



Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables
The 2nd International Seminar on New and Renewable
Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa - Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



Contribution à l'analyse des performances des modules photovoltaïques exposés en milieu naturel

F. Bandou¹, A. Hadj Arab¹

¹ Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), B.P. 62, Bouzaréah, Alger

E-Mail : b_farida@live.fr

Abstract—The performance of photovoltaic (PV) module is obtained by means of in situ electrical characterization, when subjected to conventional irradiation of 1000 W/m² and a cell temperature of 25 ° C, mainly to determine the maximum power. These data are considered insufficient in view of the multidisciplinary aspect of the components of the PV module. In addition, the electric power is not constant over time when the PV module undergoes degradation. To quantify the power loss, degradation tests should be performed to estimate the reliability and durability. Indeed in this article, we present some results obtained during testing outdoor characterization of photovoltaic modules UDTs 50 degraded. The testing took place in Bouzaréah. These performance tests of modules PV were made according to the procedure 10.1 of IEC 61215 constituting a test for the detection of performance degradation mechanisms for a possible comparison with data from the Manufacturer.

Keywords: Module PV, performance degradation, IEC61215

I. INTRODUCTION

Les modules photovoltaïques (PV) sont installés partout à travers le monde afin de produire de l'électricité verte à partir de l'énergie solaire. Leur fonction principale est de transformer l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique. La fabrication des modules photovoltaïques étant coûteuse, ils doivent être fiables et avoir une longue durée de vie pour que l'électricité produite soit considérée comme une énergie renouvelable. En général, la prédiction de la fiabilité

des modules PV nécessite une compréhension complète de la conception du système, l'environnement d'exploitation [1], et Les mécanismes de dégradation qui conduisent à des pannes. L'identification des ces derniers est devenue plus importante, pour cela, nous avons procédé à appliquer la procédure d'essai 10.1 de la norme CEI 61215 [2]

sur quelques modules PV dégradés dans le but de révéler les effets de la dégradation sur les performances des modules PV.

II. MÉTHODES D'ESSAIS EXISTANTES

Pour être mis sur le marché, les modules PV doivent subir des essais afin de s'assurer de leurs résistances mécaniques et électriques. Les essais de la norme CEI 61730 doivent être conduits en premier lieu; ils permettent d'attester un fonctionnement électrique et mécanique sûr au cours de leur durée de vie. Ces essais traitent de la prévention contre les chocs électriques, les risques de feu et les accidents corporels dus à des contraintes mécaniques et environnementales. Il est obligatoire avant de mettre sur le marché une gamme de modules photovoltaïques, que leur conception soit qualifiée et que la gamme de modules soit homologuée. Pour cela, un ensemble d'essais séquentiels de qualification doit être réalisée selon les normes : CEI 61215, CEI 61646, CEI 62108 [3]. Dans nos travaux, nous nous sommes basés sur l'étude de la norme CEI 61215, ou nous sommes concentrés en premier lieu sur le paramètre d'acceptation qui est la dégradation de la puissance maximale. Nous nous sommes intéressés plus particulièrement à ce paramètre car c'est celui qui disqualifie principalement les modules.

A. Norme CEI 61215

La norme CEI 61215 a été publiée par Le groupe 2 du Comité technique de la CEI (Commission Internationale Electrotechnique) [2]. Elle certifie une garantie de qualité en matière de stabilité mécanique et de respect des paramètres électriques. Les exigences de cette norme se portent sur la qualification de la conception et l'homologation de modules photovoltaïques pour application terrestre et pour une utilisation de longue durée dans les climats généraux d'air libre. Les caractéristiques électriques et thermiques du module y sont déterminées. Le



**Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables
The 2nd International Seminar on New and Renewable
Energies**

**Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012**



but était de montrer autant que possible que le module est apte à supporter une exposition prolongée aux climats définis dans le domaine d'application.

B. Condition de test des modules photovoltaïques

Un module de conception doit être jugé pour avoir passé les tests de qualification, si à chaque test l'échantillon répond à tous les critères suivants [7] :

- 1) La dégradation de la puissance de sortie maximale à STC ne dépasse pas la limite prescrite après chaque test, 5% après chaque séquence de test.
- 2) Aucun échantillon n'a présenté aucun défaut de circuit ouvert ou au sol pendant les essais.
- 3) Il n'existe aucune preuve visuelle d'une défectuosité majeure.
- 4) Les exigences d'essai d'isolation sont remplies après les épreuves.

III. MODULE PHOTOVOLTAÏQUE

Un module photovoltaïque est un système complexe composé de cellules photovoltaïques [4], d'intercalaires, de diodes by-pass, de connecteurs, d'une boîte de jonction, de câbles, d'un verre de protection sur la face avant du module et d'un verre ou d'un film en fluorure polyvinylique sur la face arrière du module [5]. Le courant qui sort des câbles d'un module est un courant continu qui dépend principalement de l'éclairement du soleil qui arrive sur sa face avant (cf. fig. 1).

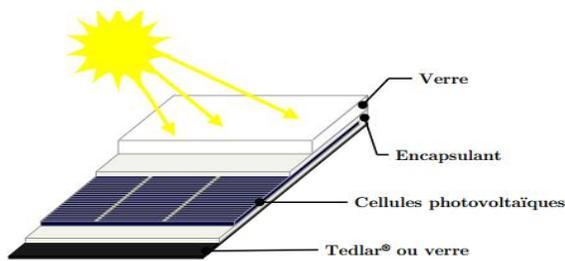


Fig. 1. Coupe d'un module photovoltaïque

IV. APROCHE DE LA DEGRADATION

La durée de vie d'un système PV dépendra des cellules. En effet, les essais de qualification de la norme IEC61215 sont effectués sur un petit nombre d'échantillons, ce qui les rend insignifiants par rapport à la production annuelle. An début des dégradations des modules PV, ils peuvent être dus à des défauts de conception du module (ces modules ne devraient pas avoir passé les tests de la norme IEC61215) [6], ils peuvent aussi apparaître lorsque les modules sont en opérations. Dans ces cas, les raisons possibles pourraient être des échecs dans le contrôle de qualité de fabrication, ou les

défauts qui apparaissent après un certain temps de fonctionnement, qui ne sont pas détectés avec les normes actuelles, comme les normes ne peuvent pas couvrir tous les mécanismes de dégradation. Il faut mentionner qu'il y a aussi quelques défauts visuels sur les modules PV qui apparaissent après que les modules aient fonctionné pendant une courte période de temps, qui apparemment provoquent une réduction des caractéristiques électriques du module ou un risque pour l'intégrité des modules. L'évaluation des modes de dégradations est très importante pour les clients, car ils veulent être sûrs que leurs modules sont conformes avec des conditions de garantie et ne pas avoir à être remplacés.

A. Dégradation en fonction des essais accélérés

Les modes de défaillance prédominantes engendrant une dégradation du module photovoltaïque sont la corrosion et la décoloration de l'encapsulant [3]. Le tableau 1 montrant les modes des défaillances qui sont apparus en fonction du type d'essai accéléré réalisé lors de la qualification des produits selon les normes CEI 61215, CEI 61646 et CEI 61730. Les essais accélérés à partir des essais de qualification sont conçus pour répondre aux modes de dégradation identifiés sur le terrain, ils sont un bon point de départ pour justifier la fiabilité de systèmes dans un environnement terrestre.

B. Quelques Formes de dégradation des modules

Les performances des modules PV en milieu naturel sont extrêmement influencées par les effets des mécanismes des dégradations. En effet, l'inspection visuelle représente la première étape utilisée pour la détection de ces mécanismes de dégradation. Les figures (2, 3) montrent les différentes modes de dégradation des modules PV UDTS-50 trouvées.

Tableau 1. Modes de dégradation en fonction des essais accélérés.

Essai accéléré	Mode de dégradation
Essai de cycle thermique	Casse d'interconnexions Casse de cellules Défaillance de la soudure des rubans
Essai de chaleur humide	Corrosion Délamination Défaillance de la boîte de jonction
Essai humidité de gel	Délamination Défaillance de la boîte de jonction
Exposition UV	Délamination Décoloration de l'encapsulant



**Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables
The 2nd International Seminar on New and Renewable
Energies**

**Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012**



Essai de charge mécanique	Casse des interconnexions Casse des cellules Casse du vitrage Défaillance de la soudure des rubans
Essai diélectrique	Délamination
Essai de courant de fuite en milieu humide	Délamination
Tenue à l'échauffement localisé	Point chaud
Essai a la grêle	Casse des cellules Casse du vitrage
Essai thermique de la diode by pass	Défaillance de la diode by pass

Energies Renouvelables (CDER). Des expériences sont effectuées en utilisant des essais sur un système d'acquisition de données basé sur le PVPM 2540C relié à un ordinateur pour le traitement des données. Dans une première partie nous avons simulé le comportement électrique en utilisant un modèle à une diode décrit par l'équation (1) [7], pour présenter les caractéristiques de deux courbes I-V et P-V, ensuite nous avons validé nos résultats calculés avec des données expérimentales obtenues. Finalement , nous avons analysé les effets de la dégradation sur les performances des modules.

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{n \cdot V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (1)$$

Avec :

I_{ph} : Le courant photovoltaïque [A].

I_0 : Le courant de saturation de la diode [A].

n : Le facteur d'idéalité de la diode.

R_s : La résistance série (Ω).

R_{sh} : La résistance shunt (Ω).

V_t : La tension thermique. $V_t = \frac{kT}{q}$ ($J.C^{-1}$).

k : La constante de Boltzmann ($k = 1,38.10^{-23} J.K^{-1}$).

q : La charge de l'électron ($q = 1,302.10^{-19} C$).

T : La température de la cellule ($^{\circ}K$).

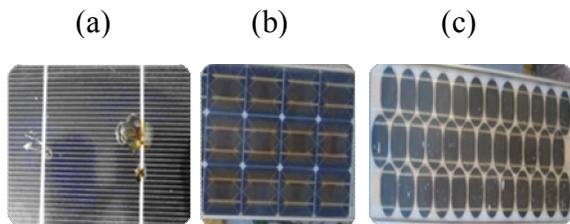


Fig. 2. Mode de dégradation des modules PV de types a) Hot spot ; b) Décoloration ; c) Jaunissement

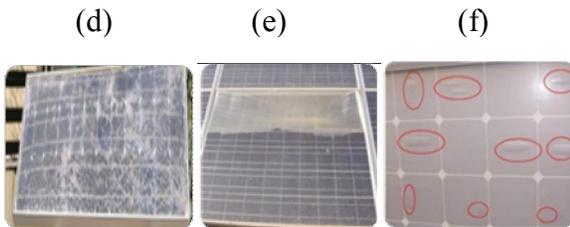


Fig. 3. Mode de dégradation des modules PV de types d) Vitrage cassé ; e) Délamination ; f) Bulles sur la face arrière.

a) *Etude expérimentale du mécanisme de dégradation*
Nous avons réalisé des essais de mesures de performances électriques sur quelques modules PV UDTS-50 (c-si) dégradés in situ au niveau du Centre de Développement des

V. RESULTATS ET DISCUSSIONS

A. Resultats

Nous présentons sur les deux figures (4,5), les résultats des courbes de deux caractéristiques I-V et P-V de modules PV UDTS 50 (a, b, c, d) testé respectivement. Nous constatons que le modèle choisi est en bon accord avec les données expérimentales. Nous pourrions donc utiliser ce modèle dans l'analyse de la forme de deux caractéristiques I-V et P-V.



**Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables**
**The 2nd International Seminar on New and Renewable
Energies**

**Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012**

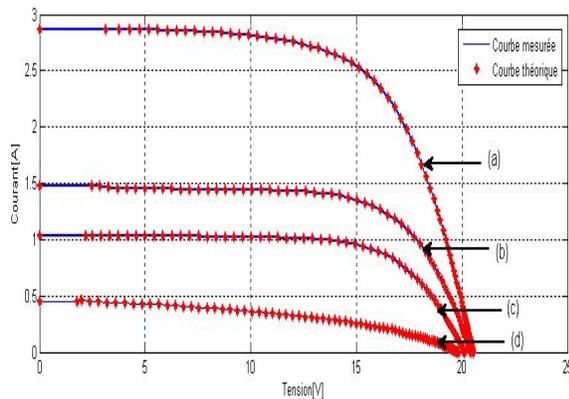


Fig.4. Courbes I-V expérimentales et simulés des modules PV (a, b, c, d).

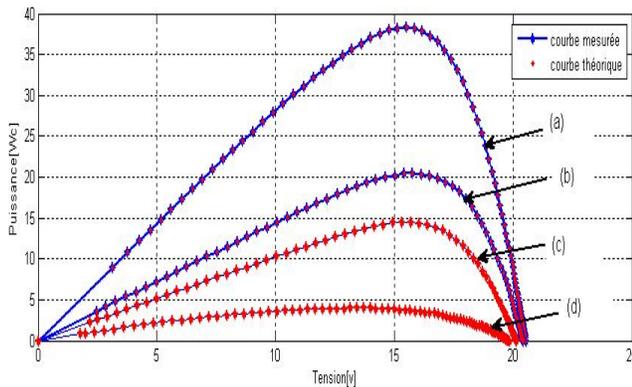


Fig.5. Courbes P-V expérimentales et simulés des modules PV (a, b, c, d).

La translation des paramètres des caractéristiques I-V et P-V mesurées dans des conditions réelles aux conditions standard (STC), nous avons permis de déterminer les performances électriques suivantes : puissance maximale (Pmax), facteur de forme (FF), rendement (η). Et de calculer le facteur de dégradation de ces derniers respectivement par l'expression suivante :

$$FDX = \left(1 - \frac{X}{X_{ref}} \right) * 100 \quad (2)$$

Avec :

X : prend les valeurs des performances (Pmax, FF, η) en condition STC.

Xref : prend les valeurs de références (constructeur) des performances (Pmax, FF, η).

Ainsi que les puissances dissipées par les deux résistances série (PRs) et shunt (PRsh) sont donnés par les deux équations (3,4) respectivement [8]. Les résultats obtenus illustré dans le tableau 2.

$$PRs = R_s \cdot I_m^2 \quad (3)$$

$$PRsh = \frac{1}{Rsh} (V_m + R_s I_m)^2 \quad (4)$$

Avec :

I_m et V_m : Le courant et la tension correspondants au point de puissance maximale respectivement.

Tableau 2. Résultats des quelques performances des modules photovoltaïques UDTS- 50 dégradés

Module	Pmax _{stc} [w]	FDPmax [%]	FDF _{stc} [%]	FD η [%]	Rs	Rsh	PRs	PRsh
A	50,12	4,8	65	7,6	1,75	346,94	13,43	1,51
B	37,11	29,53	67,8	5,9	2,25	726,86	10,89	0,65
C	28,186	46,47	69,35	4,7	2,5	1156,5	8,19	0,35
D	9,13	82,66	44	0,94	26,45	1442,89	5,59	0,7

B. Discussion

D'après les résultats obtenus dans les deux figures (4,5) et le tableau (2) nous avons relevé les remarques suivantes : on remarque que les performances du module (a) sont un peu diminuées, et que la résistance série est élevée et la résistance shunt est diminuée, l'influence de ces derniers se traduit par la diminution du courant et la puissance maximale par rapport aux données du constructeur. Cela est dû à la présence de hot spot sur une cellule solaire et la corrosion des quelques contacts électriques du module (a). D'un autre côté nous avons constaté que l'effet de ces deux modes de dégradation provoquant la diminution du facteur de forme, du rendement et l'augmentation des pertes de la puissance par les deux résistances série et shunt.

Dans les deux figures (4,5) on remarque que les deux pentes de deux caractéristiques I-V et P-V du module (b) sont diminuées, le fait que les valeurs de deux résistances série et shunt sont augmentées par rapport aux données du constructeur. Causé par la décoloration des cellules dues à un changement de la couche anti-reflets à cet effet, les résultats obtenus présentent des diminutions de la puissance, rendement et le facteur de forme ainsi que l'augmentation des pertes de la puissance par les deux résistances série et shunt. L'origine de cet effet de dégradation de la couche anti-reflet pendant sa durée de vie est due en rayonnement



Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables
The 2nd International Seminar on New and Renewable
Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



solaire, qui induit un changement dans les propriétés physico-chimiques.

Dans les deux figures (4,5) on remarque que les deux courbes de deux caractéristiques I-V et P-V du module (c) sont réduites, et que les deux résistances série et shunt sont augmentées et par conséquent une perte de la puissance produite par rapport aux données du constructeur. Causé par le jaunissement sur la superficie. A cet effet, les résultats obtenus présentent des réductions du rendement, du facteur de forme et la perte de puissance importante par la résistance série. L'origine de cet effet causé par la dégradation de l'EVA (le matériau adhésif entre le verre et les cellules), est due au changement de couleur dans la matière du blanc au jaune, et parfois, du jaune au brun. Donc ceci, provoque un changement dans la transmission de la lumière atteignant les cellules solaires et donc une diminution de la puissance générée. La principale cause de ce défaut de l'EVA dans les films de copolymère d'éthylène, c'est l'exposition au rayonnement UV et l'eau. Ces derniers sont combinés avec des températures supérieures à 50 ° C, provoquent un changement dans la structure chimique du polymère. Néanmoins, ce jaunissement peut être provoqué un problème du manque d'adhérence entre l'encapsulation polymérique et les cellules du module, causant la pénétration d'eau dans le module.

Dans les deux figures (4,5) on remarque que les deux courbes de deux caractéristiques I-V et P-V du module (d) sont déformées, et que la puissance maximale est très réduite, du fait que les deux résistances série et shunt sont augmentées, par rapport aux données du constructeur. L'origine de cet effet de dégradation est due au vitrage cassé. Qui est attribué au choc par des phénomènes extérieurs (la grêle, foudre, etc.). A cet effet, les résultats obtenus présentent des réductions du rendement, du facteur de forme et une forte augmentation de perte de puissance par la résistance série. Le vitrage cassé est un problème majeur pour le module, car il peut conduire à deux effets: un découplage de lumière où la réflexion augmente ainsi que la pénétration d'eau dans la structure intérieure, ce qui provoque le choc électrique et la corrosion des cellules du module PV.

VI. CONCLUSION

Cet article présente les différents modes de dégradation qui peuvent apparaître sur un module photovoltaïque tout au long de sa durée de vie. Le modèle à une diode utilisé dans ce travail, a montré une grande adéquation avec l'expérience. Il a été étendu à des modules dégradés, cette méthode d'analyse de détection des modes de dégradations sur les deux caractéristiques I-V et P-V des

modules photovoltaïques dégradés sont primordiales pour une comparaison avec les données du constructeur.

Les tests in situ des modules PV nécessitent une étude particulière à cause du problème de la dégradation. Comme il a été précisé précédemment. Les fabricants garantissent la puissance de leurs modules sur une durée de 25 ans. Cette durée était trop longue pour les essais. L'étude de la dégradation des modules doit être accélérée afin d'estimer leur fiabilité et leur durabilité. Finalement, pour qualifier et homologuer les modules PV, les séquences d'essais de la norme internationale CEI 61215 devraient être réalisées pour répondre aux modes de dégradation identifiés sur le terrain.

REFERENCES

- [1] K. Agoui «L'Homologation des Modules Photovoltaïques: L'approche Scientifique», Unité de Développement de la Technologie du Silicium (UDTS), 2011.
- [2] CEI 61215, « Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre – Qualification de la conception et homologation », 2005.
- [3] R. Laronde, « Fiabilité et durabilité d'un système complexe dédiée aux énergies renouvelables Application a un système photovoltaïque », Thèse de doctorat, A l'Institut des Sciences et Techniques de l'Ingénieur d'Angers, 2011.
- [4] R. Laronde, « Solutions photovoltaïques dans le bâtiment », GINGER CATED, 2009.
- [5] L. Rémi « Essais accélérés de dégradation de modules photovoltaïques », Ecole Doctorale STIM Sciences et Technologies de l'Information et de Mathématiques, laboratoire LASQUO, 2010.
- [6] W. Herrmann, N. Bogdanski, F. Reil, M. Köh, K. Weiss, M. Assmus, M. Heck « PV Module Degradation Caused by Thermo-Mechanical Stress: Real Impacts of Outdoor Weathering versus Accelerated Testing in the Laboratory » TÜV Rheinland Group, Am Grauen Stein, D-51105 Cologne, Germany, 2010.
- [7] N. Seddaoui, « Modélisation et extraction automatique des paramètres d'un générateur Photovoltaïque connectée au réseau électrique », Mémoire de Magister, Université de Sétif UFAS, 2009.
- [8] S. Silvestre, A. Chouder, "Effects of Shadowing on Photovoltaic Module Performance", Wiley InterScience, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2007.