

Office fédéral de l'énergie OFEN

Rapport final du 23.07.2015

Caractérisation des modules photovoltaïques à colorant de l'entreprise G2E

Mandant:

Office fédéral de l'énergie OFEN Programme de recherche énergétique CH-3003 Berne www.ofen.admin.ch

Cofinancement:

G2E GLASS2ENERGY SA Le Vivier 16 CH-1690 Villaz-St-Pierre www.g2e.ch

Mandataire:

HEIG-VD Route de Cheseaux 1 /CP521 CH-1401 Yverdon-les-Bains www.heig-vd.ch

Auteurs:

Philippe Morey, HEIG-VD, <u>philippe.morey@heig-vd.ch</u> Jean-François Affolter, HEIG-VD, <u>jean-francois.affolter@heig-vd.ch</u> Stéphanie Lucas, G2E, <u>stephanie.lucas@g2e.ch</u>

Responsable de domaine de l'OFEN: Chef du programme de l'OFEN: Numéro du contrat de l'OFEN: Stefan Oberholzer Stefan Nowak SI/500794 / SI500794-01

Zusammenfassung

Im Rahmen der Industrialisierung der Technologie der Farbstoffsolarzellen wurde eine Zusammenarbeit zwischen der Firma glass 2 energy AG (g2e) mit der Fachhochschule für Technik und Wirtschaft des Kantons Waadt (HEIG-VD) aufgenommen. Ziel war die Entwicklung von Messinstrumenten zur elektrischen Charakterisierung der Zellen und Module und der Aufbau eines Outdoor-Teststandes auf dem Dach der HEIG-VD. Erster Schritt war der Bau von Messinstrumenten zu Charakterisierung von DSC-Zellen und Modulen. Dies war nötig, weil Kinetik und die Temperaturabhängigkeit der DSC verschieden ist von der von Halbleiter-Solarzellen. Dieses Equipment wurde erfolgreich eingesetzt und Module elektrisch charakterisiert. In einer letzten Phase wurde ein Outdoor-Teststand aufgebaut, der erlaubt, die Input-Parameter für Modelle für Standardprogramme der PV-Ertragsberechnung zu bestimmen. Der Teststand konnte validiert werden und erlaubt das gleichzeitige Monitoring von etwa 25 grossflächigen Modulen mit verschiedenen Orientierungen unter reellen Umgebungsbedingungen und den Vergleich mit den andern Technologien.

Résumé

Dans le cadre de l'industrialisation de la technologie des cellules solaires a colorant dite cellules « DSC », une collaboration entre l'entreprise glass 2 energy SA (g2e) et la Haute École d'Ingénierie et de Gestion du canton de Vaud (HEIG-VD) a été mise en place. Le premier objectif est de développer les outils adaptés au suivi et la caractérisation des cellules DSC. Comme nous le verrons les problématiques de cinétique et de comportements en température sont différentes des technologies « solid state ». A partir de ces outils les principales caractéristiques de la technologie sont mises en évidence. Dans une dernière phase une installation de suivi des modules DSC en conditions extérieures est mise en place, elle permettra de développer un modèle de fonctionnement applicable aux logiciels standards de simulation photovoltaïque. Le système a été validé et permet le suivi indépendant de vingtcinq modules grande taille dans différentes orientations.

Abstract

In the framework of the industrialisation of the dye solar cell technology, a collaboration between the company glass 2 energy SA (g2e) and the University of Applied Sciences of Business and Engineering of the canton of Vaud (HEIG-VD) was put in place. The goal was to develop tools for the electrical characterization of cells and modules and the construction of an outdoor test bench on the roof of the HEIG-VD. The first step was the design and realisation of measurement tools for the characterisation of DSC cells and modules. This was necessary because the kinetics and the temperature dependence of DSC's are different from solid-state semiconductor based solar cells. These tools have been subsequently used to characterize cells and modules. In a further step the outdoor test stand has been constructed. It allows the determination of the input parameters needed for standard commercial PV programs to calculate the electric yields. The test stand was validated. It allows the monitoring of twenty-five modules with different orientations under real operating conditions and the comparison to other technologies.

Contexte

L'entreprise Glass To Energy (g2e), à Villaz-St-Pierre, industrialise la fabrication de panneaux solaires à colorant sur la base de la technologie DSC « Grätzel » développée à l'EPFL. Les panneaux sont développés pour être intégrés dans des façades et autres éléments construits.

Dans un premier temps, il s'agit de mettre en place un simulateur solaire pour la mesure des performances électriques des panneaux, dit outil de mesure IV, I courant, V tension. Cet outil sera dédié à cette technologie et adapté aux tailles de panneaux réalisés par g2e.

Ensuite il est prévu d'installer des panneaux en condition réelle et de les suivre sur une année complète, afin d'avoir le recul nécessaire sur cette technologie et d'en établir les caractéristiques.

Le projet a démarré en octobre 2012. Depuis, deux charges électroniques ont été développées, spécifiques aux panneaux de taille 10x10cm et aux panneaux de taille 60x100cm. Un support climatisé pour le test des cellules 10x10cm a aussi été réalisé afin de compléter la caractérisation des cellules.

Cette première charge a été utilisée pour mieux cerner les paramètres de mesure de cette technologie. En effet, les conditions de test et les temps de réponse sont différents entre la technologie g2e et les technologies « solid state » conventionnelles.

Les développements des charges et mesures en conditions extérieures ont bien été développés mais la partie suivi des modules a été différée, suite au retard de livraison de g2e. En effet de son côté l'entreprise a connu une évolution constante de son design qui ne lui a pas permis de fournir l'ensemble des modules à temps. En annexe, les explications plus détaillées fournies par g2e.

Objectif

L'objectif principal de ce projet est la caractérisation des cellules à teinture métalo-organique lors du processus d'industrialisation. Le but étant d'orienter la recherche dans la résolution des difficultés liées au passage de simple cellule au module et aussi de trouver les caractéristiques permettant d'intégrer ces modules dans des logiciels de simulation photovoltaïque.

Procédure

Comme décrit précédemment, la caractérisation des cellules/modules passe par plusieurs étapes.

- Une charge électronique passive, pour tester des cellules ou modules.
- Une charge électronique active avec un plateau thermique, pour caractériser des petits modules.
- Une installation de test en conditions réelles, pour tester des modules sur le long terme.

Charge électronique passive

La première étape étant une petite charge électronique passive dont la plage de fonctionnement est modifiable, dans la limite du raisonnable. Cette petite charge électronique est dite passive du fait qu'elle se comporte comme une résistance variable.



Figure 1 : Charge électronique passive pour tester des cellules simples

La charge électronique, qui fait l'acquisition de la tension et du courant, est commandée par le biais d'une interface graphique réalisée sur mesure.



Figure 2 : Face avant de l'interface graphique de la charge électronique passive

La petite charge électronique passive étant alimentée par le biais de l'USB est très transportable. Elle permet de faire des mesures sous une source d'irradiance contrôlée ou en plein air, au soleil, sans dépendre d'une alimentation directe.



Figure 3 : Application d'utilisation de la charge électronique passive

Un script Matlab de traitement des données mesurées a été écrit afin de générer rapidement un rapport montrant les caractéristiques principales du module ou de la cellule mesurée.

Caractéristiques de la cellule solaire G2E

```
Référence cellule : Exemple
Les caractéristiques de la cellule sont les suivantes :
Icc = 230.6445 [mA]
Uoc = 1.3863 [V]
mpp = 165.5876 [mW]
Umpp = 0.89638 [V]
Impp = 184.7284 [mA]
ff = 0.51789 [1]
```



Published with MATLAB® 7.13

Figure 4 : Exemple de rapport généré par le script Matlab

Du fait que la charge électronique est passive, elle ne peut pas imposer une tension complétement nulle aux bornes du module, ni un courant complétement nul. Ces points sont donc obtenus par extrapolation à partir des quelques points avant.

Charge électronique active et plateau thermique

La deuxième étape était de développer un outil de caractérisation IV en température. Cet outil est muni d'une charge active, capable d'imposer un point de fonctionnement quelconque dans la plage de $\pm 10V$, $\pm 0.5A$, et est aussi muni d'un plateau thermique régulé en température. Le plateau thermique permet, grâce à un élément Peltier, de chauffer comme de refroidir.



Figure 5 Illustration de la charge active et du plateau thermique

Le système mesure la tension, le courant et la température de la cellule ainsi que l'irradiance reçue par celle-ci. Une interface graphique, développée sur mesure, permet une caractérisation en mode manuel (caractérisation unique) ou en mode automatique (caractérisations sur une plage de températures). La résolution de mesure est de 20 mV et 1 mA.



Figure 6 : Interface graphique de la charge électronique active et du plateau thermique

Tests en conditions réelles

La troisième partie de caractérisation des cellules était de réaliser un système de test en conditions réelles. Le système a été conçu de façon à pouvoir caractériser 25 panneaux simultanément. Une structure en forme de dôme a été construite pour accueillir les panneaux. Il a été décidé que la structure devait permettre une exposition tous les 45° en azimut et en orientation. Ainsi, la structure permet d'accueillir 17 panneaux g2e. Cinq panneaux de références monocristallins, un panneau polycristallin et un panneau amorphe ont aussi été montés. Un canal reste donc libre en réserve.



Figure 7 : Le Dôme avec les pyranomètres

Chaque panneau sur le dôme est caractérisé en tension, courant ainsi qu'en température. Deux pyranomètres, permettant de mesurer l'irradiance globale, directe et diffuse ont été placés à proximité pour compléter l'acquisition du système.



Figure 8 : Carte électronique avec les 25 charges

Plusieurs paramètres peuvent être réglés pour assurer le bon fonctionnement du système du dôme, tel que la dynamique de réglage et de mesure ou la période de mesure. Le système fonctionne de façon complétement indépendante. Deux modes de fonctionnement ont été programmés et fonctionnent de façon alternée. Un mode de caractérisation IV et un mode de recherche du point de puissance maximum (MPPT).



Figure 9 : Face avant du LabVIEW de contrôle du "Dôme"

Dans le cas présenté sur la figure 9, le système fait une caractérisation IV de tous les panneaux toutes les 20 minutes et fonctionne en MPPT le reste du temps. L'algorithme MPPT implémenté est l'*incremental conductance algorithm* (ICA). L'avantage de cet algorithme est qu'il travaille sur la dérivée de la puissance. Ainsi, si la dérivée est nulle, il ne bouge pas.



Figure 10 : Diagramme de l'algorithme MPPT ICA

Afin de déterminer l'irradiance reçue par chaque panneau, il a été nécessaire de faire un script permettant de calculer la position apparente du Soleil en fonction de l'heure, la date, l'orientation et l'inclinaison d'un plan quelconque. Ceci, dû au fait que la mesure d'irradiance est faite horizontalement et que les orientations et azimuts des panneaux sont tous différents.

Résultats

Charge électronique active et plateau thermique

Des mesures ont été réalisées en extérieur par grand beau temps durant environ 24 heures. Lors de ces mesures, la température était constamment réglée entre 20 et 70°C. Dans le cas présent, les mesures ont été faites sur un micromodule de 12 x 12 cm, composé de 11 cellules.



Figure 11 : Mesures réalisées pendant 24 heures avec la charge active et le plateau thermique

Ces mesures permettent notamment d'extraire des caractéristiques IV pour une irradiance donnée ou les valeurs Uoc, Icc, Umpp et Impp en fonction de l'irradiance et de la température.

La figure 12 illustre les caractéristiques IV en fonction de la température pour une irradiance de 890 W/m².



Figure 12 : Caractéristiques IV en fonction et de la température pour une irradiance de 890 W/m²

Ce qui est très différent d'un module cristallin au silicium est la forte influence que la température a sur le facteur de remplissage (*fill factor*) de ce micromodule. Une autre différence notable est, que lorsque la tension se rapproche d'une valeur nulle et devient négative le courant monte. Cela s'explique par la présence de deux diodes en série qui sont les cellules de la face avant et celles de la face arrière, chacune ne produisant pas exactement la même quantité de courant. Il est possible d'observer ces cellules sur une charge 4 quadrants.

La figure 13 illustre la tension circuit ouvert en fonction de l'irradiance et de la température. Ceci correspond à tous les points de mesures à courant nul de la figure 11.



Figure 13 : Uoc en fonction de l'irradiance et de la température

Plusieurs choses peuvent ainsi être mises en évidence :

- Il n'y a pas assez de points de mesures pour correctement caractériser le micromodule en température. Plus de points de mesures à différentes irradiances seraient nécessaires.
- Malgré le peu de données, deux choses peuvent être relevées :
 - L'effondrement de la tension circuit ouvert à basse irradiance.
 - Le coefficient de température est négatif, de l'ordre de -0.25%/°C.

La figure 14 illustre le courant de court-circuit, correspondant à tous les points de mesures à tension nulle de la figure 11, en fonction de l'irradiance et de la température.



Figure 14 : lcc en fonction de l'irradiance et de la température

Comme attendu, le courant de court-circuit est assez proportionnel à l'irradiance. Le coefficient de température est positif, de l'ordre de 0.5%/°C, cependant il n'y a pas suffisamment de données pour le déterminer avec précision. La figure 15 illustre la tension de puissance maximum en fonction de l'irradiance et de la température.



Figure 15 : Umpp en fonction de l'irradiance et de la température

La tension de puissance maximum a, contrairement à la tension circuit ouvert, un coefficient de température positif. De nouveau, il faudrait plus de données pour le déterminer avec précision. Le même effondrement de tension à basse irradiance peut-être observé. Par contre, à partir d'environ 300 W/m² et au-dessus, la tension rechute doucement, de façon apparemment linéaire, avec l'augmentation de l'irradiance.

La figure 16 illustre le courant de puissance maximum en fonction de l'irradiance et de la température.



Figure 16 : Impp en fonction de l'irradiance et de la température

Le courant de puissance maximum est relativement proportionnel à l'irradiance. Une légère déviation est observable à basse irradiance. Ceci est certainement dû à une réflexion partielle de la lumière incidente sur la surface du verre. En effet, du fait que les mesures ont été faites horizontalement, les basses irradiances se produisent quand le Soleil est bas, et donc l'angle d'incidence est élevé. En ce qui concerne le coefficient de température, rien ne ressort clairement. Plus de points de mesures seraient nécessaires pour qu'une tendance se démargue.



La figure 17 illustre la puissance maximum en fonction de l'irradiance et de la température.

Figure 17 : Pmpp en fonction de l'irradiance et de la température

La puissance maximum est relativement proportionnelle à l'irradiance. Une déviation à basse irradiance, déjà observée sur le courant de puissance maximum et accentuée par l'effondrement de la tension de puissance maximum, est observable. Dans les hautes irradiances, l'influence de la température se manifeste assez clairement.

Partant du principe que, pour une température donnée, la puissance maximum est proportionnelle à l'irradiance, des régressions linéaires ont été faites sur les données, température par température, par pas de 2.5°C. La figure 18 illustre les pentes de ces régressions.



Figure 18 : Pentes des régressions linéaires en fonction de la température

La pente de la tendance (quadratique dans ce cas) correspond au coefficient de température. Ceci implique que le coefficient de température ne serait pas une constante mais dépendant de la température.

Afin tirer plus de conclusion et de confirmer les observations faites, plus de points de mesures seraient nécessaires.





Figure 19 : Rendement en fonction de l'irradiance et de la température

Le rendement a une allure qui ressemble à celle de la tension. Comme pour la tension, au-dessus de 300 W/m², le rendement est quasi constant. En dessous, il y a une décroissance quasi linéaire. L'influence de la température est positive, mais semble être plus importante à haute irradiance qu'à basse.

La suite montre qu'il en est tout autrement avec les modules de grande taille caractérisés en conditions réelles. La chimie et plus particulièrement l'électrolyte utilisé est différent entre ce petit module et les plus grands modules que nous verrons ensuite. Par ailleurs la géométrie des cellules (plus ou moins larges) rentre aussi en ligne de compte.

Test en conditions réelles

Les figures suivantes montrent les mesures en conditions réelles d'un des modules.

Si la puissance produite était proportionnelle à l'irradiance, le graphique de puissance en fonction de l'irradiance devrait former une diagonale. La figure 20 illustre la puissance maximum en fonction de l'irradiance et du temps.



Figure 20 : Puissance produite en fonction de l'irradiance et du temps (Sud-45°)

En traçant les mêmes données, mais en fonction de la température, il devient très clair que les performances sont fortement influencées par la température. Ici, l'influence de la température est beaucoup plus forte que sur le micromodule testé avec la charge active et le plateau thermique.



Figure 21 : Puissance produite en fonction de l'irradiance et de la température (Sud-45°)

Une inflexion de la diagonale peut se remarquer. On constate une variation de l'efficacité en fonction de l'irradiance. C'est un fait connu pour les DSC qui sont plus efficaces à plus faibles irradiances. Ceci est bien illustré sur la figure 22.



La figure 22 illustre le rendement du module en fonction de l'irradiance et la température.

Figure 22 : Rendement en fonction de l'irradiance et de la température (Sud-45°)

La figure ci-dessus illustre bien la variation de rendement avec l'irradiance mise en évidence sur la figure 21. La température a clairement une influence positive. Une partie de ces pertes vient de la géométrie du module, à savoir la largeur de cellule. En effet la collection de courant s'effectue par le TCO, lequel engendre une résistance en fonction de la largeur de la cellule.

La figure 23 illustre le courant de puissance maximum en fonction de l'irradiance et de la température.



Figure 23 : Courant de puissance maximum en fonction de l'irradiance et de la température (Sud-45°)

Le courant de puissance maximum est très sensible à la température et a clairement un coefficient de température positif. Pour une même irradiance, le courant varie presque du simple au triple pour une différence de température de trente degrés.



La figure 24 illustre la tension de puissance maximum en fonction de l'irradiance et la température.

Figure 24 : Tension de puissance maximum produite en fonction de l'irradiance et de la température (Sud-45°)

Le comportement de la tension est très différent de celui observé sur le micromodule. Premièrement, aucun effondrement de n'est observé à basse irradiance. Au contraire, la tension est plus élevée. Deuxièmement, aucune tendance claire n'est observable vis-à-vis du coefficient de température.

Plus de mesures seraient certainement nécessaires pour avoir des points de mesures avec des températures plus élevées à des irradiances plus faibles.

Mesures temporelles, comportement dynamique

Le système de test en conditions réelles permet aussi de faire une caractérisation temporelle, tel un oscilloscope. La figure 25 montre une réponse indicielle du panneau présenté précédemment.



Figure 25 : Tension et courant lors d'un changement brutal de consigne

La réponse indicielle ci-dessus montre que la dynamique des panneaux est extrêmement lente. Ceci doit forcément être pris en compte lors d'une caractérisation IV.





Figure 26 : Scan en tension à 0.1V/s en montant et en descendant

Le scan en tension ci-dessus montre que malgré caractérisation IV extrêmement lente (environ 10 min pour un aller-retour) il y a un fort décalage entre un sens et l'autre. Le temps d'établissement du régime établi ne dépend donc que peu de la taille des pas. Il y a donc un compromis à trouver entre la résolution et le temps nécessaire pour faire une caractérisation.

Un test est fait pour contrôler que le système fonctionne correctement, en comparant les maximums des caractérisations IV avec les mesures faites avec le mode MPPT.



Figure 27 : Comparaison entre les maximum des caractérisations IV et le MPPT

La figure ci-dessus montre que les deux systèmes arrivent au même résultat. Partant du principe que le MPPT ne préfère pas un sens de déplacement à l'autre et que vu la grande différence de puissance qu'il y a entre le scan montant et le scan descendant de la figure 26, il est très improbable que les deux systèmes coïncident par hasard.

Adaptation au modèle électrique à une diode

Afin de pouvoir intégrer facilement les modules Grätzel de g2e dans les logiciels de simulation solaire, il serait utile/pratique de trouver des paramètres pour adapter le modèle électrique à une diode à ceuxci.



Figure 28 : Modèle électrique à une diode d'un module PV [1]

Le modèle est défini comme suit:

$$I = I_{ph} - I_D - I_{R_{sh}} \tag{1}$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{q(V+I\cdot R_s)}{N\cdot\gamma kT_j}} - 1 \right) - \frac{V+I\cdot R_s}{R_{sh}}$$
(2)

Où:

*I*₀ = Courant de saturation inverse de la diode (dépendant de la température) [A]

- q = Charge d'un électron = $1.60218 \cdot 10^{-19}$ [C]
- N = Nombre de cellules en série [-]
- γ = Facteur de qualité de la diode [-] (normalement entre 1 et 2)
- k = Constante de Boltzmann 1.38065 · 10⁻²³ [J/K]
- T_i = Température de la jonction [K]

Le photocourant est donné par l'expression suivante :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \cdot \left[I_{ph_{ref}} + \mu_{I_{cc}} \left(T_j - T_{j_{ref}} \right) \right]$$
(3)

Où :

G et G_{ref} = Irradiance effective et de référence [W/m²]

 T_j et $T_{j_{ref}}$ = Température effective et de référence [K]

 $\mu_{I_{cc}}$ = Coefficient de température du photocourant (ou courant de court-circuit) [A/K]

Le courant de saturation inverse de la diode est donné par l'expression suivante :

$$I_0 = I_{0ref} \left(\frac{T_j}{T_{j_{ref}}}\right)^3 \cdot e^{\frac{qE_{Gap}}{\gamma k} \left(\frac{1}{T_{j_{ref}}} - \frac{1}{T_j}\right)}$$
(4)

Où :

 E_{Gap} = Énergie de gap du matériau [eV]

Il y a donc six inconnues qui sont : R_s , R_{sh} , $I_{ph_{ref}}$, $I_{0_{ref}}$, γ et $\mu_{I_{cc}}$.

Les cinq premières inconnues sont liées à la construction du module solaire photovoltaïque. La sixième, $\mu_{I_{cc}}$, est liée au matériau, en occurrence la teinture organique.

À l'aide des mesures IV réalisées, les première inconnues déterminables sont $I_{ph_{ref}}$ et $\mu_{I_{cc}}$. En partant du principe que $R_{sh} \gg R_s$ et que R_s est petite, alors en court-circuit le courant I serait quasi égal au photocourant I_{ph} . Selon l'équation 3, en prenant tous les points mesurés proche du court-circuit et en

les corrigeant par rapport à l'irradiance avec $G_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$, ceci devrait donner la partie entre crochets de l'équation. La figure 29 illustre ces points. Partant de l'hypothèse que le coefficient de température est linéaire¹, une régression linéaire est appliquée sur les points de mesure compensés.



Figure 29 : Courants Iph, compensé en irradiance, en fonction de la température

Ainsi, $I_{ph_{ref}}$ correspond à où la régression passe par T_{ref} (25°C). La pente de la régression correspond au coefficient de température $\mu_{I_{cc}}$. Dans le cas présent :

$$\begin{array}{rcl} I_{ph_{ref}} &=& 0.44 \ [\text{A}] \\ \mu_{I_{cc}} &=& 0.013 \ [\text{A/K}] \end{array}$$

Ici, comme constaté précédemment, le coefficient de température est énorme, de l'ordre de 3 [%/°C]. D'ordinaire, il serait attendu qu'il soit environ cent fois plus petit.

Du fait que l'équation définissant le courant de la diode est transcendante, le seul moyen de la résoudre est de faire une résolution numériquement, point par point, pour chaque tension ou courant de sortie désiré. Autrement dit, il est impossible de la résoudre algébriquement pour isoler la tension de sortie *V*, en fonction du courant de sortie *I*, ou vice-versa.

Une fonction résolvant numériquement cette équation, rendant le courant de sortie pour une tension d'entrée donnée, a donc été écrite, avec les quatre inconnues restantes en paramètre. En prenant cette fonction comme modèle de régression, il est possible de trouver les quatre inconnues restantes.

Dû à la nature numérique de la résolution, le résolveur nécessite un point de départ suffisamment proche de la solution finale pour converger. Du fait que γ est attendu entre 1 et 2 et afin réduire le temps de calcul et améliorer la convergence, il a été décidé de fixer γ . L'influence de γ sur les autres inconnues recherchées a donc été étudié. Dans les faibles valeurs ($\gamma < 1.2$), le résolveur a beaucoup de peine à converger. Dans des valeurs plus élevée (γ autour de 2), le résolveur converge rapidement. L'influence sur les autres inconnues est modérée ; la résistance R_s varie d'environ 10%, la résistance R_{sh} varie de 2%, mais le courant de saturation inverse de référence de la diode varie d'un facteur 100, passant d'environ 0.3 μ A à 30 μ A.

Ne connaissant pas exactement l'énergie E_{Gap} du matériau (attendu entre 0.5 et 3 pour une cellule solaire, idéalement 1.5 eV), une étude de sensibilité de E_{Gap} sur les inconnues recherchées a été faite lors de la résolution numérique. Il a été observé que quel que soit sa valeur, dans la plage donnée cidessus, les ordres de grandeur de R_s , R_{sh} et I_{0ref} sont identiques.

¹ La linéarité du coefficient de température devrait être étudiée plus profondément. Dans ce cas il est admis qu'il est linéarisable dans la plage de température considérée. Dans le cas où il ne serait pas linéarisable, le modèle devrait être revu.

Une courbe IV, mesurée à 900 W/m², 25°C, a été utilisée pour trouver les différents paramètres du module. E_{Gap} et γ ont été fixés manuellement.

$$\begin{split} &I_{ph_{ref}} &= 0.44 \quad [A] \\ &\mu_{I_{cc}} &= 0.013 \quad [A/K] \\ &E_{Gap} &= 1.5 \quad [eV] \quad (hypothèse) \\ &\gamma &= 2.0 \quad [-] \quad (hypothèse) \\ &I_{0_{ref}} &= 11.2 \quad [\mu A] \\ &R_s &= 25.7 \quad [\Omega] \\ &R_{sh} &= 226.7 \quad [\Omega] \end{split}$$

Tableau 1 : Caractéristiques du modèle électrique à une diode

La figure 30 illustre la courbe IV utilisée ainsi que le résultat du modèle à une diode avec les paramètres trouvés.



Figure 30 : Régression non polynomiale sur des données mesurées à 900 W/m², 25°C

La régression épouse assez bien les données. Une forte limitation qui a été remarquée est qu'en prenant les mêmes paramètres pour des données d'irradiance plus basses, la courbe colle bien pour des tensions élevées, mais diverge assez rapidement. Ceci est dû à la nature non proportionnelle des modules, observé précédemment.

Une constatation générale sur les paramètres trouvés est que le courant de saturation inverse $I_{0_{ref}}$ est plutôt grand (celui-ci devrait être de l'ordre de quelques dizaines de nanoampères), la résistance série R_s est aussi grande (elle devrait être 10 à 100 fois plus petite), quant à la résistance parallèle R_{sh} , elle est petite (elle devrait idéalement être au moins 10 fois plus grande).

Évaluation des résultats

Les résultats obtenus ont montré que les outils développés pour le test et la caractérisation des panneaux fonctionnent. Le fait de pouvoir maitriser le contrôle des charges à 100% est un avantage non négligeable du fait de la faible dynamique des cellules. Les résultats ont aussi montré que la performance et le comportement des cellules dépend fortement de la chimie qui les composent.

Charge active et plateau thermique

Les mesures faites sur le micromodule ont montré que pour caractériser correctement un module, il faut une grande quantité de données. Une source d'irradiance variable complèterait idéalement le système.

Tests en conditions réelles

L'analyse des mesures a permis de montrer le comportement dynamique des modules, leur comportement global vis-à-vis de l'irradiance et de la température ainsi que le développement d'un script pour déterminer les paramètres du modèle électrique à une diode.

Conclusion et perspectives ultérieures

Trois systèmes de mesure et de caractérisation des modules photovoltaïque à teinture organique (DSC) ont été développés pour tester des modules. Une petite charge électronique passive mobile, facilement modifiable aux besoins, pour tester des modules entiers. Une charge électronique active, munie d'un plateau thermorégulé, pour tester des concepts (construction et chimie) sous forme de micromodules de 12x12cm. Une charge électronique passive permettant de caractériser 25 panneaux simultanément, en conditions réelles. Les trois systèmes ont été testés et leurs fonctionnements démontrés.

Ces systèmes ont été développés afin d'être adaptables aux spécificités rencontrées avec cette technologie. Techniquement, les objectifs du projet ont été atteints. Des outils d'analyse des résultats de mesure en conditions réelles ont aussi été développés, mais malheureusement dû aux retards de production des modules de g2e, aucun résultat final probant ne peut être donné à ce jour concernant un modèle électrique équivalent.

Afin de s'adapter aux nombreux changements de caractéristiques électriques des modules, liés au développement de ceux-ci, de nombreux changements ont aussi dû être faits sur le système de mesures en conditions réelles. Afin d'assurer une qualité continue pour des futures mesures, il serait utile de refaire la charge électronique passive permettant de caractériser 25 panneaux simultanément, en apportant des améliorations imaginées lors de son utilisation.

La suite à court terme du projet serait donc de refaire la charge électronique et de poursuivre les mesures sur les prochains modèles de panneaux que g2e produira dans le futur.

Références

- [1] PVSyst, «Characteristics of a PV Module, model destription,» [En ligne]. Available: http://files.pvsyst.com/help/pvmodule_model.htm. [Accès le 27 05 2015].
- [2] I. A. A. Reda, Solar position algorithm for solar radiation application, NREL/TP-560-34302, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2003.