

Fiabilité d'un module photovoltaïque par les essais accélérés

Laronde Rémi, Charki Abderafi, Bigaud David

Laboratoire LASQUO
ISTIA, Université d'Angers
Angers, France
remi.laronde@univ-angers.fr

Excoffier Philippe

Division Enveloppe du Bâtiment
GINGER CEBTP
Elancourt, France

Résumé — Les panneaux solaires photovoltaïques ont une garantie sur un niveau de puissance acceptable pouvant aller jusqu'à 25 ans. Cependant, les concepteurs ne disposent ni de retours d'expérience suffisants ni d'une méthodologie rigoureuse permettant de valider cette durée de vie. Afin de déterminer la fiabilité et la durée de vie de ces équipements, il est possible de réaliser des essais accélérés de vieillissement. Pour accélérer le vieillissement des composants, des conditions sévères de la température, de l'humidité et du rayonnement UV sont utilisées. La fiabilité est alors déduite en considérant des conditions nominales stochastiques. Les essais accélérés sur les modules photovoltaïques sont réalisés sous des conditions extrêmes. La puissance des modules est suivie et l'état limite est déterminé lorsqu'un seuil de puissance est atteint. Les données stochastiques et la fiabilité sont simulées pendant cinquante ans et la durée de vie d'un module photovoltaïque peut être estimée.

Mots-clés — Durée de vie, dysfonctionnement, fiabilité, stochastique, Weibull, module photovoltaïque

I. INTRODUCTION

Un module photovoltaïque permet de transformer l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique en courant continu. Ils sont utilisés aussi bien pour alimenter un bâtiment non relié à l'électricité que pour alimenter le réseau électrique en électricité verte. Cependant, la fabrication des modules photovoltaïques est coûteuse et ses composants sont polluants. Ils doivent donc être fiables et avoir une longue durée de vie pour que l'électricité produite soit considérée comme une énergie renouvelable.

La durée de vie d'un composant est généralement simulée en considérant une condition nominale constante. Pour estimer le comportement dans le temps, les distributions exponentielles, de Weibull ou log-normal sont généralement utilisées comme lois de fiabilité combinées avec les lois d'accélération correspondant aux facteurs étudiés. Cet article propose une étude de l'influence des conditions environnementales (température, humidité relative et radiation ultraviolette) variables sur la performance des modules photovoltaïques (la puissance énergétique). Ces conditions météorologiques sont considérées comme stochastiques dans la mesure où elles dépendent de la saison, de la localisation et de l'heure de la journée.

Tsuda [1] et Vázquez [2] ont étudié la fiabilité des modules photovoltaïques à partir d'essais accélérés. Ils ont développé des programmes d'essais accélérés pour des modules photovoltaïques au silicium cristallin. Pour ce faire, ils ont utilisé les principaux essais de la norme CEI 61215 (c'est-à-dire l'essai de chaleur humide de 1000 heures, l'essai de cycles thermiques de 200 cycles, l'exposition UV) et d'autres essais tels que l'essai de cycles d'ensoleillement, l'essai de choc thermique et l'essai d'humidité. Wohlgemuth [3], quant à lui, a étudié principalement les essais de chaleur humide et de cycles thermiques en allongeant le temps des essais ou en utilisant d'autres niveaux de sévrisation que la norme CEI 61215 : 3000 heures d'essais de chaleur humide à 65°C et 85%HR au lieu de 1000 heures à 85°C et 85%HR, et 400 cycles au lieu de 200 pour l'essai de cyclage thermique. Enfin, Vaca-Trigo [4] a étudié la dégradation des modules photovoltaïques en fonction de la radiation ultraviolette soumise aux modules en faisant varier la température ainsi que l'humidité relative. Cependant, toutes ces études n'utilisent ni les relations entre les essais accélérés et les conditions nominales ni l'aspect stochastique de ces conditions.

La durée de vie d'un système en utilisant des paramètres stochastiques a été étudiée par Voiculescu [5]. Des approches de la fiabilité statistiques et dépendantes du temps dans des environnements aléatoires sont présentées dans cette étude.

Une étude de fiabilité des modules photovoltaïques en considérant des phénomènes stochastiques a été réalisée par Laronde [6]. Il présente une étude sur les modules photovoltaïques en utilisant comme paramètres influents stochastiques : la température du module et l'humidité relative. Dans ce cas, la combinaison entre la distribution de Weibull et le modèle de Peck est utilisée. Cependant, en ne prenant en compte que la température et l'humidité relative, la durée des essais accélérés serait très longue (17 années d'essais cumulés) et n'est pas réalisable dans l'industrie. D'autres facteurs doivent donc être pris en compte pour déterminer la durée de vie d'un module photovoltaïque.

Dans cet article, une méthodologie et un outil sont présentés afin de simuler l'influence des paramètres stochastiques sur la fiabilité d'un module photovoltaïque. Les effets des variations de température et de l'humidité sur le dosage en irradiation ultraviolette (UV) reçu par le module photovoltaïque sont principalement étudiés.

II. ESTIMATION DE LA DUREE DE VIE

A. Distribution de durée de vie

La loi de Weibull est la plus populaire pour traduire la distribution des durées de vie, elle peut être utilisée aussi bien en électronique qu'en mécanique. Elle permet de caractériser le comportement du produit dans les trois phases de vie : période de jeunesse, période de vie utile et période d'usure ou vieillissement [7]. Dans cette étude, on considère que la distribution des durées de vie des modules photovoltaïques est une loi de Weibull [8] dont la fonction de survie s'exprime :

$$R(\text{dosage}) = e^{-\left(\frac{\text{dosage}}{\eta}\right)^\beta} \quad (1)$$

avec η le paramètre d'échelle et β le paramètre de forme de la loi de Weibull. Le paramètre *dosage* est l'échelle de temps appropriée à la photo-dégradation correspondant à l'exposition énergétique du produit au rayonnement UV (exprimé en kWh/m²).

Cette fonction de survie correspond à la probabilité de survivre un certain temps (*dosage*) à compter du début de l'utilisation du produit (la période de jeunesse étant prise en compte par les fabricants par une étape de déverminage).

B. Fiabilité sous des conditions constantes

Afin de déterminer rapidement la fiabilité d'un composant avant son utilisation en condition réelle, la méthode des essais accélérés (essais ALT : Accelerated Life Testing) est utilisée (cf. Figure 1).

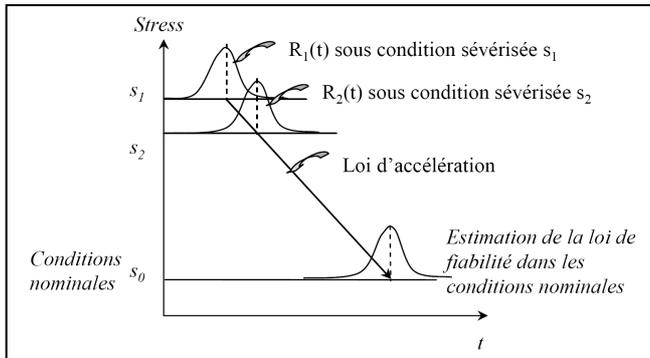


Figure 1. Evaluation de la fiabilité avec un essai accéléré

Vaca-Trigo et Meeker [4] ont réalisés des essais accélérés sur modules photovoltaïques et ont ainsi pu déterminer la loi d'accélération lorsque l'on étudie la température et/ou l'humidité en fonction du dosage UV. Le modèle de durée de vie d'un module photovoltaïque ainsi déterminé est représenté avec la formule suivante :

$$\tau = e^{\gamma_0 + \gamma_1 \cdot HR + \frac{\gamma_2}{T}} \quad (2)$$

où τ représente la durée de vie moyenne, γ_0 , γ_1 et γ_2 sont les paramètres du modèle de Vaca-Trigo, HR est l'humidité

relative (%HR) et T est la température (°K). Dans la distribution de Weibull, en utilisant les paramètres η et β de cette loi ainsi que la fonction gamma $x \rightarrow \Gamma(x)$, la durée de vie moyenne du produit (en kWh/m²), est estimée par :

$$\tau = \eta \cdot \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right) \quad (3)$$

Avec des conditions nominales constantes, la température T et l'humidité relative HR sont des paramètres constants. La relation (1) exprimant la fonction de survie devient alors :

$$R(\text{dosage}, T, HR) = e^{-\left(\frac{\text{dosage} \cdot \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right)}{e^{\gamma_0 + \gamma_1 \cdot HR + \frac{\gamma_2}{T}}}\right)^\beta} \quad (4)$$

Les modules photovoltaïques se dégradent dans le temps et ceci engendre une perte de puissance électrique [9]. Ils sont considérés comme défaillants (*pseudo-défaillants*) lorsque la puissance électrique qu'ils délivrent atteint une valeur cible $P_{t=cible}(T, HR) = 80\% \cdot P_{t=0}(T, HR)$. La durée de vie $t=t_{cible}$ correspond au temps nécessaire pour atteindre cette valeur cible de puissance électrique. $P_{t=0}(T, HR)$ étant la puissance électrique initiale délivrée par les modules photovoltaïques.

C. Fiabilité sous des conditions stochastiques

Comme il a déjà été mentionné précédemment, les variables dans les modèles d'essais accélérés peuvent être stochastiques dans la réalité, ce qui est vrai lorsque le composant est exposé aux conditions naturelles. Ainsi, afin de déterminer la fiabilité d'un composant sous des conditions nominales, trois étapes doivent être traitées :

- Déterminer les valeurs du facteur de forme et du facteur d'échelle de la distribution de durée de vie (loi de Weibull) pour chaque niveau sévéré (T_i , HR_i),
- Calculer les paramètres γ_0 , γ_1 et γ_2 du modèle de Vaca-Trigo,
- Transformer les fonctions de survie obtenues dans les i conditions sévérées $R(\text{dosage}, T_i, HR_i)$ dans la fonction de survie aux conditions nominales $R(\text{dosage}, T_{nom}, HR_{nom})$.

La première étape consiste à suivre la fiabilité $R(\text{dosage}, T_i, HR_i)$ en fonction du temps. Cela permet de déterminer le paramètre de forme β de la loi de Weibull qui est considéré comme constant quelles que soient les conditions (T_i , HR_i) d'utilisation du composant. Comme le paramètre d'échelle η , est supposé dépendre de la température et de l'humidité (cf. Équation (2) et (3)), les i courbes correspondant aux i différents niveaux de couples (T_i , HR_i) sont nécessaires. Cela permet de compléter la seconde étape et d'obtenir les paramètres du modèle de Vaca-Trigo. De plus, les conditions nominales étant stochastiques, les variations en température peuvent provoquer de la fatigue thermique qui n'est pas prise en compte dans la modélisation de Vaca-Trigo. Pour pallier à ce problème, les essais accélérés sont réalisés en prenant en

compte la même variation de température. Ce phénomène est expliqué plus loin.

La troisième étape vise à transformer les fonctions de survie obtenues aux différents niveaux de couples (T_i, HR_i) en une fonction de survie dans les conditions nominales (T_{nom}, HR_{nom}) (cf. Figures 2 et 3).

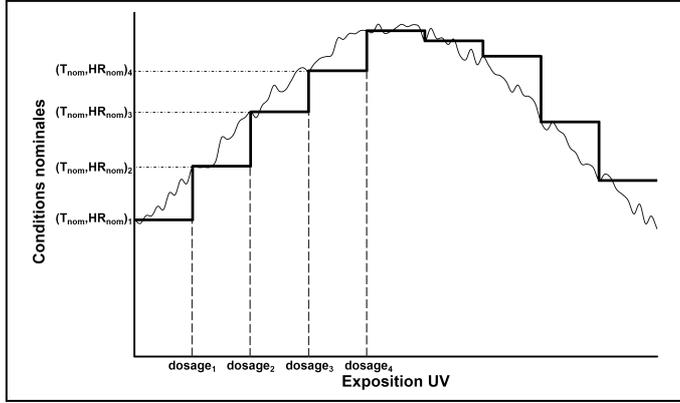


Figure 2. Conditions nominales stochastiques

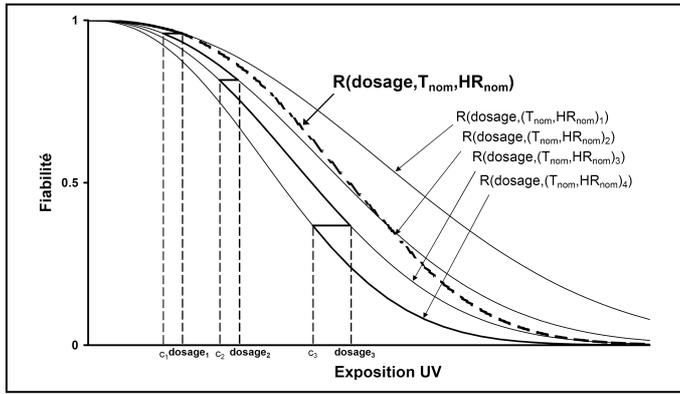


Figure 3. Fiabilité d'un composant dans des conditions stochastiques

Si la fiabilité est construite par incrémentation pour des temps successifs $dosage_{i-1} < dosage \leq dosage_i$, la fonction de survie $R(dosage, T_{nom}, HR_{nom})$ dans les conditions nominales devient [5] :

$$R(dosage, T_i, HR_i) = e^{-\left(\frac{(dosage - dosage_{i-1}) + c_{i-1}}{\eta(T_i, HR_i)}\right)^\beta} \quad (5)$$

avec c_{i-1} , le temps équivalent ayant la même fiabilité qu'au temps $dosage_{i-1}$ mais aux conditions (T_i, HR_i) :

$$c_{i-1} = \eta(T_i, HR_i) \cdot \sum_{k=1}^{i-1} \frac{dosage_k - dosage_{k-1}}{\eta(T_k, HR_k)} \quad (6)$$

et $\eta(T_i, HR_i)$, le paramètre d'échelle de la loi de Weibull correspondant à la fonction de survie du composant s'il était soumis à une température constante T_i et une humidité relative HR_i constante :

$$\eta(T_i, HR_i) = \frac{e^{\gamma_0 + \gamma_1 \cdot HR_i + \frac{\gamma_2}{T_i}}}{\Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right)} \quad (7)$$

III. DONNÉES DE SIMULATION

A. Ensoleillement et irradiation UV

La norme CEI 61725 est utilisée pour exprimer l'évolution de l'ensoleillement sur une journée. Cette norme donne le profil analytique de l'éclairement solaire journalier (cf. Figure 4) depuis le lever jusqu'au coucher du soleil.

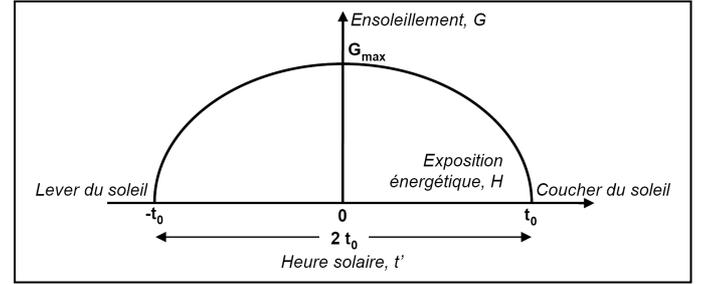


Figure 4. Profil analytique de l'éclairement solaire journalier

Sur la Figure 4, G_{max} (W/m^2) est l'ensoleillement maximum à midi solaire (c'est-à-dire $t'=0$) et H_d (Wh/m^2) est l'exposition énergétique solaire journalière pour une inclinaison données des modules photovoltaïques. Les moyennes de G_{max} et de H_d que nous utilisons sont celles qui sont données par les instituts météorologiques. Ces valeurs sont constantes sur une journée (24 heures).

Pour $-t_0 \leq t' \leq t_0$, G est exprimé par :

$$G = G_{max} \cdot \cos\left(\frac{t'}{t_0} \cdot \frac{\pi}{2}\right) \times \left[1 + s \cdot \left(1 - \cos\left(\frac{t'}{t_0} \cdot \frac{\pi}{2}\right)\right)\right] + \xi_G \quad (8)$$

où ξ_G est une variable aléatoire centrée en zéro qui permet de prendre en compte les phénomènes variables de ciel clair et de ciel nuageux. Le facteur de forme s est exprimé par :

$$s = \frac{d \cdot \frac{\pi}{2} - 1}{1 - \frac{\pi}{4}} \quad (9)$$

avec d le facteur canonique qui est exprimé par :

$$d = \frac{H_d}{G_{max} \cdot 2t_0} \quad (10)$$

Si la valeur de l'exposition énergétique solaire journalière H_d n'est pas disponible au sein des instituts météorologiques, le facteur de forme s doit être pris à zéro.

On considère que l'irradiation UV correspond à 3,3915% de l'ensoleillement total G comme cela est indiqué dans la norme CEI 60904-3.

B. Température du module

La température du module T_{module} (°K) dépend de la température ambiante T_{amb} (°K) et de l'ensoleillement G (W/m^2) [10]. Elle peut être exprimée par :

$$T_{\text{module}} = T_{\text{amb}} + \frac{G}{800} (T_{\text{NOCT}} - 20) \quad (11)$$

avec T_{NOCT} la température nominale d'utilisation des cellules (°C) obtenue avec un ensoleillement de $800 \text{ W}/\text{m}^2$, une température ambiante de 20°C , une vitesse de vent de $1 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ et une inclinaison des modules photovoltaïques de 45° (selon la norme CEI 61215).

L'ensoleillement G et la température ambiante T_{amb} sont des paramètres stochastiques en réalité. L'ensoleillement ayant été expliqué précédemment, nous allons nous attarder sur l'expression de la température ambiante.

La valeur de la température ambiante dans le milieu naturel dépend de la localisation, de la saison et de l'heure de la journée. Pour la localisation et les saisons, les températures ambiantes mensuelles peuvent être données par les instituts météorologiques. Pour ce qui est du troisième paramètre (l'heure de la journée), l'évolution de la température ambiante sur une journée doit être déterminée. L'objectif est de formaliser la variation de la température ambiante à partir de la valeur recueillie, par les instituts météorologiques, de la température journalière (T_{jour}).

Nous avons mesuré la température ambiante du 1^{er} novembre 2008 au 21 décembre 2008 toutes les 20 minutes avec un thermomètre numérique. Les résultats sont représentés en Figure 5 : 51 courbes montrant l'évolution brute de la température dans une même journée sont présentées.

L'examen de ces données permet de confirmer que la température instantanée a une grande variabilité. Pour traduire l'évolution générique de la température instantanée quelle que soit la période de l'année, nous avons tâché d'explicitier la variation de cette température une fois centrée (à laquelle on soustrait la température moyenne sur la période de mesure – moyenne des 51 températures journalières moyennes) et réduite (la valeur centrée est divisée par l'écart-type mesuré à partir des 51 courbes). Les températures journalières moyennes suivent une loi normale avec une moyenne et un écart-type respectivement de $\mu_{T_{\text{jour}}} = 7.52^\circ\text{C}$ et $\sigma_{T_{\text{jour}}} = 3.24^\circ\text{C}$. La figure 5 représente les températures mesurées centrées et réduites. Comme ces données sont déterminées à partir de seulement 51 jours de relevés, les moyennes de T_{jour} seront, dans la suite de l'article, les données mensuelles données par les instituts météorologiques et l'écart-type sera pris égal à $3,5^\circ\text{C}$.

L'allure de ces courbes est visiblement sinusoïdale. La courbe noire de la figure 5 correspond à la courbe représentant la moyenne de la température en fonction du temps. Cette courbe se veut générique (c'est l'objectif recherché) et permet

donc in fine de donner la fonction de la température ambiante instantanée T_{amb} :

$$T_{\text{amb}} = T_{\text{jour}} + \frac{\Delta T}{2} \cdot \cos\left(\frac{t' - 2}{t_0} \frac{\pi}{2}\right) + \xi_T \quad (12)$$

où ξ_T est une variable aléatoire centrée en zéro qui permet de la prendre en compte la variation de la température autour de la moyenne et ΔT est l'intervalle entre la température maximale et la température minimale pendant une journée. En utilisant les valeurs mesurées, le paramètre ΔT suit une loi normale avec une moyenne de $\mu_{\Delta T} = 4,23^\circ\text{C}$ et un écart-type de $\sigma_{\Delta T} = 1,50^\circ\text{C}$.

Finalement, pour une journée, le paramètre ξ_T est déterminé comme suivant une loi normale centrée et avec un écart type de $1,002^\circ\text{C}$.

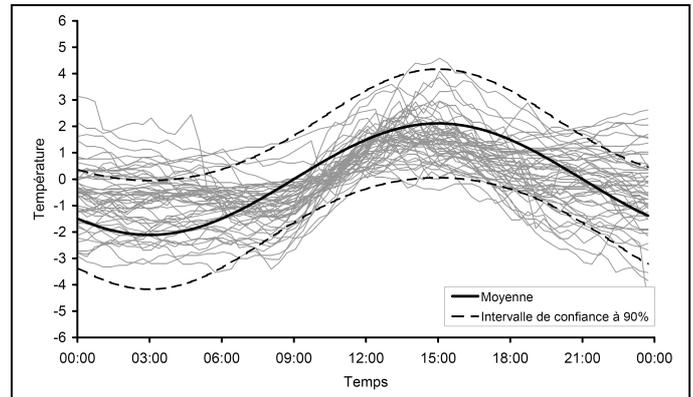


Figure 5. Données de température avec T_{jour} centrée en zéro

C. Humidité relative

L'humidité relative HR est une donnée stochastique qui est difficile à formaliser. En effet, l'évolution de l'humidité relative est très aléatoire. Dans cette étude, ce paramètre est considéré comme suit :

$$HR = HR_{\text{jour}} + \xi_{HR} \quad (13)$$

où HR_{jour} est l'humidité relative journalière dont la moyenne est donnée par des instituts météorologiques et ξ_{HR} est une variable aléatoire centrée en zéro qui permet de la prendre en compte la variation de l'humidité relative autour de la moyenne.

D. Simulation

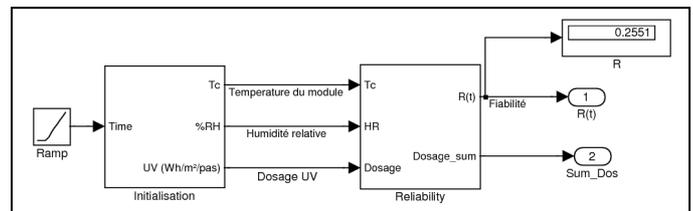


Figure 6. Outil PVMODREL

L'outil PVMODREL a été réalisé afin de simuler la température du module, l'humidité relative et pour estimer la fiabilité en fonction du temps. Cet outil a été développé à l'aide du logiciel SIMULINK®. La simulation est séparée en deux blocs (cf. Figure 6). Le premier bloc représente les données météorologiques et le second bloc représente la fiabilité en fonction du temps.

i. Données entrantes

Le paramètre d'échelle β et la demi-durée du jour solaire t_0 sont des données constantes, elles sont déterminées grâce aux essais et aux retours d'expérience. Les paramètres γ_0 , γ_1 et γ_2 , sont considérés comme constants en prenant comme valeurs celles déterminées lors des essais accélérés. T_{jour} , G_{max} , ΔT , H_d et HR_{jour} sont des données constantes pendant une journée et elles suivent une distribution de probabilité pour chaque jour (T_{jour} , G_{max} et ΔT sont des variables aléatoires suivant une loi normale et H_d est une constante). Tous les mois, les moyennes de chaque donnée changent. Finalement, ζ_T , ζ_G et ζ_{HR} sont des variables aléatoires centrées en zéro.

ii. Données sortantes

La donnée de sortie de la simulation est la fiabilité au cours du temps $R(\text{dosage})$. Rappelons que cette fiabilité correspond à la probabilité que la puissance électrique au temps t soit inférieure à la puissance cible prise à 80% de la puissance initiale délivrée par le module. Les évolutions de la température du module et de l'humidité relative, qui sont des données intermédiaires importantes peuvent aussi être suivies.

IV. APPLICATION : MODULE PHOTOVOLTAÏQUE

Lors d'essais aggravés, Kern [11] a montré que les modules photovoltaïques ont, concernant la température du module, une limite opérationnelle de 90°C et une limite de destruction de 120°C. Afin d'accélérer le vieillissement des modules photovoltaïques, trois couples de température et d'humidité relative en conditions extrêmes ont été pris en compte : (120°C et 80%HR), (100°C et 80%HR) et (100°C et 90%HR).

L'exploitation des résultats de simulation présentés en figure 7 permet de déterminer que la durée de vie des modules photovoltaïques suit une distribution de Weibull avec $\beta = 2.6$, $\eta_{120^\circ\text{C}/80\%HR} = 481,0 \text{ kWh/m}^2$, $\eta_{100^\circ\text{C}/80\%HR} = 631,9 \text{ kWh/m}^2$ et $\eta_{100^\circ\text{C}/90\%HR} = 571,8 \text{ kWh/m}^2$. Cela permet d'obtenir les trois paramètres du modèles d'accélération : $\gamma_0 = 8,79$; $\gamma_1 = -1,00$ et $\gamma_2 = 2000,1$.

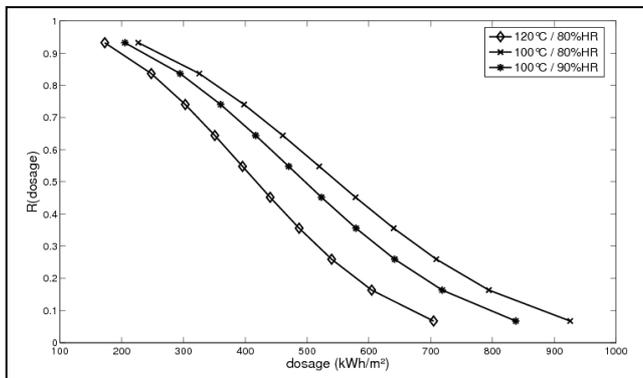


Figure 7. Données des essais accélérés

Afin d'estimer un intervalle de confiance de 90%, la méthode du Bootstrap est utilisée [12]. Cette méthode consiste à tirer au hasard selon une loi uniforme, avec remise, des observations dans l'échantillon dont on dispose. Nous avons généré 10000 simulations donc 10000 valeurs de γ_0 , γ_1 et γ_2 permettant de déterminer les intervalles de confiance :

$$\begin{aligned} 4,23 &\leq \gamma_0 \leq 13,30 \\ -3,63 &\leq \gamma_1 \leq 1,70 \\ 744,8 &\leq \gamma_2 \leq 5360,4 \end{aligned} \tag{14}$$

Les conditions nominales de l'étude sont les conditions atmosphériques qui sont disponibles en utilisant des données météorologiques. Ces conditions étant stochastiques, les instituts météorologiques donnent des moyennes mensuelles. Les données horaires dont nous avons besoin sont simulées en utilisant l'outil PVMODREL.

Les données météorologiques pour la ville d'Angers (disponibles dans le logiciel RETScreen® – données provenant de la NASA – et sur le site PVGIS – données pour l'Europe et l'Afrique sur <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>) ont été utilisées. On considère que les modules photovoltaïques sont fixes, inclinés de 35° et sont orientés au Sud. De plus, on considère que la température nominale des modules photovoltaïques T_{NOCT} est égale à 47°C.

La loi normale est utilisée pour chaque variable météorologique. H_d est considéré comme constant avec des valeurs provenant des données météorologiques. Les écarts-type de G et G_{max} ne proviennent pas de données mesurées, ce sont des valeurs empiriques provenant des données météorologiques. Les variables aléatoires sont présentées dans la table I.

TABLE I. VARIABLES ALEATOIRES

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

Les figures 8 et 9 présentent les fonctions de survie d'un module photovoltaïque respectivement en fonction du dosage UV et du nombre d'années. Cinquante simulations ont été réalisées.

Les évolutions de la fiabilité sont presque identiques. La durée de vie moyenne (MTTF) est $2241 \text{ kWh/m}^2 \pm 6 \text{ kWh/m}^2$ soient 438266 heures ± 1699 heures (50 années $\pm 0,19$ années) pour un niveau de confiance de 90%. Cet intervalle de confiance et les évolutions de la fiabilité signifient que les

variances sur les variables météorologiques n'ont pas un grand impact sur la fiabilité et sur la durée de vie. La distribution de durée de vie d'un module photovoltaïque suit donc une loi de Weibull avec un paramètre de forme $\beta = 2.6$ et un paramètre d'échelle $\eta = 2240,8 \text{ kWh/m}^2$.

De plus, en utilisant la Figure 9, le temps de garantie peut être estimé. Les fabricants de modules photovoltaïques donnant une garantie de 20 ou 25 ans sur la puissance des modules (80% de la puissance initiale), on peut dire qu'ils prennent un risque de 20,1% s'ils annoncent une garantie de 25 ans et un risque de 11,8% s'ils annoncent une garantie de 20 ans. Cela veut dire que 11,8% des panneaux installés sont susceptibles d'être changés 20 ans après l'installation si la garantie est bien mise en œuvre et si les mesures de puissance sont bien réalisées au moment de l'installation et 20 ans après.

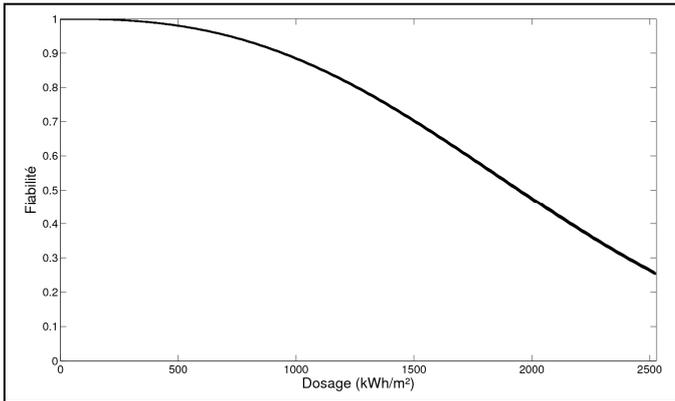


Figure 8. Fiabilité d'un module photovoltaïque en fonction du dosage UV

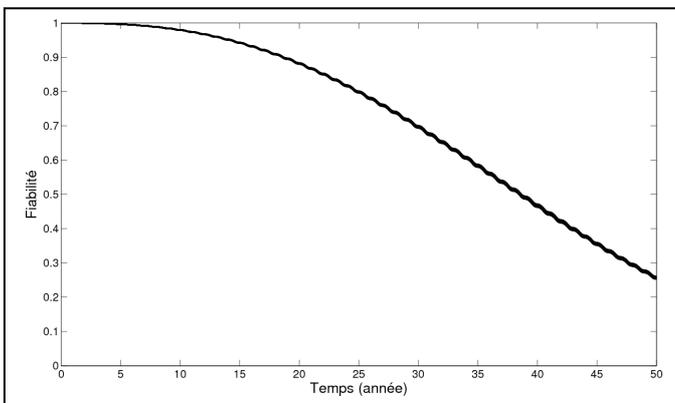


Figure 9. Fiabilité d'un module photovoltaïque en fonction du temps

V. CONCLUSION

Dans cet article, une méthodologie pour l'évaluation de la fiabilité d'un module photovoltaïque en utilisant des essais accélérés de vieillissement a été présentée. Le module photovoltaïque a été soumis à des conditions stochastiques telles que l'humidité relative, la température du module qui dépend de la température ambiante et de l'ensoleillement ainsi que l'irradiation UV. Les fabricants annoncent une durée de vie des modules supérieurs à 40 ans et nous obtenons, lors de l'application de la méthodologie, une durée de vie de 50 ans

dans le cas où le module photovoltaïque est estimé défaillant lorsque sa puissance atteint 80% de la puissance initiale.

En considérant l'essai de rayonnement UV de la norme CEI 61215, les modules sont soumis au vieillissement avec une irradiation de 250W/m^2 . Ainsi, il est possible de réaliser des essais accélérés de vieillissement sur des durées assez courtes comprises entre 117 et 154 jours suivent le couple étudié dans le cas où il est possible de mettre dix modules dans la même enceinte.

La durée de vie de 50 ans semble élevée à la vue des premières installations à travers le monde (la donnée serait autour de 40 ans) mais en considérant ces valeurs, les fabricants prennent un risque élevé (jusqu'à 20%) d'avoir des modules défaillants pendant la période de garantie (jusqu'à 25 ans). Des essais accélérés de vieillissement en enceinte sont nécessaires pour affiner le modèle et obtenir une meilleure estimation de la courbe de fiabilité et de la durée de vie.

REMERCIEMENTS

Cette recherche est supportée par la région Pays de la Loire. Ce support est particulièrement apprécié.

REFERENCES

- [1] I. Tsuda, S. Igari, K. Nakahara, K. Takahisa, K. Morita, and H. Kato, "Long term reliability evaluation of PV module," Proc. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, vol. B, pp. 1960-1963, 2003.
- [2] M. Vázquez, and I. Rey-Stolle, "Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies," Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 16, n°5, pp. 419-433, 2008.
- [3] J.H. Wohlgemuth, D.W. Cunningham, A.M. Nguyen, and J. Miller, "Long term reliability of PV modules," Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 1942-1946, 2005.
- [4] I. Vaca-Tigo, and W. Meeker, "A Statistical Model for Linking Field and Laboratory Exposure Results for a Model Coating," Service Life Prediction of Polymeric Materials, vol. 1, pp. 29-43, 2009.
- [5] S. Voiculescu, F. Guérin, M. Barreau, A. Charki, and A. Todoskoff, "Reliability estimation in random environment: Different approaches," Proc. RAMS 2007, pp. 202-207, 2007.
- [6] R. Laronde, A. Charki, D. Bigaud, and P. Excoffier, "Estimation de la durée de vie d'un module photovoltaïque soumis à des conditions environnementales stochastiques," Proc. λμ17, 2010.
- [7] W.B. Nelson, "Accelerated Testing: Statistical Models, Test Plans and Data Analyses," Wiley-Interscience, 1990.
- [8] F. Guérin, P. Lantieri, and B. Dumon, "Applying accelerated life models to halt testing," Proc. 9th ISSAT International Conference on Reliability and Quality Design, 2003.
- [9] M. Sander, B. Henke, H. Schwarz, S. Dietrich, S. Schweizer, M. Ebert, and J. Bagdahn, "Characterization of PV modules by combining results of mechanical and electrical analysis methods," Proc. SPIE Optics+Photonics, 2010.
- [10] R.P. Kenny, E.D. Dunlop, H.A. Ossenbrink, and H. Müllejan, "A practical method for the energy rating of c-Si photovoltaic modules based on standard tests," Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 14, n°2, pp. 155-166, 2006.
- [11] G. Kern, "SunSine™300: Manufacture of an AC Photovoltaic Module; Final Report Phases I & II," NREL, 1999.
- [12] P. Compère, "Détermination des intervalles de confiance d'une loi de survie par la méthode du Bootstrap," Revue de statistique appliquée, vol. 45, n°2, pp. 21-37, 1997.