

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Ibn Khaldoun de Tiaret
Faculté des Sciences Appliquées
Département de Génie Mécanique



MÉMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du Diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electromécanique

Parcours : Master

Spécialité : Maintenance Industrielle

Thème

Étude Paramétrique de la Dégradation des
Caractéristiques Électriques d'un Module
PV et Pratiques de Maintenance

Préparés par :

BOUSMAHA Hbibe

BOUMEDIENE Mohamed Abdelaziz

Soutenu publiquement le : 23 / 06 / 2024, devant le jury composé de :

Mme. SLIMANI Halima	Maître de Conférences "A" (Univ. Ibn Khaldoun)	Président
M. ARARIA Rabah	Maître de Conférences "B" (Univ. Ibn Khaldoun)	Examineur
M. BEY Mohamed	Maître de Conférences "B" (Univ. Ibn Khaldoun)	Examineur
Mme. ASRI Aicha	Maître de Conférences "B" (Univ. Ibn Khaldoun)	Encadreur

Année universitaire : 2023 – 2024

*R*emerciement

Avant de commencer la présentation de ce rapport, nous profitons de l'occasion pour remercier toute personne qui a contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Nous remercions notre encadrant Mme ASRI Aicha pour tous ses conseils et ses orientations pour la réalisation de ce travail.

Aux membres du jury Mr. BEY Mohamed, Mr. ARARIA Rabah et Mme. SLIMANI Halima qui ont bien voulu lire et évaluer le présent Mémoire

Nos remerciements aux enseignants du département de génie mécanique pour leurs aides et orientations durant ma formation en particulier.

Nous remercions également les maitres du stage, spécialement Dr Abdelhak BOUCHAKOUR pour leurs soutiens et leur contribution a la réussite de ce projet.

.

*D*édicace

A nos chers parents, pour leurs dévouements, leurs amours, leurs compréhension, leurs sacrifices, leurs tendresse, leurs prières et leurs patience a notre égard.

Nos chers frères et sœurs : Pour leurs soutien durant toute la période de nos études.

Nos amis : Boucenafa Menaoar, Abed , farouk , Hammou pour leurs compagnie et bons moments passés ensemble.

A tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Table des matières

- Dédicace.....	6
- Remerciements.....	6
- Liste des figures.	7
- Liste tableaux.....	7
Introduction générale.....	7

CHAPITRE I

Généralités sur les modules PV et les modes de dégradation

I.1- Introduction	6
I.2- Effet photovoltaïque	6
I.3- Fonctionnement et caractéristiques des panneaux photovoltaïques	7
I.3.1- Constituants d'un module PV	7
I.3.2- Principe de fonctionnement d'une cellule PV	8
I.3.3- Technologies des cellules photovoltaïques.....	9
I.3.3.1- Panneaux solaires monocristallins.....	9
I.3.3.2- Panneaux solaires polycristallins.....	10
I.3.3.3- Panneaux solaires à couche mince.....	11
I.4- Différentes configurations d'une installation PV	12
I.4.1- Le système connecté au réseau (ON GRID).....	12
I.4.2- Système isolé ou autonome (OFF GRID)	13
I.4.3- Systèmes hybrides	14
I.5- Composants d'un système photovoltaïque	14
I.5.1- Générateur	15
I.5.2- les batteries	15
I.5.3- Onduleur	16
I.5.4- Régulateur.....	17
I.5.5- Câblage	17
I.6- Dégradation d'un module photovoltaïque	17
I.6.1- Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques.....	18

I.6.2- La corrosion	18
I.6.3- La délamination	19
I.6.4- La décoloration	20
I.6.5- Les fissures et bris de verre	20
I.6.6- Les points chauds ou Hotspots	21
I.6.7- Les bulles	21
I.7- Défauts de fonctionnement d'un système PV	22
I.8- Conclusion	24

CHAPITRE II

Modélisation et étude paramétrique de la dégradation d'un module PV

II.1- Introduction	26
II.2- Modélisation d'un module PV	26
II.2.1- Modélisation du générateur photovoltaïque d'une seule diode	26
II.2.2- Modèle à deux diodes	29
II.3- Présentation du logiciel Matlab/Simulink	30
II.4- Modèle de simulation d'un module PV utilisé	31
II.5- Étude paramétrique de dégradation	32
II.5.1- Approche de modélisation	32
II.5.2- Le système photovoltaïque étudié	33
II.6- Les lois de dégradation	34
II.7- Résultats des simulations et discussion	35
II.7.1- Caractérisation initiale (Sans dégradation)	35
II.7.2- Dégradation du courant de court-circuit	36
II.7.3- Dégradation de la tension en circuit-ouvert	38
II.7.4- Dégradation de la résistance en série	39
II.7.5- Dégradation de la résistance en parallèle	41
II.8- Signification Physique de la Dégradation des Paramètres du Module Photovoltaïque	42
II.8.1- Dégradation du Courant de Court-Circuit (I_{SC})	42
II.8.2- Dégradation de la Tension en Circuit Ouvert (V_{OC})	43
II.8.3- Dégradation de la Résistance en Série (R_s)	43
II.8.4- Dégradation de la Résistance en Parallèle (R_p)	43
II.9- Conclusion	43

CHAPITRE III

Étude de cas : Maintenance du système PV de la centrale Oued Nechou -Ghardaïa-

III.1- Introduction.....	46
III.2- Définition de la maintenance	46
III.3 -Objectifs de maintenance	46
III.4- Les différents types de maintenance	47
III.4.1- Maintenance corrective	47
III.4.2- Maintenance préventive	47
III.5- Analyse des défaillances	48
III.6- Les méthodes d'analyse de défaillance	49
III.6.1- Méthodes ABC (diagramme de Pareto).....	49
III.6.1.1- Fonction	49
III.6.1.2- But de la méthode ABC	49
III.6.1.3- Caractéristiques.....	50
III.6.2- Méthode AMDEC	50
III.6.2.1- Objectifs de l'AMDEC.....	51
III.6.2.2- Acteurs et processus de l'étude AMDEC	51
III.7- Application de la maintenance sur un système PV (centrale Oued Nechou - Ghardaïa)	52
III.7.1- Description du système photovoltaïque analysé.....	52
III.7.2- L'application de la méthode PARETO sur le système	52
III.7.2.1- L'historique de panne	53
III.7.2.2- Calcul des fréquences cumulées	54
III.7.2.3- Création du Diagramme de Pareto	54
III.7.2.4- Explication de courbe	55
III.7.2.5- Analyse A, B, C pour le critère adopté et action à proposer	55
III.7.2.6- Résultat d'analyse ABC	56
III.7.3- Méthode d'analyse prévisionnelle AMDEC	57
III.7.3.1- Description de l'enchaînement des opérations	57
III.7.3.2- Analyse du système.....	57
III.7.3.3- Création de tableau AMDEC	59
III.7.4- Control et maintenance préventive du système	62
III.8- Conclusion	63
Conclusion générale	65
Références bibliographique.....	67

Liste des abréviations et symboles

▮ Les abréviations

PV :	Photovoltaïque
IRENA :	Agence international pour l'énergie renouvelable
AFNOR :	Association Française de Normalisation
EVA :	L'éthylène-vinyl-acétate
MPPT:	Maximum power point tracking
DC :	Courant continu
AC :	Courant alternatif
AMDEC :	Analyse des modes de défaillance, de leur effet et leur criticité

▮ Les symboles

V :	Volt
A :	Ampère
K :	Kelvin
ABC :	Méthode de Pareto
G :	La gravité
F :	La fréquence
C :	La criticité
D :	La détectabilité
h :	Heurs
I_{pv} :	Le courant délivré par le module (le courant de sortie)
I_{ph} :	Le photo-courant (représente le courant génère par la cellule solaire lorsqu'elle est exposée à la lumière du soleil.)
I_d :	Le courant de la diode
I_{sh} :	Représente le courant circulant dans la résistance (Le courant shunt)
I_0 :	Courant de saturation de la diode (Courant de saturation)

R_P :	Résistance parallèle
R_S :	Résistance série
$V_{oc,n}$:	Tension nominale en circuit ouvert
$I_{sc,n}$:	Courant nominal de court-circuit
V_{mp} :	Tension au point de puissance maximale
I_{mp} :	Courant au point de puissance maximale
K_V :	Coefficient de température de la tension en circuit ouvert
K_I :	Coefficient de température du courant de court-circuit
$P_{max,e}$:	Puissance de sortie maximale expérimentale
V_t :	Tension thermique (Thermal Voltage)
G :	Irradiation solaire réelle
G_n :	Irradiation solaire de référence
k :	Constante de Boltzmann ($k = 1,380662 * 10^{23}$)
a :	Est le facteur d'idéalité de la diode il varie entre 1 et 2.
q :	Charge de l'électron ($q = 1,602.10^{-19}$)
I_{d1} :	Courant de saturation inverse de la diode D1.
I_{d2} :	Courant de saturation inverse de la diode D2.
V_{r1} :	Potentielle thermodynamique de la diode D1.
V_{r2} :	Potentielle thermodynamique de la diode D2.
A_1 :	Le facteur d'idéalité de la jonction de la diode D1.
A_2 :	Le facteur d'idéalité de la jonction de la diode D2.

Liste des figures

Figure I-1 : L'effet photovoltaïque.....	6
Figure I-2 : Constituants d'un module PV	8
Figure I-3 : Principe de fonctionnement d'une cellule PV.....	9
Figure I-4 : Panneaux solaires monocristallins	10
Figure I-5 : Panneaux solaires poly cristallins	11
Figure I-6 : Panneaux solaires à couche mince	11
Figure I-7 : système connecté au réseau.....	13
Figure I-8 : Système isolé autonome.....	14
Figure I-9 : Système hybride	14
Figure I-10 : Générateur photovoltaïque	15
Figure I-11 : Batterie solaire photovoltaïque	16
Figure I-12 : Les onduleurs solaires photovoltaïques	16
Figure I-13 : Régulateur solaires photovoltaïques	17
Figure I-14 : câbles solaire photovoltaïque	17
Figure I-15 : La dégradation du module PV par la corrosion	19
Figure I-16 : Dégradation du module photovoltaïque par délamination.....	19
Figure I-17 : Dégradation des modules photovoltaïques par décoloration	20
Figure I-18 : Dégradation de module photovoltaïque par des bris de verre.....	21
Figure I-19 : Dégradation du module photovoltaïque par des points chauds sur les bords des coins supérieurs.....	21
Figure I-20 : Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV	22
Figure II.1 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque du modèle à une diode.	26
Figure II.2 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque du modèle à deux diodes.	29
Figure II.3 : Logiciels Matlab / Simulink.....	30
Figure II.4 : Modèle d'une cellule PV utilisé (SIMULINK).....	32
Figure II.5 : Schéma de l'approche utilisée.....	33

Figure II.6 : Caractéristique I-V sans dégradation.	35
Figure II.7 : Caractéristique P-V sans dégradation.	36
Figure II.8 : La courbe I-V de la dégradation du courant court-circuit.	37
Figure II.9 : La courbe P-V de la dégradation du courant court-circuit.	37
Figure II.10 : la courbe I-V de la dégradation de la tension en circuit-ouvert.	38
Figure II.11 : la courbe P-V de la dégradation de la tension en circuit-ouvert.	39
Figure II.12 : Caractéristique I-V avec dégradation de la résistance série.	40
Figure II.13 : Caractéristique P-V avec dégradation de la résistance série.	41
Figure II.14 : Caractéristique I-V avec dégradation de la résistance en parallèle.	42
Figure II.15 : Caractéristique P-V avec dégradation de la résistance en parallèle.	42
Figure III-1 : Les Objectifs de la maintenance.	47
Figure III-2 : Les différents types de maintenance.	48
Figure III-3 : Diagrammes ABC.	51
Figure III-4 : Centrale PV Oude Nechou.	53
Figure III-5 : Diagramme de Pareto.	56
Figure III-6 : Le découpage de graphique de Pareto.	57

Liste des Tableaux

Tableau I.1 : Les défauts des générateurs PV	23
Tableau II.1 : Caractéristiques du module PV KC200GT.	34
Tableau III.1 : Historique de panne.....	54
Tableau III.2 : calcul des fréquences cumulées.....	55
Tableau III.3: Résultat d'analyse ABC.	57
Tableau. III.4 : Les critères de cotations	59
Tableau. III.5 : Etude AMDEC d'un système photovoltaïque.....	60



Introduction générale

La production d'énergie électrique constitue un défi majeur pour les années à venir, notamment en raison de l'évolution démographique rapide et du développement économique de certaines zones géographiques. Ces dynamiques globales présagent une augmentation significative de la demande énergétique. La transition vers des sources d'énergie durables et renouvelables devient donc impérative pour répondre aux besoins croissants tout en minimisant l'impact environnemental. Les défis techniques, économiques et politiques liés à cette transition exigent une coopération internationale et des innovations technologiques continues. En ce sens, la planification et l'optimisation de la production d'énergie électrique sont cruciales pour assurer un avenir énergétique sûr et durable.

Selon les statistiques de l'Irena (Agence internationale pour les énergies renouvelables), à la fin de l'année 2023, les capacités électriques renouvelables - toutes filières cumulées - dans le monde s'élevaient à environ 3870 GW, soit 13,9% de plus qu'à fin cette expansion rapide est attribuée à la baisse des coûts et à l'augmentation de l'efficacité des modules photovoltaïques. [1].

En Algérie, l'année 2024 promet un bond en avant dans la réalisation du programme national des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. En janvier, le projet de 2000 mégawatts (MW) d'énergie solaire photovoltaïque, initié par Sonelgaz, a été lancé. Il devrait être bouclé au plus tard au premier semestre 2025, au niveau national, bien plus élevée que les 589,7 MW recensés dans le bilan établi par le Commissariat aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique (Cerefe) sur toute la période allant de 2011 à décembre 2022. Le projet des 2.000 MW consiste en la réalisation de 14 centrales solaires photovoltaïques – réparties sur 11 wilayas, d'une puissance unitaire variant entre 80 et 220 MW, en plus des raccordements au réseau de transport électrique, 9 centrales solaires seront réalisées par des entreprises chinoises et 5 par des entreprises algériennes [2].

Les systèmes photovoltaïques, lorsqu'ils sont exposés aux conditions extérieures, subissent diverses dégradations au cours de leur durée de vie. Ces dégradations peuvent être causées par plusieurs facteurs environnementaux tels que les variations de température, l'humidité, les rayons UV, la salinité, et les intempéries. Ces éléments peuvent affecter la performance et l'efficacité des panneaux solaires, réduisant ainsi leur capacité à convertir la lumière solaire en énergie électrique de manière optimale. Comprendre et anticiper ces phénomènes de dégradation est essentiel pour améliorer la durabilité, la fiabilité et la rentabilité des systèmes photovoltaïques.

Des recherches et des innovations constantes sont donc nécessaires pour développer des matériaux plus résistants et des technologies de maintenance préventive efficaces, assurant ainsi une production d'énergie solaire stable et durable sur le long terme.

La maintenance des systèmes photovoltaïques (PV) est une composante essentielle pour garantir leur performance optimale et leur longévité. Les panneaux solaires, lorsqu'ils sont exposés aux conditions extérieures, sont sujets à diverses formes de dégradations et d'accumulations de saletés qui peuvent réduire leur efficacité. Une maintenance régulière permet de prévenir et de corriger ces problèmes, assurant ainsi une production d'énergie solaire stable et fiable. Les interventions de maintenance peuvent inclure le nettoyage des surfaces des panneaux, l'inspection des composants électriques, la vérification des connexions, et le remplacement des pièces défectueuses.

L'objectif de ce travail est de développer un modèle permettant d'étudier le vieillissement des modules photovoltaïques et d'analyser son effet sur la qualité de la puissance électrique produite. Ce modèle vise à simuler les différentes dégradations subies par les modules au fil du temps, telles que la diminution de l'efficacité due à l'exposition prolongée aux conditions environnementales. En comprenant ces processus de vieillissement, il sera possible de prévoir les pertes de performance et d'optimiser les interventions de maintenance.

Pour atteindre ces objectifs, le mémoire est organisé comme suit :

Chapitre I traite les fondamentaux des systèmes PV, en explorant leur fonctionnement, leurs composants, les modes de dégradation potentiels ainsi que les pratiques de maintenance essentielles pour assurer leur efficacité et leur durabilité.

Le chapitre II présente une étude paramétrique de la dégradation des propriétés électriques d'un module photovoltaïque, en prenant comme cas d'étude un module PV de type KC200GT. Ce module est modélisé par un circuit à une diode dans l'environnement Matlab Simulink.

Le chapitre III élabore un plan de maintenance préventive pour les composants d'un système photovoltaïque connecté au réseau. Pour ce faire, nous utilisons les méthodes ABC et AMDEC (Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité) afin de réaliser une analyse approfondie. Ces méthodes permettent d'identifier les composants critiques du système, d'évaluer les risques associés à leurs défaillances potentielles, et de prioriser les actions de maintenance.

L'objectif est de maximiser la fiabilité et la performance du système photovoltaïque en réduisant les temps d'arrêt et en prolongeant la durée de vie des équipements.

Enfin, une conclusion générale sur les études réalisées et des perspectives seront apportées.



Chapitre I

Généralités sur les modules PV et les modes de dégradation

I.1- Introduction

Les systèmes photovoltaïques (PV) représentent une technologie cruciale dans le paysage énergétique actuel, offrant une solution durable et renouvelable pour la production d'électricité.

Ce chapitre traite les fondamentaux des systèmes PV, en explorant leur fonctionnement, leurs composants, les modes de dégradation potentiels ainsi que les pratiques de maintenance essentielles pour assurer leur efficacité et leur durabilité.

I.2- Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque (le terme est souvent abrégé par les lettres P et V) est un phénomène physique propre à certains matériaux communément appelés semi-conducteurs (généralement le silicium). Il se compose de 3 étapes et se résume au matériau de la cellule photovoltaïque qui absorbe la lumière, transfère l'énergie des photons aux charges, et enfin collecte les charges.

La puissance d'un champ photovoltaïque est directement proportionnelle au nombre de cellules utilisées dans l'installation. Cependant, pour une meilleure rentabilité, il faut que toute la surface soit exposée à un rayonnement uniforme. La puissance maximale de la machine mulching peut être assurée en respectant 3 critères : direction, inclinaison et température.

Cette dernière doit être maintenue au minimum au sein de l'équipement grâce à une ventilation efficace.

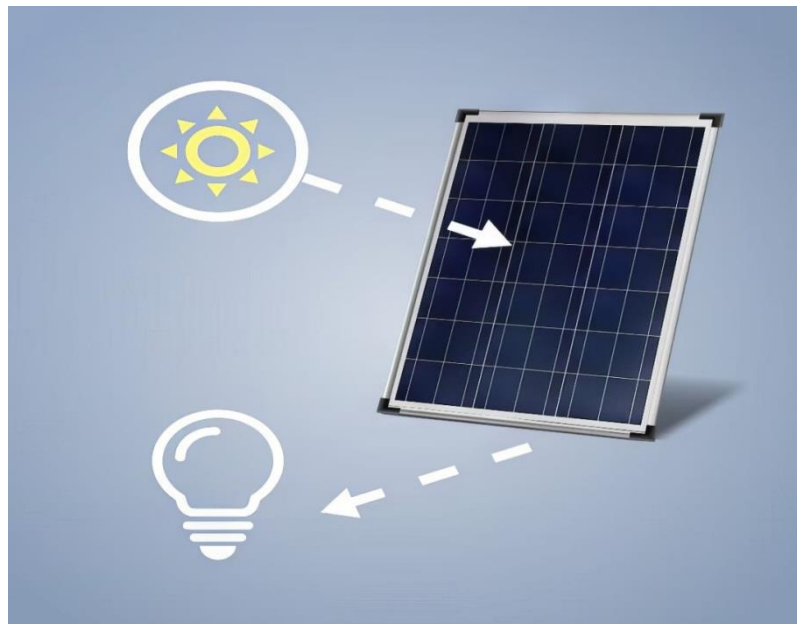


Figure I-1 : L'effet photovoltaïque

I.3- Fonctionnement et caractéristiques des panneaux photovoltaïques

I.3.1- Constituants d'un module PV

Les composants d'un module photovoltaïque (PV) comprennent principalement :

- **Les cellules solaires** : Ce sont les éléments de base qui convertissent la lumière solaire en électricité. Elles sont généralement fabriquées à partir de semi-conducteurs tels que le silicium cristallin ou d'autres matériaux semi-conducteurs.
- **L'encapsulation** : Les cellules solaires sont encapsulées dans un matériau transparent tel que l'éthylène-vinyl-acétate (EVA) pour les protéger de l'humidité et des dommages mécaniques.
- **Le verre trempé** : Il est utilisé comme couche de protection sur la face avant du module pour offrir une transmission élevée de la lumière solaire et une résistance mécanique. Il protège les cellules photovoltaïques des intempéries et des impacts de plus sa transparence permet d'optimiser la capture de l'énergie solaire
- **La couche arrière** : Cette couche, généralement en polyéthylène ou en d'autres matériaux similaires, protège les cellules solaires et l'encapsulation EVA contre l'humidité et les dommages environnementaux.
- **Le cadre** : Il fournit un support structurel au module et peut être en aluminium ou en acier galvanisé, offrant ainsi une protection supplémentaire contre les chocs et les contraintes mécaniques.

Ensemble, ces composants permettent aux modules photovoltaïques de fonctionner efficacement, convertissant la lumière solaire en électricité utilisable de manière propre et durable. Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module. Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyl-acétate) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [3]



Figure I-2 : Constituants d'un module PV

I.3.2- Principe de fonctionnement d'une cellule PV

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons du soleil en énergie électrique en générant et en transportant des charges positives et négatives dans les matériaux semi-conducteurs sous l'action de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, une partie contient un excès d'électrons et l'autre partie contient un nombre insuffisant d'électrons, appelés respectivement dopage de type n et dopage de type p. Lorsque le premier entre en contact avec le second, les électrons en excès du matériau n se diffusent dans le matériau p.

La région initiale dopée n est chargée positivement et la région initiale dopée p est chargée négativement. Par conséquent, un champ électrique est créé entre eux, ce qui tend à pousser les électrons dans la région n et les trous dans la région p. Les diodes sont obtenues en ajoutant des contacts métalliques entre les régions n et p, formant une jonction (appelée p-n) [4].

Quand l'intersection Lorsqu'ils sont illuminés, les photons dont l'énergie est égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite transfèrent leur énergie aux atomes, et chaque photon transfère un électron de la bande de valence à la bande de conduction, laissant derrière lui un trou qui peut se déplacer, créant ainsi un trou électronique. Si une charge traverse la cellule, les électrons de la région n se combinent avec les trous de la région p via des connexions externes, créant une différence de potentiel et produisant un courant électrique [5].

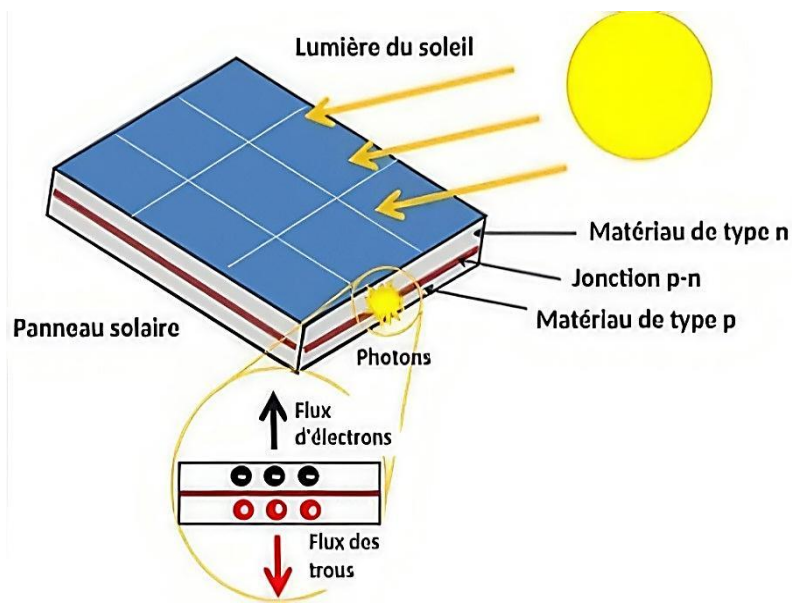


Figure I-3 : Principe de fonctionnement d'une cellule PV

I.3.3- Technologies des cellules photovoltaïques

Il existe trois principaux types de panneaux solaires : monocristallins, poly cristallins et à couche mince. Chaque type présente ses propres avantages et inconvénients uniques, et le type de panneau solaire le mieux adapté à votre installation dépendra de facteurs spécifiques à votre propriété et aux caractéristiques souhaitées du système.

I.3.3.1- Panneaux solaires monocristallins

Ce type de panneaux solaires (fabriqués à partir de silicium monocristallin) est le plus pur. Vous pouvez facilement les reconnaître à leur aspect sombre uniforme et à leurs bords arrondis. La pureté élevée du silicium confère à ce type de panneau solaire l'un des rendements les plus élevés, les plus récents dépassant 20 %. Les panneaux monocristallins ont une puissance de sortie élevée, occupent moins d'espace et durent le plus longtemps. Bien sûr, cela signifie également qu'ils sont les plus chers du groupe. Un autre avantage à considérer est qu'ils ont tendance à être légèrement moins affectés par les températures élevées par rapport aux panneaux poly cristallins. [6]



Figure I-4 : Panneaux solaires monocristallins

I.3.3.2- Panneaux solaires poly cristallins

Les panneaux solaires poly cristallins sont produits en faisant fondre du silicium de qualité solaire et en le coulant dans un moule pour le laisser se solidifier. Le silicium moulé est ensuite découpé en tranches pour être utilisé dans un panneau solaire. Les cellules solaires poly cristallines sont moins chères à produire que les cellules monocristallines car elles ne nécessitent pas le temps et l'énergie nécessaires pour créer et couper un seul cristal.

Bien que les limites créées par les grains des cristaux de silicium entraînent des obstacles à un flux d'électrons efficace, elles sont en réalité plus performantes dans des conditions de faible luminosité que les cellules monocristallines et peuvent maintenir leur production même lorsqu'elles ne sont pas directement orientées vers le soleil. Cela leur permet d'avoir une production d'énergie globale similaire en raison de cette capacité à maintenir la production d'électricité dans des conditions défavorables.

Les cellules d'un panneau solaire poly cristallin sont plus grandes que leurs homologues monocristallins, de sorte que les panneaux peuvent prendre plus de place pour produire la même quantité d'électricité.

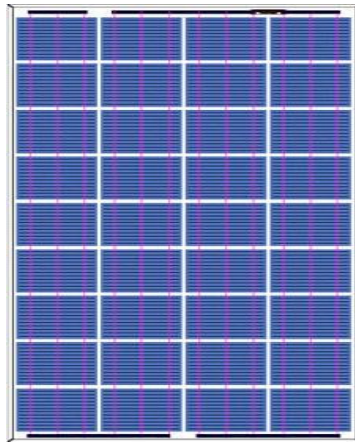


Figure I-5 : Panneaux solaires poly cristallins

I.3.3.3- Panneaux solaires à couche mince

Les panneaux solaires à couche mince sont les moins chers des trois types. Ils sont fabriqués en déposant une ou plusieurs couches de matériau photovoltaïque (tel que le silicium, le cadmium ou le cuivre) sur un substrat. Ce type de panneau solaire est le plus simple à produire et les économies d'échelle les rendent moins chers que les alternatives, car ils nécessitent moins de matériaux pour leur fabrication. Ils sont également flexibles, ce qui ouvre de nombreuses possibilités pour des applications alternatives et les rend moins sensibles aux températures élevées.

Le principal problème est qu'ils occupent beaucoup d'espace, ce qui les rend généralement impropres aux installations résidentielles. De plus, leurs garanties sont les plus courtes car leur durée de vie est plus courte que celle des panneaux solaires mono- et poly cristallins. Cependant, ils peuvent être un bon choix parmi les différents types de panneaux solaires lorsqu'il y a beaucoup d'espace disponible.



Figure I-6 : Panneaux solaires à couche mince

I.4- Différentes configurations d'une installation PV

On distingue généralement trois types de systèmes photovoltaïques : les installations autonomes, les installations connectées au réseau et les installations hybrides.

I.4.1- Le système connecté au réseau (ON GRID)

Dans un système photovoltaïque connecté au réseau, le panneau solaire est directement relié à l'onduleur connecté au réseau, sans batterie de stockage. S'il y a suffisamment d'électricité provenant du système photovoltaïque, aucun courant électrique ne proviendra de la compagnie d'électricité. Si le système produit plus d'énergie que consommée, l'excédent sera exporté vers le réseau électrique, faisant reculer le compteur. Pendant les périodes où le système photovoltaïque ne produit pas d'électricité, comme la nuit, le réseau électrique alimentera tous les besoins du bâtiment.

La compagnie d'électricité fournira en contrepartie des crédits d'énergie aux producteurs en fonction de la production solaire. C'est ce qu'on appelle le "net metering". Dans ce processus, l'énergie entre et sort par un seul compteur.

Le système connecté au réseau est le moyen le plus simple et le plus économique de connecter des modules photovoltaïques au réseau électrique classique. Si le réseau électrique est fiable et bien entretenu dans votre région, et que le stockage d'énergie n'est pas une priorité, il n'y a pas nécessairement besoin d'une batterie. Cependant, si le courant électrique est coupé, même s'il y a du soleil, le système photovoltaïque sera hors service pour la sécurité des travailleurs du réseau.

L'application principale du système photovoltaïque connecté au réseau se situe dans les villes, qui sont bien couvertes par le réseau électrique national. Les systèmes photovoltaïques sont généralement installés sur les toits des bâtiments ou intégrés à la structure. Ce dernier type est également connu sous le nom de photovoltaïque intégré au bâtiment, le module photovoltaïque remplace généralement un autre élément du bâtiment, par exemple une fenêtre ou un revêtement de toit/mur, servant ainsi un double objectif et compensant certains coûts. Les systèmes photovoltaïques peuvent également être montés au sol si l'espace n'est pas une contrainte.

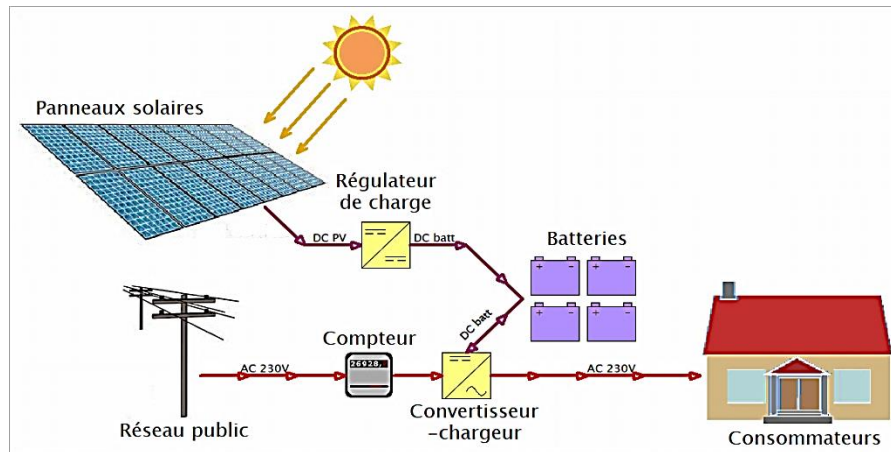


Figure I-7 : système connecté au réseau

I.4-2 Système isolé ou autonome (OFF GRID)

Les systèmes PV autonomes Les systèmes PV hors réseau n'ont aucune connexion au réseau électrique. Un système PV autonome simple est un système solaire automatique qui produit de l'énergie électrique pour charger des batteries pendant la journée afin de les utiliser la nuit lorsque l'énergie solaire n'est pas disponible. Des batteries au plomb à cycle profond sont généralement utilisées pour stocker l'énergie solaire générée par les panneaux PV, puis décharger l'énergie lorsque cela est nécessaire. Les batteries à cycle profond ne sont pas seulement rechargeables, mais elles sont conçues pour être déchargées presque complètement jusqu'à une charge très faible de manière répétée. Un régulateur de charge est connecté entre les panneaux solaires et les batteries. Le régulateur de charge fonctionne automatiquement et garantit que la production maximale des panneaux solaires est dirigée vers la charge des batteries sans les surcharger ou les endommager. Un onduleur est nécessaire pour convertir l'énergie en courant continu générée en courant alternatif pour une utilisation dans les appareils.

Les systèmes PV autonomes sont idéaux pour l'électrification des zones rurales ou des sites offshore qui n'ont pas de service de réseau électrique ou où il serait très coûteux de faire passer des lignes électriques jusqu'aux bâtiments isolés. Dans ces cas, il est plus rentable d'installer un système PV autonome que de payer les coûts liés à la prolongation des lignes électriques et des câbles de la compagnie d'électricité locale jusqu'à la maison.

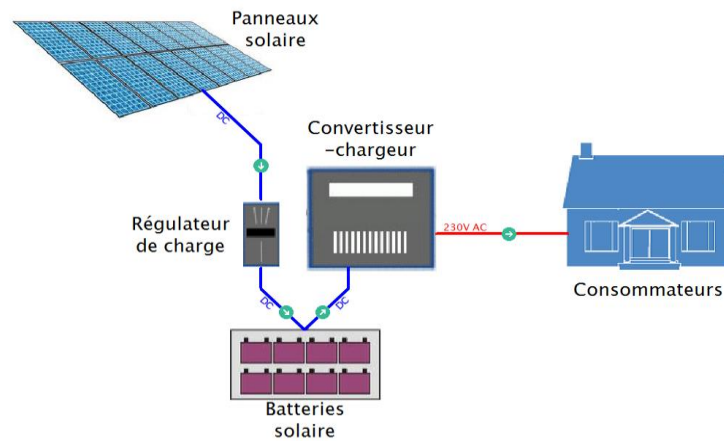


Figure I-8 : Système isolé autonome

I.4.3- Systèmes hybrides

Un système PV hybride est un système d'énergie renouvelable qui combine des panneaux PV avec d'autres sources d'énergie renouvelable, telles que des éoliennes ou des générateurs diesel. Ces systèmes sont conçus pour générer plus d'énergie qu'une seule source d'énergie renouvelable et peuvent être utilisés pour fournir une source d'énergie plus fiable et plus efficace. Les systèmes PV hybrides sont également souvent utilisés en combinaison avec des générateurs thermoélectriques, qui profitent de la chaleur résiduelle produite par les panneaux PV pour produire de l'énergie supplémentaire. Les systèmes PV hybrides peuvent également être combinés avec des batteries pour stocker l'énergie générée pour une utilisation pendant les périodes de pointe ou lorsque le soleil n'est pas disponible [7].

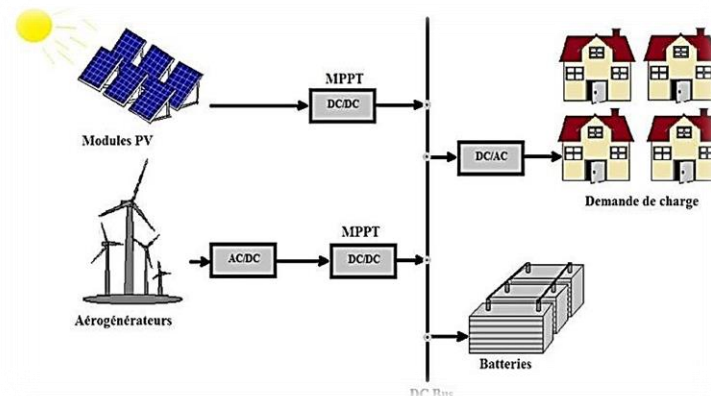


Figure I-9 : Système hybride

I.5- Composants d'un système photovoltaïque

Les éléments clés d'un système de production d'énergie solaire photovoltaïque sont :

- a. Générateur photovoltaïque pour capter la lumière du soleil
- b. Un onduleur pour transformer le courant continu (DC) en courant alternatif (AC)
- c. Un ensemble de batteries et un contrôleur de charge pour les systèmes photovoltaïques autonomes
- d. Autres composants du système.

Tous les composants du système, à l'exception des modules photovoltaïques, sont appelés composants du système.

I.5.1- Générateur

C'est le champ du photovoltaïque, où les panneaux photovoltaïques sont constitués de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle pour produire l'électricité nécessaire. Les modules sont montés sur des cadres métalliques, permettant au champ solaire d'être soutenu dans des orientations et des angles d'inclinaison spécifiques.



Figure I-10 : Générateur photovoltaïque

I.5.2- les batteries

La batterie stocke l'énergie électrique pour fonctionner pendant la nuit ou pendant des périodes prolongées de temps nuageux ou couvert lorsque le générateur photovoltaïque à lui seul ne peut pas fournir suffisamment d'énergie. Le nombre de jours pendant lesquels la capacité de stockage de la batterie est disponible pour faire fonctionner les charges électriques directement à partir de la batterie, sans aucun apport d'énergie du générateur photovoltaïque, pour les applications photovoltaïques courantes et moins critiques, les périodes d'autonomie sont généralement conçues entre deux et six jours. Pour les applications critiques impliquant

des charges essentielles ou de sécurité publique, les périodes d'autonomie peuvent être supérieures à dix jours.

Des batteries au plomb ou au lithium-ion sont généralement utilisées.



Figure I-11 : Batterie solaire photovoltaïque

I.5.3- Onduleur

Le générateur photovoltaïque et la batterie produisent du courant et de la tension CC. Le but d'un onduleur est de convertir l'électricité DC en électricité AC utilisée par vos appareils électriques et/ou exportable vers le réseau AC.

Les onduleurs sont proposés dans une large gamme de classes de puissance allant de quelques centaines de watts (normalement pour les systèmes autonomes) à plusieurs kW (la gamme la plus fréquemment utilisée) et même jusqu'à 2 000 kW pour les systèmes à grande échelle.



Figure I-12 : Les onduleurs solaires photovoltaïques

I.5.4- Régulateur

Les batteries sont connectées au générateur photovoltaïque via un régulateur de charge.

Le régulateur de charge protège la batterie contre la surcharge ou la décharge. Il peut également fournir des informations sur l'état du système ou permettre le comptage et le paiement de l'électricité consommée.



Figure I-13 : Régulateur solaires photovoltaïques

I.5.5- Câblage

Toute installation solaire photovoltaïque comprend des câbles qui permettent de transférer l'énergie des panneaux aux batteries puis à la charge. En général, les câbles recommandés côté DC sont en cuivre flexible, le cuivre représente le meilleur rapport prix/conductivité, et la nature multibrin assure la meilleure qualité de connexion, minimisant ainsi les pertes d'énergie dues aux chutes de tension.



Figure I-14 : câbles solaire photovoltaïque

I.6- Dégradation d'un module photovoltaïque

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée suite à plusieurs facteurs à savoir ; la température, l'humidité, l'irradiation, la poussière et les chocs mécaniques. Cette dégradation se traduit par le dommage progressif des caractéristiques d'un

composant ou d'un système qui peut modifier son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service [8].

L'état dégradé du module photovoltaïque peut s'avérer problématique lorsque la dégradation dépasse un seuil critique. Les constructeurs des modules photovoltaïques considèrent qu'un module photovoltaïque est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau inférieur à 80% de sa valeur initiale [9].

I.6.1- Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques

La dégradation du module photovoltaïque peut toucher ces différents composants de à savoir ; le verre, l'Éthylène Vinyle Acétate (EVA) le matériau encapsulant, les interconnexions entre les cellules, le support appelé aussi backsheet qui présente un film polymère de protection généralement en Tedlar (c'est le nom commercial du PVF (polyvinyle Floride)).

On note également les colles qui assurent l'adhérence entre ces différents composants du module. Les principaux modes de dégradations des modules photovoltaïques sont : la corrosion, la délamination,

La décoloration, les fissures et bris de verre, les points chauds (hot spots) et le PID (Potentiel Induced Dégradation).

I.6.2- La corrosion

La détérioration par la corrosion représente l'un des processus de dégradation des panneaux solaires, affectant les liaisons métalliques des cellules photovoltaïque, ce qui entraîne une augmentation des courants de fuite et, par conséquent, une diminution des performances, ce phénomène de détérioration altère également l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique, comme illustré dans la figure I -15, qui présente un exemple de corrosion au niveau de la bordure et de la boîte de jonction. [10]

L'humidité constitue la principale cause de la corrosion, pénétrant dans les panneaux solaires par le biais des bords stratifiés. La rétention d'humidité dans l'enveloppe du panneau augmente la conductivité électrique du matériau, notamment dans les régions chaudes et humides. En raison de la vitesse de diffusion relativement élevée de l'eau dans l'éthylène-acétate de vinyle (EVA) utilisé pour l'encapsulation de la plupart des panneaux PV, l'infiltration d'humidité dans le panneau reste significative tout au long de sa durée de vie, même en présence d'une structure à double vitrage.

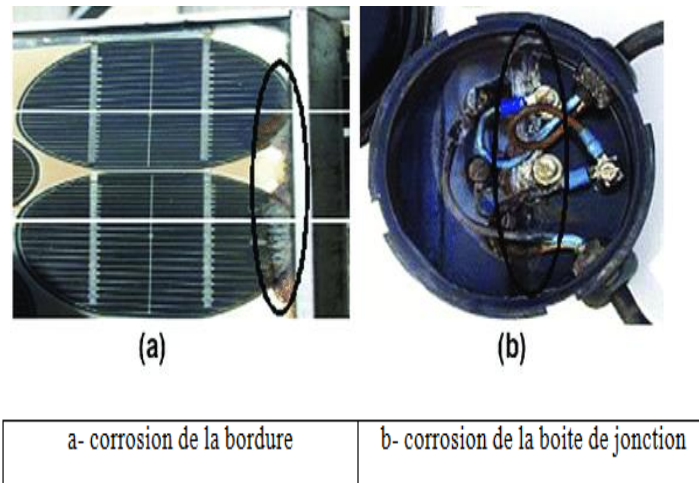


Figure I-15 : La dégradation du module PV par la corrosion

I.6.3- La délamination

Une autre forme de détérioration des panneaux solaires est la délamination, c'est un problème significatif qui reflète la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules, ou entre les cellules et le verre en amont. Un exemple est présenté dans la figure I.16.

Ce mode de détérioration est plus fréquent dans les environnements chauds et humides, favorisant l'infiltration d'humidité dans le panneau et entraînant par la suite différentes réactions chimiques à l'intérieur du module, provoquant des dégradations telles que la corrosion des métaux constitutifs de la structure du panneau, le plus souvent. DE même, il entraîne une augmentation de la réflexion lumineuse à l'intérieur du panneau photovoltaïque.

Le décollement est plus problématique lorsqu'il se produit sur les bords du panneau, car en plus de la perte de puissance, il pose des risques électriques pour le panneau et l'ensemble de l'installation. [11]



Figure I-16 : Dégradation du module photovoltaïque par délamination

I.6.4- La décoloration

La dégradation de la couleur de l'EVA représente l'un des principaux modes de détériorations dans les panneaux solaires en silicium cristalline. Ce phénomène se caractérise par un changement de teint du matériau utilisé pour l'encapsulation, généralement de l'éthylène-acétate de vinyle (EVA), ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Ce changement de couleur peut se présenter sous forme de jaunissement ou de brunissement du matériau d'encapsulation, comme illustré dans la Figure I-17.

La décoloration entraîne une altération de la transmission de lumière de l'encapsulant des cellules, ce qui diminue la puissance générée par le module. Elle est principalement causée par l'exposition aux rayons ultraviolets combinée à l'humidité à des températures supérieures à 50°C, provoquant ainsi un changement de structure chimique du polymère [12].



Figure I-17 : Dégradation des modules photovoltaïques par décoloration

I.6.5- Les fissures et bris de verre

Les fractures et ruptures de verre représentent un autre mode de détérioration significatif des modules photovoltaïques. Ce phénomène survient dans la plupart des cas lors des phases d'installation, de maintenance et particulièrement pendant le transport des modules vers les sites d'installation. Il convient de noter qu'un module photovoltaïque présentant des fissures ou des cassures peut néanmoins continuer à générer de l'électricité.

Les modules photovoltaïques affectés par des fissures et des bris de verre présentent un risque accru de choc électrique et d'infiltration d'humidité. Les cassures, les bris de verre et les fissures sont généralement suivis d'autres formes de dégradation telles que la corrosion, la décoloration et la délamination. Un exemple illustratif d'un module photovoltaïque en silicium poly cristallin fissuré dès sa première mise en service et ayant fonctionné pendant cinq ans en association avec d'autres modules est présenté dans la Figure I-18.

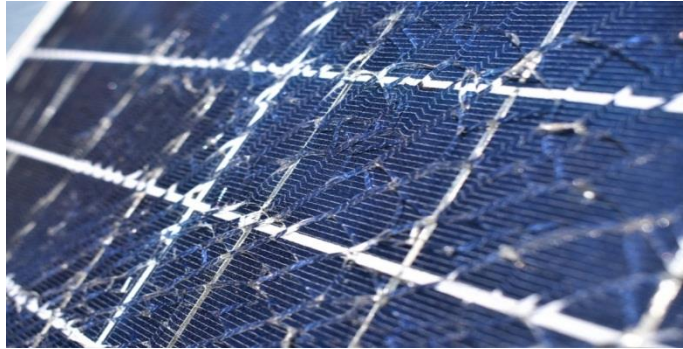


Figure I-18 : Dégradation de module photovoltaïque par des bris de verre

I.6.6- Les points chauds ou Hotspots

Lorsqu'une partie ou la totalité de la cellule solaire est ombragée, elle crée une résistance interne, ce qui la fait fonctionner comme une charge électrique. Ainsi, la cellule peut surchauffer et endommager le matériau d'encapsulation (EVA) et la feuille arrière (TPT), pouvant même déclencher un incendie d'origine électrique. Ce phénomène est connu sous le nom de "point chaud" ou "hot-spot". Un exemple est illustré dans la Figure I.19.



Figure I-19 : Dégradation du module photovoltaïque par des points chauds sur les bords des coins supérieurs [13]

I.6.7- Les bulles

La dégradation des modules photovoltaïques due à la formation de bulles est similaire à la délamination, mais dans ce cas, la diminution de l'adhérence de l'Éthylène-acétate de vinyle (EVA) affecte seulement une petite zone du module et s'accompagne d'un gonflement de la surface où l'adhérence a été altérée. Les bulles sont généralement le résultat de réactions chimiques qui libèrent des gaz à l'intérieur du module et les emprisonnent. Elles se manifestent généralement au centre de la cellule et peuvent être causées par une adhérence insuffisante de la cellule due à des températures élevées [14]. Lorsque cela se produit à l'arrière du module, cela entraîne une accumulation de polymère encapsulant formant ainsi les bulles. Elles compliquent la dissipation de la chaleur des cellules, augmentent leur surchauffe

et accélèrent leur vieillissement. La Figure I.20 illustre un module présentant un nombre significatif de bulles sur la face arrière.

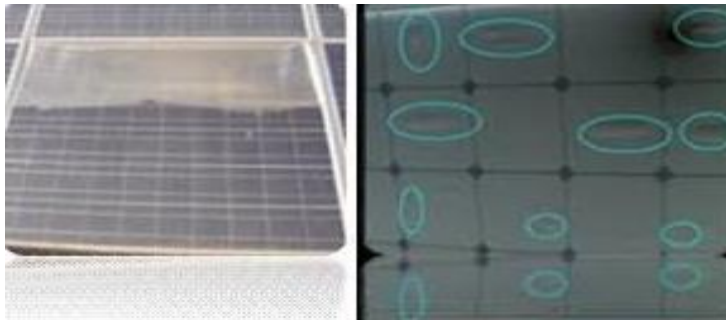


Figure I-20 : Bulles présentes sur la face arrière d’un module PV

I.7-Défauts de fonctionnement d’un système PV

Ce tableau présente les défauts courants des système PV, leurs symptômes et leurs causes probables.

Tableau I.1 : Les défauts des générateurs PV

Composant	Défaut et anomalie	Les figures
Générateur PV	<ul style="list-style-type: none"> • Feuilles d’arbre, déjections, pollution, sable, neige etc. • Détérioration de l’humidité, dégradation des interconnexions, Corrosion des liaisons entre les cellules • Modules de performances différentes • Module arraché ou cassé • Modules court-circuités, modules inversés 	
Câblage et connecteur	<ul style="list-style-type: none"> • Circuit ouvert • Court –circuit • Mauvais câblage (module inversé) • Corrosion des contacts • Rupture du circuit électrique 	

Figure I-21 : Exemples de défauts rencontrés dans des générateurs PV (Ombrage)

Figure I-23 : Exemples de défauts rencontre dans le système de câblage

- Boîte de jonction**
- Rupture du circuit électrique Court-circuit du circuit électrique
 - Destruction de la liaison
 - Corrosion des connexions



Figure I-22 : Exemples de défauts rencontrés dans les boîtes de jonction

- Protection (diode by-pass et diode anti-retour)**
- Destruction des diodes
 - Absence ou non fonctionnement de diodes
 - Inversion de la polarité des diodes au montage



Figure I-24 : Exemple de défaut de diode de by-pass

L'onduleur

- Dégradation à cause de la chaleur
- Faux contact, fusible fondu, bobine des filtres thyristors, capacités en défaut
- Surtension foudre sur le réseau Tension du générateur inférieure à la limite basse l'onduleur

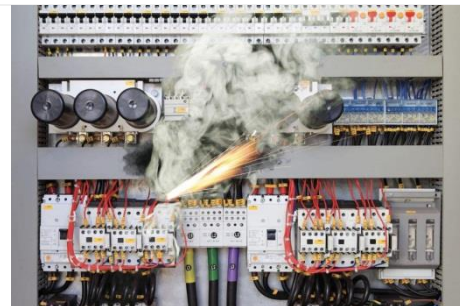


Figure I-25 : Exemple de défauts de l'onduleur

Système d'acquisition des données

- Coupure de courant
- Sonde de température non câblée
- Sonde d'ensoleillement non câblée
- Défaut de paramétrage



Figure I-26 : Exemple de défauts de Système d'acquisition des données

I.8-Conclusion

En conclusion, ce chapitre a offert une vue d'ensemble des systèmes photovoltaïques (PV). Nous avons exploré en profondeur le fonctionnement de ces systèmes, en examinant leurs composants essentiels et les différentes configurations d'installation. De plus, nous avons identifié les principaux modes de dégradation susceptibles d'affecter les performances des systèmes PV



Chapitre II

Modélisation et étude paramétrique de la
dégradation d'un module PV

II.1- Introduction

Le vieillissement des modules photovoltaïques est inévitable et affecte l'ensemble de leurs composants. Les dégradations sont principalement observées au niveau de la transmission de la lumière à travers le verre frontal et des caractéristiques électriques, ce qui entraîne une augmentation de la résistance en série ou une diminution de la résistance en parallèle, réduisant ainsi la puissance produite. La modélisation, utilisant des simulations sur MATLAB, est un outil efficace pour prédire comment les modules photovoltaïques se détériorent ou deviennent défectueux avec le temps.

Ce chapitre propose une étude détaillée de la dégradation des caractéristiques des modules PV, telles que la puissance, la tension, le courant, la résistance en série et la résistance en parallèle, afin de comprendre l'impact du vieillissement électrique.

II.2- Modélisation d'un module PV

Les outils de prévision des performances jouent un rôle crucial dans le succès de toute nouvelle technologie, car ils permettent de prouver l'efficacité et la viabilité économique d'un système. Cette section traite de certains des principaux modèles paramétriques des systèmes photovoltaïques (PV) présentés dans la littérature.

II.2.1- Modélisation du générateur photovoltaïque d'une seule diode

Le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est modélisé par le circuit équivalent de la figure (II.1). Le modèle se compose d'un générateur de courant dont la valeur du courant est proportionnelle à la lumière reçue par la surface de la cellule photovoltaïque, d'une diode qui modélise la jonction PN présente dans la cellule photovoltaïque, et d'une diode qui modélise les pertes ohmiques dues au contact électrique. La résistance série du module est enfin composée d'une résistance shunt pour simuler le courant de fuite présent dans la cellule photovoltaïque [16].

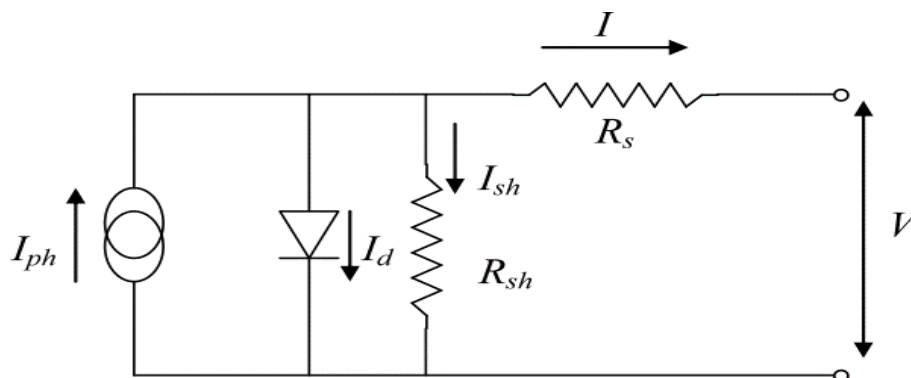


Figure II.1 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque du modèle à une diode.

Nous obtenons alors l'équation du courant pour un module photovoltaïque déduite du schéma électrique équivalent [17] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{II.1})$$

- I_{pv} : Le courant délivré par le module (le courant de sortie).
- I_{ph} : Le photo-courant (représente le courant génère par la cellule solaire lorsqu'elle est exposée à la lumière du soleil).
- I_d : Le courant de la diode.
- I_{sh} : Représente le courant circulant dans la résistance (Le courant shunt)

L'équation de base de la théorie des semi-conducteurs qui décrit mathématiquement la caractéristique de la cellule photovoltaïque idéale est [17] :

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV_D}{akt}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.2})$$

Où I_0 est le courant de saturation inverse de la diode, q est la charge électrique d'un électron ($1,602 \cdot 10^{-19}$ C), k est la constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K), T est la température de jonction, V_D est la tension aux bornes de la diode et a est le facteur d'idéalité, également appelé facteur de qualité.

Les cellules connectées en parallèle augmentent le courant et les cellules connectées en série fournissent des tensions de sortie plus élevées. Les réseaux pratiques sont composés de plusieurs cellules PV connectées et l'observation des caractéristiques aux bornes du réseau PV nécessite l'inclusion de paramètres supplémentaires dans l'équation de base.

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{V_t a}\right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_p} \quad (\text{II.3})$$

Toutes les fiches techniques des réseaux PV fournissent essentiellement la tension nominale en circuit ouvert ($V_{OC,n}$), le courant nominal de 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 de court-circuit (K_I), et la puissance de sortie maximale expérimentale ($P_{max,e}$). Ces informations sont toujours fournies en référence aux conditions nominales ou aux conditions de test standard (STC) de température et d'irradiation solaire. Le dispositif PV pratique a une résistance série R_s dont l'influence est plus forte lorsque le dispositif fonctionne dans la région de source de tension, et une résistance parallèle R_p avec une influence plus forte dans la région de fonctionnement de source de courant. L'hypothèse $I_{SC} = I_{PV}$ est généralement utilisée dans la modélisation des dispositifs PV car, dans les dispositifs

pratiques, la résistance série est faible et la résistance parallèle est élevée. Le courant de saturation de la diode est donné par [II.4] :

$$I_0 = \frac{I_{sc,n} + K_1 \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{oc,n} + K_V \Delta T}{aV_t}\right) - 1} \quad (\text{II.4})$$

Le courant de saturation I_0 dépend fortement de la température de la cellule, de sorte que l'effet net de la température est la variation linéaire de la tension en circuit ouvert selon le coefficient pratique de tension/température. Cette équation simplifie le modèle et annule l'erreur du modèle à proximité des tensions en circuit ouvert, et par conséquent, dans d'autres régions de la courbe I-V [II.5].

$$I_{PV} = (I_{PV,n} + K_1 \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (\text{II.5})$$

Donc, l'équation de base qui permet la description du courant de sortie d'une cellule photovoltaïque est donnée par :

$$I = \left((I_{sc} + K_i(T - T_n)) \frac{G}{G_0} \right) - \left(\frac{I_{sc,n}}{e^{q\left(\frac{V_{oc,n} + K_V(T - T_n)}{AKT} - 1\right)}} \right) \left(e^{\frac{v + IR_s}{nT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}$$

- I_0 : Courant de saturation de la diode (A) ;
- R_p : Résistance parallèle (Ω) ;
- R_s : Résistance série (Ω) ;
- $V_{oc,n}$: Tension nominale en circuit ouvert (V) ;
- $I_{sc,n}$: Courant nominal de court-circuit dans les conditions STC (A) ;
- V_{mp} : Tension au point de puissance maximale (V) ;
- I_{mp} : Courant au point de puissance maximale (A) ;
- K_V : Coefficient de température de la tension en circuit ouvert ($V \cdot ^\circ C^{-1}$) ;
- K_I : Coefficient de température du courant de court-circuit ($A \cdot ^\circ C^{-1}$) ;
- $P_{max,e}$: Puissance de sortie maximale expérimentale ;
- T : la température opératoire ($^\circ C$) ;
- T_n : la température de référence ($^\circ C$) ;
- G_p : l'irradiance de référence égale à 1000 (W/m^2) ;
- K : Constante de Boltzmann ($k = 1,380662 * 10^{23}$).
- a : est le facteur d'idéalité de la diode il varie entre 1 et 2.

- q : charge de l'électron ($q = 1,602.10^{-19}$).

II.2.2- Modèle à deux diodes

Ce modèle se distingue du précédent par le fait qu'il comporte deux diodes. L'une modélise les pertes par diffusion dans la jonction, tandis que l'autre modélise les pertes par recombinaison.

Le circuit électrique équivalent est donné dans la figure (II.2):

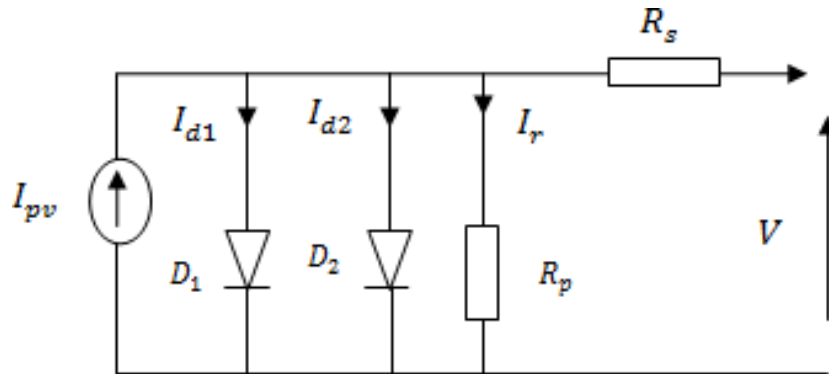


Figure II.2 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque du modèle à deux diodes.

L'équation (II.6) décrit le courant de sortie de la cellule photovoltaïque du modèle à deux diodes :

$$I_{PV} = I_{PV} - I_{P01} \left[-1 + e^{\left(\frac{V_{PV} + R_S I_{PV}}{A_1 V_{t2}} \right)} \right] - I_{02} \left[-1 + e^{\left(\frac{V_{PV} + R_S I_{PV}}{A_1 V_{t2}} \right)} \right] - \frac{(V_{PV} + R_S I_{PV})}{R_P} \quad (II.6)$$

- I_{d1} : Courant de saturation inverse de la diode D1.
- I_{d2} : Courant de saturation inverse de la diode D2.
- V_{r1} : Potentielle thermodynamique de la diode D1.
- V_{r2} : Potentielle thermodynamique de la diode D2.
- A_1 : Le facteur d'idéalité de la jonction de la diode D1.
- A_2 : Le facteur d'idéalité de la jonction de la diode D2.

Dans la littérature scientifique, le modèle à deux diodes est nettement moins utilisé que le modèle à une diode pour la modélisation des cellules photovoltaïques. Bien que le modèle à deux diodes offre une représentation plus précise en tenant compte des pertes par diffusion et par recombinaison, il est souvent considéré comme plus complexe et difficile à implémenter. La majorité des études préfèrent le modèle à une diode en raison de sa

simplicité et de la facilité avec laquelle il peut être appliqué pour des analyses de performance [18].

En outre, les modèles à une diode sont bien établis et largement validés, ce qui encourage leur adoption continue malgré les avantages théoriques offerts par le modèle à deux diodes. Les hypothèses simplificatrices et la réduction du nombre de paramètres à estimer rendent le modèle à une diode plus accessible pour les chercheurs et les ingénieurs, limitant ainsi l'utilisation extensive du modèle à deux diodes dans les publications et les applications pratiques [19].

II.3- Présentation du logiciel Matlab / Simulink

MATLAB, qui signifie Matrix LABORatory, est un environnement informatique technique pour le calcul et la visualisation numériques hautes performances.

SIMULINK fait partie de MATLAB qui peut être utilisée pour simuler des systèmes dynamiques. Pour faciliter la définition du modèle, SIMULINK ajoute une nouvelle classe de fenêtres appelées fenêtres de diagramme. Dans ces fenêtres, les modèles sont créés et modifiés principalement par des commandes pilotées par la souris. Une partie de la maîtrise de SIMULINK consiste à se familiariser avec la manipulation des composants du modèle dans ces fenêtres.

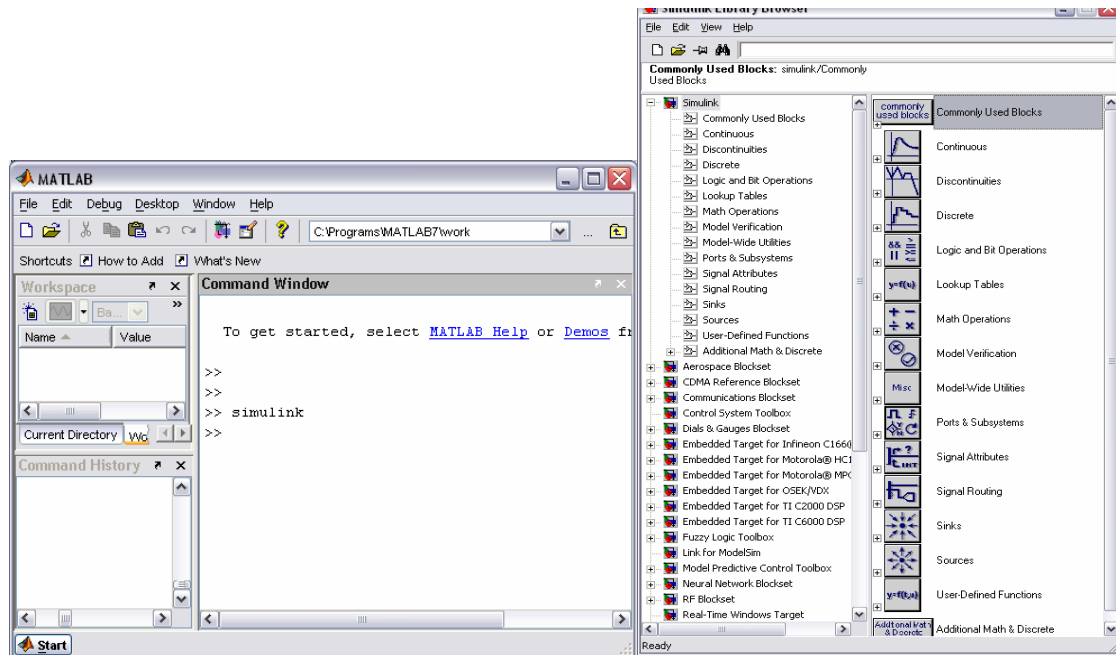


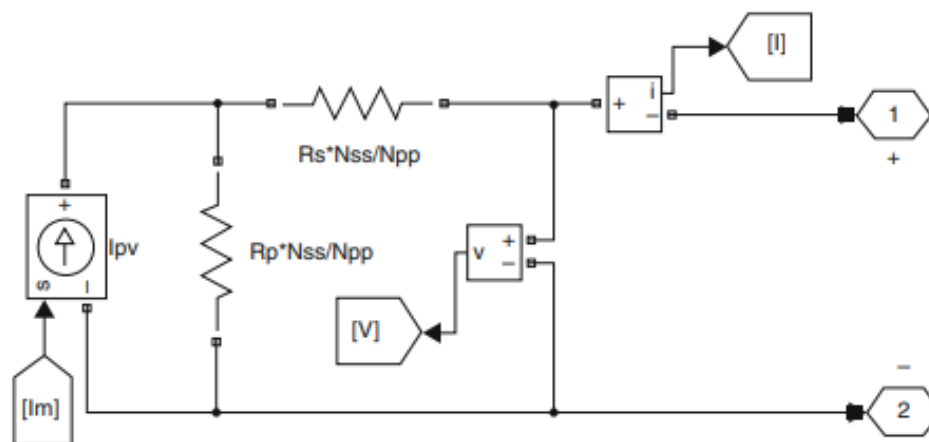
Figure II.3 : Logiciels Matlab / Simulink.

II.4- Modèle de simulation d'un module PV utilisé

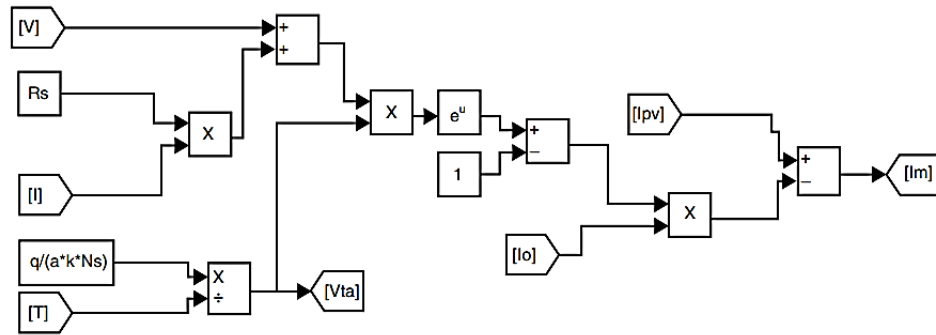
De nombreux modèles mathématiques ont été développés pour représenter le comportement non linéaire des générateurs photovoltaïques. Parmi ces modèles, le modèle à une diode est largement utilisé. Il considère la cellule PV comme une source de courant, dépendant de l'éclairement, connectée en parallèle avec une diode et une résistance R_p (qui tend généralement vers l'infini), et en série avec une résistance R_s . Le schéma illustré dans la figure (II.1) a été développé à l'aide de Matlab/Simulink pour représenter le modèle d'une cellule PV.

En utilisant les équations précédentes, la modélisation de la cellule PV s'effectue suivant les étapes suivantes :

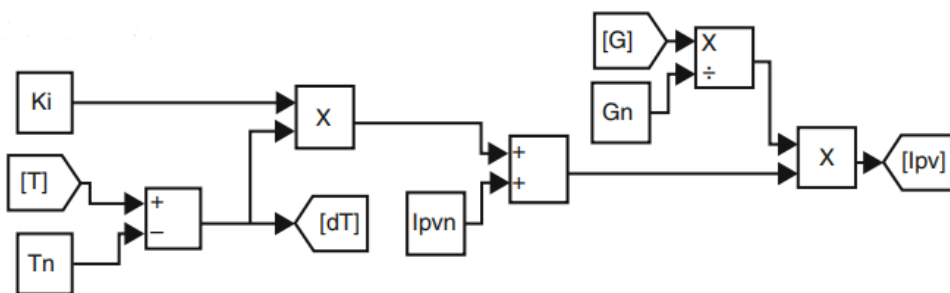
- Un modèle de conversion de la température en degré Celsius ou en Kelvin ;
- Un modèle de calcul du photo-courant I_{pv} suivant l'équation (II.2) ;
- Un modèle de calcul du courant de saturation I_0 suivant l'équation (II.4) ;
- Un modèle de calcul de la constant AkT ;
- Un modèle de calcul du courant I suivant la relation (II.6) ;
- Le modèle final de la cellule PV est représenté sur la figure (II.4).



Calcul de $I_m = I_{pv} - I_d$ (modules $N_{SS} \times N_{PP}$) :



Calcul de I_{PV} (module unique) :



Calcul de I_o (module unique) :

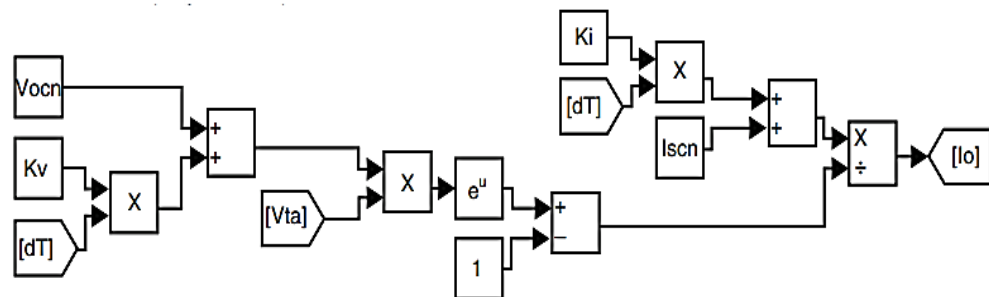


Figure II.4 : Modèle d'une cellule PV utilisé (SIMULINK).

II.5- Étude paramétrique de dégradation

II.5.1- Approche de modélisation

Un système photovoltaïque est modélisé à l'aide d'un circuit équivalent dont les caractéristiques des composants évoluent avec le temps selon des lois de vieillissement ou de dégradation. Cela permet de calculer l'intensité et la tension des modules photovoltaïques à différents instants. Des études de sensibilité aux paramètres de vieillissement peuvent également être effectuées. Les conditions d'exposition, telles que le rayonnement G, la

température T et les caractéristiques du module PV, doivent être fournies en tant que données d'entrée (figure II.5) Toutes les dégradations pouvant être décrites par un modèle mathématique individuel sont supposées être intégrées dans le modèle global [20].

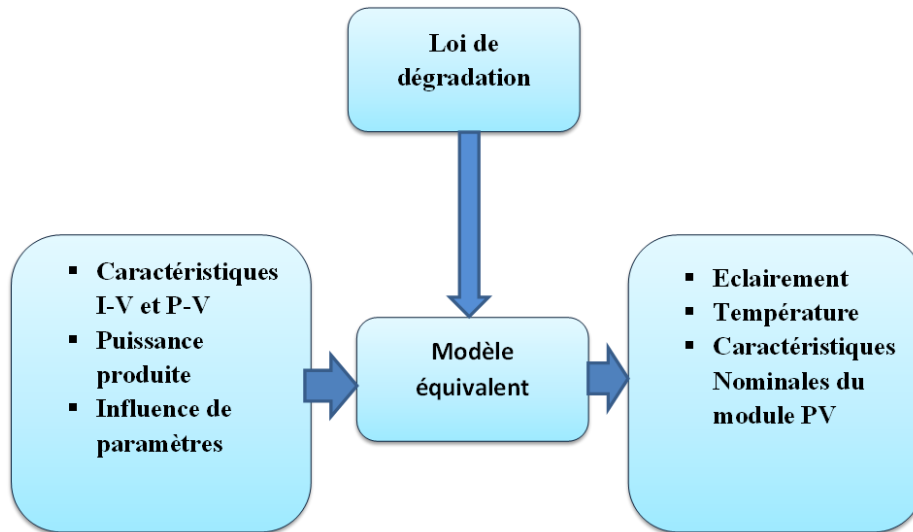


Figure II.5 : Schéma de l'approche utilisée.

L'objectif de cette étude est de mesurer l'influence de deux variables d'entrée (R_s et R_p) sur les variables de sortie (I , V et P). Pour ce faire, on modifie uniquement la valeur d'une variable d'entrée à la fois, en maintenant les autres paramètres à leur valeur nominale, en se basant sur le modèle équivalent d'un panneau photovoltaïque.

II.5.2- Le système photovoltaïque étudié

Le modèle choisi est celui du panneau photovoltaïque KC200GT [21]. Ce module fournit une puissance photovoltaïque fiable pour une utilisation générale, que ce soit pour des charges en courant continu ou des charges en courant alternatif via des systèmes équipés d'onduleurs. Il se compose de 54 cellules photovoltaïques en silicium multi cristallin, connectées en série pour produire une puissance maximale de 200 W dans des conditions standard ($G = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T = 25 \text{ °C}$). Les caractéristiques principales obtenues sont présentées dans le tableau (II.1).

Tableau II.1 : Caractéristiques du module PV KC200GT.

Paramètres électriques	Valeurs sous (1000 W/m ² , 25°C)
I_{mp}	7.61 A
V_{mp}	26.3V
$P_{max,e}$	200.143W
I_{sc}	8.21A
V_{oc}	32.9V
$I_{0,n}$	$9.825 \cdot 10^{-8} A$
I_{PV}	8.214 A
α	1.3
R_p	415.405 Ω
R_s	0.221 Ω

II.6- Les lois de dégradation

Les paramètres initiaux d'un module PV évoluent avec le temps, traduisant des taux de dégradation des paramètres. La dégradation thermique et mécanique affecte les connexions, pouvant provoquer des fissures qui augmentent la résistance série R_s . La résistance parallèle R_p est également dégradée par la pénétration de l'humidité et la formation de corrosion au niveau des barres collectrices, des fils, des bornes et des coins des cellules. Les lois suivantes sont utilisées pour modéliser cette dégradation [22].

$$R_s = R_{s0}(+\alpha_{R_s} + 100\%)$$

$$R_p = R_{p0}(-\alpha_{R_p} + 100\%)$$

Dans cette formulation, R_{s0} et R_{p0} représentent les valeurs initiales (en Ω) de R_s et R_p , tandis que α_{R_s} et α_{R_p} sont les pourcentages de dégradation de R_s et R_p , respectivement. Ces pourcentages varient de 0 à 500 % pour α_{R_s} et de 0 à 100 % pour α_{R_p} .

II.7- Résultats des simulations et discussion

Les différentes simulations du module photovoltaïque sont réalisées sous l'environnement MATLAB/Simulink®.

II.7.1- Caractérisation initiale (Sans dégradation)

La figure II.6 montre la caractéristique I-V (courant-tension) d'un module photovoltaïque (PV) sans dégradation. La caractéristique I-V du module PV présente une courbe bien définie, partant de I_{sc} à une tension nulle, atteignant le MPP, et se terminant à V_{oc} avec un courant nul. Cette courbe reflète les performances optimales du module sous des conditions d'ensoleillement et de température standard (STC : Standard Test Conditions).

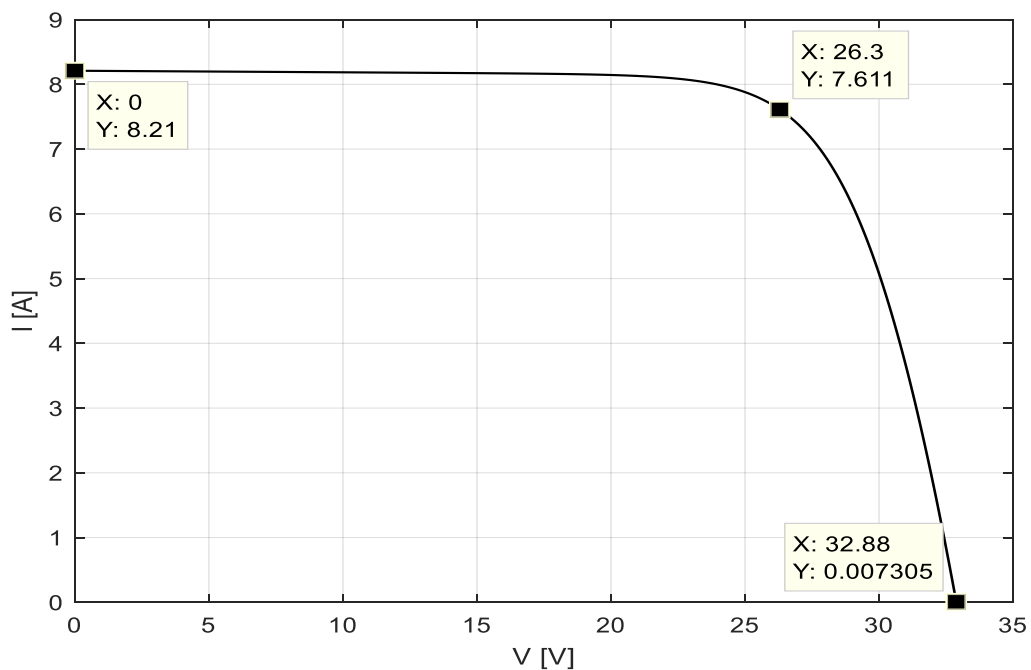


Figure II.6 : Caractéristique I-V sans dégradation.

La courbe P-V initiale du module PV sans dégradation illustré dans la figure (II.7) montre une montée rapide de la puissance avec l'augmentation de la tension, atteint un sommet au point de puissance maximale (MPP), puis descend abruptement jusqu'à ce que la puissance soit nulle à la tension en circuit ouvert (V_{oc}). Cette courbe illustre la puissance optimale que le module peut générer sous des conditions de test standard.

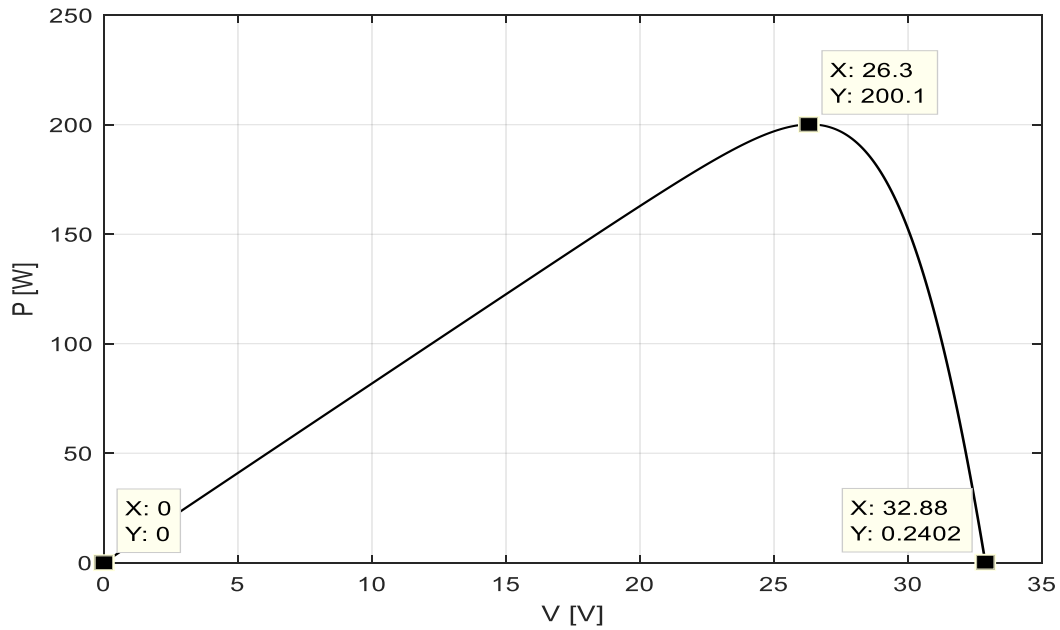


Figure II.7 : Caractéristique P-V sans dégradation.

II.7.2- Dégradation du courant de court-circuit

Les figures II.8, II.9 montrent successivement, la courbe I-V de la dégradation du courant court-circuit et la courbe P-V de la dégradation de I_{cc} du module PV.

- **Courbe I-V :**

Au fur et à mesure que la dégradation augmente de 0% à 100%, la hauteur de la courbe I-V diminue, se traduisant par des valeurs de courant de plus en plus faibles pour une même tension.

- **Courbe P-V :**

La courbe P-V correspondante montre une réduction de la puissance maximale (P_{max}) avec la dégradation. La puissance maximale diminue proportionnellement à la réduction du courant de court-circuit.

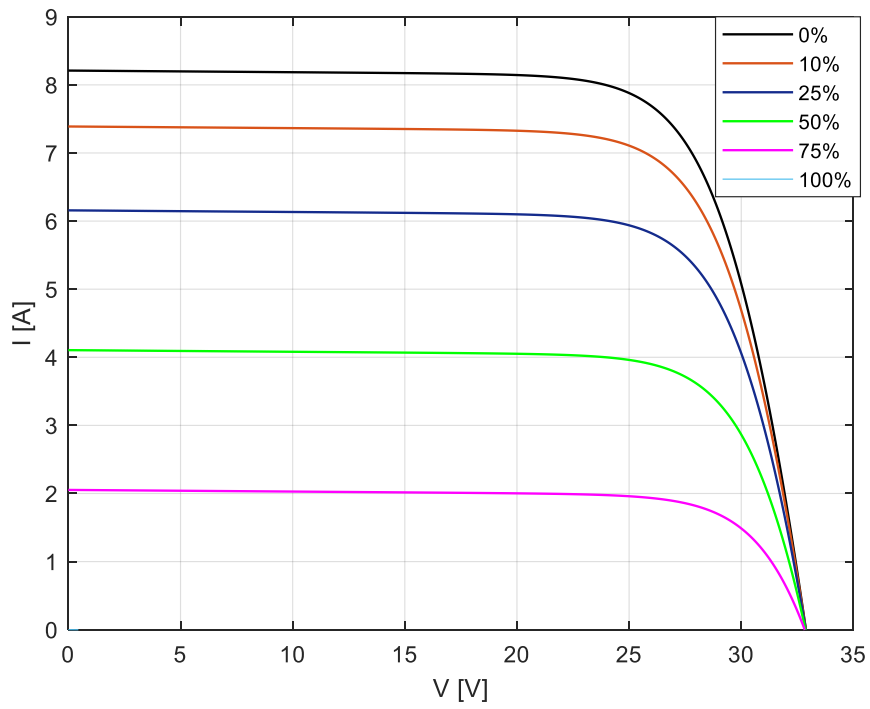


Figure II.8 : La courbe I-V de la dégradation du courant court-circuit.

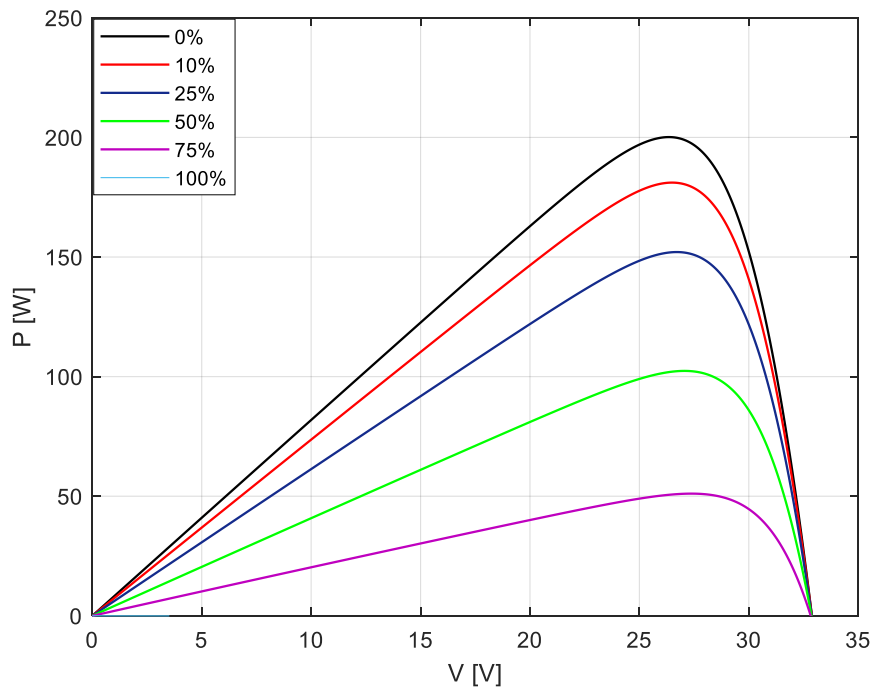


Figure II.9 : La courbe P-V de la dégradation du courant court-circuit.

II.7.3- Dégradation de la tension en circuit-ouvert

Les figures II.10 et II.11 montrent successivement la courbe I-V de la dégradation de V_{co} et la courbe P-V de la dégradation de la tension en circuit-ouvert. La dégradation globale devient plus importante lorsque la diminution de la tension en court-circuit est plus grande, la relation est quasiment proportionnelle. Cela se traduit par une diminution de la performance globale du module PV et de sa capacité à produire de l'électricité solaire.

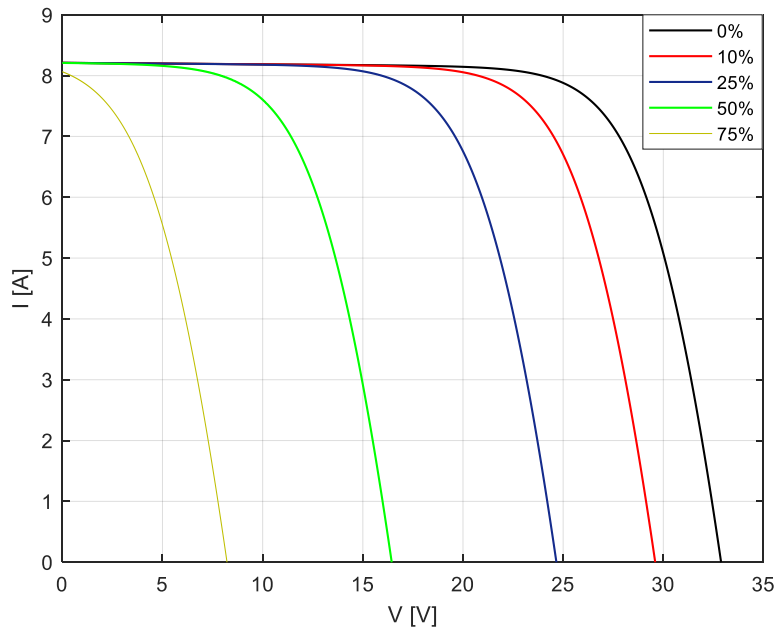


Figure II.10 : la courbe I-V de la dégradation de la tension en circuit-ouvert.

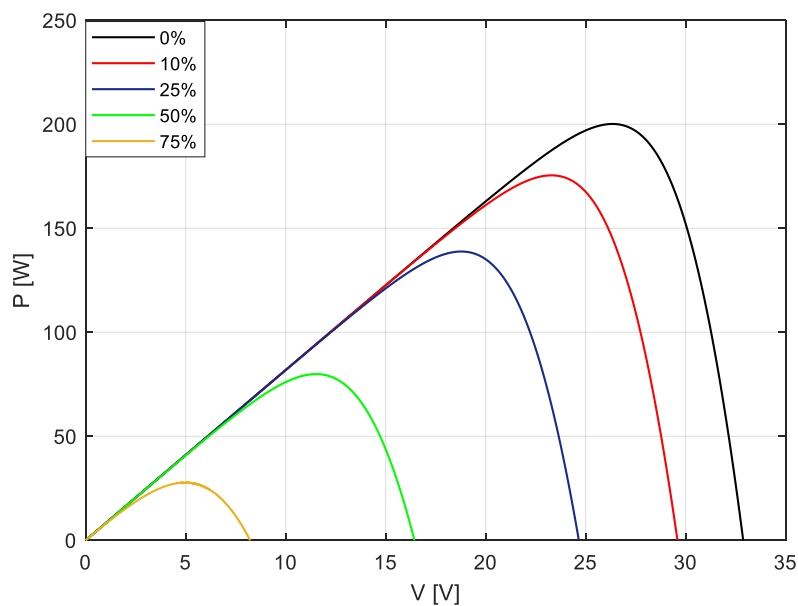


Figure II.11 : la courbe P-V de la dégradation de la tension en circuit-ouvert.

II.7.4- Dégradation de la résistance en série

Comme illustre les figures II.12 et la figure II.13, La dégradation de la résistance en série (R_s) du module photovoltaïque (PV) peut affecter sa performance électrique en influençant la courbe I-V (courant-tension) et la courbe P-V (puissance-tension).

Courbe I-V

- **0% - 100% de dégradation** : une réduction progressive de la tension en circuit ouvert et du courant de sortie, visible sur la courbe I-V par une pente de plus en plus raide
- **200%-500% de dégradation** : La pente devient de plus en plus raide, avec une diminution drastique de V_{oc} et une courbe plus plate dans la région de courant élevé, montrant une performance fortement dégradée.

Courbe P-V

- **0% - 100% de dégradation** : Le pic de la courbe P-V diminue, montrant une réduction de P_{max} .
- **200%-500% de dégradation** : Le pic continue de diminuer de manière significative, avec une puissance maximale de plus en plus faible, indiquant une perte sévère d'efficacité du module.

La dégradation de la résistance en série d'un module PV est étroitement liée à l'effet de vieillissement des composants du module. À mesure que le module vieillit, les matériaux utilisés dans sa construction peuvent subir des processus de dégradation, tels que la corrosion, l'oxydation ou d'autres formes de détérioration. Ces processus peuvent entraîner une augmentation progressive de la résistance en série du module.

Cette augmentation provoque une augmentation des courants de pertes, tels que le courant de fuite (I_{sh}) et le courant de diode inverse (I_D). Ces courants de pertes contribuent à la dissipation de la puissance générée par le module, réduisant ainsi le courant de sortie réel du module disponible pour une utilisation externe.

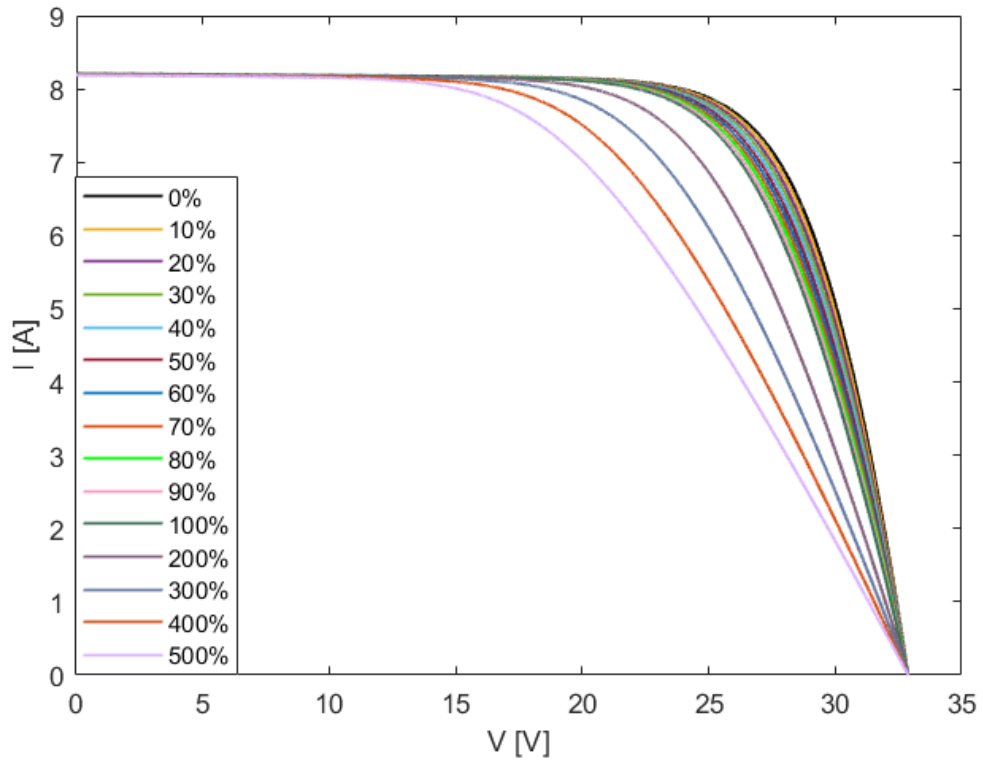


Figure II.12 : Caractéristique I-V avec dégradation de la résistance série.

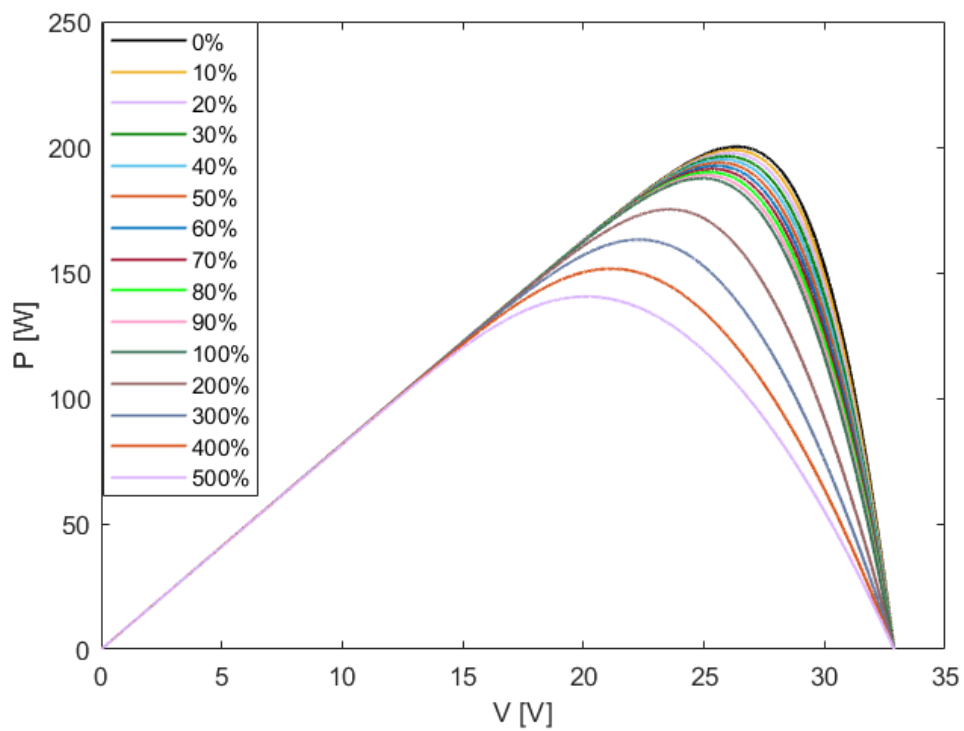


Figure II.13 : Caractéristique P-V avec dégradation de la résistance série.

II.7.5- Dégradation de la résistance en parallèle

La résistance en parallèle (R_p) dans un module photovoltaïque (PV) influence les pertes par fuite dans le module. Lorsque R_p se dégrade, c'est-à-dire qu'elle diminue, cela entraîne une augmentation des courants de fuite internes, réduisant ainsi l'efficacité globale du module.

Les figures II.14 et la figure II.15 présentent les caractéristiques I-V et P-V de la dégradation de la résistance parallèle (R_p) du module photovoltaïque (PV). En comparaison avec la résistance série, on observe que l'influence de la résistance parallèle est moins importante sur la puissance de sortie du module. Pour une dégradation de 50%, on a une dégradation inférieure à 0,5% de la puissance globale du module. Mais à des taux de dégradation importants, au-delà de 50%, cette grandeur devient sensible et commence à avoir une influence directe sur la production du module.

La résistance shunt influence également le courant de court-circuit et la tension en circuit ouvert (V_{oc}) des caractéristiques I-V des cellules.

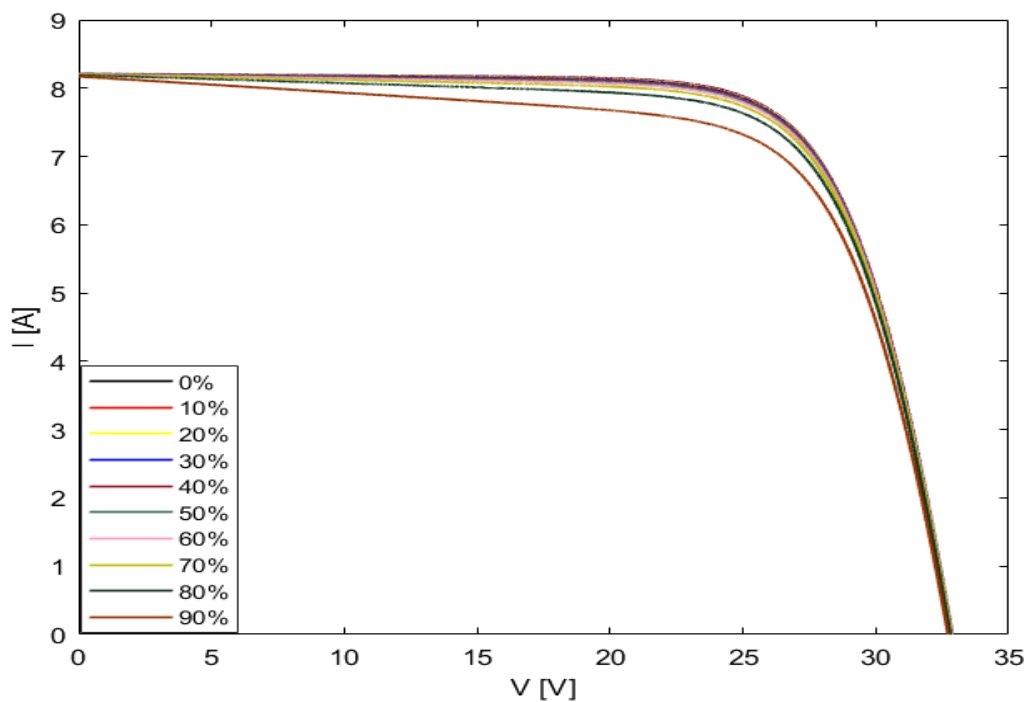


Figure II.14 : Caractéristique I-V avec dégradation de la résistance en parallèle.

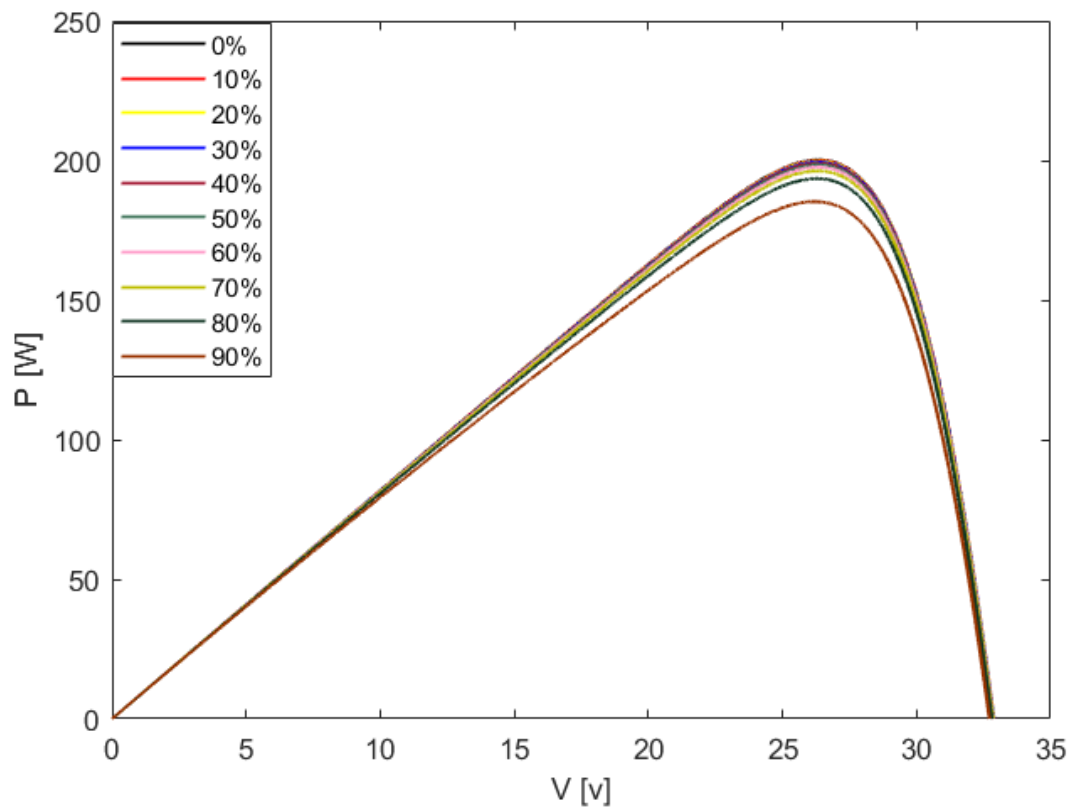


Figure II.15 : Caractéristique P-V avec dégradation de la résistance en parallèle.

II.8-Signification Physique de la Dégradation des Paramètres du Module Photovoltaïque

La dégradation des paramètres d'un module photovoltaïque (PV) au fil du temps affecte directement ses performances électriques et son efficacité globale. Voici un résumé de la signification physique de la dégradation de certains paramètres clés :

II.8.1- Dégradation du Courant de Court-Circuit (I_{SC})

- Signification Physique** : Le courant de court-circuit (I_{sc}) représente le courant maximal que le module peut produire lorsqu'il est exposé à une irradiation solaire maximale et sans charge externe. Une dégradation d' I_{sc} indique une réduction de la capacité du module à générer du courant, souvent due à des facteurs tels que la délamination, la dégradation des cellules solaires, ou la perte de transparence du verre ou de l'encapsulation.
- Impact** : Réduction de la production de courant et, par conséquent, de la puissance globale du module PV.

II.8.2- Dégradation de la Tension en Circuit Ouvert (V_{OC})

- **Signification Physique** : La tension en circuit ouvert (V_{OC}) est la tension maximale que le module peut produire lorsqu'il n'y a pas de charge connectée. La dégradation de V_{OC} est généralement causée par des défauts au niveau des jonctions PN des cellules solaires, l'augmentation des recombinaisons de porteurs de charge, ou des dommages structurels.
- **Impact** : Diminution de la tension maximale disponible, ce qui réduit la performance et l'efficacité du module PV.

II.8.3- Dégradation de la Résistance en Série (R_s)

- **Signification Physique** : La résistance en série (R_s) représente les pertes résistives internes dans le module PV, incluant les connexions et les matériaux conducteurs. Une augmentation de R_s avec le temps est due à des facteurs tels que la corrosion des connexions, l'oxydation des matériaux, ou la dégradation des soudures.
- **Impact** : Augmentation des pertes de tension interne, diminution du courant de sortie et réduction de la puissance maximale du module PV.

II.8.4- Dégradation de la Résistance en Parallèle (R_p)

- **Signification Physique** : La résistance en parallèle (R_p) reflète les pertes par fuite à travers le module PV. Une diminution de R_p indique une augmentation des courants de fuite, causée par des défauts dans les cellules solaires, l'humidité, ou la dégradation de l'encapsulation.
- **Impact** : Augmentation des pertes par fuite, diminution de la tension en circuit ouvert (V_{OC}), réduction de l'efficacité et de la puissance maximale du module PV.

II.9- Conclusion

Une étude paramétrique de la dégradation électrique du module PV se basant sur un modèle de simulation dans l'environnement MATLAB Simulink est réalisée afin de voir la sensibilité de dégradation des paramètres électriques sur la dégradation globale du module.

La dégradation des paramètres électriques d'un module PV entraîne une diminution progressive de ses performances globales, affectant la capacité du module à convertir efficacement l'énergie solaire en électricité. Cela se traduit par une réduction de la production d'énergie, une baisse de l'efficacité et une durée de vie opérationnelle réduite du système photovoltaïque.

En résumé, la compréhension de la signification physique de la dégradation de ces paramètres est essentielle pour évaluer la fiabilité et la durabilité des modules PV et pour mettre en place des stratégies de maintenance et de remplacement appropriées afin de maximiser leur performance à long terme.



Chapitre III

Étude de cas : Maintenance du système PV de la centrale Oued Nechou -Ghardaïa-

III.1- Introduction

La maintenance d'un système photovoltaïque nécessite la mise en œuvre de diverses mesures organisationnelles, techniques et économiques. Une fois la rentabilité démontrée, la maintenance devient une fonction essentielle pour de nombreuses entreprises industrielles et de services.

Dans ce chapitre, nous allons mettre en place un plan de maintenance préventive pour les composants d'un système photovoltaïque connecté au réseau, en utilisant les méthodes ABC et AMDEC pour l'analyse.

III.2- Définition de la maintenance

Selon l'Association Française de Normalisation (AFNOR) - norme NF X 60-010, la maintenance est définie comme l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé. Bien maintenir, c'est assurer l'ensemble de ces opérations au coût optimal [23].

III.3- Objectifs de maintenance

D'une manière générale, la maintenance a pour but d'assurer la disponibilité maximale des Équipements de production à un coût optimal. Les principaux objectifs que doit se fixer la fonction maintenance sont :

- Contribuer à assurer la production prévue ;
- Contribuer à maintenir la qualité du produit fabriqué ;
- Contribuer au respect des délais ;
- Rechercher des coûts optimaux ;
- Respecter les objectifs humains : formation, conditions de travail et sécurité ;
- Préserver l'environnement et économiser l'énergie ;
- Conseiller la direction pour le renouvellement du matériel ;
- Conseiller les responsables de fabrication pour une meilleure utilisation des équipements ;
- Améliorer les équipements de production pour faciliter la maintenance et augmenter la productivité [24].

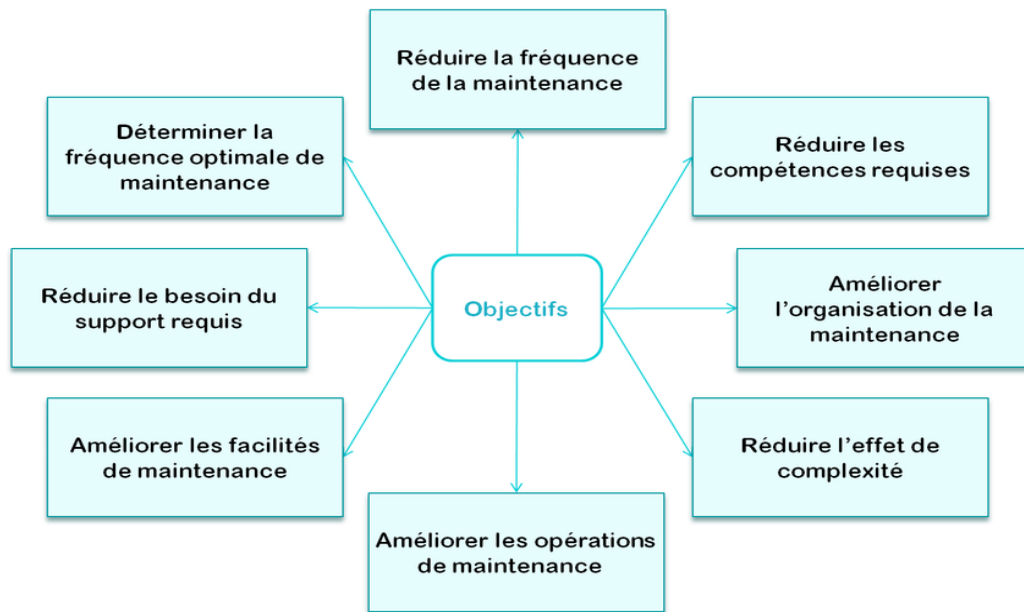


Figure III.1 : Les Objectifs de la maintenance [24].

III.4 - Les différents types de maintenance

On distingue généralement plusieurs types de maintenance :

III.4.1- Maintenance corrective

Selon la norme AFNOR NF 13306 X 60-319, c'est une « maintenance exécutée après détection d'une panne et destinée à remettre un bien dans un état dans lequel il peut accomplir une fonction requise » [25].

La maintenance corrective peut être :

La maintenance curative : La maintenance curative correspond à la remise en état de l'équipement et revêt un caractère définitif. L'équipement concerné par cette maintenance, retrouve après intervention les caractéristiques qu'il avait avant l'apparition du problème [26].

La maintenance palliative : C'est une maintenance qui effectue une remise en état provisoire du matériel ayant subi un dysfonctionnement : C'est un dépannage. Cette maintenance est le plus souvent associée à des systèmes ne présentant pas d'impératif de sécurité [26].

III.4.2- Maintenance préventive

Selon la norme AFNOR NF EN 13306 X 60-319, c'est une « maintenance exécutée à des intervalles prédéterminés ou selon certains critères prescrits et destinée à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation du fonctionnement d'un bien » [27].

Donc c'est une intervention prévue, préparée et programmée en fonction de différents paramètres en vue d'éviter l'apparition probable d'une défaillance identifiée. Il existe trois formes principales de la maintenance préventive :

La maintenance prévisionnelle : Maintenance préventive subordonnée à l'analyse de l'évolution surveillée de paramètres significatifs de la dégradation du bien, permettant de retarder et de planifier les interventions [28].

La maintenance conditionnelle : Est une maintenance préventive subordonnée à un type d'événement prédéterminé (autodiagnostic, information d'un capteur, mesure d'une usure, etc.) révélateur de l'état de dégradation du bien. Autrement dit : maintenance subordonnée au franchissement d'un seuil prédéterminé significatif de l'état de dégradation du bien [28].

La maintenance systématique : C'est une maintenance effectuée suivant un échéancier établi selon le temps ou le nombre d'unités d'usage (nombre prédéterminé d'unités d'usage).

Même si le temps est l'unité la plus répondue, d'autres unités peuvent être retenues telle que : la quantité de produits fabriqués, la longueur de produits fabriqués, la distance parcourue, la masse de produits fabriqués, le nombre de cycle effectués [28].

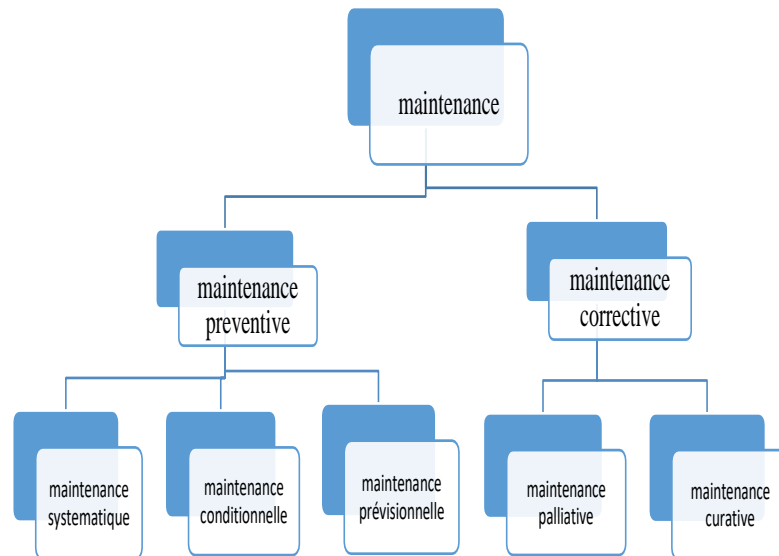


Figure III.2: les différents types de maintenance [29].

III.5- Analyse des défaillances

L'analyse des défaillances est un processus crucial dans le domaine de la maintenance et de l'ingénierie, visant à identifier les causes et les mécanismes des défaillances de composants, d'équipements ou de systèmes afin de prévenir leur récurrence et d'améliorer la fiabilité et la sécurité. On peut classer les défaillances selon leur degré de sévérité par :

- Défaillance critique : nécessite une intervention d'urgence.
- Défaillance significative : nécessite un processus de traitement.
- Défaillance absorbable : pouvant être ignorée dans un premier.

III.6- Les méthodes d'analyse de défaillance

Les méthodes d'analyse de défaillance sont des techniques utilisées pour identifier, analyser et corriger les causes des défaillances dans différents systèmes, équipements ou processus. Voici quelques-unes des méthodes d'analyse de défaillance les plus courantes :

III.6.1- Méthodes ABC (diagramme de Pareto)

Le graphique de Pareto, souvent désigné sous le nom de loi des 80/20, est une méthode largement utilisée dans le milieu industriel pour optimiser et résoudre les problèmes.

La méthode ABC apporte une solution, Elle permet une investigation qui en évidence les éléments les plus importants d'un problème afin de faciliter les choix et les priorités, Les événements (tels que les pannes) sont classés par ordre décroissant de couts (temps d'arrêt, cout financier, quantité, etc.), chaque événement étant lié à une entité. Ensuite, un graphique est créé en corrélant les pourcentages de couts cumulés aux pourcentages cumulés de types de pannes ou de défaillances. Trois zones sont observées :

- **Zone A** : 20% des pannes entraînent 80% des couts.
- **Zone B** : les 40% supplémentaires de pannes n'entraînent qu'une augmentation de 15% des couts
- **Zone C** : les 40% restants des pannes ne représentent que 5% du cout global

En général, on observe que dans la plupart des situations, 80 % des résultats sont causés par seulement 20 % des facteurs. Appliqué à la maintenance, cela implique que 80 % des pannes d'équipements sont provoquées par seulement 20 % des causes répertoriées. Cependant, parvenir à de telles conclusions nécessite une analyse préalable [30].

III.6.1.1- Fonction

Suggérer objectivement un choix c'est à dire classer par ordre d'importance des éléments (produits, machines, pièces, etc.) à partir d'une base de connaissances historiques (comme les registres de pannes). Les résultats sont présentés sous forme de courbe appelée courbe ABC, dont l'analyse aide à identifier les éléments les plus significatifs du problème à résoudre et à prendre des décisions pour sa résolution [31].

III.6.1.2- But de la méthode ABC

L'analyse ABC est une analyse qui permet [32] :

- D'établir la proportionnalité ou l'importance de chaque élément étudié dans l'ensemble des éléments
- De trier et de classer les éléments les uns par rapport aux autres.
- De trier des conclusions de cette proportionnalité.
- De vérifier la concentration à l'aide de l'indice de concentration de Gini.

- De déterminer l'importance relative des causes ou d'autres critères.
- De les classer par ordre d'importance.

III.6.1.3- Caractéristiques

- Une activité définie comme un ensemble de tâches élémentaires.
- Le premier principe est d'abord d'identifier toutes les activités génératrices de valeur, puis d'évaluer le cout correspondant pour chacune d'elles.
- L'inducteur est l'unité de mesure de l'activité.
- Un processus est un ensemble d'activités nécessaires pour fournir un produit ou un service
- La méthode ABC se concentre principalement sur les couts des activités qui seront ensuite affectés aux couts des produits fabriqués et vendus.
- Le cout de toute activité peut ainsi être constitué des couts relatifs aux tâches suivants :
Commande + fabrication + facturation + Expédition + Maintenance [33].

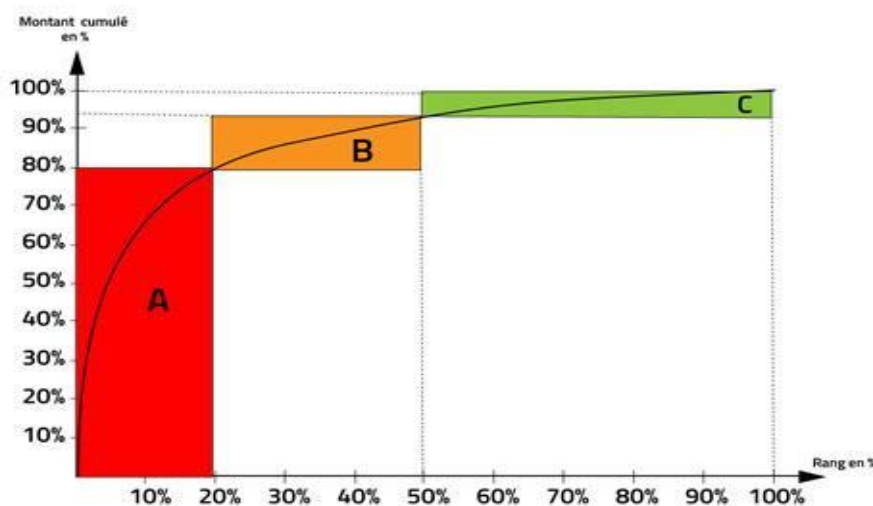


Figure III.3: Diagrammes ABC [34].

III.6.2- Méthode AMDEC

L'AMDEC (Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité) est une technique d'analyse prévisionnelle de la fiabilité, de la maintenabilité et de la sécurité des produits et des équipements.

D'après AFNOR, l'analyse des modes de défaillance de leurs effets et de leur criticités (AMDEC) est une méthode inductive permettant pour chaque composant d'un système, de recenser son mode de défaillance et son effet sur le fonctionnement ou sur la sécurité du système [35].

III.6.2.1- Objectifs de l'AMDEC

L'AMDEC est une méthode d'analyse prédictive qui vise à évaluer les risques de survenance de défaillances ainsi que leurs impacts sur le fonctionnement optimal du système de production, et à entreprendre les mesures correctives nécessaires.

Les buts intermédiaires sont les suivants :

- Examiner les répercussions des défaillances,
- Identifier les modes de dysfonctionnement,
- Spécifier pour chaque mode de dysfonctionnement les moyens et les protocoles de détection,

Évaluer l'importance ou la criticité de chaque mode de dysfonctionnement.

III.6.2.2- Acteurs et processus de l'étude AMDEC

L'AMDEC nécessite l'implication d'un certain nombre d'acteurs formant un groupe pluridisciplinaire : l'animateur, le chef de projet ; les concepteurs, les opérateurs, etc. La démarche se déroule en 7 phases :

- Initialisation : définir le périmètre de l'étude ;
- Préparation : collecter l'ensemble des données d'entrée de l'étude (analyse fonctionnelle, description des solutions, méthodes et processus de production, retours d'expérience...);
- Identification des modes de défaillance : d'abord analyse, pour chaque « fonctionnelle » les « modes de défaillance » des constituants ou « composants » du système qui conduisent au non-respect des caractéristiques attendues ; ensuite décliner, pour chaque mode de défaillance, « l'effet » et la « cause » ;
- Evaluation et hiérarchisation des causes de défaillance : évaluer, pour chaque mode de défaillance, sa « fréquence d'apparition (**F**) » sa « gravité (**G**) » et sa « Détection (**D**) ». Un indicateur du niveau de risque ; la « criticité (**C**) » peut ensuite être calculé en appliquant la formule suivante : $C = F \times G \times D$;
- Recherche d'actions préventives : déterminer une action destinée à ramener la criticité à une valeur acceptable si celle-ci est trop élevée ;
- Mise en œuvre de solution ; mettre en œuvre les actions identifiées ;
- Contrôle d'efficacité « un suivi de l'efficacité des améliorations apportées ».

III.7- Application de la maintenance sur un système PV (centrale Oued Nechou - Ghardaïa)

Nous avons eu l'opportunité d'effectuer un stage instructif à la centrale Oued Nechou, située à environ 15 km au nord de la ville de Ghardaïa, un pilier essentiel du secteur énergétique régional. Stratégiquement implantée, cette centrale joue un rôle vital dans la stabilisation du réseau électrique local grâce à sa capacité de production significative de 1,1 MW et à une gestion efficace des ressources énergétiques. Pendant notre stage, nous avons été immergés dans l'activité quotidienne de l'installation et avons travaillé en étroite collaboration avec une équipe d'experts. Ils nous ont guidés à travers les processus techniques et opérationnels de la centrale. Nous avons réalisé une analyse de Pareto et une analyse AMDEC sur le système photovoltaïque, en nous basant sur l'historique des pannes, puis nous avons élaboré un plan de maintenance préventive pour optimiser la durabilité et l'efficacité de ce système



Figure III.4: Centrale PV Oude Nechou.

III.7.1- Description du système photovoltaïque analysé

Le système photovoltaïque du Oued Nechou comprend les équipements suivants : Module PV, Batterie, Boîte de raccordement, Armoires Electrique, Structure, Régulateur de Charge, Onduleur, Câbles.

III.7.2- L'application de la méthode PARETO sur le système

L'utilisation de la méthode de Pareto pour analyser un système photovoltaïque (PV) aide à identifier les mesures correctives les plus pertinentes afin d'optimiser la performance et la fiabilité du système. Voici les étapes détaillées pour appliquer cette méthode efficacement :

III.7.2.1- L'historique de panne

L'analyse des données concernant l'historique des pannes implique la collecte d'informations spécifiques, incluant les composants affectés, les dates d'arrêt, les mesures correctives appliquées, la durée des interruptions en heures, ainsi que les dates auxquelles les réparations ont été effectuées. Le tableau ci-dessous présente l'historique des pannes des différents composants du système photovoltaïque.

Tableau III.1 : Historique de panne.

Composants Affectés	Date d'arrêt	Action corrective	Temps d'arrêt(h)	Date de réparation
Panneaux solaire	05/11/2023	Vérification et Nettoyage des modules PV	8	05/11/2023
	06/11/2023	Remplacement des diodes by passe	6	06/11/2023
	11/12/2023	Réparations des panneaux dégradent	13	12/12/2023
	17/12/2023	Vérification et Nettoyage des modules PV	7	17/12/2023
Structure	03/01/2024	Réparation des supports des modules PV	14	04/01/2024
Boîte de raccordement	17/01/2024	Réparation des boîtes de jonction défectueuses	5	18/01/2024
Armoires Electrique	24/12/2023	Installation d'un nouveau parafoudre	2	24/12/2023
	14/02/2024	Remplacement des fusibles	4	14/02/2024
Régulateur de charge	16/01/2024	Réparation de régulateur	5	16/01/2024
Onduleur	15/01/2024	Réparation d'onduleur en raison de la surchauffe	7	15/01/2024
Batterie	13/11/2023	Réparation des problèmes de batterie	12	14/11/2023
	11/02/2024	Changement des batteries faibles	9	11/02/2024
Câbles	07/11/2023	Réparation des connexions défectueuses	7	07/11/2023
	20/12/2023	Remplacement des câbles CC dégradé	6	20/12/2023
	22/01/2024	Remplacement des câbles AC dégradé	7	22/01/2024

III.7.2.2- Calcul des fréquences cumulées

Après avoir classé les pannes par catégorie, nous procédons au calcul de la fréquence de chaque équipement en suivant les étapes ci-dessous :

- Comptez le nombre de fois où chaque type de panne est survenu. Cette étape est cruciale pour identifier les types de pannes les plus fréquents.
- Déterminez le temps d'arrêt cumulé par heure pour chaque catégorie en commençant par la catégorie la plus fréquente et en ajoutant successivement le pourcentage de chaque catégorie suivante. Cela permet de visualiser la contribution cumulative de chaque catégorie.
- Calculez le pourcentage que chaque catégorie de panne représente par rapport au total des incidents en utilisant la formule :

$$\text{Temps d'arrêt cumulé (\%)} = \frac{\text{Temps d'arrêt Cumulé}}{\text{Nombre total de Temps d'arrêt}} * 100$$

Tableau III.2 : calcul des fréquences cumulées.

Equipement	Temps d'arrêt (h)	Temps d'arrêt Cumulé (h)	Temps d'arrêt Cumulé (%)
Les panneaux solaires	34	34	30.35714
Les batteries	21	55	49.10714
Les câbles	20	75	66.96428
Structure	14	89	79.46428
Onduleur	7	96	85.71428
Armoires Electrique	6	102	91.07142
Régulateur de charge	5	107	95.53571
Boîtte de raccordement	5	112	100

III.7.2.3- Création du Diagramme de Pareto

Pour visualiser efficacement les données recueillies sur les pannes, la création d'un diagramme de Pareto est essentielle. Ce diagramme commencera par un graphique en barres, où chaque barre représente une catégorie de panne différente, classées par ordre décroissant de leur fréquence de gauche à droite. Cette disposition permet d'identifier rapidement les catégories les plus problématiques. En complément, une courbe de pourcentage cumulé sera tracée sur une échelle secondaire. Cette ligne cumulée permettra de visualiser la contribution progressive de chaque catégorie au problème total, mettant en évidence les principaux

contributeurs aux défaillances du système. La création de ce diagramme facilite l'analyse des données et aide à concentrer les efforts d'amélioration sur les zones qui auront l'impact le plus significatif sur la performance globale du système.

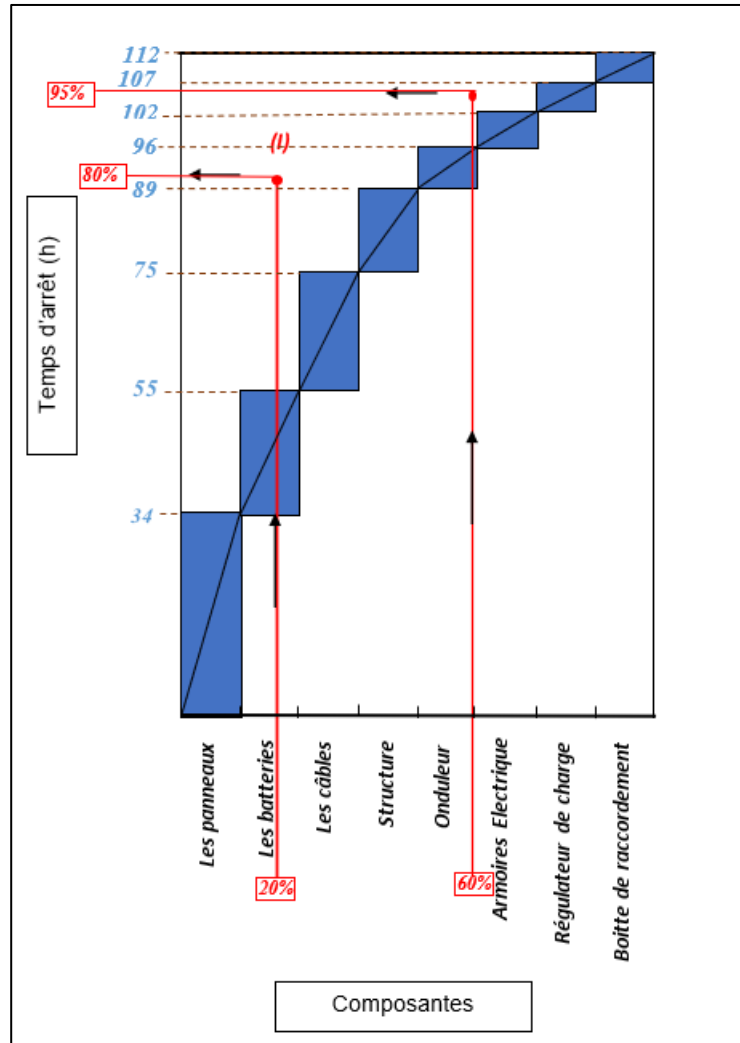


Figure III.5: Diagramme de Pareto

III.7.2.4- Explication de courbe

L'analyse du diagramme de Pareto révèle que les panneaux solaires et les batteries sont responsables de 80 % du temps d'arrêt, tandis que les câbles, les structures et les onduleurs ne contribuent qu'à 5 %. Les autres composants représentent le reste des interruptions.

III.7.2.5- Analyse A, B, C pour le critère adopté et action à proposer

Une fois le "Temps d'arrêt" sélectionné comme critère pour l'analyse ABC, le diagramme de Pareto correspondant, basé sur le temps d'arrêt cumulé, sera segmenté en trois zones distinctes :

- Zone A : inclut les 20 % des composants les plus critiques.

- Zone B : englobe les 40 % des composants suivants, cumulant ainsi jusqu'à 60 % (20 % + 40 %) du total.
- Zone C : comprend le reste des composants.

Le découpage du diagramme de Pareto sera organisé comme illustre la figure III.6.

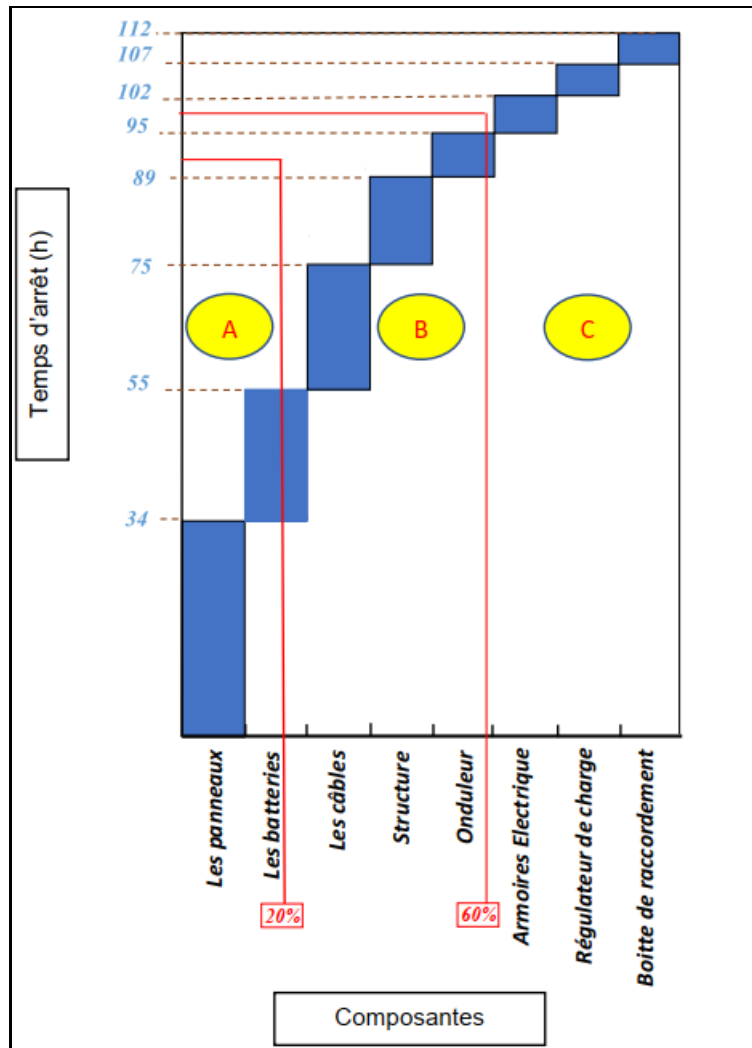


Figure III.6: le découpage de graphique de Pareto.

III.7.2.6- Résultat d'analyse ABC

Le tableau III.3 présente l'analyse ABC du diagramme de Pareto, segmenté par zones, pour déterminer les "causes principales" responsables de la majorité des pannes. Ces catégories, étant les plus critiques, doivent être traitées en priorité afin d'atteindre une amélioration notable.

Tableau III.3: Résultat d'analyse ABC.

ZONE A	<ul style="list-style-type: none">• Equipements : Les panneaux, les batteries• Action : maintenance préventive sur défaillance probable et peu probable.• Influence de critère : fort
ZONE B	<ul style="list-style-type: none">• Equipements : Les câbles, structure, onduleur.• Action: maintenance préventive sur défaillance probable• Influence de critère : moyenne
ZONE C	<ul style="list-style-type: none">• Equipements : Armoires électrique, Régulateur de charge, Boitte de raccordement.• Action : pas de maintenance préventive.• Influence de critère : faible.

III.7.3- Méthode d'analyse prévisionnelle AMDEC

III.7.3.1- Description de l'enchaînement des opérations

La méthode d'analyse des risques de dysfonctionnement d'un système photovoltaïque basée sur l'AMDEC proposée se décompose en quatre étapes :

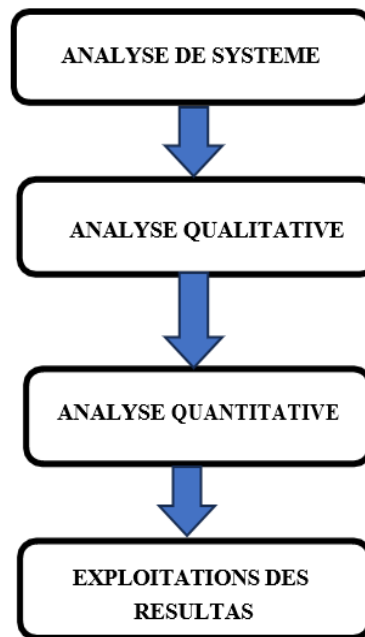


Figure III.7: Différentes étapes de l'AMDEC

III.7.3.2- Analyse du système

Il correspond à la description, la caractérisation et la modélisation du système étudié et de ses composants.

- Analyse qualitative (AMDE)

Cette méthode permet de déterminer et de caractériser les modes de dégradation et de défaillance du système. Pour chaque composant et fonction associée, nous cherchons à identifier toutes les dégradations potentielles, ainsi que leurs causes et conséquences. Nous menons cette étude pour l'ensemble des composants et des fonctions du système, jusqu'à ce que tous les scénarios de défaillance (séquences de défaillance) soient clairement définis. Ainsi, l'analyse des modes de défaillance et de leurs effets aide à dresser une liste exhaustive des modes de défaillance, des causes de ces défaillances, et des effets directs et indirects qu'elles peuvent avoir sur chaque fonction du système, y compris l'impact d'une dégradation d'un composant sur un autre.

- Analyse quantitative

Cette analyse consiste en la caractérisation des différents scénarios de défaillance du système. L'objectif de l'analyse quantitative est de classer ces scénarios par gravité, une mesure qui combine la fréquence d'occurrence de la dégradation, la sévérité de l'impact, et la détectabilité de ces dégradations. Elle vise également à comprendre l'intervalle de temps entre deux scénarios de défaillance consécutifs accompagnés de dégradation, ainsi qu'à ajuster la description de la dégradation dans différents scénarios de défaillance les uns par rapport aux autres. L'analyse quantitative de criticité se décompose en trois étapes principales :

- Identification du scénario d'étude.

- Évaluation de la gravité, qui implique l'analyse de la sévérité, l'occurrence et la détectabilité des scénarios. La gravité d'un scénario est définie comme le produit de ces trois facteurs :

$$C = O \times G \times D$$

- Prioriser les scénarios par ordre décroissant de criticité, où la valeur la plus élevée indique la criticité la plus grande. L'analyse de criticité permet de classer divers scénarios. La définition de seuils de criticité avec l'aide d'experts aide à identifier et à protéger les scénarios les plus critiques.

Le tableau ci-dessous présente une analyse quantitative des scénarios de défaillance du système en fonction de leur gravité, occurrence et détectabilité, pour prioriser les actions en fonction de leur importance critique. [36]

Tableau. III.4 : Les critères de cotations.

Cote	Echelle D'occurrence (O)	Echelle de Gravité (G)	Echelle de non Détection (D)
1	Défaillance peu probable	Aucune influence	Détection certaine de la défaillance lors des contrôles
2	Défaillance très rare	Baisse de rendement	Probabilité forte de détecter la défaillance lors des contrôles
3	Défaillance occasionnelle	Légère altération du Système	Probabilité modérée de détecter la défaillance lors des contrôles
4	Défaillance répétitive	Arrêt du système	Probabilité faible de détecter la défaillance lors des contrôles

III.7.3.3- Création de tableau AMDEC

Après avoir décomposé le système photovoltaïque en ses différents éléments, nous procédons à l'analyse AMDEC. Les tableaux ci-dessous fournissent un résumé de cette analyse.

AMDEC – ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ										
Date de l'analyse		SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE								Page: 1/3
										Nom:
ELEMENT	FONCTION	MODES DE DEFAILLANCE	CAUSES	EFFETS DE LA DEFAILLANCE	CRITICITE				ACTION CORRECTIVE	
					O	G	D	C		
Module PV	TRANSFORMER L'ENERGIE SOLAIRE EN ENERGIE ELECTRIQUE	LE MODULE PV NE DELIVRE PAS D'ENERGIE ELECTRIQUE	VITRAGE CASSEE	LE SYSTEME NE PRODUIT PAS D'ENERGIE ELECTRIQUE	3	4	2	24	VERIFICATION SERRAGESYSTEME MONTAGE /SYSTEMATIQUE	
			DEFAILLANCE DE LA BOITE CONNEXION		3	3	4	36	CHANGEMENT/ CURATIVE	
			POINT CHAUD		2	4	2	16	REPLACEMENT/ CURATIVE	
			DEFAILLANCE DE DIODE BY-BASS		2	4	2	16	CHANGEMENT/ SYSTEMATIQUE	
			DELAMINATION		2	4	3	24	VERIFICATION CIRCUIT ET CABLAGE	
		LE MODULE PV DELIVRE UN PUISSANCE DEGRADEE A LA PUISSANCE MAX	CELLULES CASSEE	4	2	3	24	CHANGEMENT/ CURATIVE		
			DEFAILLANCE DE LA SOUDURE DES RUBANS	3	2	4	24	REPARATION OU CHANGEMENT URGENT /SYSTEMATIQUE		
			INTERCONNECTION CASSEES	3	4	3	36	REPARATION OU CHANGEMENT SYSTEMATIQUE		

			DECOLORATION DE L'ENCAPSULANT		4	4	3	48	CHANGEMENT RAPID/ PREVISIONNELLE
			CORROSION		3	4	3	36	NETOYAGE /SYSTEMATIQUE
BATTERIE	DELIVRE L'ENERGIE ELECTRIQUE QUANT IL YA INSUFFISANCE	PROBLEME DE L'ELECTROLYTE	STRATIFICATION DE L'ELECTRODE	PAS D'ENERGIE A LA SORTIE DE LA BATTERIE	2	3	3	18	CHANGEMENT /CURATIVE
		DETERIORATION DES ELECTRODES	SULFATATION		3	4	2	24	SYSTEMATIQUE
			CORROSION		4	2	2	16	NETOYAGE / SYSTEMATIQUE
			NON COHESION DES MASSES ACTIVES		4	3	2	24	SYSTEMATIQUE
ONDULEUR	TRANSFORMER L'ENERGIE ELECTRIQUE CONTENUE EN ALTERNATIVE	L'ONDULEUR NEDELIVRE PAS D'ENERGIE ELECTRIQUE ALTERNATIVE	PANNE DE RELAIS DE SORTIE	PAS D'ENERGIE A LA SORTIE DE L'ONDULEUR	2	2	2	6	SYSTEMATIQUE STOCK SUR MAGASIN
			FAUX CONTACTE		1	3	2	6	SYSTEMATIQUE
			FUSIBLE FONDUE		1	2	2	4	SYSTEMATIQUE STOCK SUR MAGASIN
			DEFAILLANCE mppt		2	3	2	12	CURATIVE
		L'ONDULEUR DELIVRE UNE	CORROSION		1	4	2	8	NETOYGE SYSTEMATIQUE

		ENERGIE ELECTRIQUE ALTERNATIVE DEGRADEE	OXYDATION DES BOUTONS DE COMMANDE ET DE VISSERIES		1	3	2	6	NETOYAGE SYSTEMATIQUE
REGULATEUR	PROTEGER LA BATTERIE CONTRE LES SURCHARGES ET LES DECHARGES PROFONDE	PROBLEME DES COMPOSANTS ELECTRONIQUES	DEFAILLANCE DE LA RESISTANCE	PAS DE REGULATION DELA TENSION DE LA BATTERIE	1	4	3	12	CHANGEMENT CURATIVE
			DEFAILLANCE DE LA DIODE		1	4	4	16	CURATIVE
			DEFAILLANCE DU TRANSISTOR		1	4	3	12	CURATIVE
Câbles et Boite de raccordement	Connecter l'alimentation	-Mauvais dimensionnement des câbles ou boîte de connexion décollé -Mauvais câblage ou câbles non fixés	POINT CHAUD	PAS DE FONCTIONNEMENT	1	4	5	20	CHANGEMENT CURATIVE
			Mauvais câblage		1	4	5	20	CURATIVE
			humidité		1	4	5	20	CURATIVE

Tableau. III.5 : étude AMDEC d'un système photovoltaïque

III.7.4- Control et maintenance préventive du système

- **Nettoyage des panneaux :**

Le meilleur moment pour nettoyer les panneaux solaires n'est pas fixe, mais la fin de l'hiver est souvent idéale. Le soleil revient et la production augmente. Il n'y a pas non plus d'heure précise dans la journée, mais il est préférable de nettoyer les panneaux à des températures plus fraîches, comme à l'aube ou au crépuscule, pour ne pas affecter leur performance. Le choix de la méthode de nettoyage dépend de plusieurs facteurs, tels que l'emplacement, le climat et le type de saleté.

- **Vérification de la structure :**

Une inspection visuelle des modules permet de repérer les défauts tels que fissures, éclats et décoloration. Les défauts évidents sont notés dans le rapport d'entretien pour un suivi futur afin de prévenir toute détérioration. Les observations doivent aussi inclure le contrôle des boulons de fixation des rangées (comme le desserrage des boulons) et vérifier que les cadres et modules sont bien serrés. De plus, il est essentiel de vérifier la fixation, l'orientation et l'inclinaison des panneaux.

- **Contrôle de la batterie :**

Il est essentiel de vérifier régulièrement l'état des batteries. Cela comprend l'inspection visuelle du compartiment pour s'assurer qu'il est propre, ainsi que l'examen des batteries pour détecter toute variation de couleur ou la présence de sédiments dans le réservoir. De plus, il est important de contrôler les connexions des composants et de vérifier s'ils présentent des fissures ou des fuites d'électrolyte. Cette maintenance préventive garantit le bon fonctionnement et la durabilité des batteries.

- **Vérification de Régulateur :**

Un régulateur de charge est un appareil peu exigeant en entretien. Cependant, chaque trimestre, quelques opérations doivent être effectuées :

- Vérifier que le régulateur est propre.
- S'assurer de sa ventilation.
- Contrôler les connexions des bornes.
- Vérifier le bon fonctionnement des voyants.
- Enlever toute poussière excessive uniquement à l'aide d'un chiffon ou d'une brosse sèche.
- **Vérification de l'onduleur :**

Quand un onduleur tombe en panne, cela affecte toute l'installation. Il est donc crucial d'entretenir régulièrement l'onduleur pour protéger votre investissement à long terme. Comme

les contrôleurs de charge, les onduleurs demandent peu d'entretien. Voici les vérifications à effectuer trimestriellement : s'assurer que l'onduleur est propre, vérifier sa ventilation, examiner les câbles et les connexions pour détecter tout dommage, contrôler les bornes de la batterie et vérifier les connexions pour détecter toute trace de surchauffe ou de corrosion. Enfin, tester le fonctionnement du ventilateur interne.

- **Vérification du Câblage du système :**

Il est crucial de vérifier tout câblage exposé pour détecter les coupures ou les détériorations, et d'inspecter les connexions à la recherche de signes de corrosion ou de brûlure. Voici les éléments du système à inspecter :

- Du panneau solaire à son régulateur
- Du régulateur à la banque de batteries
- Du convertisseur à la banque de batteries
- Du générateur de secours au chargeur de batteries
- Du chargeur de batteries à la banque de batteries
- Du convertisseur et du générateur de secours au tableau de contrôle du courant alternatif

III.8- Conclusion

En conclusion, l'application de la maintenance sur un système photovoltaïque est essentielle pour assurer son bon fonctionnement et sa durabilité. En utilisant des méthodes telles que le diagramme de Pareto et l'AMDEC, nous pouvons identifier les principales sources de dysfonctionnement et prendre des mesures préventives pour les corriger. Le contrôle régulier et la maintenance préventive du système photovoltaïque permettent de minimiser les pannes et d'optimiser sa performance globale.




Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire a permis d'approfondir les connaissances sur les modules photovoltaïques, en mettant en évidence les divers facteurs influençant leur performance et leur durabilité. L'étude paramétrique de la dégradation des modules photovoltaïques a révélé les principaux paramètres physiques et environnementaux impactant leur efficacité à long terme, tels que la température, La corrosion, la délamination, et d'autres encore. En identifiant ces facteurs critiques, il est possible de mieux comprendre les mécanismes de dégradation et d'améliorer la conception et la fabrication des modules pour une meilleure résistance aux conditions adverses.

Par ailleurs, l'intégration des méthodes de Pareto et de l'Analyse des Modes de défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité (AMDEC) dans la maintenance des systèmes photovoltaïques a démontré leur efficacité pour optimiser les stratégies de maintenance. La méthode de Pareto a permis d'identifier les défauts les plus fréquents et les plus critiques, facilitant ainsi la priorisation des actions correctives. Quant à l'AMDEC, elle a fourni un cadre systématique pour évaluer les risques associés aux différentes défaillances potentielles, en permettant de mettre en place des mesures préventives adéquates et de réduire les coûts de maintenance.

En conclusion, ce mémoire souligne l'importance d'une approche intégrée combinant des études paramétriques et des méthodologies de maintenance robustes pour améliorer la performance et la fiabilité des systèmes photovoltaïques. La mise en œuvre de ces stratégies peut non seulement prolonger la durée de vie des modules photovoltaïques mais également optimiser leur rendement énergétique, contribuant ainsi à une transition énergétique plus durable et efficace. Les résultats obtenus ouvrent la voie à des recherches futures visant à perfectionner les techniques de diagnostic et de maintenance, ainsi qu'à développer des matériaux et des technologies photovoltaïques plus résilients.

 *Références bibliographiques*

- [1] <https://www.connaissancedesenergies.org/les-capacites-electriques-renouvelables-dans-le-monde-statistiques-2024-04-26> 17h.36
- [2] <https://www.agenceecofin.com/solaire/1503-117098-algerie-3000-mw-d-energie-solaire-bientot-integres-dans-le-mix-energetique>. 28-04-2024 18h.12
- [3] Osterwald, C.R., & McMahon, T.J. "History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review". Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2009.
- [4] Wohlgemuth, J.H., & Kurtz, S. "Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic's Progress Toward Grid Parity". IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California, April 10-14, 2011.
- [5] Munoz, M.A., Alonso-Garcia, M.C., Vela, N., & Chenlo, F. "Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions". Solar Energy, 2011.
- [6] Wohlgemuth, J.H., & Kurtz, S. "Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic's Progress Toward Grid Parity". IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California, April 10-14, 2011.
- [7] Tahmi, F., & Oulad Hadjou, H. "Dimensionnement d'un système de pompage d'eau photovoltaïque destiné à l'irrigation (Cas de la région de M'sila)." Master thesis, University of M'sila, 2022.
- [8] Quintana, M.A., King, D.L., McMahon, T.J., & Osterwald, C.R. "Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules". Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1436-1439, 2002.
- [9] Oreski, G., & Wallner, G.M. "Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions". Solar Energy, 83, 1040–1047, 2009.
- [10] H. Fatiha et R. Aicha « Modélisation et simulation d'un système Photovoltaïque » mémoire demaster, Université Kasdi Merbah Ouargla juin 2014
- [11] Haroubia mohammed, étude simulation d'un panneau photovoltaïque, université d'Annaba, année 2019, Algérie
- [12] Bosco, N. Reliability Concerns Associated with PV Technologies. http://www.nrel.gov/pv/performance_reliability/pdfs/failure_references.pdf, 2010.
- [13] Ammar, Ahmed. Etude et évaluation des performances de dégradation des modules photovoltaïques. Mémoire master académique, Université Ahmed Draïa Adrar, Faculté des sciences et de la technologie, Département de sciences de la matière.

- [14] Munoz, M.A., Alonso-Garcia, M.C., Nieves Vela, & Chenlo, F. “Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions”. *Solar Energy*, 85, 2264–2274, 2011.
- [15] Hacke, et al. “System Voltage Potential-Induced Degradation Mechanisms in PV Modules and Methods for Test”. 37th IEEE PVSC, 2011.
- [16] El Shatter, T.F., & El Hagry, M.T. “Sensitivity Analysis of the Photovoltaic Model Parameters”. *IEEE Cir. and Syst.*, Vol. 2, pp. 914–917, 1999.
- [17] Bandou, F. Modélisation de modules photovoltaïques en milieu réel d’implantation. Mémoire de fin d’études, Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou, Faculté du génie de la construction, Département de génie mécanique, 2013.
- [18] M.A de Blas, M.A., Torres, J.L., Prieto, E., & García, A. “Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices”. *Renewable Energy*, vol. 25, no. 3, pp. 371–380, Mar. 2002, doi: 10.1016/S0960-1481(01)00056-8.
- [19] Lo Brano, V., Orioli, A., Ciulla, G., & Di Gangi, A. “An improved five-parameter model for photovoltaic modules”. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 94, no. 8, pp. 1358–1370, Aug. 2010, doi: 10.1016/j.solmat.2010.04.003.
- [20] Ennemri Amina, «Étude du vieillissement des systèmes solaires photovoltaïques et évolution des performances dans le temps» Mémoire de magistère, Université M'hamed Bougara Boumerdès
- [21]] H. Fatiha et R. Aicha « Modélisation et simulation d’un système Photovoltaïque » mémoire demaster, Université Kasdi Merbah Ouargla juin 2014
- [22] ARAB Salim TOUDERT Dalila, «étude d’un système PV» Mémoire de master academique, Univ de Tizi-Ouzou, 2017
- [23] Bouami, Driss. *Le Grand Livre de la Maintenance*. Paris: Dunod, 2007 p 35
- [24] EL MAKHFI, Oussama, & EL-ALLAM, Toufik. Mise en place de la méthode AMDEC dans une chaîne de production. Faculté des Sciences et Techniques de Fès 2021.
- [25] Zille, V. “Modélisation et évolution des stratégies de maintenance complexes sur des systèmes multi-composants”. Thèse de doctorat, Université de technologie de Troyes, Institute Charles Delaunay, janvier 2009.
- [26] Mathieu, G. “Modélisation des coûts de cycle de vie: présentation des coûts de la maintenance et de fiabilité, application à l’aéronautique”. Thèse de Doctorat, L’École Centrale de Lyon, janvier 2005.
- [27] INGEXPERT. « Conseil, Accompagnement du Management de la Maintenance Industrielle, tertiaire, BTP, transport et biomédicale, Fiabilisation des équipements » www.ingexpert.com – 17 F bd Jean Duplessis 13014 Marseille, Ed 2008.

- [28] Meryem, B. « AMDEC appliquée à la STEP d'Ain El Houtz ». Thème de master, Université du Tlemcen, Département d'Hydraulique, 2014/2015.
- [29] Bouanaka, Mohamed Larbi. « Contribution à l'amélioration des performances opérationnelles des machines industrielles ». Thèse de magister, Université de Constantine, 2008/2009.
- [30] MEDJALDI Amar, AMIRI Imad Eddine « Conception d'un système de régulation de la température des panneaux photovoltaïques à base d'un système à microprocesseur» mémoire de master, univ Guelma 2020.
- [31] Zemouri, R. Contribution à la surveillance des systèmes de production à l'aide des réseaux de neurones dynamiques: Application à la maintenance. Université de Franche-Comté, 2003.
- [32] Oufrani, M.A., & Hamadi, D.E. Optimisation de la maintenance préventive d'une turbine à gaz TURBOMACH T70 par les méthodes AMDEC et PARETO. Université de Ghardaia, 2020.
- [33] Mebbani, Y. La Méthode ABC (Activity Based Costing) Concepts et mise en place. 2012: p. 49-75.
- [34] Bouanaka, Mohamed Larbi. « Contribution à l'amélioration des performances opérationnelles des machines industrielles ». Thèse de magister, Université de Constantine, 2008/2009.
- [35] Optimisation de la fiabilité d'un système électromécanique. Thèse de Master, Université Mohamed Boudiaf – M'Sila, 2017/2018.
- [36] Bouaziz Mohamed Reda -Bamrani Salah mémoire de fin étude Installation et maintenance des kits solaires Université de blida, 2021/2022

Résumé

L'objectif de ce travail est d'étudier l'impact du vieillissement d'un module photovoltaïque de type KC200GT sur les performances électriques du système. Une étude paramétrique a montré la sensibilité des paramètres de sortie en fonction du degré de dégradation électrique du module. Les simulations sur MATLAB SIMULINK soulignent qu'une augmentation de 100 % de la résistance série provoque une diminution d'environ 5 % de la puissance globale de sortie du module et qu'une dégradation de 50 % de la résistance parallèle entraîne une réduction inférieure à 0,5 % de la puissance globale du module. Ensuite, un plan de maintenance préventive, appliquant les méthodes ABC et AMDEC, est élaboré pour les composants d'un système photovoltaïque connecté au réseau. Ce plan vise à maximiser la fiabilité et la performance du système en réduisant les temps d'arrêt et en prolongeant la durée de vie des équipements.

Mots-clés : Module Photovoltaïque, modélisation, dégradation de puissance, vieillissement, AMDEC, Pareto.

Abstract

The objective of this work is to study the impact of aging of a photovoltaic module of type KC200GT on the electrical performance of the system. A parametric study showed the sensitivity of the output parameters according to the degree of electrical degradation of the module. Simulations on MATLAB SIMULINK point out that a 100% increase in serial resistance causes a decrease of about 5% in the overall output power of the module and a 50% degradation of the parallel resistance results in a reduction of less than 0,5% of the overall module power. Then, a preventive maintenance plan, applying the ABC and AMDEC methods, is developed for the components of a photovoltaic system connected to the grid. This plan aims to maximize system reliability and performance by reducing downtime and extending equipment life.

Keywords: Photovoltaic module, modeling, power degradation, aging, AMDEC, Pareto.

الملخص

الهدف من هذا العمل هو دراسة تأثير قدم الوحدة الكهروضوئية KC200GT على الأداء الكهربائي للنظام. أظهرت الدراسة التحليلية حساسية المتغيرات الناتجة كدالة لدرجة التدهور الكهربائي للوحدة. تُظهر عمليات المحاكاة باستخدام MATLAB SIMULINK أن زيادة المقاومة المتسلسلة بنسبة 100% تؤدي إلى انخفاض بنسبة 5% تقريباً في طاقة الإنتاج الكلية للوحدة، بينما يؤدي انخفاض المقاومة المتوازية بنسبة 50% إلى انخفاض الطاقة الكلية للوحدة بنسبة أقل من 0.5%. بعد ذلك، يتم وضع خطة صيانة وقائية بتطبيق أساليب ABC و AMDEC لمكونات النظام الكهروضوئي المتصل بالشبكة. والهدف من هذه الخطة هو زيادة موثوقية النظام وأدائه إلى أقصى حد من خلال تقليل وقت التعطل وإطالة عمر المعدات.

الكلمات المفتاحية : الوحدة الكهروضوئية، النمذجة، تدهور الطاقة، شيخوخة اللوح الكهروضوئي ، AMDEC ، Pareto.