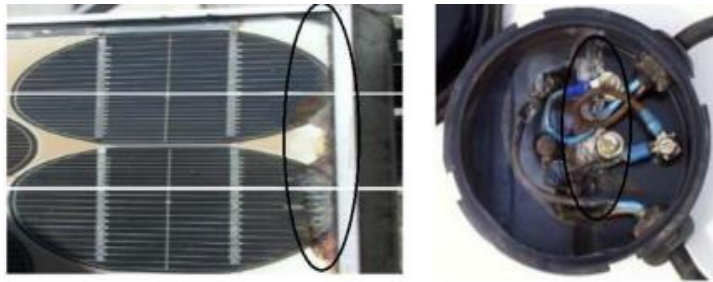


Fig. 1.11 : Module PV atteint par la corrosion [14].

- **La délamination**

La délamination se caractérise par une diminution de l'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules solaires, ou entre les cellules et le verre à l'avant du module. Elle est plus répandue dans les régions chaudes et humides et entraîne deux résultats : une augmentation de la réflexion de la lumière et la pénétration d'eau à l'intérieur de la structure du module. La perte d'adhérence peut être causée par divers facteurs tels que la contamination du verre due à un nettoyage insuffisant ou par des facteurs environnementaux tels que la présence d'humidité dans la structure du module PV. En conséquence, la présence d'humidité à l'intérieur du module peut provoquer des dégradations dues à des réactions chimiques telles que la corrosion. Par ailleurs, ce phénomène favorise la réflexion de la lumière et affecte la trajectoire de la lumière incidente sur le module photovoltaïque, ce qui réduit le courant produit par le module et entraîne ainsi une diminution des performances du système photovoltaïque.

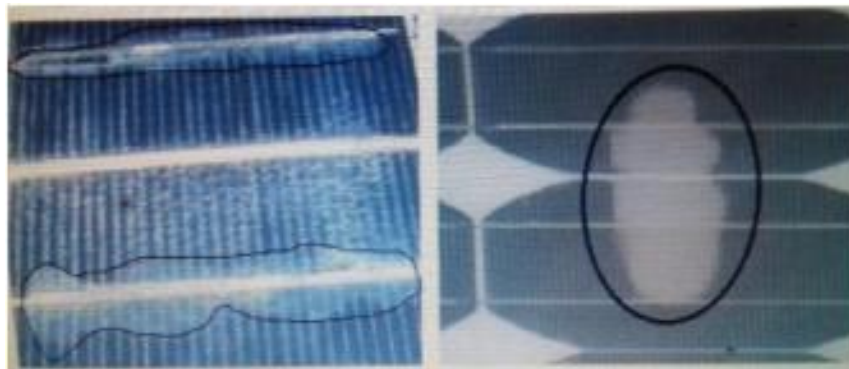


Fig. 1.12 : Module photovoltaïque présentant une délamination [15].

- **La décoloration**

La décoloration des modules photovoltaïques se manifeste par un changement de teinte du matériau utilisé pour les encapsuler, généralement de l'Éthylène Vinyle Acétate (EVA) ou de l'adhésif entre le verre et les cellules. **Plusieurs facteurs contribuent à la décoloration, dont les plus importants sont :**

- ✓ **L'exposition aux rayons UV** : associés à l'eau à des températures dépassant 50°C, ce qui altère la structure chimique du polymère EVA.
- ✓ **Les additifs de l'EVA** : tels que les antioxydants, les stabilisateurs de lumière à base d'amine (HALS), les absorbeurs d'UV et les agents de réticulation, peuvent également influencer la dégradation photochimique.

De plus, la décoloration affecte le courant de court-circuit (I_{CC}) du module photovoltaïque. Les taux de décoloration partielle sont de 6 % à 8 % et les taux de décoloration totale sont de 10 % à 13 % [16] [17].



Fig. 1.13 : Exemple de la décoloration de l'EVA dans un module photovoltaïque du type UDTS-50 [16].

- **Fissures et brises de verre**

Un des principaux défauts qui dégradent les modules photovoltaïques sont les fissures et les brises en verre. Ils surviennent principalement lors des phases d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules vers les sites d'installation. Bien qu'un module avec des fissures ou des cassures peut encore générer de l'énergie, cela augmente le risque de choc électrique et d'infiltration d'humidité. De plus, les bris de verre et les fissures peuvent souvent être suivis d'autres défauts tels que la corrosion, la décoloration et la délamination. Il est généralement difficile de repérer à l'œil nu certains types de fissures, notamment les fissures microscopiques, sur un module déjà en fonctionnement.



Fig. 1.14 : Module photovoltaïque présentant des bris de verre.

- **Les points chauds ou hot-spots**

Les points chauds sont un phénomène qui chauffe une zone particulière d'un module photovoltaïque (PV), entraînant la dégradation de ses performances. La fissuration, les problèmes d'interconnexion, l'inadéquation des cellules PV et les conditions météorologiques sont quelques-uns des facteurs qui contribuent aux points chauds. Lorsque ces facteurs sont présents, le courant du module diminue, ce qui rend la cellule négative et réceptrice.

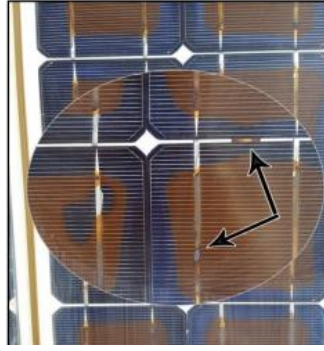


Fig .1.15 : Le hot-spots [16].

- **Le PID – Potentiel Induit de dégradation**

La dégradation progressive des performances des modules photovoltaïques en silicium, connue sous le nom de Dégradation Potentiellement Induite (PID), entraîne une diminution notable du facteur de forme (FF), du courant de court-circuit (I_{CC}) et de la tension de circuit ouvert (V_{CO}). Le PID est plus répandu dans les climats humides que dans les climats chauds et secs [18].

- **Les bulles**

Les bulles sont causées par des réactions chimiques libérant du gaz dans le module, ce qui rend plus difficile pour les cellules de dissiper la chaleur, augmentant le stress thermique et réduisant leur durée de vie. Les bulles peuvent également entraîner le détachement du verre de la cellule PV. En raison d'une mauvaise adhérence causée par la température élevée, leur apparition sur la face arrière se situe généralement au centre de la cellule.

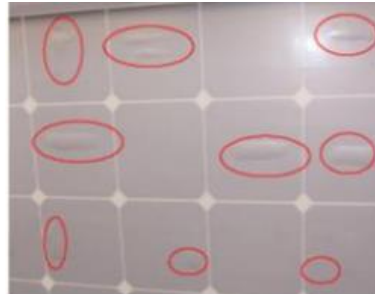


Fig.1.16 : Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV [19].

9. Les principaux modèles de dégradation d'un module PV

Il existe différents modèles descriptifs des dégradations des modules PV basés sur différents principes. On résume ci-dessous les plus cités.

9.1 Modèle paramétrique de Pan

Pan du Jet Propulsion Laboratory's (JPL) suggère un modèle qui décrit la dégradation de la puissance de sortie du module PV en fonction du temps, noté $D(t)$ [19] ;

$$D(t) = 1 - \exp(-bt^a) \quad (1.4)$$

Chapitre I. Généralités sur les systèmes photovoltaïques

Les constantes a et b sont affectées par le mécanisme de détérioration envisagé. Elles sont établies grâce à des essais accélérés. A titre d'exemple, les relations (1.5) et (1.6) donnent la dégradation du module PV correspondant à la décoloration et la corrosion.

$$D_{\text{Décoloration}}(t) = 1 - \exp(-b_{\text{Décoloration}} t^{a_{\text{Décoloration}}}) \quad (1.5)$$

$$D_{\text{Corrosion}}(t) = 1 - \exp(-b_{\text{Corrosion}} t^{a_{\text{Corrosion}}}) \quad (1.6)$$

Où a ($a_{\text{corrosion}}$ et $a_{\text{décoloration}}$) et b ($b_{\text{corrosion}}$ et $b_{\text{décoloration}}$) représentent les paramètres de la loi de dégradation.

Néanmoins, le modèle connu sous le nom de Pan reste fortement dépendant des essais pour déterminer les paramètres de dégradation a et b , ce qui entraîne des limites en termes de précision et de durée des tests.

9.2 Le modèle Gaussien

Varquez[20] a avancé un modèle analytique pour estimer la dégradation de la puissance d'un module PV. Ce modèle repose sur les hypothèses suivantes :

- La performance des modules PV sera évaluée en fonction de leur puissance.
- Le module PV sera considéré en échec en fonction de sa puissance nominale ou initiale.
- La puissance du module PV suit une distribution gaussienne.

La relation (1.7) donne la densité de probabilité de la distribution de la puissance ;

$$P_{(p)} = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{P-\mu}{\sigma}\right)^2\right) \quad (1.7)$$

Ce modèle de dégradation est contraint par le manque d'expériences documentées dans la littérature pouvant confirmer ces hypothèses. Par ailleurs, on remarque que les inconnues μ et σ respectivement moyenne et écart type méritent d'être modélisées. Deux types de modèles sont proposés dans la littérature. Un modèle linéaire et un autre exponentiel. Si on se base sur les études sur la dégradation des composants électroniques, nous pouvons considérer l'hypothèse selon laquelle la dégradation du module photovoltaïque serait exponentielle, figure (1.17)

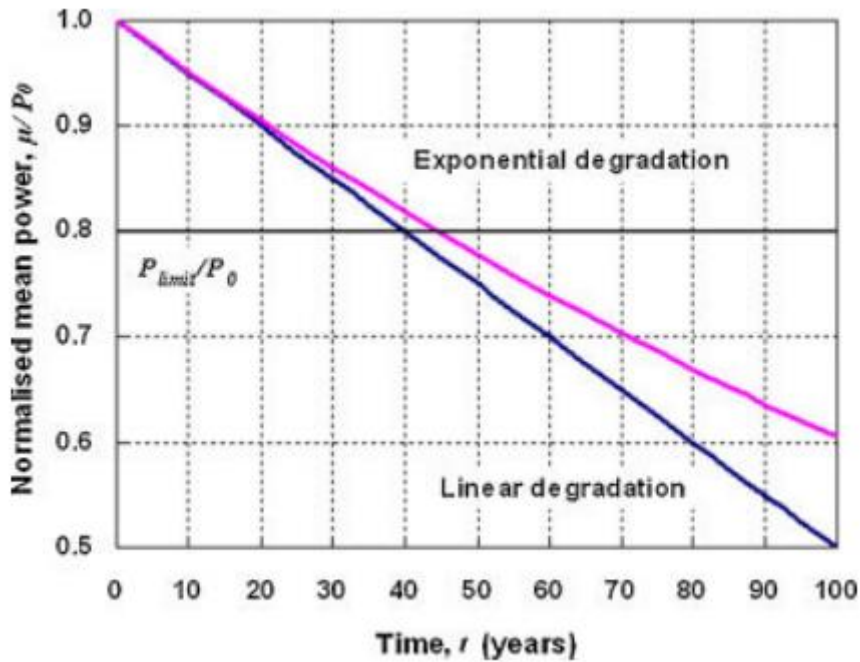


Fig.1.17 : Taux de dégradation linéaire et exponentiel sur la base d'une dégradation initiale de 0.5% [20].

Cependant, ce modèle reste fortement dépendant des essais pour déterminer les paramètres des lois d'évolution de la moyenne μ et de l'écart type σ . Ce qui entraîne les mêmes limites évoquées pour le modèle de Pan.

9.3 Modèle d'Arrhenius

L'un des principaux modèles physiques utilisé pour décrire un mécanisme de dégradation thermiquement accélérée est le modèle d'Arrhenius. L'équation d'Arrhenius est largement employée pour analyser la relation entre la température et les processus de dégradation. Pour les processus influencés par la température, l'application de la loi d'Arrhenius (1.8) permet de prédire l'augmentation du taux de dégradation provoquée par une élévation de la température.

$$K = A_r \exp\left(-\frac{E_a}{RT}\right) \quad (1.8)$$

Avec, K la constante de temps du processus, A_r est une constante dépendant du test, E_a est l'énergie d'activation (eV), R est la constante de Boltzmann ($8,617 \cdot 10^{-5} \text{ eV}/^\circ\text{K}$) et T ($^\circ\text{K}$) la température.

Cependant, pour d'autres facteurs de dégradation ou une combinaison de différents facteurs impliqués, la limite du modèle (1.8) est évidente. Il est important de noter que la loi d'Arrhenius ne convient pas à tous les cas d'accélération par la température et ne fonctionnera qu'avec une plage de température spécifique [21].

10. Conclusion

Ce premier chapitre a été consacré à la présentation des systèmes photovoltaïques et les principaux modes responsables de leurs dégradations comme la corrosion, la décoloration, le délaminage, les bris de verre et fissures de cellule, les points chauds, les bulles, etc...

Il apparaît que la corrosion et la décoloration sont toujours présentes causant une dégénérescence majeure. Les paramètres environnementaux tels que la température, l'humidité

et l'exposition aux UV sont également des facteurs de dégradation importants à considérer. Aussi, dans ce chapitre on a présenté les plus cités des modèles de dégradation des modules PV en l'occurrence le modèle de Pan, le modèle Gaussien et le modèle d'Arrhenius. L'examen attentif de l'ensemble de ces modèles montre qu'ils affichent tous une limite due à la détermination de leurs paramètres ce qui nécessite des tests longs et coûteux. Les recherches dans ce domaine sont toujours en cours.

Référence

- [1] M. Telidjane, « Modélisation des panneaux photovoltaïques et adaptation de la cyclostationnarité pour le diagnostic », Université de Lyon, 2017.
- [2] R. MOKADEM, « Simulation et optimisation d'une cellule solaire au silicium monocristallin », Aboubakr Belkaïd-Tlemcen, 2020.
- [3] M. : HAMADOUCHE et R. HAMMELNA, « l'impact des paramètres météorologiques sur le rendement des systèmes photovoltaïques », ECOLE SUPERIEURE EN SCIENCES APPLIQUEES -T L E M C E N-, 2022.
- [4] « HISTOIRE DU PHOTOVOLTAÏQUE - Prime Energy Technics SA ».
- [5] A. BELLABACI, « Contribution a la modélisation du rayonnement solaire comme un paramètre climatologique pour des applications photovoltaïques en Algérie », Université Mohamed Boudiaf - M'sila, 2021.
- [6] R. M.BELABED et M. R. NEBBALI, « Etude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque », Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, 2017.
- [7] K. HELALI, « Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque: Etude Comparative », UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU, 2012.
- [8] GOAR Noureddine et MAHMOUDI Abdelkader, « Réalisation d'un convertisseur DC/DC dans une chaine de conversion d'énergie photovoltaïque », Mémoire master, 2017.
- [9] A. Barbot, « Dopage par co-sublimation de semi-conducteurs organiques pour la conversion en énergie : Applications aux cellules photovoltaïques », UNIVERSITE DE LIMOGES, 2014.
- [10] R. MOKADEM, « Simulation et optimisation d'une cellule solaire au silicium monocristallin », Université Aboubakr Belkaïd-Tlemcen, 2020.
- [11] Akassewa Tchapo Singo, « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome », Université DE Lorraine.
- [12] J. H. Wohlgemuth, D. W. Cunningham, A. M. Nguyen, et J. Miller, « LONG TERM RELIABILITY OF PV MODULES », *BP Solar International*, p. nd, 2005.
- [13] H. Mr BOUALEM, « Effets de la poussière et les conditions climatiques sur l'efficacité du système photovoltaïque dans les régions à climat semi-aride: Cas de la région de Tlemcen », Université Aboubakr Belkaïd-Tlemcen, 2021.
- [14] R. DOUMANE, « Modélisation du vieillissement d'une cellule photovoltaïque au silicium et de ses matériaux d'encapsulation », UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES, 2018.
- [15] Ahmed Ammar, « Etude et évaluation les performances de dégradation des modules photovoltaïques », Université Ahmed Draïa Adrar, 2018.
- [16] H. DJEBBOURI, « Le Module PV UDTS-50 : Performances et Dégradation après plus de 25 ans d'utilisation. », UNIVERSITE AHMED DRAIA ADRAR, 2017.
- [17] A. ENNEMRI, « Etude du vieillissement des systèmes solaires photovoltaïques et évolution des performances dans le temps », UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES, 2019.
- [18] H. ARAR, « Etude de la fiabilité et du vieillissement des panneaux photovoltaïques », UNIVERSITÉ DES FRÈRES MENTOURI, CONSTANTINE, 2019.

Chapitre I. Généralités sur les systèmes photovoltaïques

- [19] N. Ababacar, « Étude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques - Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance », UNIVERSITÉ CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR, 2013.
- [20] Manuel Vázquez et Ignacio Rey-Stolle, « Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies », *n Wiley InterScience*, p. 419-433, 2008.
- [21] Vincent Guiheneuf, « Approche multi-physique du vieillissement des matériaux pour application photovoltaïque », Université Paris-Est.

Chapitre II

Caractérisation des panneaux étudiés

1. Introduction

Ce chapitre se concentre sur la caractérisation approfondie des panneaux solaires étudiés. Nous commençons par présenter leurs caractéristiques essentielles, puis décrivons en détail les méthodes expérimentales et numériques utilisées pour évaluer leur performance. À travers une analyse comparative entre les panneaux neufs et usagés, nous examinons les résultats obtenus afin de mieux appréhender l'évolution de leurs performances au fil du temps. En conclusion, nous abordons les implications de ces résultats pour la conception et l'optimisation des systèmes solaires.

2. Caractéristiques d'une cellule PV

Une cellule solaire PV est caractérisée par deux courbes caractéristiques. La première relie le courant à la tension dite courbe (I-V) et la seconde relie la puissance à la tension dite (P-V). La puissance maximale pouvant être générée par le module photovoltaïque est déterminée par le point de puissance maximale (MPP : Maximum Power Point) sur sa caractéristique I-V, figure (2.1). Les principaux éléments initiaux observables sur la courbe courant-tension d'une cellule photovoltaïque incluent le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension en circuit ouvert (V_{co}), et le facteur de forme (FF) du composant.

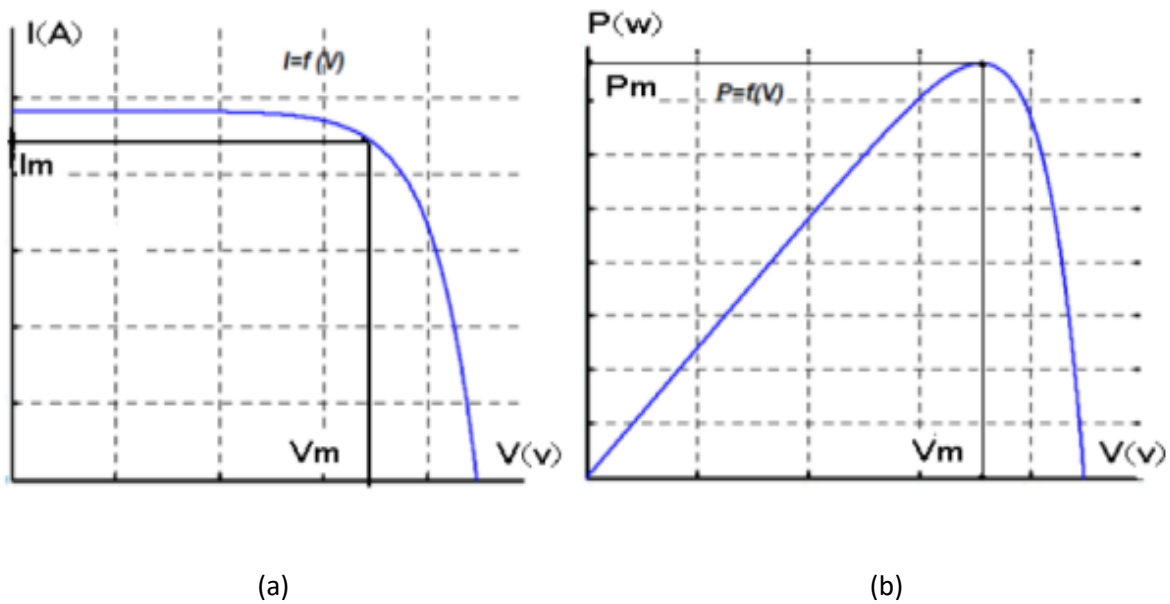


Fig. 2.1 : (a) Caractéristique courant-tension (I-V), (b) Caractéristique puissance-tension (P-V)[1].

2.1 Le courant de court-circuit (I_{cc})

C'est le courant qui se produit lorsque le potentiel appliqué à la cellule est nul. Il représente le courant maximal que la cellule peut produire et est directement influencé par l'intensité lumineuse incidente.

2.2 Tension de circuit-ouverte (V_{co})

Comme son nom l'indique, il s'agit de la tension aux bornes de la cellule lorsqu'elle n'est pas reliée à une charge. Cette tension dépend principalement du type de cellule solaire, des

matériaux constituant la couche active, ainsi que de la nature des contacts entre la couche active et l'électrode. De plus, elle est influencée par l'intensité lumineuse incidente sur la cellule.

$$V_{(CO)} = \frac{KT_c}{q} \log\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \quad (2.1)$$

Avec, $\frac{KT_c}{q}$ le potentiel thermodynamique, T_c , q et K sont respectivement la température absolue, la charge d'électron et la constante de Boltzmann, I_{ph} c'est le courant photonique et I_s est le courant de saturation[2].

2.3 La puissance maximale (P_{max})

Correspond au point où le générateur photovoltaïque fonctionne à son rendement optimal, produisant ainsi une puissance de sortie maximale.

2.4 Facteur de forme (FF)

C'est un paramètre crucial qui détermine le niveau d'idéalité de la caractéristique (I-V), et il est souvent utilisé pour évaluer la qualité d'une cellule solaire ou d'un générateur photovoltaïque, fréquemment défini par la relation (2.2)

$$FF(\%) = \frac{P_{max}}{I_{CC}V_{CO}} \quad (2.2)$$

2.5 Le rendement (η)

Le rendement des cellules photovoltaïques fait référence au taux de conversion d'énergie solaire en électricité. En augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert, il est possible d'améliorer ce rendement. Il s'agit d'un paramètre crucial pour évaluer les performances d'une cellule solaire.

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{FF \times V_{CO} \times I_{CC}}{P_{in}} \quad (2.3)$$

Où P_{max} représente la puissance maximale produite par la cellule et P_{in} étant la puissance du rayonnement incident.

3. Matériel et méthode

3.1. Grandeurs mesurées

Dans cette partie, nous étudierons les mesures expérimentales effectuées dans notre étude. Cela englobe la présentation des panneaux examinés ainsi que leur orientation, la conception du support pour les panneaux neufs, ainsi que les moyens de mesure utilisés. En outre, nous mettrons à disposition un schéma exhaustif du banc de mesure afin de faciliter la compréhension du processus. Explorons donc ces différents éléments en détail.

3.1.1 Présentation des panneaux étudiés

Deux panneaux solaires de même type ont été choisis pour une analyse comparative approfondie. Un panneau neuf, récemment fabriqué, illustre l'état initial d'un module solaire. Ce panneau récemment fabriqué nous donnera la possibilité d'évaluer les performances habituelles d'un produit fabriqué en usine, sans avoir été exposé à l'usure du temps ou à des conditions environnementales désagréables. En revanche, le deuxième panneau est déjà en état de marche, ayant déjà été exploité pendant une durée de deux ans. Ce panneau illustre le niveau

Chapitre II. Caractérisation des panneaux étudiés

d'exposition d'un module solaire à la détérioration naturelle et aux éventuelles défaillances liées à une utilisation prolongée.

La figure (2.2) représente le panneau photovoltaïque neuf utilisé dans notre étude expérimentale. Il est composé d'un encapsulant en EVA et de 36 cellules en silicium monocristallin toutes reliées en série. Il mesure 1360 x 668 x 35 mm. Le tableau (2.1) présente les spécifications techniques fournies par le fabricant.



Fig.2.2 : Le module photovoltaïque LAGUA P150-36.

Solar Module	
Model	P150-36
Sous des conditions de test standardisées (STC)	
Ensoleillement : 1000 W/m ²	
Masse atmosphérique AM : 1.5	
Température du module : 25°C	
Puissance Maximale (crête) $P_{max}=150W$	
Tension à puissance maximale $V_{mmp}=18V$	
Intensité à puissance maximale $I_{mmp}=8.33A$	
Tension en circuit-ouverte $V_{CO}=21.24V$	
Intensité de court-circuit $I_{CC}=9.33A$	
Max tension du système : 1000V	
Nombre des cellules $N_s=36$	

Tableau 2.1 : La fiche technique du module LAGUA P150-36.

La figure (2.3) illustre le panneau qui est en service depuis deux ans, avec la partie encadrée en rouge représentant la zone considérée dans notre étude. Les deux panneaux examinés possèdent des caractéristiques et des dimensions identiques afin de garantir une comparaison appropriée.



Fig.2.3 : Le module photovoltaïque usagé.

3.1.2 Etude pratique de l'orientation des panneaux solaires

Dans cette étude, nous avons employé une application numérique afin de définir l'orientation des panneaux solaires, à savoir "Outils Intelligents" un ensemble polyvalent de plus de 40 outils conçus spécialement pour cette tâche, destinés aux charpentiers, aux constructeurs, aux artisans et à d'autres professionnels. En exploitant les capteurs intégrés de l'application, nous avons pu bénéficier d'une boîte à outils numérique tout-en-un, offrant une commodité similaire à celle d'un couteau suisse, figure (2.4) [3].



Fig.2.4 : Application numérique « Outils intelligents ».

Cet outil nous a permis de mener à bien nos activités d'orientation des panneaux solaires avec précision et efficacité, garantissant ainsi la fiabilité des résultats obtenus dans le cadre de notre étude comparative. La figure (2.5) montre que les deux panneaux solaires sont orientés à environ 179 degrés vers le sud.



Fig.2.5 : Degré d'orientation des panneaux solaires.

Pour les besoins de notre étude expérimentale, la fabrication d'un support métallique pour le nouveau module est essentielle. La figure (2.6) montre un schéma avec dimensions illustrant le support métallique et la figure (2.7) montre une photographie du support.

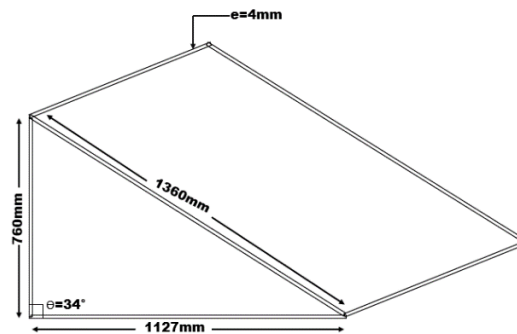


Fig.2.6 : Dimensions du support métallique pour le nouveau module.



Fig.2.7 : Support métallique pour panneau solaire.

3.1.3 Moyens de mesures

Cette section se penchera de manière exhaustive sur les diverses méthodes de mesure employées pour évaluer les paramètres essentiels dans notre recherche sur les panneaux solaires. En particulier, nous examinons les techniques de mesure de l'irradiance solaire (I_r), de la température (T), du courant (I) et de la tension (V).

- **Irradiation solaire**

Pour évaluer l'irradiation solaire, nous avons effectué deux types de mesures : une inclinée et une horizontale. Pour la mesure inclinée, nous avons utilisé le SHARP Solar Meter Model SPRM-2, tel qu'illustré par la figure (2.8). Cet équipement est spécifiquement conçu pour évaluer les performances des systèmes solaires photovoltaïques.



Fig.2.8 : Luxmètre SPRM-2.

La mesure horizontale de l'irradiation solaire est facilitée par l'utilisation d'une station météo de type Davis Vantage Pro2 connectée à WeatherLink. Ces stations météo sont réputées pour offrir une surveillance météorologique de pointe. Elles sont disponibles en versions sans fil ou câblées, et intègrent un ensemble innovant de capteurs intégrés, incluant un collecteur de pluie, des capteurs de température et d'humidité, un capteur de rayonnement solaire pour mesurer l'irradiation solaire, ainsi qu'un anémomètre. Cette combinaison de capteurs simplifie l'installation et améliore la performance et la fiabilité de la station météo [4].



Fig.2.9 : Ecran d'affichage de la Station météo de type Davis Vantage Pro2.

Grâce à WeatherLink, une plateforme de surveillance météorologique en ligne, les données météorologiques collectées par la station sont accessibles en temps réel et sont accompagnées d'un historique détaillé. Cette connectivité permet un accès facile aux données météorologiques à partir de n'importe quel appareil connecté à Internet, offrant ainsi une surveillance continue et une analyse approfondie des conditions météorologiques locales.

- **Température**

Dans cette partie, la mesure de la température a bénéficié de l'utilisation de la station météo disponible au laboratoire pédagogique de physique énergétique.

La station météo intègre des capteurs de température et d'humidité, logés dans un écran anti-rayonnements, assurant des mesures précises même dans des conditions météorologiques extrêmes. En outre, la pile au lithium, qui est étanche aux intempéries, assure une alimentation continue, ce qui permet un fonctionnement continu de la station [4].

Connectés à WeatherLink, la plateforme de surveillance météorologique en ligne, ces capteurs fournissent des données en temps réel ainsi qu'un historique détaillé de la température et de l'humidité. Cette intégration offre une surveillance continue et une analyse approfondie des conditions environnementales locales, accessibles depuis n'importe quel appareil connecté à Internet.

- **Mesure de courant et de tension**

Le modèle numérique utilisé pour le multimètre est le DMM 121 4 000 points, figure (2.10). Il s'agit d'un dispositif portable polyvalent qui peut mesurer diverses grandeurs électriques. Il offre des fonctions telles que la mesure de la tension, du courant et de la résistance. La résolution de 4 000 points indique la précision et la finesse avec lesquelles il peut afficher les valeurs mesurées. Ce type de multimètre est largement utilisé dans diverses applications électriques, des tâches simples de vérification de circuits domestiques aux tests plus avancés dans des environnements industriels. La référence [5] donne de plus amples informations sur cet appareil de mesure.



Fig.2.10 : Le multimètre numérique DMM 121.

En utilisant le bouton rotatif, nous sélectionnons la position (A) qui correspond à la mesure de l'intensité du courant délivré par le module photovoltaïque, tandis que pour mesurer la tension, nous tournons le bouton sur la position (V) qui indique la tension, comme illustré dans la figure (2.11).



Fig.2.11 : La mesure de courant et de la tension par le multimètre digital.

3.1.4 Schéma du banc de mesure des caractéristiques du panneau solaire

Les panneaux solaires sont au cœur des systèmes photovoltaïques, convertissant la lumière du soleil en électricité précieuse. Pour garantir leur fonctionnement optimal et leur durabilité, il est essentiel de bien appréhender leurs performances électriques. C'est là qu'intervient le banc de mesure des caractéristiques du panneau solaire, un élément clé du processus. Il offre la possibilité d'évaluer différents paramètres clés qui influencent les performances des panneaux solaires.

La figure (2.12) illustre le circuit électrique de mesure du courant et de la tension fournis par un panneau solaire, permettant ainsi d'évaluer ses performances électriques dans diverses conditions d'ensoleillement.

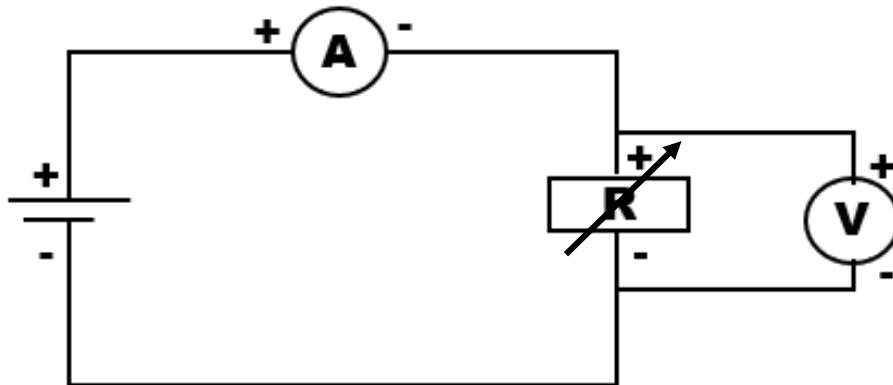


Fig.2.12 : Circuit électrique de mesure.

Le branchement se fait en connectant l'ampèremètre, dans notre cas le multimètre, en série dans le circuit électrique. En revanche, le voltmètre doit être branché en parallèle aux bornes de la résistance variable à l'aide d'un rhéostat.



Fig.2.13 : Schéma du dispositif réel de la mesure des caractéristiques.

3.2 Caractérisation expérimentale

Cette section revêt une importance capitale dans notre analyse comparative des performances des panneaux solaires. Nous nous concentrons sur la méthodologie utilisée pour caractériser ces performances, ainsi que sur les résultats obtenus. Nous décrivons en détail les conditions dans lesquelles les mesures ont été effectuées, en spécifiant la date, les relevés horaires, ainsi que les niveaux constants d'irradiance solaire (I_r) et de température (T). Ensuite, nous présentons les résultats de nos mesures. Enfin, nous effectuons une comparaison approfondie entre les performances du panneau solaire neuf et de celui déjà usagé, afin de détecter toute différence significative. Cette étape est cruciale pour notre analyse comparative et nous permet de mieux comprendre les performances des panneaux solaires dans des conditions réelles d'utilisation.

3.2.1 Condition de mesure

La première expérience est dédiée à l'évaluation des caractéristiques du nouveau panneau solaire. Elle a été réalisée le 07/02/2027 en trois étapes distinctes, avec un ensoleillement constant. Au cours de cette expérience, nous avons varié la résistance pour obtenir différentes charges et évaluer ainsi les performances du panneau dans une plage suffisamment étendue de son domaine de fonctionnement. Le tableau (2.2) fournit les conditions de cette première expérience de mesure.

10 ^h Ensoleillé	12 ^h Ensoleillé	14 ^h Ensoleillé
675 W/m ²	900 W/m ²	770 W/m ²
16°C	18°C	16°C

Tableau 2.2 : Relevés horaires de l'irradiation et de la température de la première expérience.

Concernant notre expérience fondamentale visant à observer le phénomène de dégradation dans les panneaux solaires, nous avons réalisé les mesures le 12/05/2024 à 10h15min. Les mesures ont été réalisées sous des conditions météorologiques constantes (irradiation solaire et température) en faisant varier la résistance, tout en enregistrant le courant et la tension de chaque panneau solaire. Il convient de noter que la charge était identique pour les deux panneaux solaires à chaque mesure, tableau (2.3)

	Nouveau panneau	Ancien panneau
I_r[W/m²] initiale	700	700
I_r[W/m²] finale	725	725
Température (°C)	19.6	19.6

Tableau 2.3 : Les relevés de la température et de l'irradiation de l'expérience de base.

Les résultats numériques de l'expérience de base sont illustrés par le tableau (2.4).

3.2.2 Présentation des résultats

Nouveau panneau		Ancien panneau	
Courant (I)	Tension (V)	Courant (I)	Tension (V)
6.61	11.20	6.27	12.71
1.75	19.12	7.72	18.84
1.073	19.51	1.009	19.50
0.64	19.81	0.642	19.73
0.464	19.92	0.465	19.89
0.330	20.02	0.331	19.97
0.265	20.06	0.264	20.02
0.215	20.08	0.214	20.02
0.137	20.12	0.172	20.05
0.145	20.14	0.146	20.10
0.129	20.15	0.129	20.12
0.115	20.16	0.115	20.12
0.103	20.16	0.103	20.12
0.092	20.19	0.092	20.13

Tableau 2.4 : Résultats de l'expérience de base.

3.2.3 Comparaison des résultats obtenus

Plusieurs facteurs, tels que la corrosion, le délaminage, ou encore les points chauds, peuvent contribuer à la dégradation des panneaux solaires au fil du temps. Ces mécanismes se traduisent généralement par une diminution des performances clés des panneaux, notamment une réduction du courant de court-circuit, une baisse de la tension à circuit ouvert, un décalage du point de puissance maximale, et une diminution de l'efficacité globale.

Afin de parvenir à une comparaison complète des performances du panneau neuf et celui dégradé, nous avons opté pour la représentation graphique de leur courbe caractéristique (I-V) à une irradiation moyenne constante de 712 W/m² sous différentes charges appliquées. Cette démarche vise à faciliter la visualisation des résultats obtenus lors de notre expérience. Pour cette tâche, nous avons fait usage du logiciel Excel, un outil réputé pour sa puissance et sa polyvalence, capable de répondre à une diversité de besoins analytiques. La figure (2.14) présente les courbes caractéristiques I-V de chaque panneau, offrant ainsi une perspective visuelle claire et concise des performances respectives des panneaux neuf et usagé.

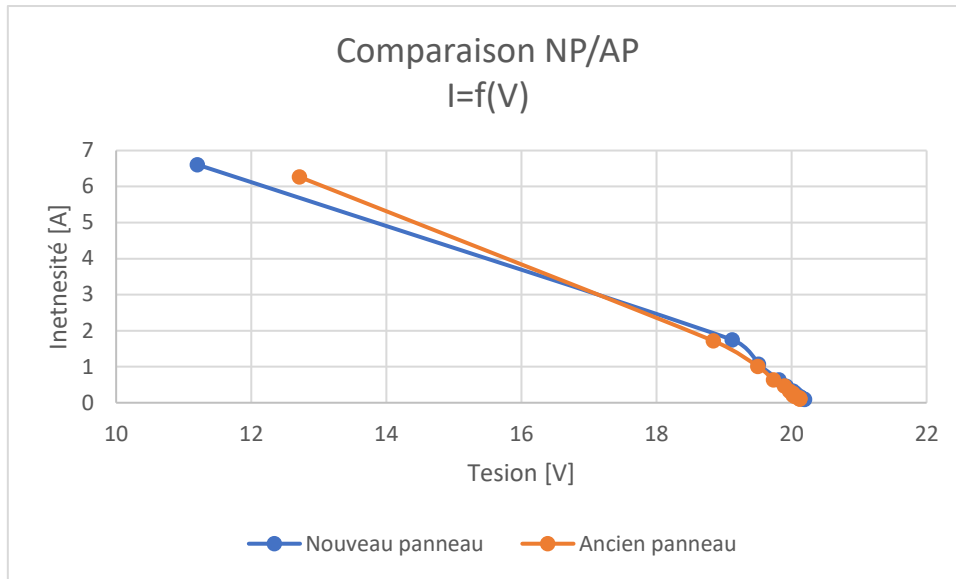


Fig.2.14 : Courbe caractéristique (I-V) des deux panneaux utilisés.

On s'aperçoit que les écarts ne sont pas très significatifs. Le panneau neuf est meilleur. L'analyse comparative des courbes caractéristiques I-V des deux panneaux solaires illustrées par la figure (2.15) indique que l'écart relatif défini par l'équation (2.4), dû à la dégradation du panneau usagé ayant été exposé sur une durée d'environ 30 mois, n'est pas constant en fonction de la charge résistive.

$$Ecart\ relatif = \frac{P_{neuf} - P_{ancien}}{P_{neuf}} / 2.5 \quad (2.4)$$

En effet, la comparaison dans la zone à faible charge résistive ($R < 30 \Omega$) donne un écart maximal de 2.38 %. Ce taux indique l'impact de la dégradation intrinsèque du panneau traduite par la réduction du courant fournit dans la zone à faible charge (0 -30 Ω). Cependant, dans la zone de charge résistive moyenne ou importante, l'écart relatif diminue fortement et tend vers zéro. La moyenne de l'écart relatif entre ces zones est de 0.45%. On ne conclut que la charge résistive a tendance à réduire l'écart relatif des caractéristiques I-V des deux panneaux. Aussi, on voit sur la figure (2.15) que l'écart relatif évolue non-linéairement par rapport à la charge résistive appliquée au panneau.

La figure (2.16) compare les puissances développées par chacun des panneaux neuf et usagé. On voit clairement que le panneau neuf reste meilleur. La figure (2.17) montre l'évolution de l'écart relatif des puissances dû à la dégradation. Là encore, on s'aperçoit que l'évolution de l'écart relatif de la puissance évolue non-linéairement en fonction de la charge résistive. Sa valeur maximale est de 3.05% dans la zone des faibles charges et décroît jusqu'à 0.02% dans la zone des fortes charges. La moyenne entre ces deux zones étant de 0.59%.

En fait, ces résultats indiquent que l'ampleur des dégradations liées au vieillissement peut être correctement quantifiée pour ce type de panneaux en mesurant les différences relatives entre les paramètres clés et en évaluant l'impact sur la production d'énergie sur une longue période bien supérieure à 30 mois.

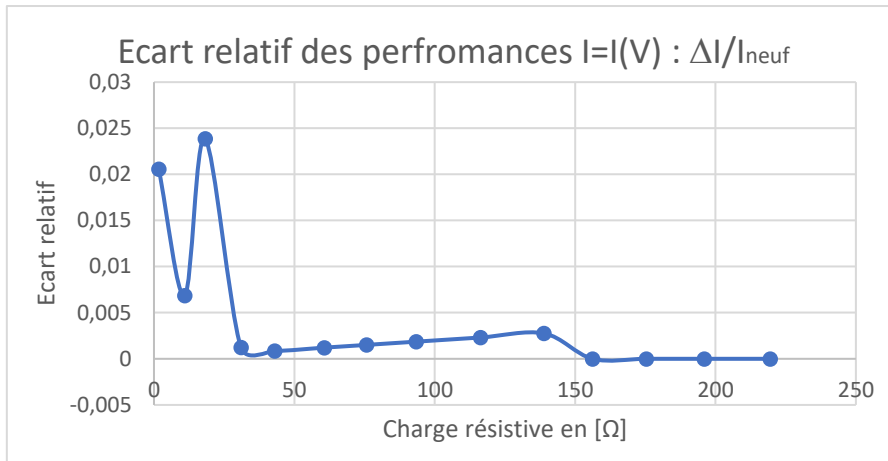


Fig. 2.15 : Evolution de l'écart relatif de l'intensité I par rapport à la charge résistive appliquée au panneau.

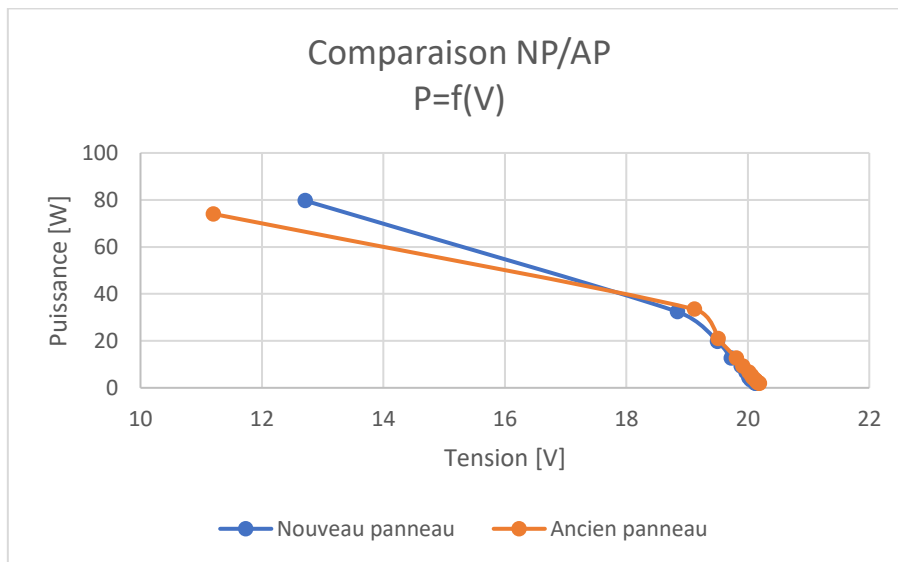


Fig.2.16 : Courbe caractéristique (P-V) des deux panneaux étudiés.

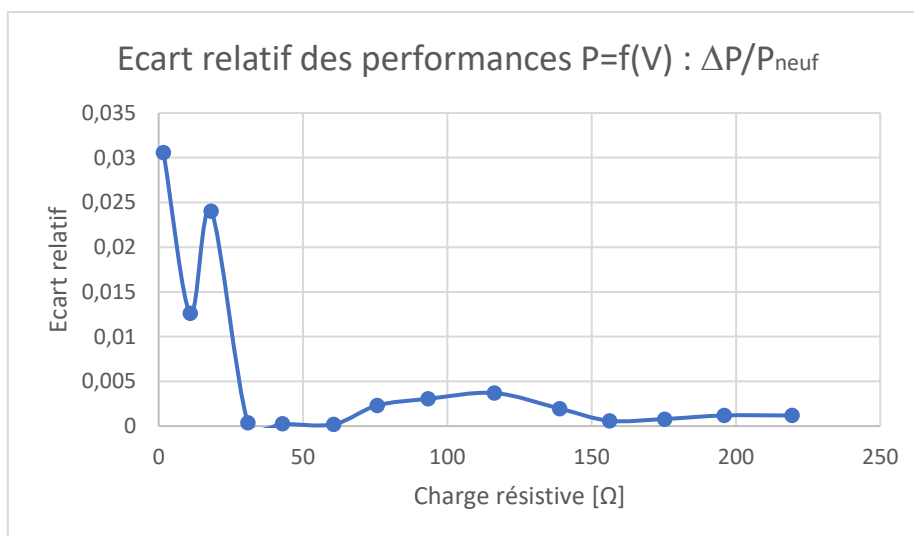


Fig.2.17 : Evolution de l'écart relatif de la puissance P par rapport à la charge appliquée au panneau

4. Simulation numérique

4.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque

4.1.1 Cellule photovoltaïque idéal

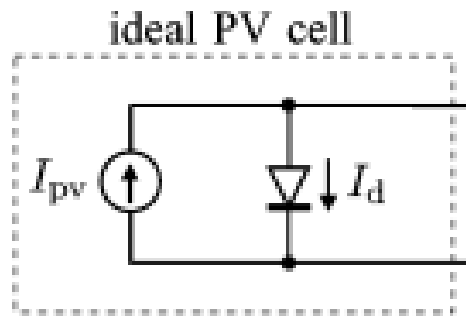


Fig.2.18 : Schéma électrique idéal d'une cellule photovoltaïque [5].

La figure (2.18) présente le circuit équivalent de la cellule photovoltaïque idéale. L'équation fondamentale de la théorie des semi-conducteurs qui décrit mathématiquement la caractéristique I-V de cette cellule photovoltaïque idéale est exprimée par la relation (2.5) :

$$I = I_{PV,cell} - \underbrace{I_{0,cell} \left[\exp\left(\frac{qV}{akT}\right) - 1 \right]}_{I_d} \quad (2.5)$$

Avec, $I_{pv,cell}$ le courant généré par la lumière incidente (il est directement proportionnel à l'irradiation solaire), I_d est l'équation de la diode de Shockley, $I_{0,cell}$ est le courant de saturation inverse ou de fuite de la diode, q est la charge de l'électron ($1,60217646 \times 10^{-19}$ C), k est la constante de Boltzmann ($1,3806503 \times 10^{-23}$ J/K), T (en Kelvin) est la température de la jonction p-n, et a est la constante d'idéalité de la diode.

4.1.2 Cellule photovoltaïque réelle

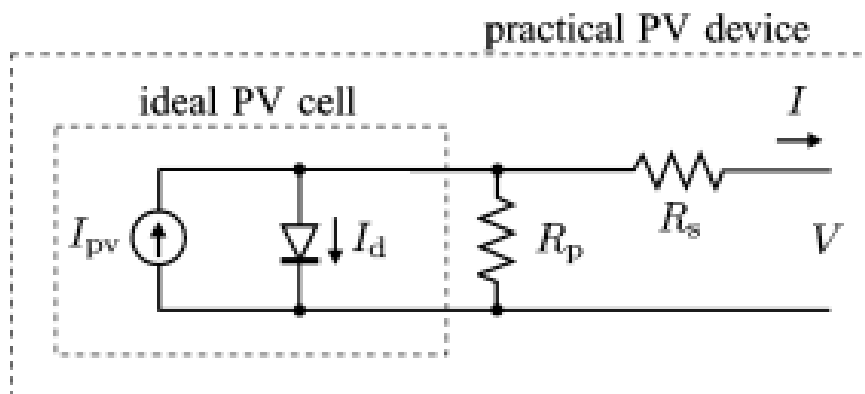


Fig.2.19 : Le schéma électrique équivalent d'une cellule PV [5].

Bien que le circuit électrique idéal offre des performances appréciables, telles qu'une efficacité maximale de conversion d'énergie, il ne possède pas la véritable caractéristique I-V d'un générateur électrique PV. Effectivement, dans un contexte réel, on constate une diminution de

la tension en sortie ainsi que des courants de fuite. Pour prendre en compte la perte de tension, on utilise couramment un modèle qui inclut une résistance en série R_s . Cette approche intègre la résistivité du matériau et les pertes ohmiques associées aux contacts, offrant ainsi une représentation plus précise du comportement électrique de la cellule par rapport au modèle idéal. En revanche, les courants de fuite sont souvent représentés par une résistance en parallèle R_p . On peut décrire l'équation du courant produit par la cellule photovoltaïque de la manière suivante :

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V+R_s I}{V_t a} \right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_p} \quad (2.6)$$

Où,

- I_{PV} et I_0 : les courants photovoltaïques et de saturation du réseau
- $V_t = \frac{N_s K T}{q}$: La tension thermique du réseau
- N_s : Nombre de cellules connectées en série.
- $a = N_s n$: Facteur d'idéalité
- R_s : La résistance série équivalente du réseau
- R_p : La résistance parallèle équivalente du réseau

L'équation (2.6) donne naissance à la courbe caractéristique I-V montrée dans la figure (2.1), où trois points remarquables sont mis en évidence : court-circuit ($0, I_{CC}$), M_{PP} (V_{mp}, I_{mp}) et circuit ouvert ($V_{CO}, 0$), et elle dépeint le modèle à une seule diode présenté dans la figure (2.18).

D'après la référence [5], certains chercheurs ont suggéré des modèles plus avancés, visant à améliorer la précision et adaptés à diverses applications, tels qu'un modèle constitué d'une diode supplémentaire illustrant l'effet de recombinaison des porteurs. De même, une autre référence [6] propose un modèle plus complet et précis des caractéristiques d'une cellule solaire. Ce modèle, plus complexe, intègre trois diodes pour prendre en compte des effets supplémentaires négligés dans les modèles antérieurs.

Néanmoins, malgré l'introduction de modèles plus sophistiqués comme celui à trois diodes, le modèle à une seule diode reste largement utilisé par de nombreux auteurs dans des travaux antérieurs en raison de sa simplicité, offrant ainsi un compromis satisfaisant entre simplicité et précision. Il arrive parfois que ce modèle soit simplifié, mais toujours avec la structure de base qui comprend une source de courant et une diode en parallèle.

Les données fournies dans les fiches techniques des panneaux solaires se limitent souvent à quelques caractéristiques électriques et thermiques essentielles. Il y a principalement des données telles que la tension nominale en circuit ouvert ($V_{oc,n}$), le courant nominal en court-circuit ($I_{sc,n}$), la tension au point de puissance maximale (V_{mp}), le courant au point de puissance maximale (I_{mp}), le coefficient de température de la tension en circuit ouvert (KV), le coefficient de température du courant en court-circuit (KI) et la puissance maximale de sortie expérimentale ($P_{max,e}$). Ces données sont généralement fournies en se basant sur les conditions nominales ou aux conditions de test standard (STC) de température et d'irradiation solaire.

Quelques paramètres obligatoires pour ajuster les modèles de réseau PV ne sont malheureusement pas disponibles dans les fiches techniques des fabricants, tels que le courant généré par la lumière ou PV, les résistances série et shunt, la constante d'idéalité de la diode, le

courant de saturation inverse de la diode et l'énergie de bande interdite du semi-conducteur. Ces paramètres sont exprimés par les relations suivantes :

- **Le courant généré par la lumière de la cellule photovoltaïque (I_{PV})**

$$I_{PV} = (I_{PV,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (2.7)$$

Avec, $I_{pv,n}$ (A) le courant généré par la lumière dans les conditions nominales (généralement 25 °C et 1000 W/m²), $\Delta T = T - T_n$ (T et T_n étant les températures réelle et nominale en [K], respectivement), G (W/m²) est l'irradiation sur la surface du dispositif, et G_n est l'irradiation nominale. L'intensité de courant généré par la lumière dans la cellule photovoltaïque varie proportionnellement à l'irradiation solaire et est également affecté par la température.

- **Le courant de saturation de la diode (I_0)**

$$I_0 = I_{0,n} \left(\frac{T_n}{T}\right)^3 \exp\left[\frac{qE}{aK} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T}\right)\right] \quad (2.8)$$

Avec,

E_g : Energie du gap des semi-conducteurs ($E_g=1.12$ eV pour le silicium polycristallin)

$I_{0,n}$: Le courant de saturation nominale

$$I_{0,n} = \frac{I_{SC,n}}{\exp\left(\frac{V_{CO,n}}{aV_{t,n}}\right) - 1} \quad (2.9)$$

Avec, $V_{t,n}$ étant la tension thermique des cellules connectées en série N_s à la température nominale T_n .

- **La constante d'idéalité (a)**

La constante de la diode (a) reflète le degré d'idéalité de la diode et est déterminée par des données empiriques. Initialement, toute valeur peut être choisie afin d'ajuster le modèle, et elle peut être ensuite ajustée pour améliorer cette adaptation. Pour cela, les chercheurs ont la liberté de décider de manière arbitraire de la valeur de 'a', et plusieurs méthodes sont disponibles pour estimer cette valeur. En général, a varié entre 1 et 1,5, mais son choix dépend également d'autres paramètres du modèle.

L'amélioration de ce modèle repose sur le remplacement de la relation (2.8) par :

$$I_0 = \frac{I_{SC,n} + K_I \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{CO,n} + K_V \Delta T}{aV_t}\right) - 1} \quad (2.10)$$

La relation (2.10) est dérivée de la relation (2.9) en intégrant les coefficients de courant et de tension K_I et K_V dans l'équation. Cette modification vise à aligner les tensions de circuit ouvert du modèle sur les données expérimentales sur une large gamme de températures. Cette équation simplifie le modèle en éliminant l'erreur autour des tensions de circuit ouvert, et par conséquent,

dans d'autres parties de la courbe I-V. Le coefficient de tension/pratique K_V fournit des informations cruciales pour ajuster au mieux la courbe I-V à différentes températures par rapport à la valeur nominale.

4.2 Procédure d'ajustement du modèle

M.G.Vilalva et al. [5] ont proposé une méthode pour moduler R_s et R_p . Ils se sont basés sur le fait qu'il existe un seul couple $\{R_s, R_p\}$ qui assure que $P_{max,m}=P_{max,e}=I_{mp}V_{mp}$ au point (V_{mp}, I_{mp}) de la courbe I-V. La relation entre R_s et R_p , les seuls inconnus de l'équation (2.6), peut être trouvée en égalisant $P_{max,m}=P_{max,e}$ et en résolvant l'équation résultante pour R_s , comme illustré ci-dessous :

$$P_{max,m} = V_{mp} \left\{ I_{PV} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q}{kT} \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{a N_s} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{R_s} \right\} = P_{max,e} \quad (2.11)$$

$$R_p = \frac{V_{mp}(V_{mp} + I_{mp}R_s)}{\left\{ V_{mp}I_{PV} - V_{mp}I_0 \exp \left[\frac{(V_{mp} + I_{mp}R_s)q}{N_s a kT} \right] + V_{mp}I_0 - P_{max,e} \right\}} \quad (2.12)$$

Cela signifie que, pour toute valeur donnée de R_s , il existe une valeur correspondante de R_p qui permettra à la courbe mathématique I-V de passer par le point expérimental (V_{mp}, I_{mp}) .

La méthode itérative de R_s (et R_p) vise à aligner le pic de la courbe P-V avec la puissance maximale expérimentale au point (V_{mp}, I_{mp}) , nécessitant plusieurs itérations jusqu'à ce que $P_{max,m} = P_{max,e}$ soit atteint.

Dans ce processus, R_s est progressivement incrémenté à partir de $R_s = 0$. L'ajustement de la courbe P-V aux données expérimentales requiert le calcul de la courbe pour différentes valeurs de R_s et R_p , sans nécessairement tracer la courbe complète, seule la valeur de la puissance maximale est nécessaire.

Pour une amélioration supplémentaire du modèle, l'approche itérative est utilisée pour ajuster R_s et R_p . Chaque itération affine les valeurs de R_s et R_p vers la meilleure solution, intégrant ainsi l'équation (2.12) dans le modèle.

$$I_{PV,m} = \frac{R_p + R_s}{R_p} I_{SC,n} \quad (2.13)$$

Cette équation détermine le courant généré par la lumière, I_{pv} , en tenant compte des résistances en série et en parallèle. Des estimations initiales de R_s et R_p sont nécessaires, avec R_s initialement à zéro et R_p déterminé par l'équation (2.14), qui représente la pente du segment entre le court-circuit et la puissance maximale. Bien que la valeur exacte de R_p soit inconnue, elle est supérieure à une estimation minimale $R_{p,min}$, offrant ainsi une bonne approximation initiale.

$$R_{p,min} = \frac{V_{mp}}{I_{SC,n} - I_{mp}} - \frac{V_{CO} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (2.14)$$

La figure (2.20) affiche l'algorithme du calcul itératif des résistances R_s et R_p .

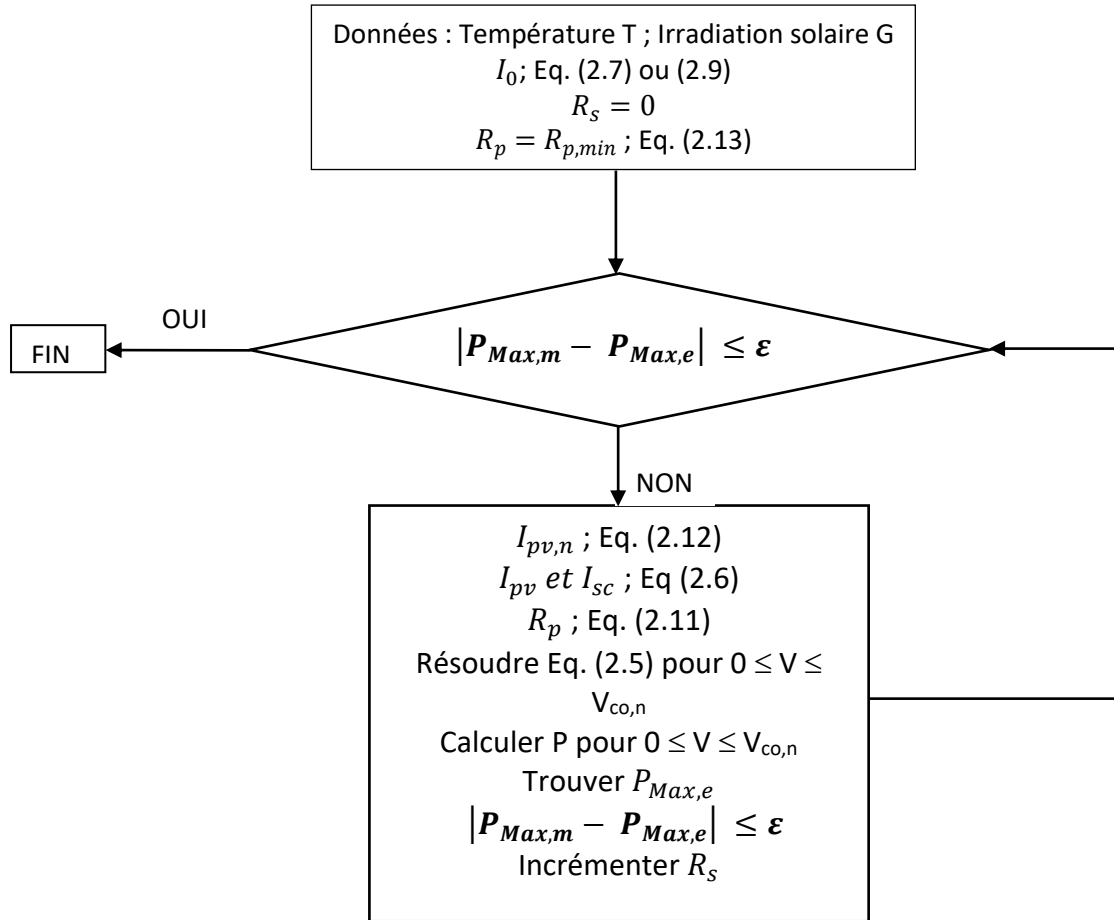


Fig.2.20 : Algorithme de la méthode utilisée pour ajuster le modèle I-V[5].

4.3 Résultats et commentaires

Un programme écrit en Matlab R2008b a été développé pour résoudre l'équation caractéristique (2.6) d'un module photovoltaïque LAGUA P150-36. Ce programme utilise l'algorithme de Villalva pour déterminer les résistances série (R_s) et parallèle (R_p) nécessaires pour ajuster le modèle. Il intègre également des fonctions modélisant le vieillissement de la transmission optique ($\tau(t)$) et de la puissance maximale (P_{Max}). Les résultats générés par ce programme sont les courbes caractéristiques, représentant l'intensité (I) et la puissance (P) en fonction de la tension (V) à chaque intervalle de temps (t). L'équation (2.6) est résolue numériquement en utilisant la méthode de Newton-Raphson, avec les conditions réelles spécifiées dans le tableau (2.2). L'approche actuelle offre un compromis entre la précision physique et la simplicité de modélisation, ce qui permet de suivre l'évolution des courbes I-V et P-V ainsi que la production d'énergie. Le tableau (2.5) montre les paramètres du modèle ajusté.

Les figures (2.21) et (2.22) présentent les courbes I-V (courant-tension) et P-V (puissance-tension) simulées à l'aide du modèle à diode unique en utilisant l'algorithme de Villalva.

<u>Solar Module</u>	
Model	P150-36
Sous des conditions de test standardisées (STC)	
Ensoleillement : 1000 W/m ²	
Masse atmosphérique AM : 1.5	
Température du module : 25°C	
Puissance Maximale (crête) $P_{max}=150$ W	
Tension à puissance maximale $V_{mmp}=18$ V	
Intensité à puissance maximale $I_{mmp}=8.33$ A	
Tension en circuit-ouverte $V_{CO}=21.24$ V	
Intensité de court-circuit $I_{CC}=9.33$ A	
Max tension du système : 1000 V	
Nombre des cellules $N_S=36$	
$R_s=0.05$ Ω	
$R_p=30.20$ Ω	
$a=1.5$	

Tableau 2.5 : Paramètres du modèle ajusté du module photovoltaïque LAGUA P150-36 aux conditions nominales de fonctionnement.

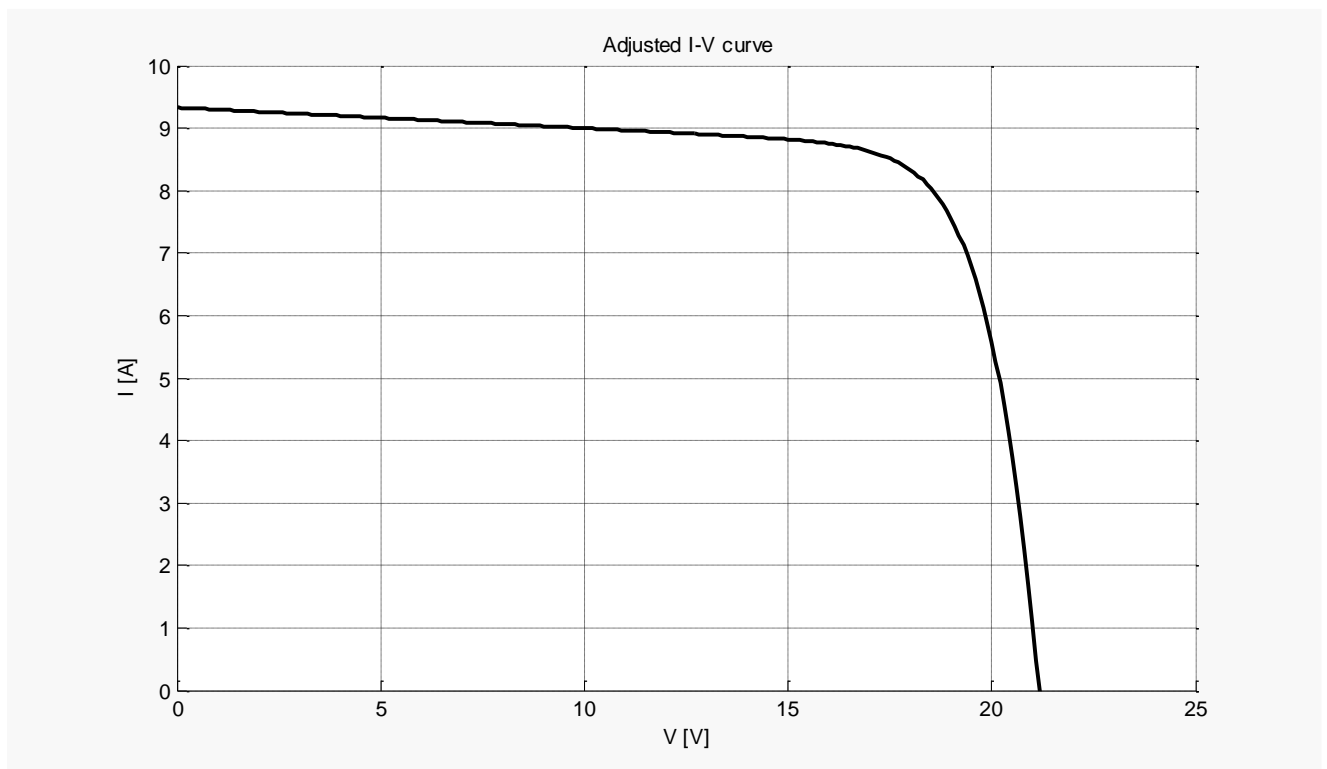


Fig.2.21 : La courbe caractéristique I-V simulée pour le module solaire LAGUA P150-36.

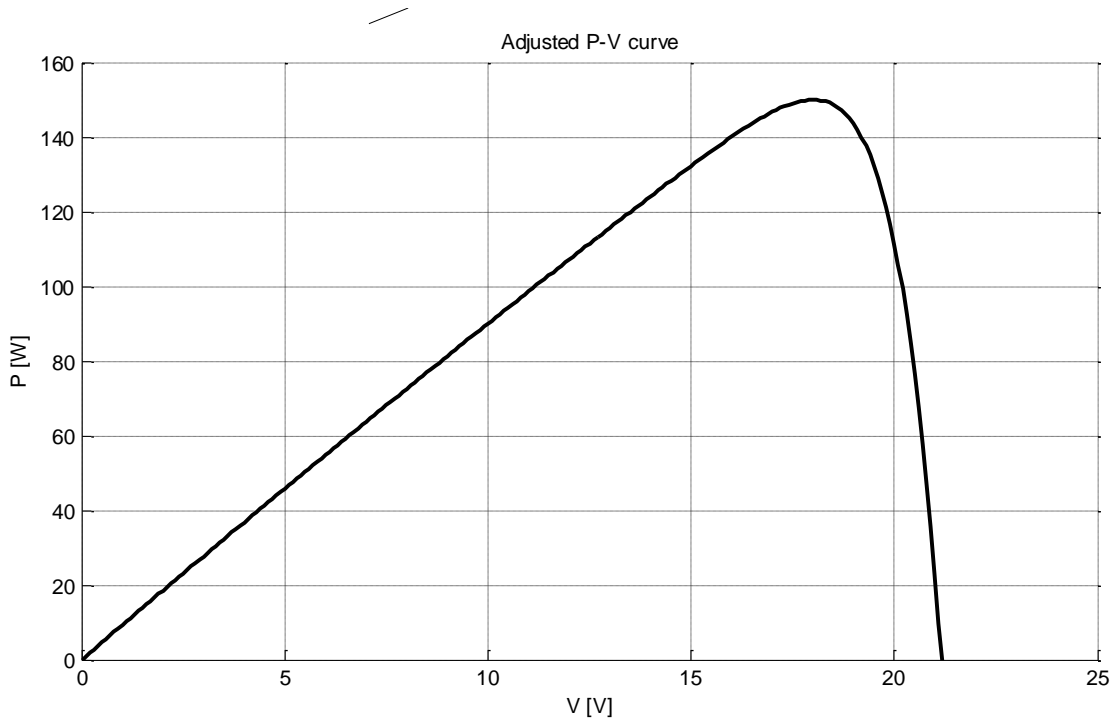


Fig.2.22 : La courbe caractéristique P-V simulée pour le module solaire LAGUA P150-36.

Maintenant on se concentre sur la validation du modèle simulé en comparant les caractéristiques du modèle photovoltaïque étudié aux résultats expérimentaux. La figure (2.23) représente la réponse électrique entre la courbe I-V simulée et les données expérimentales du module solaire LAGUA P150-36 pour trois valeurs d'irradiation solaire : 676 W/m^2 , 900 W/m^2 et 770 W/m^2 . Les points marqués sur les graphiques représentent les données expérimentales (I,V) extraites de l'expérience menée le 7 février 2024. De même, la figure (2.24) présente les courbes caractéristiques P-V.

Lorsque nous comparons la courbe théorique I-V (intensité-tension) générée par le modèle numérique avec les données expérimentales, nous évaluons la fidélité de notre modèle à reproduire le comportement réel du panneau solaire. On s'aperçoit que dans la "zone dite de courant", où la génération de courant prédomine, notre modèle semble être en accord satisfaisant avec les données expérimentales, suggérant ainsi une précision raisonnable dans cette région. L'erreur ne dépasse guère 3%.

Cependant, dans la "zone dite de tension", où la tension devient un facteur plus influent, nous remarquons une dispersion plus notable entre la courbe théorique et les données réelles. Par exemple, un écart maximal de 0.7 A pour la réponse électrique I-V correspondant à une irradiation de 676 W/m^2 , 0.9 A pour 900 W/m^2 et 0.8 A pour une irradiation de 770 W/m^2 . Cette disparité suggère que notre modèle rencontre des défis spécifiques dans la prédiction du comportement du panneau solaire car il génère une erreur maximale de 12%.

Il ressort donc que le modèle à une seule diode représente mieux le panneau comme générateur de courant sous des tensions faibles à moyennes, que système soumis à des charges relativement élevées. En fait, au-delà du point MPP (point de puissance maximale), le modèle nécessite des corrections ou des améliorations (modèles à deux ou trois diodes).

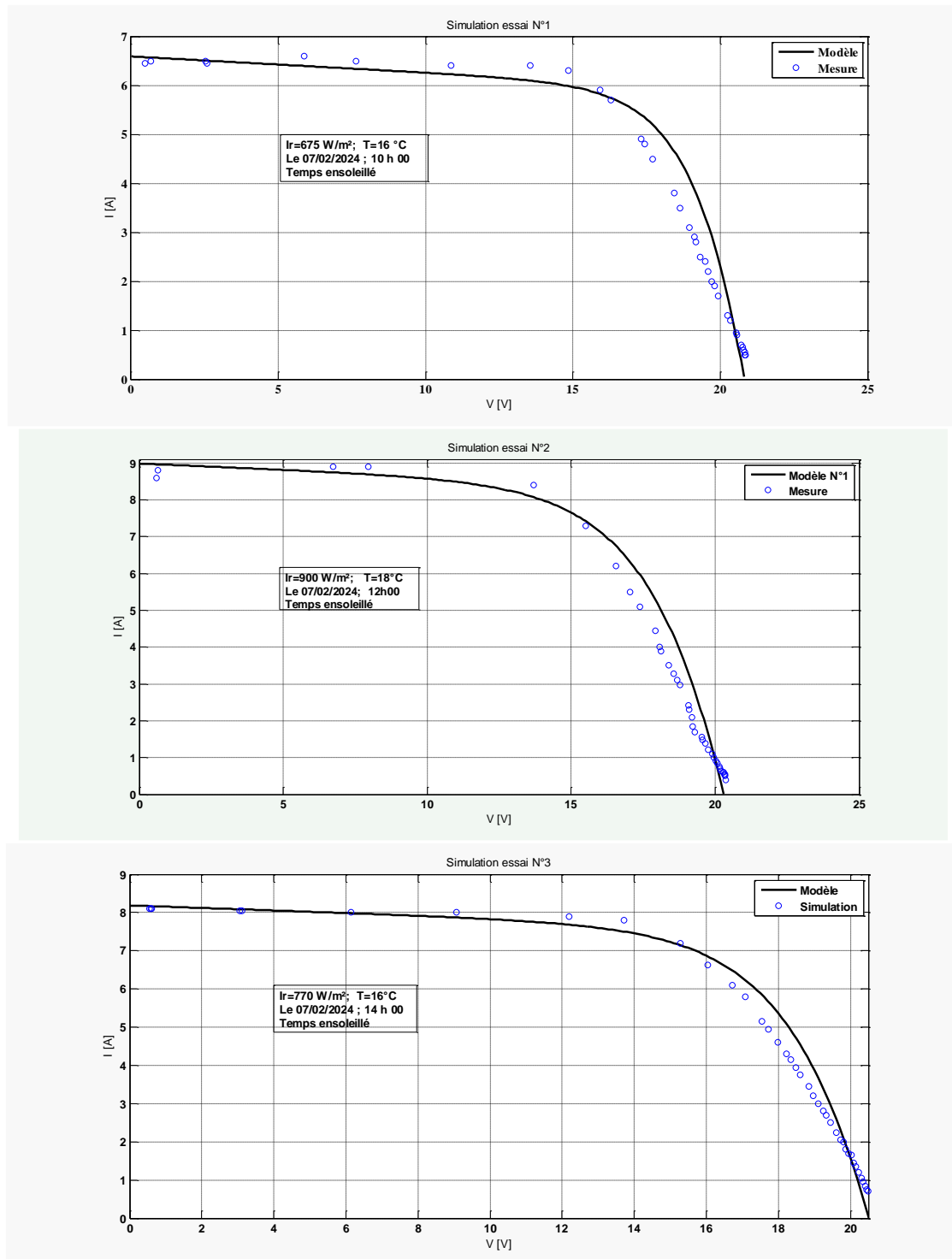


Fig.2.23 : Confrontation entre les résultats de modélisation des courbes I-V et les données expérimentales du module solaire LAGUA P150-36 à différentes irradiances.

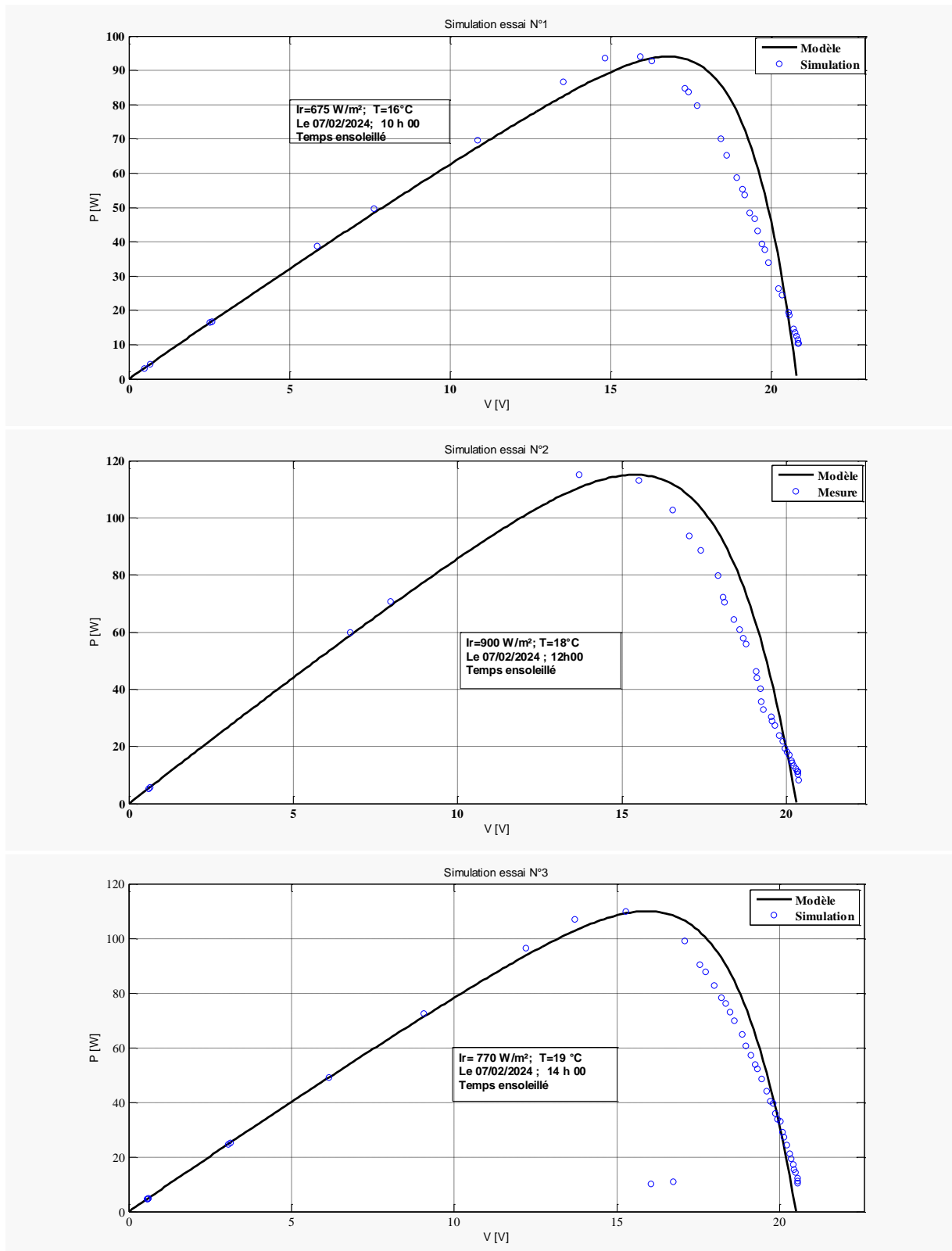


Fig.2.24 : Confrontation entre les résultats de la modélisation des courbes de modélisation P-V et les données expérimentales du module solaire LAGUA P150-36 à différentes irradiances.

5. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à une analyse détaillée des panneaux solaires étudiés, mettant en lumière leurs caractéristiques principales et les méthodes utilisées pour évaluer leurs performances. Les résultats obtenus ont été présentés de manière exhaustive, permettant une comparaison significative entre les panneaux neufs et usagés. Cette analyse a révélé que les différences entre les deux panneaux ne sont pas notables, notamment en ce qui concerne des paramètres essentiels tels que le courant de court-circuit, la tension à circuit ouvert et la puissance maximale. De plus, une brève introduction à la simulation numérique a été donnée, posant ainsi les bases pour une analyse plus approfondie dans les chapitres ultérieurs.

Références

- [1] I. BOUGUETOF et A. DJELLAB, « Algorithme de chauve-souris pour l'identification d'un Panneau Solaire », Mémoire Majester, 2023.
- [2] A. Mr. BOUSSOUF et M. Mr. ILLAS, « Etude de l'influence de la structure cristallin du silicium sur le comportement des cellules solaires », Mémoire master, 2015.
- [3] « <https://play.google.com/store/apps/details?id=com.pcmehanic.smarttoolbox> ».
- [4] Davis Instruments, *INSTRUMENTS MÉTÉO DE PRÉCISION: PRÉSENTATION Vantage Pro2™*. DAVIS Instruments, 2005.
- [5] MG Vilalva, GR Gazoli, et E Ruppert, « Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays », *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, p. 24, mai 2009.
- [6] Kensuke Nishioka, « Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration », *Solar Energy Materials & Solar Cells*, p. 1222-1227, 2007.

Chapitre III

Dégradation des panneaux PV

1. Introduction

De nombreuses choses s'améliorent avec le temps, mais malheureusement, ce n'est pas toujours le cas pour de nombreux équipements d'énergie renouvelable dans lesquels on investit. La dégradation des modules photovoltaïques peut survenir pour diverses raisons citées précédemment.

Dans ce chapitre, notre attention se porte sur la prévision de la dégradation des performances des panneaux solaires photovoltaïques (PV), avec pour objectif de proposer une approche de modélisation de ce processus. Nous entamerons notre analyse par une synthèse bibliographique afin d'examiner les recherches antérieures sur ce sujet. Ensuite, nous exposerons l'approche méthodologique adoptée, en détaillant le principe fondamental sur lequel repose notre modélisation. Par la suite, nous procéderons à la simulation de la dégradation des performances des panneaux solaires étudiés, et nous présenterons les résultats obtenus, accompagnés de commentaires.

2. Synthèse bibliographique

Les mesures des taux de dégradation revêtent une importance cruciale dans l'évaluation de la durée de vie effective d'un module PV, surtout face aux garanties de 25 ans proposées par les fabricants. Ces garanties assurent une réduction maximale de 20 % de la P_{max} indiquée dans la fiche technique à la fin des 25 années. Des recherches récentes ont révélé des taux de dégradation oscillant entre 0,2 et 2 % par an. Toutefois, ce taux demeure sujet à variation en raison des différences entre les échantillons étudiés et de la possibilité que la dégradation s'intensifie avec le temps.

À partir du milieu des années 1980, plusieurs études sur la dégradation ont été menées. Ces études ont révélé des pertes annuelles de 1 à 2 % dans des systèmes testés sur une période de dix ans. En 2002, des études réalisées par le NREL (National Renewable Energy Laboratory) ont enregistré une dégradation annuelle d'environ 0,7 % pour les modules mono et polycristallins [1]. Plus tard, les recherches effectuées par Jordan et al en 2011, ont abouti à une synthèse exhaustive des taux de dégradation [2]. En résumé, sur 1751 études publiées concernant le silicium cristallin (c-Si), le taux de dégradation moyen a été évalué à 0,7 % par an, avec une médiane de 0,5 % par an, la majorité des études ayant été publiées avant 2000. Ces résultats excluaient la dégradation initiale (requérant un minimum de trois années de données de mesure). Bien que la moyenne pour le c-Si était de 0,7 % par an, les taux étaient principalement concentrés autour de la médiane. En revanche, les résultats d'Alexander et al [3] ont indiqué un taux de dégradation moyen de 1,1 % par an pour l'ensemble des technologies, avec une médiane de 0,99 %. Dans une étude portant sur la dégradation des différents types de modules PV dans un environnement désertique, une dégradation d'environ 0,13 % de la puissance initiale du module a été observée [4]. Par la suite, une recherche menée sur le traitement des panneaux PV dans le sud du Brésil sur une période de 15 ans a révélé un taux moyen de dégradation de 0,7 % par an, les modules maintenant 90,5 % de leur puissance initiale [5]. La référence [6] a analysé le taux de dégradation d'une centrale photovoltaïque à Sourdon (France) en se basant sur les données complètes des années 2013 à 2016. Cette installation est localisée dans une région à climat tempéré chaud et est équipée de panneaux photovoltaïques en silicium polycristallin. Les recherches menées par Mohamed El Hacen J.E.D. et al en 2021 ont révélé un taux de dégradation de 0,209 % par an, une estimation jugée raisonnable par rapport à d'autres études utilisant la même norme.

3. Approche adoptée

Dans cette partie, nous présentons l'approche méthodologique que nous avons adoptée pour évaluer la dégradation des performances de notre panneau solaire examiné.

3.1. Description du principe retenu

Le vieillissement des panneaux solaires est un processus multifactoriel complexe, influencé par divers paramètres. La qualité technologique du panneau joue un rôle primordial dans ce processus, avec des avancées constantes dans les matériaux et les techniques de fabrication qui ont notablement amélioré la longévité des panneaux solaires au fil du temps. Parallèlement, les conditions météorologiques locales sont un autre facteur déterminant, car l'exposition au soleil, aux précipitations, aux vents et aux variations de température peut accélérer le vieillissement des panneaux. Enfin, les conditions d'utilisation, sont également cruciales pour la durabilité à long terme des panneaux solaires. Tous ces facteurs influencent la vitesse de dégradation. Au vu de la synthèse bibliographique réalisée à ce sujet, la vitesse de dégradation des panneaux solaires est généralement comprise entre 0,2 % par an et 2 % par an.

Notre étude repose sur l'hypothèse qui stipule que la dégradation des performances des panneaux solaires est considérée linéaire par rapport au temps. Cela implique que la baisse des performances du panneau se produit de façon uniforme au fil du temps.

La figure (3.1) indique l'évolution de la dégradation des panneaux solaires au fil du temps selon deux perspectives différentes :

a. Sans dégradation initiale

Dans ce premier cas, la courbe décrite traverse le point zéro, indiquant ainsi l'absence de dégradation initiale.

b. Avec dégradation initiale

Dans le second cas, la courbe montre une évolution où le panneau solaire a subi une dégradation initiale, généralement causée par des facteurs tels que la dégradation induite par la lumière (LID) ou un mauvais positionnement des panneaux solaires.

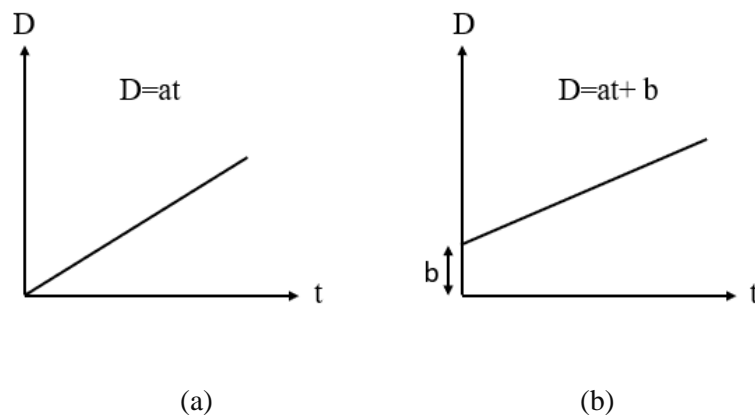


Fig.3.1 : a) Evaluation de la dégradation au fil te temps sans dégradation initiale, b) Evaluation de la dégradation au fil te temps avec dégradation initiale

3.2. Loi de dégradation linéaire

Nous allons présenter une méthode simple mais efficace pour étudier la dégradation des panneaux solaires dans le temps. Cette méthode repose sur un modèle qui associe simplicité et précision pour permettre une analyse efficace de l'évolution des performances des panneaux solaires. La méthode repose sur l'idée qu'un panneau solaire dégradé peut être assimilé à un panneau neuf mais avec moins de cellules. Ainsi, la dégradation des panneaux solaires peut être traduite comme le rapport entre le nombre de cellules inactives et le nombre total de cellules.

$$D = \frac{\text{Nbre des cellules inactives}}{\text{Nbre des cellules totales}} \quad (3.1)$$

La puissance maximale et le courant de court-circuit deviennent :

$$P_{max} = P^{D=0}(1 - D) \quad (3.2)$$

$$I_{CC} = I_{CC}^{D=0}(1 - D) \quad (3.3)$$

Ou, $P^{D=0}$ est la puissance maximale délivrée par le panneau solaire neuf ($t=0$) et $I_{CC}^{D=0}$ est le courant de court-circuit à $t=0$.

Contrairement aux modèles mentionnés dans le chapitre I, tels que les modèles de Pan, d'Arrhenius et le modèle gaussien, qui présentent des limites liées à la détermination de leurs paramètres, nécessitant ainsi des tests longs et coûteux, notre approche est plus simple. Elle englobe tous les types de dégradations des panneaux solaires.

Cette méthode simplifiée présente l'avantage de réduire à la fois la complexité et les coûts associés à la modélisation et à la surveillance de la dégradation des panneaux solaires. En se basant sur le nombre total de cellules actives plutôt que sur des paramètres de dégradation spécifiques, elle offre une évaluation plus directe et pratique de l'état des panneaux solaires au fil du temps.

4. Simulation de la dégradation des performances du panneau PV étudié

Pour évaluer l'impact de la dégradation sur la production électrique d'un module photovoltaïque, on se base sur les courbes caractéristiques I-V, la puissance maximale du panneau P_{max} et le courant de court-circuit I_{CC} . Les caractéristiques I-V sont déterminées et représentées graphiquement en utilisant le logiciel MATLAB R2008b.

Comme précisé au paravent, le taux de dégradation des panneaux solaires est généralement compris entre 0,2% et 2% par an. Les résultats de nos essais expérimentaux présentés au chapitre précédent donnent un taux moyen de 0.59%. Nous avons donc décidé de simuler deux cas de figure qui encadrent notre résultat à savoir un taux de 0.5%/an et un taux de 1%/an.

Grace à ces taux qui représentent la vitesse de dégradation, nous déterminerons les chutes de la puissance maximale et du courant de court-circuit durant la durée de service du panneau avec un pas de 5 ans.

Les Tableaux (3.1), (3.2) et (3.3), fournissent successivement aux conditions nominales :

Chapitre III. Dégradation des panneaux PV

- Les données techniques du panneau neuf en l'occurrence les valeurs du courant de court-circuit I_{CC} , la puissance maximale P_{max} ainsi que les résistances série et parallèle déterminées à l'aide du modèle à une seule diode.
- L'évolution tous les cinq ans des mêmes données techniques sur une période de 25 ans dans le cas où la vitesse de dégradation est de 1%/an.
- L'évolution tous les cinq ans des mêmes données techniques sur une période de 25 ans dans le cas où la vitesse de dégradation est de 1%/an.

Paramètre	Valeurs	Unités
Température	25	°C
Irradiance	1000	W/m ²
a	1.0	-
R_s	0,05	Ω
R_p	30,20	Ω
P_{max}	150	A
I_{CC}	9,33	A

Tableau 3.1 : Données techniques du panneau neuf.

• **Cas 1% par an**

Année	0	5	10	15	20	25
D [%]	0%	5%	10%	15%	20%	25%
P_{max} [W]	150	142,5	135	127,5	120	112,5
I_{CC} [A]	9,33	8,86	8,39	7,93	7,46	6,99
I_{mp} [A]	8,33	8,12	7,9	7,68	7,45	7,21
V_{mp} [V]	18	17,55	17,09	16,60	16,11	15,60
R_s [Ω]	0,05	0,0109	0,1880	0,1880	10^{-3}	10^{-3}
R_p [Ω]	30,20	54,3078	587,5757	8,6868.10 ³	- 35,509	-28,290

Tableau 3.2 : Données techniques du panneau usagé sur une période de 25 ans.

• **Cas 0,5% par an**

Année	0	5	10	15	20	25
D [%]	0%	2,5%	5%	7,5%	10%	12,5%
P_{max} [W]	150	146,2	142,5	138,75	135	131,25
I_{CC} [A]	9,33	9,09	8,86	8,63	8,39	8,16
I_{mp} [A]	8,33	8,22	8,12	8,01	7,90	7,288
V_{mp} [V]	18	17,79	17,55	17,32	17,09	15,75
R_s [Ω]	0,035	0,0720	0,1150	0,1500	0,1860	0.1970
R_p [Ω]	29,0473	38,5205	60,1918	102,7906	534,7243	1.6035.10 ⁴

Tableau 3.3 : Données techniques du panneau usagé sur une période de 25 ans.

Grace aux données techniques déterminées à partir des vitesses de dégradation retenues, nous avons estimé l'évolution des caractéristique I-V et P-V dans le temps aux conditions standard. Ceci en exploitant le modèle à une diode résolu par la méthode de Newton-Raphson et

l'algorithme de Vilalva [7] pour la détermination des résistances série et parallèle du modèle. La résolution s'est effectuée sous l'environnement du logiciel de calcul MATLAB.

Après avoir déterminé les résistances série et shunt, nous avons tracé les courbes caractéristiques I-V et P-V pour différents niveaux de dégradation du panneau solaire, sous les deux scénarios choisis. Les figures (3.2) et (3.3) présentent les courbes dans le cas où la vitesse de dégradation est de 1% par an, tandis que les figures (3.4) et (3.5) représentent les courbes tracées pour un taux de dégradation de 0.5% par an.

Sur la figure (3.2), on constate une diminution remarquable du courant de court-circuit à mesure que le taux de dégradation augmente. En effet, on relève que l'écart par rapport au panneau neuf est plus prononcé dans la zone de courant que dans celle de tension où les courbes se rapprochent. Ceci indique que la charge appliquée au panneau influence l'écart enregistré par rapport au panneau neuf. Cela confirme les résultats présentés au chapitre 02 sur l'impact de la charge résistive sur l'écart relatif des intensités de courants. Par ailleurs, on observe que les courbes caractéristiques correspondantes à 20 ans et 25 ans sont irréalistes car elles indiquent une augmentation de l'intensité du courant dans la zone de courant. En effet, le tableau (3.2) indique des valeurs négatives de R_p et des valeurs presque nulles de R_s aux durées de 20 ans et 25 ans. Ceci suggère que la puissance maximale fournie par le panneau solaire après 25 ans ne correspond plus à celle prévue. En d'autres termes, pour que le panneau solaire puisse toujours produire du courant électrique après 25 ans, il devrait idéalement fonctionner sans la présence des résistances en série et en parallèle. Autrement dit, avec ces taux de dégradation le panneau assure une puissance maximale nécessairement inférieure à celle prévue.

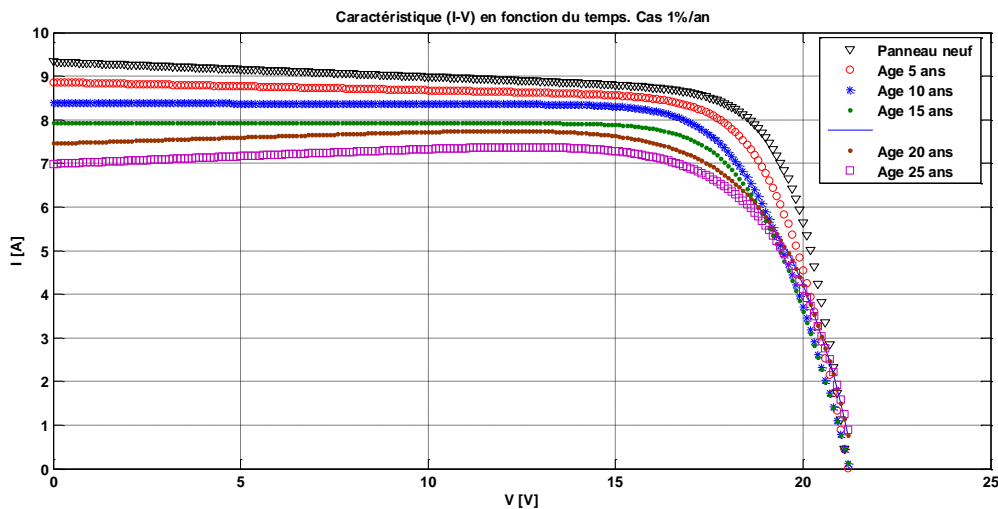


Fig.3.2 : Caractéristiques I-V pour différents taux de dégradation du panneau, cas 1%/an.

Sur la figure (3.3), on montre l'évolution des courbes caractéristique P-V correspondantes aux résultats montrés sur la figure (3.2).

Sur les figures (3.4), (3.5), (3.6) et (3.7) on illustre graphiquement l'évolution des performances électriques du panneau pour le cas où la dégradation annuelle est de 1%/an. Elle met en évidence l'évolution de la puissance maximale, du courant de court-circuit, de la résistance série et de la résistance parallèle au fil du temps sur une durée de 25 ans. Cette représentation permet de visualiser comment ces paramètres électriques varient au fur et à mesure que le panneau solaire vieillit.

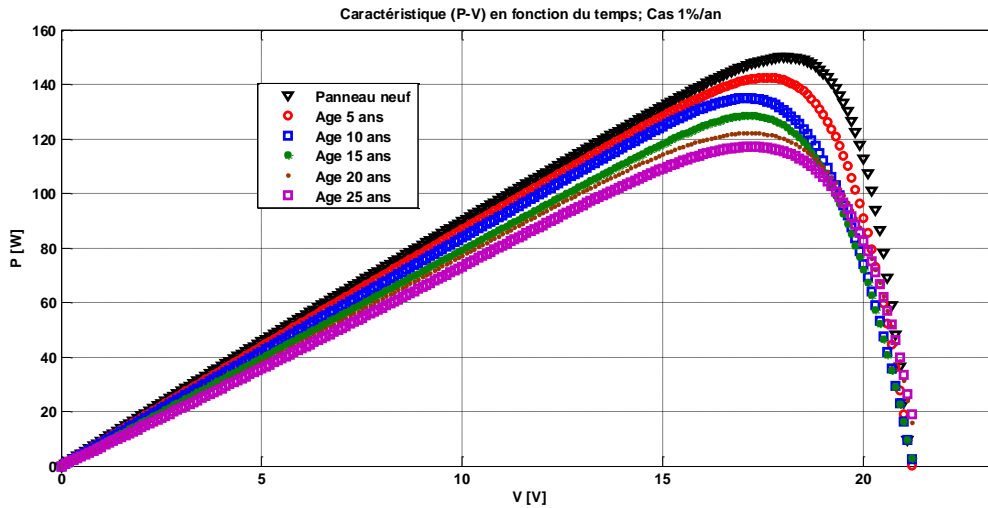


Fig.3.3 : Caractéristiques P-V pour différents taux de dégradation du panneau, cas 1%/an.

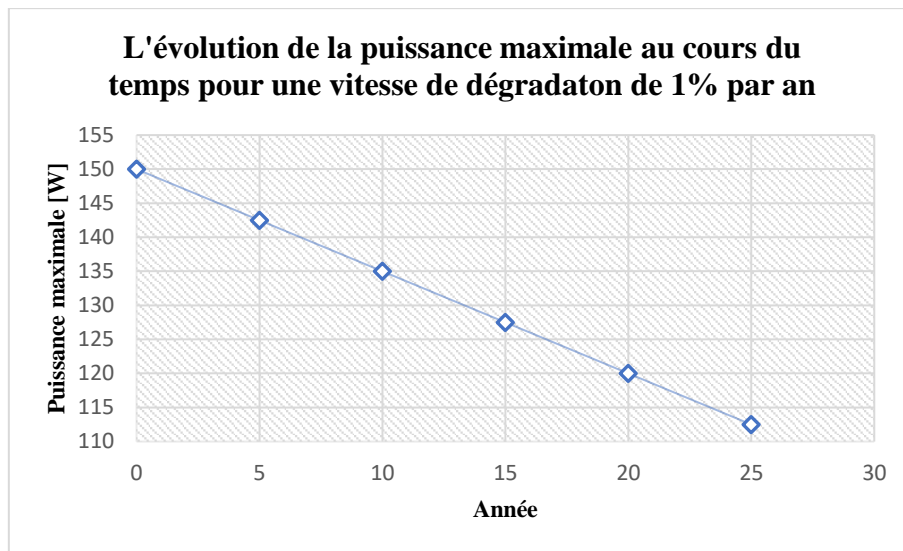


Fig.3.4 : Evolution de P_{max} en fonction du temps sous conditions STC, cas 1%/an.

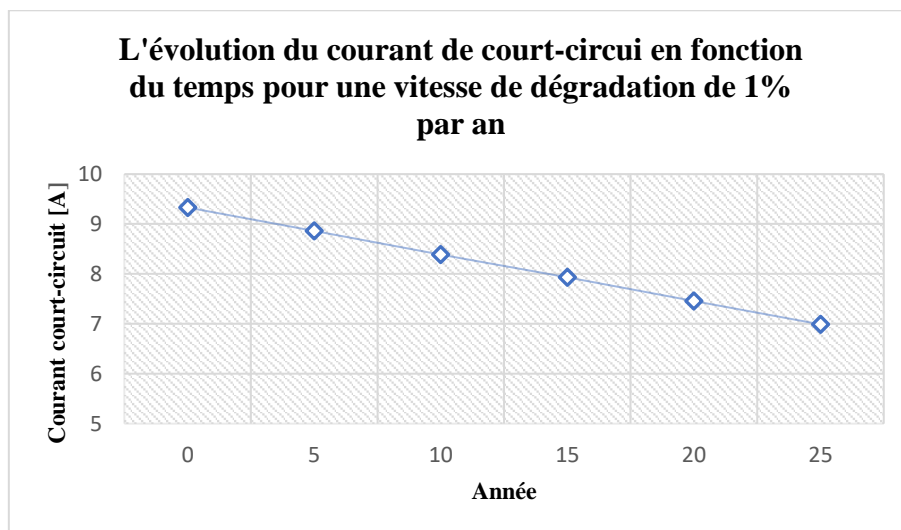


Fig. 3.5 : Evolution de I_{cc} en fonction du temps sous conditions STC, cas 1%/an.

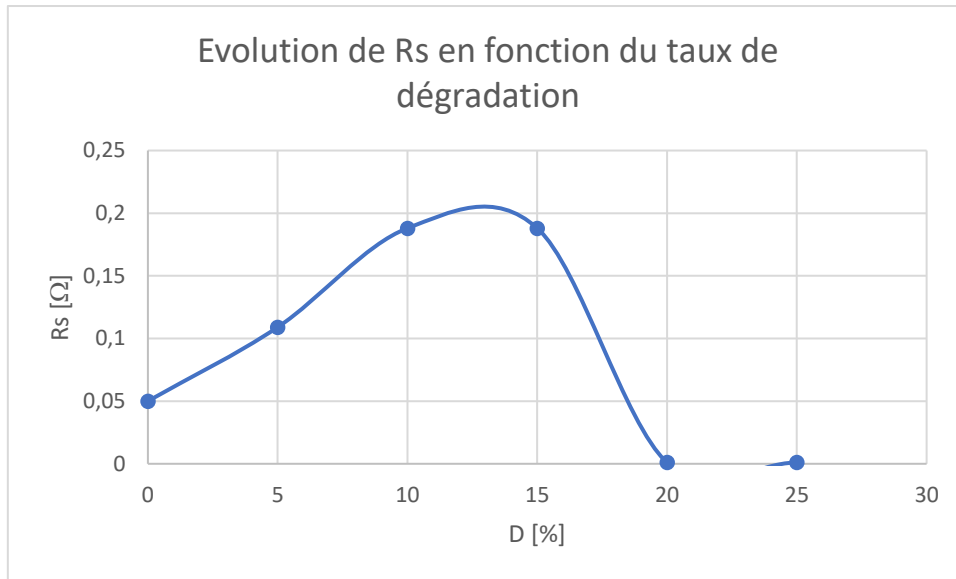


Fig. 3.6 : Evolution de R_s en fonction du temps sous condition STC. Cas $D=1\%/an$

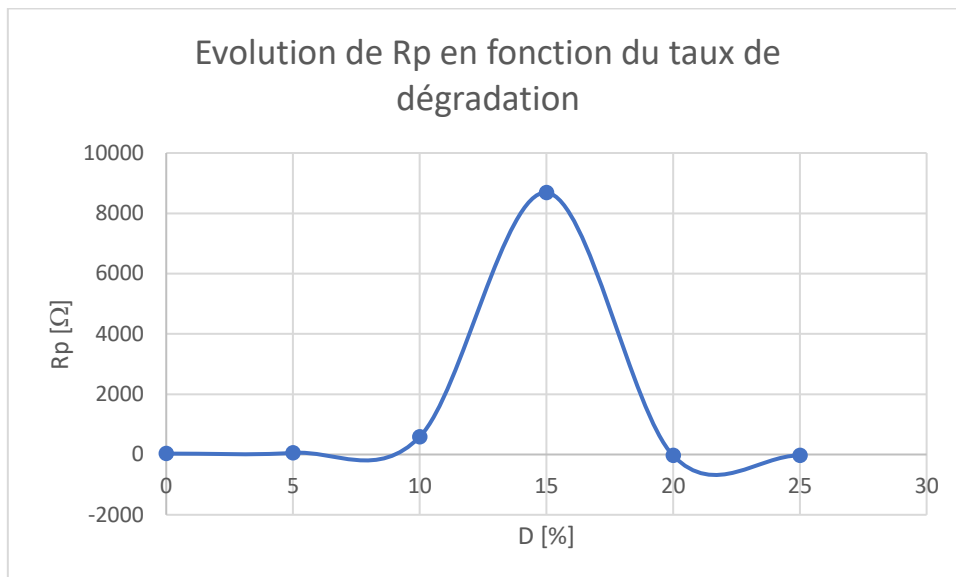


Fig. 3.7 : Evolution de R_p en fonction du temps sous condition STC. Cas $D=1\%/an$

Cependant, lorsque le taux de dégradation de $0.5\%/an$ est considéré, ce qui est proche de nos expériences, aucune remarque significative n'est à relever quand on analyse les courbes caractéristiques des figures (3.8) et (3.9). Les caractéristiques électriques ont été calculées pour chaque niveau de dégradation en fonction du temps sous les conditions STC. Les propriétés électriques correspondantes sont répertoriées dans le tableau (3.3). Là encore, on observe une baisse significative du courant de court-circuit sur la zone de courant comparativement à la zone de tension où les courbes se resserrent.

Cela suggère qu'avec un taux de dégradation de $0,5\%$ par an, le panneau solaire peut maintenir un fonctionnement normal même jusqu'à 25 ans. Il sera capable de produire une puissance maximale prévue de $131,25$ W sans rencontrer de problèmes.

Sur les figures (3.10) à (3.13), les performances électriques du panneau solaire sont présentées pour un taux de dégradation annuelle de 0,5%. Cette représentation visuelle offre un aperçu de la manière dont la puissance maximale, le courant de court-circuit, la résistance série et la résistance parallèle évolue au fil du temps, en tenant compte de la dégradation progressive des cellules solaires sur une période de 25 ans.

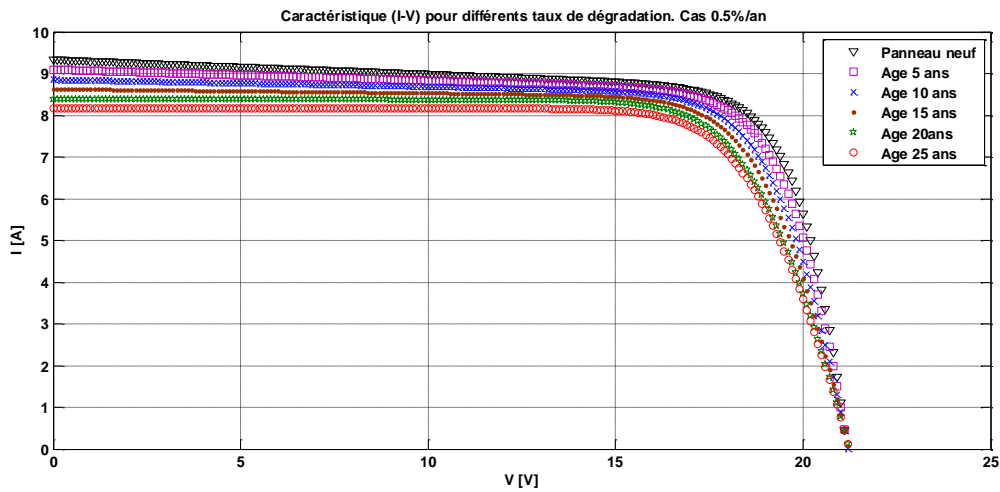


Fig. 3.8 : Caractéristiques I-V pour différents taux de dégradation du panneau, cas 0.5%/an.

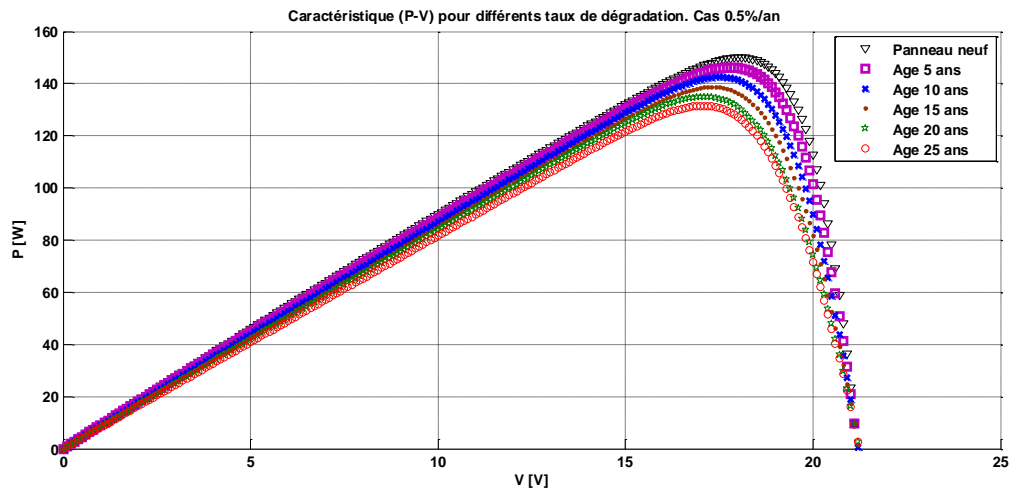


Fig. 3.9 : Caractéristiques P-V pour différents taux de dégradation du panneau, cas 0.5%/an.

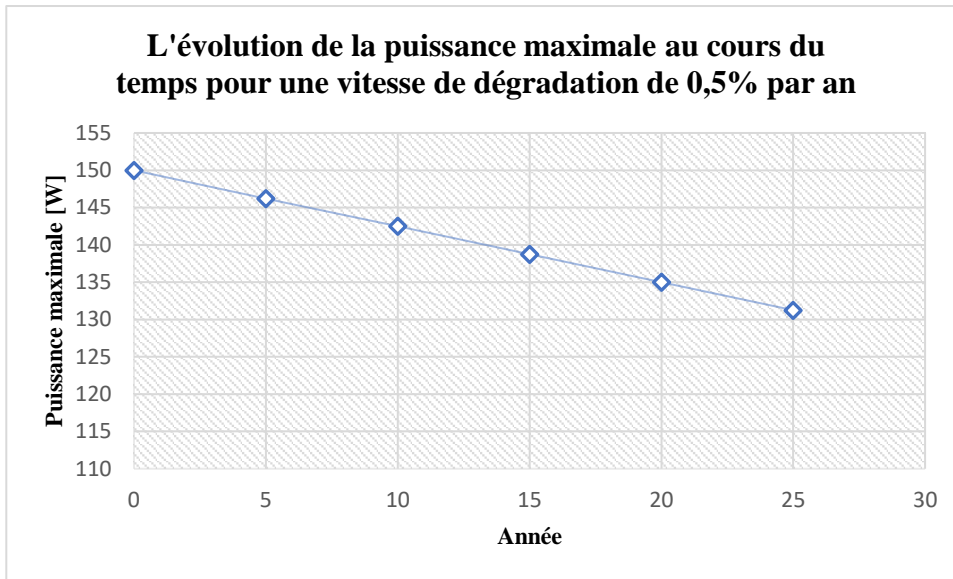


Fig. 3.10 : Evolution de P_{max} en fonction du temps sous conditions STC, cas 0.5%/an.

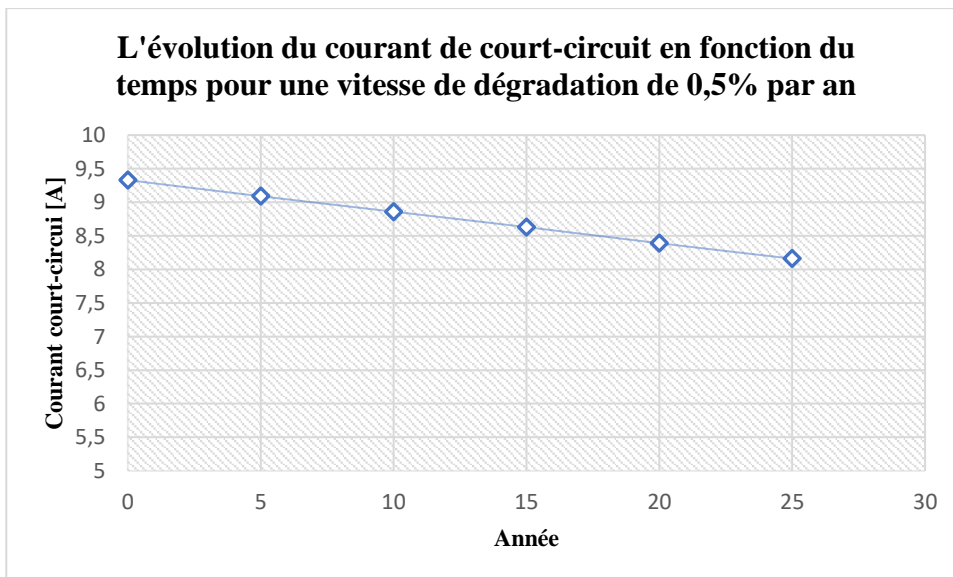


Fig. 3.11 : Evolution de I_{cc} en fonction du temps sous conditions STC, cas 0.5%/an.

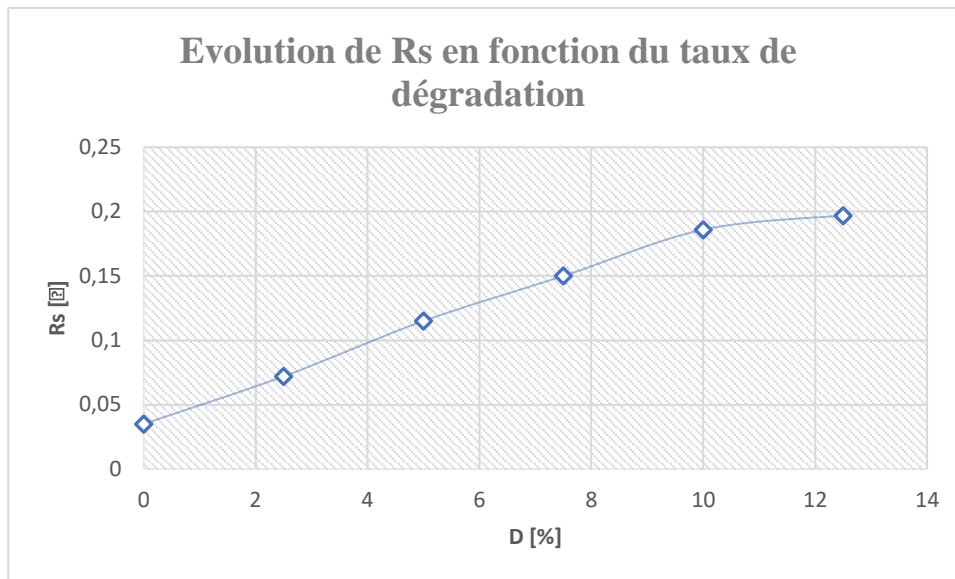


Fig.3.12 : Evolution de R_s en fonction du temps sous conditions STC. Cas $D=0.5\%/an$

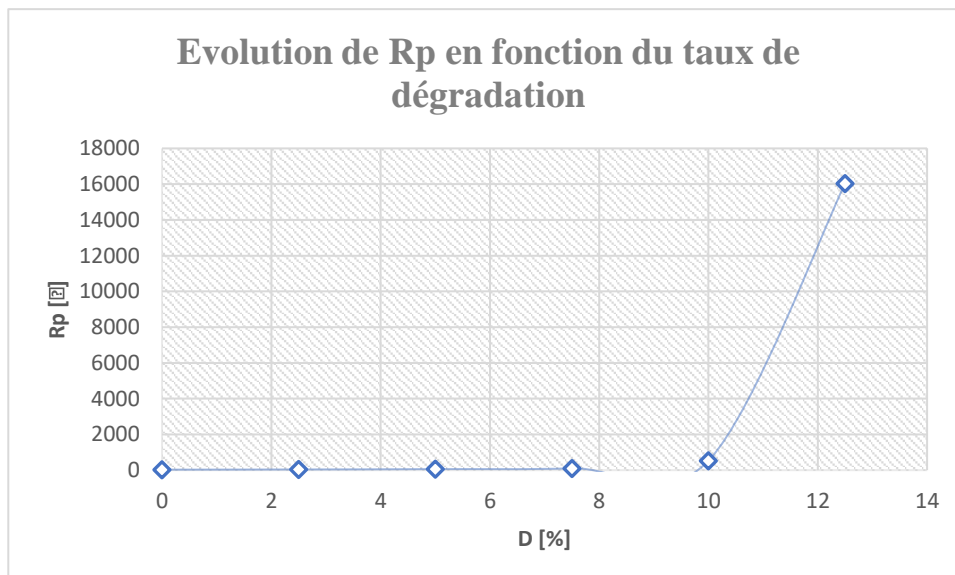


Fig. 3.13 : Evolution de R_p en fonction du temps sous conditions STC. Cas $D=0.5\%/an$

5. Conclusion

Cette étude a exploré la dégradation des performances des panneaux solaires photovoltaïques en se basant sur notre approche simple basée sur l'hypothèse d'une loi de dégradation linéaire. En se concentrant sur une période de dégradation allant jusqu'à 25 ans, nous avons étudié deux taux de dégradation, à savoir 0,5 % et 1 % par an, en utilisant la méthode que nous avons proposée. Nos analyses ont révélé qu'avec une vitesse de dégradation de 1 % par an, les panneaux solaires ne peuvent pas maintenir un fonctionnement correct jusqu'à 25 ans, ce qui entraîne une production de puissance inférieure à celle prévue. En revanche, avec un taux de dégradation de 0,5 % par an, les panneaux solaires peuvent atteindre la puissance maximale prévue. Cette conclusion indique qu'une dégradation des panneaux solaires à un taux inférieur

à 1 % par an serait nécessaire pour qu'ils puissent produire la puissance indiquée dans le tableau (3.2). Il s'agit donc bien de notre cas où $D=0,59\%/an$

Références

- [1] C.R. Osterwald, A. Anderberg, S. Rummel, et L. Ottoson, « Degradation analysis of weathered crystalline-silicon PV modules », présenté à In Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, mai 2002.
- [2] D. C. Jordan et S. R. Kurtz, « Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review », *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS*, p. 12-29, oct. 2011.
- [3] Alexander Phinikarides, Nitsa Kindyni, George Makrides, et George E. Georghiou, « Review of photovoltaic degradation rate methodologies », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 143-152, 2014.
- [4] Ahmed Ammar, « Etude et Evaluation les performances de dégradation des modules photovoltaïques », MASTER ACADEMIQUE, 2018.
- [5] José Eduardo Ferreira da Fonseca, Fernando Schuck de Oliveira, César Wilhelm Massen Prieb, et Arno Krenzinger, « Degradation analysis of a photovoltaic generator after operating for 15 years in southern Brazil », *Solar Energy*, p. 196-206, 2020.
- [6] Mohamed El Hacen JED, Pierre-Olivier LOGERAIS, Christian MALYE, Olivier RIOU, Fabien DELALEUX, et Menny El BAH, « Analysis of the performance of the photovoltaic power plant of Sourdun (France) », *International Journal of Sustainable Engineering*, septembre 2021.
- [7] MG Vilalva, GR Gazoli, et E Ruppert, « Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays », *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, p. 24, mai 2009.

Conclusion générale

Ce projet s'articule autour du problème de dégradation et de vieillissement des panneaux solaires photovoltaïques.

Après avoir présenté des généralités sur l'énergie solaire, nous avons exposé dans un premier chapitre les différents types de dégradations et les modèles prédictifs correspondants.

Dans le second chapitre nous avons comparé les performances entre un panneau neuf et un panneau usagé du même modèle afin d'estimer sa vitesse de dégradation des performances. Il s'agit d'un panneau de type LAGUA P150-36 à 36 cellules en silicium monocristallin disposées en série. Nous avons commencé par mener un travail expérimental de caractérisation de ces panneaux. La réalisation de ce travail a nécessité la conception d'un dispositif de mesure composé essentiellement de rhéostats et de multimètres.

Ensuite, un travail de simulation basé sur le modèle à une seule diode a été entrepris. L'algorithme de Vilava a servi pour déterminer les résistances série et parallèle du modèle et le schéma de Newton-Raphson a servi pour résoudre numériquement l'équation décrivant la caractéristique (I-V). La confrontation avec les résultats expérimentaux a montré une bonne capacité prédictive du modèle dans la zone de courant mais des écarts remarquables ont été observés dans la zone de tension c'est-à-dire la zone de charge du panneau. Ce résultat montre que le stockage d'énergie produite par le panneau étudié doit se faire préférentiellement à l'aide d'une batterie d'une tension de l'ordre de 12 V.

Dans le troisième et dernier chapitre nous avons déterminé l'évolution dans le temps des caractéristiques du panneau étudié. D'abord, nous avons considéré que la dégradation s'effectue linéairement dans le temps. Cette hypothèse est confirmée par la littérature spécialisée. Ensuite, nous avons proposé un modèle paramétrique très simple pour le taux de dégradation. Ce taux est défini comme le rapport de la puissance produite à un instant donné durant la période de service du panneau par la puissance initiale du panneau lorsqu'il était neuf et cela aux conditions nominales $G=1000\text{ W/m}^2$ et $T=25\text{ °C}$. Compte tenu du résultat déterminé au second chapitre de ce mémoire concernant la vitesse de dégradation du panneau étudié et qui est estimé à 0.59%/an, nous avons déterminé l'évolution des performances sur une durée de 25 années pour deux vitesses de dégradation encadrant cette valeur. Il s'agit en l'occurrence des vitesses de 0.5%/an et 1%/an. Les courbes caractéristiques et les grandeurs fondamentales du panneau ont été déterminées toutes les 05 années. Dans le cas d'une dégradation de 1%/an nous avons remarqué que pour les durées de 20 ans et 25 ans, le modèle fournit une résistance série très faible $R_s=10^{-3}\ \Omega$ et une résistance parallèle R_p négative. Cela peut s'interpréter comme étant l'incapacité du panneau à équilibrer la puissance maximale de 112,5 W prévue à ces durées dans les conditions nominales. Autrement dit le facteur de forme qui indique le degré d'idéalité de la caractéristique diminue plus rapidement que la vitesse de dégradation de la cellule.

Enfin, nous considérons que la vitesse de dégradation des panneaux photovoltaïques est un paramètre clé dans l'estimation de l'évolution des performances dans le temps.