

DE LA CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE AUX MICROGRIDS

Emilien **DUVERGER**^{a,b}, Carolina **PENIN**^a, Philippe **ALEXANDRE**^a
Frédéric **THIERY**^b, Dorian **GACHON**^b, Thierry **TALBERT**^b
^a La Compagnie du Vent – Montpellier, France

^b Laboratoire PROMES-CNRS, Université de Perpignan – Perpignan, France
Contact e-mail : emilien.duverger@compagnieduvent.com

Mots Clés : Prévision solaire court terme, Microgrids, Gestion de l'énergie, Modélisation ombrières PV.

Le projet Rivesaltes Grid a pour objectif d'optimiser la gestion énergétique des microgrids en développant des stratégies de contrôle (puissance des convertisseurs, délestage ou décalage des charges,...) incluant les nouveaux usages de l'électricité comme l'autoconsommation, les véhicules électriques et le stockage. L'élaboration de ces stratégies requiert plusieurs tâches : modélisation du microgrid (champ PV, système de stockage et véhicule électrique), prévision de production/consommation et détection des défauts pour prévenir et identifier les problèmes qui peuvent apparaître sur le microgrid. Une plateforme expérimentale comportant 3 ombrières PV de 20kW chacune, un bâtiment industriel en autoconsommation, un système de stockage lithium-ion de 85 kWh et un véhicule électrique est entièrement dédiée à ce projet. L'optimisation de la gestion énergétique des microgrids avec source PV nécessite un outil de prédiction de la production électrique. Cet outil est composé d'une part de la prévision de la ressource solaire et la modélisation du générateur PV d'autre part.

La prévision solaire établit à partir de la méthode GISTEL [1] nécessite le calcul du GHI_{ciel_clair} et de l'indice de clarté K_i . Le premier est déterminé en ajustant les coefficients a et b (Eq. 1) aux mesures sur site préalablement filtrées et le second est obtenu par le calcul du taux d'ennuage (champ de vitesse par block matching, extrapolation, lissage). Les coefficients a et b caractérisent l'état de l'atmosphère en ciel clair (aérosols, vapeur d'eau, ozone,...) et tiennent compte de la distance Terre-Soleil.

$$GHI_{ciel_clair} = a \cos(\text{zenith})^b \quad (1)$$

L'estimation de l'irradiance sous ciel quelconque s'exprime alors de la manière suivante :

$$GHI = K_i \cdot GHI_{ciel_clair} \quad (2)$$

La modélisation du champ PV quant à elle est basé sur le modèle 1 diode de la cellule PV (Eq. 3) [2].

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\left(\frac{V + R_S I}{V_t k} \right)} - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_p} \quad (3)$$

- I_{ph} : Photocourant
- I_0 : Courant de saturation
- R_S : Résistance série
- R_p : Résistance parallèle
- k : Idéalité de la diode

Les paramètres de ce modèle sont déterminés en ajustant la courbe IV aux 3 points caractéristiques donnés par le fabricant (circuit ouvert, court-circuit et point de puissance maximale) pour un module puis étendus à l'ensemble du champ PV.

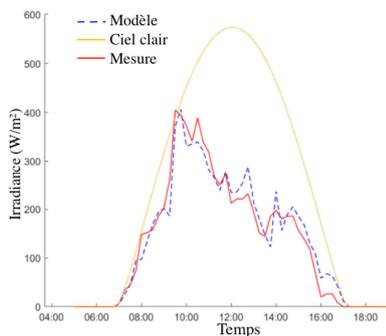


Figure 1 : Estimation de l'irradiance.

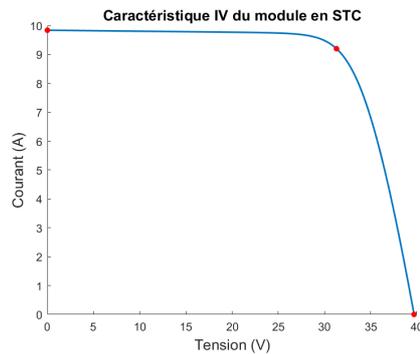


Figure 2 : Caractéristique IV en conditions standards de test

Les résultats de l'estimation par rapport aux données expérimentales (figure 1), affichent une erreur relative inférieure à 4%. La caractéristique IV du module (figure 2) calculée à partir des conditions standards de test est parfaitement ajustée aux points caractéristiques. Couplés à la prédiction de la consommation (bâtiment, véhicule électrique) et à la modélisation du système de stockage, les algorithmes développés et présentés ici constitueront le superviseur autonome qui assurera la gestion optimisée du microgrid (temps réel et prédictif).

[1] A. Mefti et al., (2008). *Satellite approach based on cloud cover classifications: Estimation of hourly global solar radiation from meteosat images*. Energy Conversion and Management, vol. 49, p652-659.

[2] Villalva, M.G., J.R. Gazoli, et E.R. Filho, (2009). *Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays*. IEEE Transactions on Power Electronics 24, p1198-1208.