

[Tous les numéros](#) ▶ [Volume 11 \(2020\)](#) ▶ [EPJ Photovolt., 11 \(2020\) 1](#) ▶ [Full HTML](#)

Accès libre

Problème	EPJ Photovolt. Volume 11, 2020
Numéro de l'article	1
Nombre de pages	14
Section	Modules et systèmes
EST CE QUE JE	<a href="https://doi.org/10.1051/epjpv/2019010">https://doi.org/10.1051/epjpv/2019010</a>
Publié en ligne	31 janvier 2020

EPJ Photovoltaïque 11 , 1 (2020)  
<https://doi.org/10.1051/epjpv/2019010>

Article régulier

## Optimisation géométrique pour une installation photovoltaïque équipée de réflecteurs plats basée sur des estimations de plan de réseau

Christine Abdel Nour<sup>1, 2, 4\*</sup>, Anne Migon-Dubois<sup>1</sup>, Jordi Badosa<sup>2</sup>, Vincent Bourdin<sup>3</sup>, Claude Marchand<sup>1</sup> et Tilda Akiki<sup>4</sup>

<sup>1</sup> GeePs, CNRS UMR 8507, CentraleSupélec, Univ Paris-Sud, Sorbonne Université, 11 rue Joliot-Curie, Plateau de Moulon, 91192 Gif-sur-Yvette Cedex, France

<sup>2</sup> LMD, Institut Pierre-Simon Laplace, CNRS, École Polytechnique, 91128 Palaiseau Cedex, France

<sup>3</sup> LIMSI, UPR 3251 CNRS, Bâtiment 508, Rue John von Neumann, 91405 Orsay Cedex, France

<sup>4</sup> Université Saint Esprit de Kaslik, USEK, Département de génie électrique et électronique, BP446 Jounieh, Liban

\* e-mail: [Christine.abdelnour@geeps.centralesupelec.fr](mailto:Christine.abdelnour@geeps.centralesupelec.fr)

Reçu: 20 avril 2019 Reçu sous forme définitive: 19 novembre 2019 Accepté: 10 décembre 2019 Publié en ligne: 31 janvier 2020

### Abstrait

Afin de concevoir, gérer et optimiser les performances d'une installation photovoltaïque (PV) et établir une estimation précise de la production d'énergie, l'irradiance sur le plan du champ (POA) en relation avec les caractéristiques géométriques de l'installation de modules PV occupe une grande importance. Cette étude se concentre sur le développement d'un modèle d'estimation de l'irradiance POA pour une installation photovoltaïque équipée de réflecteurs plats. Le modèle comprend les composants de l'irradiance solaire (globale, directe et diffuse), les paramètres géométriques et les caractéristiques géographiques de l'installation PV. Des validations expérimentales ont été réalisées avec des mesures effectuées à l'Observatoire SIRTa (48,7 ° N, 2,2 ° E) à Palaiseau, France, pour la période allant de juin 2017 à juin 2018. Les résultats montrent des erreurs absolues moyennes (par rapport à la moyenne) de 6% et 7% pour une installation sans et avec réflecteur plan. Enfin, nous présentons plusieurs stratégies d'optimisation géométrique de l'installation PV-réflecteur reposant sur deux variables majeures: la longueur du réflecteur ( $LR$ ) par rapport à la longueur du module PV ( $L_{PV}$ ) et à la fréquence de réglage de l'angle d'inclinaison (mensuelle, saisonnière, fixe) du système (pour le PV et les réflecteurs). L'objectif d'une telle optimisation est de discuter d'une configuration raisonnable pour obtenir une irradiance POA maximale. Les résultats

Table des matières

### Article

Abstrait

HTML complet

PDF (3,308 Mo)

ePUB (4,525 Mo)

Les références

### Métrie

[Afficher les statistiques de l'article](#)

### Prestations de service

Mêmes auteurs

- [Google Scholar](#)- [Base de données EDP Sciences](#)[Recommander cet article](#)[Télécharger la citation](#)

### Articles Liés

[Analyse des performances des panneaux solaires sous le climat tropical indonésien à l'aide du modèle de performance des panneaux photovoltaïques Sandia et du modèle de performance à cinq paramètres E3S Web of Conferences 67, 02048 \(2018\)](#)

[Amélioration de la puissance de sortie du système PV connecté au réseau à l'aide du suivi à deux axes](#)

Renew. Energy Environ. Soutenir. 5 et 8 (2020)

[Problèmes d'évaluation de la performance dans le photovoltaïque à grande échelle dans les climats chauds et ensoleillés](#)

Renew. Energy Environ. Soutenir. 2 et 35 (2017)

Plus

### Bookmarking

 [Services aux lecteurs](#) [Alerte email](#)

Haut

montrent que la longueur des miroirs affecte fortement l'efficacité et les performances du système PV-Reflector et le gain annuel est passé de 8,5% à 28,7% en passant de  $L_R = L_{PV} / 2$  à  $L_R = 2 \times L_{PV}$  par rapport à une installation mensuelle optimisée sans miroirs. Quant à la fréquence d'ajustement, nous montrons qu'une architecture à variation mensuelle est l'option la plus avantageuse avec un gain annuel croissant de 28,2 et 31,6% par rapport à une architecture saisonnière variée ou fixe, respectivement.

**Mots clés:** irradiance du plan du réseau / système de réflecteurs PV / réflecteurs plats / estimation de l'irradiance / optimisation géométrique

© C. Abdel Nour et al., Publié par EDP Sciences, 2020



Il s'agit d'un article en libre accès distribué sous les termes de la licence d'attribution Creative Commons (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0>), qui permet une utilisation, une distribution et une reproduction sans restriction sur tout support, à condition que l'œuvre originale soit correctement citée.

## 1. Introduction

Les émissions de gaz à effet de serre constituent une préoccupation majeure à laquelle nos sociétés sont confrontées de nos jours.

Les émissions de combustibles fossiles constituent l'un des facteurs cruciaux contribuant à ce problème. Ainsi, la substitution de ces ressources par des énergies renouvelables est un enjeu majeur qui intéresse les gouvernements au niveau mondial.

Selon SolarPower Europe 2019, une augmentation de 36% des installations de centrales solaires s'est produite entre 2017 et 2018 au niveau de l'Union européenne <sup>1</sup>. En outre, la croissance estimée du marché solaire d'ici 2022 est d'environ 40 GW. Le prix de la production d'énergie solaire diminue rapidement de nos jours, ce qui permet à un système énergétique important de passer des combustibles fossiles conventionnels à l'énergie propre dans les années à venir.

Pour des installations photovoltaïques identiques dans des emplacements géographiques différents, la production d'électricité ne sera pas la même. Cela est dû à la différence de flux d'irradiance solaire atteignant les modules PV, aux conditions atmosphériques, à l'environnement de l'installation et aux aspects géométriques. Ainsi, une étude adéquate de l'irradiance du réseau doit être réalisée en tenant compte de tous les paramètres mentionnés afin d'avoir une évaluation précise de l'efficacité du système.

Afin d'améliorer les performances d'exploitation des installations solaires, des systèmes photovoltaïques à haut rendement sont en cours de développement. En effet, l'ajout de réflecteurs devant les panneaux PV contribue à augmenter l'irradiance incidente sur les modules et donc à augmenter l'efficacité de la production électrique. Par exemple, des études de recherche sur les technologies de réflecteurs plats avec des topologies de miroirs fixes et automatisées sont menées [1-3]. L'un des objectifs de ces études vise à définir des réglages adéquats pour les systèmes PV-réflecteurs avec un espace inter-rangées fixe ainsi que l'impact de l'inadéquation des chaînes de ces systèmes [2]. Selon [2], l'ajout de réflecteurs plans représente une solution peu coûteuse où, par temps clair, l'énergie produite peut augmenter jusqu'à 35%. L'évaluation des réflecteurs d'appoint plats dans diverses installations photovoltaïques et différentes dispositions alternatives a également été réalisée dans [3]. Par exemple, on peut citer le projet ALEPH (Amélioration of photovoltaïque efficacité) mené à SIRTÀ [4] visant à augmenter le rendement du système en ajoutant des réflecteurs plans inter-rangées. En outre, un système PV industriel équipé de réflecteurs plans a été développé par TENKSOLAR, Bloomington, États-Unis [5] mettant l'accent sur l'importance du concept de réflecteurs plats à grande surface. D'autres études sont réalisées décrivant également les avantages des réflecteurs plats en augmentant le flux solaire incident sur les systèmes solaires thermiques. En Suède, l'irradiance annuelle peut être augmentée entre 8% et 17% en ajoutant des réflecteurs plats selon une étude menée en considérant le rayonnement uniformément réparti [6]. De plus, selon une recherche effectuée dans différents endroits aux États-Unis, l'irradiance peut être augmentée jusqu'à 9% pour une configuration de réflecteur PV fixe optimisée [7].

L'un des avantages d'un système PV à réflecteur plan est qu'il représente une technologie à faible concentration par rapport aux concentrateurs paraboliques. Par conséquent, avec des réflecteurs plats, l'effet négatif de la température n'est pas très significatif, par conséquent, une procédure de refroidissement n'est pas nécessaire, ce qui contribue à réduire le coût du système [8]. De plus, pour le système PV-réflecteur, nous n'avons pas besoin d'un équipement de suivi solaire précis, ce qui n'est pas le cas de la technologie CPV nécessitant une précision et une fiabilité élevées pour les systèmes de suivi, ce qui entraîne automatiquement un coût accru.

L'objectif principal de ce travail est d'élaborer un modèle d'estimation d'irradiance POA pour un système PV équipé de réflecteurs plats. L'efficacité du système est étudiée dans le cadre d'études de cas d'optimisation

### Abstrait

- 1. Introduction
- 2 Méthodologie
- 3 Validation expérimentale
- 4 Stratégie d'optimisation ...
- 5. Conclusion
- Nomenclature
- Remerciements
- Les références
- Liste des tableaux
- Liste des figures

géométrique reposant sur deux paramètres: le rapport de longueur entre le réflecteur et le module PV et la fréquence de variation de l'architecture. Afin d'atteindre les performances les plus élevées selon le profil solaire, les résultats d'optimisation ont été récupérés. À cette fin, les études de cas se sont appuyées sur les données climatiques issues de SIRTÀ [9], [10] à Palaiseau, France.

## 2 Méthodologie

### 2.1 Méthodologie de modélisation

Le rayonnement solaire reçu par une surface inclinée par rapport à la surface horizontale est composé de trois éléments:

- Le rayonnement solaire direct suivant une trajectoire rectiligne du soleil à la surface de la terre.
- Le rayonnement solaire diffus diffusé dans l'atmosphère et atteignant la surface de la terre.
- Le rayonnement réfléchi provenant du sol et des environs ( Fig. 1 a).
- Dans le cas d'un système équipé d'un réflecteur plat, les irradiances directes et diffuses atteignant la surface du miroir pour être ensuite réfléchies sur le module PV seront ajoutées ( Fig. 1 b).

Un modèle d'estimation de l'irradiance Matlab POA a été développé en utilisant les données d'irradiance mesurées de l'observatoire SIRTÀ (Site Instrumental de Recherche par Télédétection Atmosphérique) [ 9 ]: GHI, DHI et BNI ( Fig.2 ) et l'irradiance réfléchie par les miroirs a également été calculée . De plus, d'autres paramètres ont été pris en compte tels que les angles solaires (  $\vartheta_{za}$ ,  $\vartheta_a$  et  $AOI$  ), la position géométrique, l'orientation et le dimensionnement de l'architecture PV-Reflector ainsi que les propriétés de réflexion du sol et du miroir.

Fig. 1



Irradiances caractérisant une architecture de système PV classique (a) et une architecture de système PV-réflecteur (b).

Fig. 2



Capteurs de mesure d'irradiances directes, diffuses et globales, observatoire SIRTÀ, qui font partie de la station PAL du Baseline Surface Radiation Network (BSRN, <https://bsrn.awi.de/>).

### 2.2 Modélisation d'équations

Le modèle analytique développé grâce à ce travail était basé sur une étude détaillée de l'estimation du rayonnement solaire [12] (Manuel de génie solaire des procédés thermiques). Une étude décrivant des cas de faisabilité de l'utilisation de réflecteurs plats dans les installations photovoltaïques a également été envisagée [ 3 ].

Angle d'incidence:

$$AOI = \text{acos}[\cos(\theta_Z) \times \cos(\theta_{\text{tilt}}) + \sin(\theta_Z) \times \sin(\theta_{\text{tilt}}) \times \cos(\theta_a - \theta_{a,\text{array}})]. \tag{1}$$

Facteur de vue du réflecteur au module PV:

$$VF_{R_{PV}} = \frac{\left( L_{PV} + L_R - \sqrt{L_{PV}^2 + L_R^2 - 2 \times L_{PV} \times L_R \times \cos\theta_{PVR}} \right)}{2 \times L_R}. \tag{2}$$

Facteur de vue du module PV au réflecteur:

$$VF_{PV_R} = VF_{R_{PV}} \times \frac{L_R}{L_{PV}}. \tag{3}$$

### 2.2.1 Calcul du plan d'irradiance du champ en considérant une installation PV classique sans miroirs

Le calcul de l'irradiance du plan du réseau repose sur deux simplifications principales: l'irradiance diffuse du ciel est considérée comme isotrope (uniforme dans toutes les orientations) et la surface du sol est considérée comme lambertienne (sa réflectance est la même quel que soit l'angle de vue).

$$POA = \left( \frac{GHI - DHI}{\sin(\theta_{el})} \right) \times \cos(AOI) + DHI \times \frac{1 + \cos(\theta_{tilt})}{2} + GHI \times \rho_g \times \frac{1 - \cos(\theta_{tilt})}{2}. \quad (4)$$

### 2.2.2 Calcul du plan d'irradiance du champ en considérant une installation PV équipée de réflecteurs plats

Rayonnement solaire incident réfléchi au sol:

$$GRISR = GHI \times \rho_g \times \left( \frac{1 - \cos(\theta_{tilt})}{2} - VF_{PV_R} \right). \quad (5)$$

Irradiance directe par faisceau réfléchi: irradiance directe atteignant les miroirs pour être réfléchi sur les modules PV:

$$DRBI = R \times BHI \times \frac{\cos(AOI_{R,PV})}{\cos(\theta_Z)}. \quad (6)$$

Rayonnement solaire réfléchi diffus: irradiance diffuse reçue par les miroirs pour être réfléchi sur les modules PV:

$$DRSR = (1 - VF_{RPV}) \times DHI \times \frac{1 + \cos(\theta_R)}{2} + GHI \times \rho_g \times \frac{1 - \cos(\theta_R)}{2} \times R \times VF_{PV_R}. \quad (7)$$

Équation générale de l'irradiance POA avec réflecteurs en fonction de la hauteur d'éclairage sur le module PV ainsi que l'AOI:

$$POA_{Mir} = \frac{GHI - DHI}{\sin(\theta_{el})} \times \cos(AOI) + DHI \times \frac{1 + \cos(\theta_{tilt})}{2} + GRISR + DRBI + DRSR. \quad (8)$$

Afin d'établir une estimation précise du plan d'irradiance du réseau avec la présence de réflecteurs, plusieurs cas particuliers doivent être traités. Ces cas sont considérés en fonction des différents impacts que les réflecteurs pourraient avoir sur un panneau PV et donc de l'irradiance effective POA reçue par celui-ci:

- Cas 1: l'irradiance réfléchi par le miroir couvre le niveau le plus élevé de la longueur du module PV (comme illustré à la Fig. 3 a) ou le dépasse. Dans ce cas, l'équation (8) conserve tous les termes.
- Cas 2: L'irradiance réfléchi par le miroir couvre un niveau inférieur de la longueur du module PV ( Fig.3 b), et nous considérons donc que DRBI = 0. Dans ce cas, l'effet de discordance d'irradiance est pris en considération et donc l'activation de les diodes de dérivation n'ont pas été négligées. Par conséquent, l'irradiance directe des faisceaux réfléchis n'est pas considérée ici.
- Cas 3: Période où le réflecteur ombre totalement ou partiellement le module PV: Seul l'irradiance diffuse peut être considérée dans ce cas ( Fig. 3 c). Aucune composante d'irradiance directe n'est prise en compte. Par conséquent, dans ce cas, l'irradiance directe (BNI) atteignant les réflecteurs plans ou les modules PV n'est pas prise en compte.
- Le gain annuel d'irradiance POA ajouté par les réflecteurs est calculé comme suit:

$$G_A = 1 - \frac{\sum POA_{mir, year}(\theta_{tilt optimum}, \theta_{R optimum})}{\sum POA_{year}(\theta_{tilt optimum})} \times 100. \quad (9)$$

- Gain mensuel d'irradiance POA ajouté par les réflecteurs:

$$G_M = 1 - \frac{\sum POA_{mir,month}(\theta_{tilt_{optimum}}, \theta_R)}{\sum POA_{month}(\theta_{tilt})} \times 100.$$

(dix)

Avec l' inclinaison  $\theta_{optimal}$  .  $\theta_{R_{optimum}}$  sont respectivement les angles d'inclinaison optimaux du module PV et du réflecteur où un rayonnement POA maximum est atteint chaque mois.

Fig. 3



Estimation du plan d'irradiance du champ en fonction du réflecteur: l'irradiance réfléchie atteignant le niveau le plus élevé (a), l'irradiance réfléchie est inférieure au niveau le plus élevé du module PV (b) et provoque un ombrage total ou partiel sur le module PV (c).

### 3 Validation expérimentale

Le modèle a été validé expérimentalement avec et sans réflecteurs en utilisant le plan de mesures d'irradiance du réseau du banc d'essai SIRTa [ 4 , 9 , 10 ], lors d'une campagne de mesures enregistrées sur 13 mois (juin 2017-juin 2018). Des réflecteurs plats ont été installés entre juillet et octobre 2017 ( Fig.4 ) et donc deux périodes sont considérées. Pour les installations à réflecteur PV, il est toujours souhaitable d'avoir des surplombs à droite et à gauche des modules PV sur les bords afin de limiter les effets de discordance. Dans l'installation PV expérimentale réalisée, le module Panasonic HIT a été pris en compte pour l'étude. Ainsi, il y avait un grand surplomb de l'ouest du module sans un considérable sur le côté est comme illustré dans Graphique 4 . D'autre part, dans le plan du modèle d'estimation de tableau développé, des rangées de miroirs infinis ont été considérées. Ainsi, le modèle d'estimation ne prend pas en compte l'effet de bord. Nous avons effectué des mesures d'irradiance dans le plan du réseau à l'aide d'un pyranomètre solaire (Hukseflux SR01) et de cellules PV de référence (SOLEMS RG100) installées en haut du plan du réseau ( Fig.4 ). Pour ce travail, des moyennes horaires à partir de données d'une minute sont utilisées.

Fig. 4



Banc d'essai de caractérisation équipé de capteurs et réflecteurs plats, observatoire SIRTa.

#### 3.1 Indicateurs d'évaluation

Dans le processus de validation expérimentale, nous avons calculé des indicateurs d'erreur afin de comparer nos résultats de simulation avec des mesures. Les indicateurs utilisés sont MBE, RMBE, MAE et RMAE.

$$MBE (W/m^2) = \frac{\sum_{i=1}^N [POA_{measure}(i) - POA_{model}(i)]}{N}.$$

(11)

$$MAE (W/m^2) = \frac{\sum_{i=1}^N |POA_{measure}(i) - POA_{model}(i)|}{N}.$$

(12)

$$RMBE = \frac{\sum_{i=1}^N [POA_{measure}(i) - POA_{model}(i)]}{\sum_{i=1}^N [POA_{measure}(i)]} \times 100.$$

(13)

$$RMAE = \frac{\sum_{i=1}^N |POA_{measure}(i) - POA_{model}(i)|}{\sum_{i=1}^N |POA_{measure}(i)|} \times 100.$$

(14)

#### 3.2 Validation expérimentale de l'installation sans réflecteurs

Dans cette partie, une comparaison entre l'irradiance POA modélisée et mesurée a été réalisée en l'absence de réflecteurs plats. Comme le montre la figure 5 , l'irradiance modélisée par POA a été comparée à

l'irradiance mesurée par POA pour la période entre le 13 octobre 2017 et le 8 juin 2018. Les indicateurs d'erreur montrent des valeurs RMAE et RMBE de 6% et 0,6%, respectivement. Notez que les capteurs pour GHI, DHI et BHI sont situés à 700 m des mesures d'irradiance POA, par conséquent une certaine partie de l'estimation d'erreur pourrait être causée par la distance entre les capteurs. Cependant, cela est estimé faible ( $<3\%$  et  $<15 \text{ W / m}^2$ , étude non présentée ici) car des moyennes horaires sont utilisées dans ce travail.

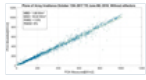


Fig. 5

Comparaison entre l'irradiance POA mesurée et modélisée sur la période du 13 octobre 2017 au 8 juin 2018: Installation sans réflecteurs plats.

### 3.3 Validation expérimentale de l'installation avec réflecteurs

Dans cette partie, une comparaison entre l'irradiance POA modélisée et mesurée a été réalisée en présence de miroirs lors de la campagne menée entre juillet et octobre 2017 ( Fig.4 ). La configuration de l'installation PV expérimentale était composée de cinq modules PV de différentes technologies avec un angle d'inclinaison de  $26,7^\circ$  par rapport au plan horizontal. Le module Panasonic HIT N240 a été pris en compte dans nos études. Ainsi, les mesures d'irradiance POA ont été extraites des capteurs SR01 et RG100 installés au niveau supérieur du générateur photovoltaïque Panasonic. Les miroirs ont été placés entre le 25 juillet et le 12 octobre 2017 avec une inclinaison de  $14,6^\circ$  par rapport au plan horizontal.

Les résultats sont présentés dans la figure 6 , et les indicateurs d'erreur obtenus étaient de 7% et 0,9% pour RMAE et RMBE respectivement, montrant une cohérence avec les erreurs obtenues sans réflecteurs, comme exposé ci-dessus. Dans tous les cas, le biais est faible, inférieur à 1%, ce qui est pertinent pour la validité du travail d'optimisation présenté dans les sections suivantes.

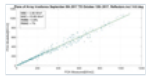


Fig. 6

POA mesuré par rapport aux irradiances modélisées POA (septembre 2017 à octobre 2017).

### 3.4 Comparaison entre le plan d'irradiance du réseau avec et sans réflecteurs

Compte tenu des paramètres de configuration expérimentale effectués dans SIRTA, dans cette section, nous avons comparé l'irradiance POA modélisée avec des réflecteurs à l'irradiance POA modélisée sans réflecteurs. Ainsi, selon notre plateforme, nous avons utilisé dans cette phase des paramètres fixes pour les angles d'inclinaison du champ PV et du réflecteur ainsi que la réflectivité d'un miroir:  $\theta_{inclinaison} = 26,7^\circ$ ,  $\theta_R = 14,6^\circ$ ,  $L_R = 0,96 \text{ m}$ ,  $L_{PV} = 1,58 \text{ m}$  et  $R$  est pris constant à 0,8 (obtenu à partir de mesures de réflectivité effectuées en laboratoire, non illustrées ici).

La figure 7 montre les résultats de la simulation de la comparaison entre l'irradiance POA avec vs sans réflecteurs avec les mêmes paramètres utilisés dans le banc d'essai expérimental ( Fig. 4 ). Le  $G_A$  ajouté par les miroirs est de 2,26% sur les 13 mois entre juin 2017 et juin 2018. Ainsi, il est évident que dans ce cas, l'effet réflecteurs n'est pas très significatif ce qui est normal car l'architecture étudiée ici n'est pas optimisée pour une efficacité maximale. Le principal objectif expérimental était d'évaluer l'effet de l'illumination non uniforme ajoutée par les réflecteurs tel que publié dans un travail précédent [ 4 ] ainsi que de valider un modèle Matlab / Simulink que nous avons réalisé pour la prédiction de la puissance électrique en cas de non-uniforme éclairage [11 ]. Par conséquent, afin d'obtenir l'irradiance POA maximale du système global conduisant à une production d'énergie efficace, un processus d'optimisation est nécessaire. Il est intéressant d'observer sur la figure qu'il existe trois types de points qui correspondent aux trois cas présentés dans la section 2.2 . Le cas 1 correspondrait aux points sur la ligne 1: 1, pour lesquels il y a un effet positif des miroirs sur l'irradiance POA. Le cas 2 correspond aux points sur la ligne 1: 1, car la surexposition du miroir n'atteint pas le haut de la longueur du panneau et donc aucun effet n'est compté. Enfin, le cas 3 correspond aux points pour lesquels le miroir a un effet négatif, c'est-à-dire lorsque le soleil est derrière le miroir et qu'il bloque ainsi la composante directe de l'irradiance POA.

La partie suivante décrit une stratégie d'optimisation de la modélisation menée avec les résultats obtenus.

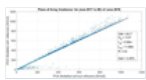


Fig. 7

Comparaison entre l'irradiance POA avec et sans réflecteur du 1er juin 2017 au 8 juin 2018.

## 4 Stratégie d'optimisation et résultats

### 4.1 Stratégie

Afin d'obtenir des rendements plus élevés, une géométrie de réflecteur PV adéquate ainsi qu'un matériau de réflecteur approprié doivent être étudiés. Dans cette section, nous nous concentrons sur l'optimisation de la géométrie de l'architecture module-réflecteur PV pour une irradiance POA maximale atteignant les modules. Pour cela, nous avons supposé à ce niveau un albédo sol fixe et des coefficients de réflectivité du miroir ( $\rho_g = 0,2$ ,  $R = 0,8$ ). Nous avons mené des études de performance pour un système orienté sud à Palaiseau (France) sur 13 mois en considérant les GHI, BHI et DHI mesurés de SIRT ( Fig. 2 ). Notre stratégie reposait sur la variation de deux paramètres majeurs affectant le plan d'irradiance du champ: la longueur du miroir en fonction de la longueur du module PV ( $L_R / L_{PV}$ ), et la variation angulaire du système ( *variation  $\vartheta$  tilt* et  $\vartheta_R$  ) comme illustré sur la figure 8 . Pour la variation angulaire, nous avons considéré trois possibilités: une variation mensuelle, une variation saisonnière ou une architecture fixe. Chaque procédure d'optimisation géométrique se traduira par l' *inclinaison* optimale de  $\vartheta$  et  $\vartheta_R$  pour chaque mois correspondant à la  $G_A$  maximale issue du système global. Notre étude d'optimisation s'est appuyée sur la période particulière de juin 2017 à juin 2018 (Mesures et Simulation).



Fig. 8

Plate - forme expérimentale caractérisée par  $L_R$ ,  $L_{PV}$ ,  $\vartheta$  *inclinaison* et  $\vartheta_R$ .

### 4.2 Résultats d'optimisation d'une installation sans réflecteurs

La première étape a consisté à faire varier l' *inclinaison*  $\vartheta$  en considérant une installation classique, sans réflecteurs afin de trouver l' *inclinaison*  $\vartheta$  optimale conduisant à l'irradiation POA maximale pour chaque mois.

Le [tableau 1](#) présente les résultats de cette étape.

Comme le montre le [tableau 1](#) , selon notre modèle analytique, pour une installation classique orientée sud à Palaiseau, France la valeur optimale de l'angle d'inclinaison varie entre 21 et 30 degrés pour la saison estivale lorsque l'élévation du soleil est élevée alors qu'un maximum de  $6891,7 \text{ Wh / m}^2$  est réalisé en juillet. L' *inclinaison*  $\vartheta$  augmente pour atteindre un maximum de 63 degrés en hiver lorsque le soleil est plus bas et on peut remarquer le plus bas E en décembre avec  $962,3 \text{ Wh / m}^2$  . Pendant le printemps, une valeur d'angle d'inclinaison moyenne peut être ajustée entre 28 et 34 degrés pour une irradiation incidente POA maximale.

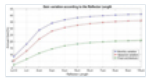
**Tableau 1** *Inclinaison*  $\vartheta$  optimale correspondant au POA max de chaque mois pour une installation classique.

### 4.3 Résultats d'optimisation d'une installation à réflecteur PV

Dans les parties suivantes, l'irradiation POA modélisée au point le plus élevé d'un réseau photovoltaïque équipé de réflecteurs plats est considérée pour notre processus d'optimisation. Ainsi, pour différentes longueurs de réflecteurs, nous avons fait varier l'angle d'inclinaison du réseau ainsi que l'inclinaison des réflecteurs et nous avons conclu la meilleure combinaison (  $\vartheta$  *inclinaison* ,  $\vartheta_R$  ) afin d'obtenir une irradiation POA maximale.

Tout d'abord, nous avons commencé par étudier le comportement de notre système lors de la variation de  $L_R$  de  $L_{PV} / 2$  à  $10 L_{PV}$ , comme illustré à la [figure 9](#) et illustré dans le [tableau 2](#) . Nous avons répété la même procédure pour les architectures mensuelles et saisonnières variées ainsi que pour les architectures fixes. Notre objectif à ce niveau est de trouver la longueur du réflecteur où  $G_A$  commence à se stabiliser autour d'une valeur constante. Les résultats montrent que le gain augmente significativement pour les trois cas entre  $L_{PV} / 2$  à  $2 L_{PV}$  et continue d'augmenter à un rythme plus lent jusqu'à atteindre  $8 L_{PV}$  où il se stabilise autour de 40%, 36% et 20% respectivement pour les cas de variation mensuelle, saisonnière et fixe. Néanmoins, d'autres contraintes de limitation doivent être prises en compte telles que l'espace disponible pour l'installation ainsi que la distance inter-rangées en cas d'installation PV à plusieurs rangées. Dans les parties suivantes, seuls les cas de  $L_{PV} / 2$ ,  $L_{PV}$  et  $2 L_{PV}$  seront pris en compte pour la variation angulaire mensuelle.

Fig. 9



$G_{Une}$  variation selon la longueur du réflecteur pour une architecture mensuelle variée, saisonnière variée et fixe.

**Tableau 2**  $G_{Une}$  variation en fonction de la longueur du réflecteur.

### 4.3.1 Optimisation en fonction de la longueur du réflecteur

#### 4.3.1.1 $L_R = L_{PV} / 2$

Tout d'abord, nous avons considéré un réflecteur d'une longueur égale à la moitié de la longueur du module PV ( Fig.8 ). Le procédé décrit ci-dessus est réalisé en considérant un  $\vartheta_R$  qui varie entre  $-10^\circ$  et  $45^\circ$  et une inclinaison  $\vartheta$  entre  $26,7^\circ$  et  $79^\circ$ . Les résultats optimaux obtenus sont listés dans le [tableau 3](#).

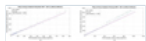
Comme le montre le [tableau 3](#), pour  $L_R = L_{PV} / 2$ , la moyenne maximale de  $POA_{Mir}$  est obtenue en calculant les valeurs moyennes  $POA_{Mir}$  pour chaque combinaison  $\vartheta_{inclinaison}$ ,  $\vartheta_R$ . Ce processus est répété chaque mois. Les meilleures valeurs de combinaison de  $\vartheta_{inclinaison}$  de  $\vartheta$  et de  $\vartheta_R$  conduisant à la moyenne maximale de l' irradiance  $POA_{Mir}$  sont répertoriées dans le [tableau 3](#). À partir des [tableaux 1](#) et [3](#), une comparaison entre le plan des irradiances du réseau sans vs avec réflecteurs est effectuée afin d'évaluer l'efficacité du système. Ainsi, le gain ajouté par les réflecteurs plans a été calculé pour chaque mois.

La première étape de la stratégie d'optimisation a consisté à fixer la longueur du réflecteur par rapport à celle du module PV. Ensuite, pour chaque combinaison possible de ( $\vartheta_{inclinaison}$ ,  $\vartheta_R$ ) calcul du rapport entre l'irradiation POA moyenne obtenue et l'irradiation POA moyenne maximale trouvée sur un mois ( Fig. 11 ).

Par conséquent, comme le montrent les [figures 11a](#) et [11b](#), la zone rouge correspond à l'irradiance maximale du POA, à partir de laquelle nous avons défini nos angles d'inclinaison optimaux pour chaque mois. Il est intéressant d'observer que, pour les deux cas de la [figure 11](#), il y a beaucoup plus de sensibilité de l'irradiance POA à  $\vartheta_R$  qu'à l' inclinaison de  $\vartheta$ . Autrement dit, les changements de ce dernier autour de l'irradiance maximale du POA supposeraient une petite perte, généralement inférieure à 10%, comme le montre la [figure 11](#).

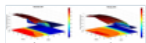
**Tableau 3** Résultats géométriques optimaux correspondant au POA max pour chaque mois avec  $L_R = L_{PV} / 2$ .

**Fig. 10**



Comparaison entre l'irradiance POA avec vs sans réflecteurs pour (a) décembre 2017; (b) Février 2018.

**Fig. 11**



Rapport entre les irradiances POA et POA (max) pour chaque combinaison ( $\vartheta_{inclinaison}$ ,  $\vartheta_R$ ) sur (a) décembre 2017; (b) Février 2018.

**Fig. 12**



Comparaison entre l'irradiance POA avec vs sans réflecteurs pour (a) mars 2018; (b) Février 2018.

#### 4.3.1.2 $L_R = L_{PV}$

Ici, nous avons considéré un réflecteur d'une longueur égale à la longueur du module PV. Nous avons répété le même processus de calcul et les résultats géométriques optimaux obtenus dans ce cas sont énumérés dans le [tableau 4](#).

Pour  $L_R = L_{PV}$ , les meilleures valeurs de combinaison de  $\vartheta_{inclinaison}$  et de  $\vartheta_R$  conduisant à la moyenne maximale d' irradiation  $POA_{Mir}$  sont répertoriées dans le [tableau 4](#). A partir des [tableaux 1](#) et [4](#), une



comparaison entre le plan des irradiances du réseau sans vs avec réflecteurs est effectuée afin d'évaluer l'efficacité du système.

**Tableau 4** Résultats géométriques optimaux correspondant au POA max pour chaque mois avec  $L_R = L_{PV}$ .

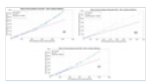
#### 4.3.1.3 $L_R = 2 \times L_{PV}$

Enfin, nous avons considéré un réflecteur avec  $L_R = 2 \times L_{PV}$ . Les résultats géométriques optimaux obtenus sont listés dans le [tableau 5](#).

À partir des [tableaux 1 et 5](#), le  $G_M$  a également été calculé afin d'évaluer l'efficacité du système. [La figure 13](#) illustre la comparaison entre l'irradiance de la POA avec vs sans réflecteurs pendant trois mois à différentes saisons: été (a), hiver (b) et printemps (c).

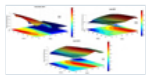
Comme le montre la [figure 14](#), pour un maximum  $G_M$  en hiver (a) où le soleil est à de faibles angles d'élévation, l'angle d'inclinaison optimal du réseau augmente. Cette variation sera dans la direction opposée en été où le soleil atteint son plus haut niveau en juin (b). On peut également observer la phase de variation transitoire optimale des angles au printemps (c). D'autre part, l'abaissement des miroirs est un grand avantage en hiver afin que nous puissions profiter au maximum de l'irradiance diffuse dans des conditions de ciel nuageux. [La figure 14](#) montre également que nous sommes plus restreints dans la variation  $\vartheta_R$ , comme c'était également le cas pour la [figure 11](#) pour  $L_R = L_{PV}/2$ .

**Tableau 5** Résultats géométriques optimaux correspondant au POA max pour chaque mois avec  $L_R = 2 \times L_{PV}$ .



**Fig. 13**

Comparaison entre l'irradiance POA avec vs sans réflecteurs, juin (a), décembre (b) et avril (c) pour le cas  $L_R = 2 \times L_{PV}$ .



**Fig. 14**

Rapport entre les irradiances POA et POA (max) pour chaque combinaison d'angles ( $\vartheta_{inclinaison}$ ,  $\vartheta_R$ ) pour décembre (a), juin (b) et avril (c).

#### 4.3.1.4 Discussions et analyse

Le  $G_M$  varie entre 5,1% (décembre 2017) et 11,9% (février 2018) pour  $L_R = L_{PV}/2$ , entre 13,1% (mars 2018) et 22,7% (février 2018) pour  $L_R = L_{PV}$  et entre 21,9% (Mars 2018) et 36,0% (février 2018) pour  $L_R = 2 \times L_{PV}$  comme illustré respectivement dans les [figures 10](#), [12](#) et [13](#). Pour toutes les longueurs de réflecteurs, le rendement énergétique a atteint des valeurs minimales en décembre et des valeurs maximales en juin caractérisées par les irradiances normales directes les plus élevées. Pour la durée particulière étudiée,  $G_M$  variait entre 978 et 8648 Wh / m<sup>2</sup>. Le gain obtenu en irradiation POA ajouté par les réflecteurs plats sur l'année était de 8,5%, 18,0% et 28,7% correspondant respectivement à  $L_R = L_{PV}/2$ ,  $L_R = L_{PV}$  et  $L_R = 2 \times L_{PV}$  architectures  $L_{PV}$ . Ainsi, en comparant  $G_A$  entre  $L_R = L_{PV}/2$  et  $L_R = L_{PV}$ , on peut déduire un  $\Delta G$  de 9,5% pour l'architecture avec  $L_R = L_{PV}$ . En se référant aux parties précédentes, nous pouvons dire que pour  $L_R = 2 \times L_{PV}$ , la moyenne  $G_M$  a augmenté de manière significative pour chaque mois. Par conséquent, en comparant  $G_A$  entre l'architecture  $L_R = L_{PV}$  et  $L_R = 2 \times L_{PV}$ , on peut en déduire un  $\Delta G$  de 10,7% pour l'architecture avec  $L_R = 2 \times L_{PV}$ .

Ainsi, à la fin de cette partie, nous pouvons affirmer avec certitude que la conception de l'architecture géométrique affecte fortement l'efficacité d'un tel système. Les résultats obtenus peuvent mettre en évidence l'importance de la longueur des réflecteurs plats pour obtenir une irradiation POA incidente plus élevée. Nous avons constaté qu'une augmentation de la longueur des miroirs augmentait le résultat moyen.

#### 4.3.2 Selon la variation angulaire

Dans cette partie, la variable d'optimisation considérée est la fréquence de variation angulaire pour une longueur de réflecteur fixe. Ainsi, nous avons d'abord posé  $L_R = L_{PV} / 2$  et calculé l'inclinaison optimale  $\vartheta$  et la combinaison  $\vartheta_{R\text{ en}}$  considérant: une variation angulaire mensuelle, une variation angulaire saisonnière et une architecture fixe ( $\vartheta_{\text{inclinaison}}$  constante et  $\vartheta_R$  sur toute la période). Nous avons calculé le  $G_M$  pour chaque mois ainsi que  $G_A$  pour chaque variation à la fin du processus d'optimisation. La même procédure a été répétée pour  $L_R$  fixé à  $L_{PV}$  et enfin à  $2 \times L_{PV}$ .

Les figures 15 et 16 représentant les valeurs d'inclinaison  $\vartheta$  et  $\vartheta_R$  optimales montrent que pendant l'hiver, il est plus efficace d'augmenter l'angle d'inclinaison du générateur PV et d'abaisser le réflecteur, ce qui est normal puisque l'élévation du soleil est faible comme expliqué précédemment. C'est le cas contraire en été. De plus, les cycles de variation annuels pour  $\vartheta_{\text{tilt}}$  et  $\vartheta_R$  varient dans des directions opposées.

Comme le montre la figure 15, plus le miroir est long, il est préférable de redresser le PV afin d'augmenter le  $G_A$  (pour obtenir le résultat maximal des rayons réfléchis des miroirs).

Comme l'illustre la figure 17 représentant l'évolution de  $G_A$  par rapport à une installation PV sans réflecteurs, le gain d'irradiation POA double de  $L_R = L_{PV} / 2$  à  $L_R = L_{PV}$  pour une architecture mensuelle et saisonnière variée et triple pour la fixe. Néanmoins, ce n'est pas le même comportement de variation allant de  $L_R = L_{PV}$  à  $L_R = 2 \times L_{PV}$  où le rapport d'augmentation de gain est plus faible. En fait, plus nous étendons la longueur des miroirs au-delà de la longueur du module PV, l'effet d'ombrage augmente d'une part et il y aura une partie de la surface du miroir réfléchissant les rayons qui ne seront pas absorbés par les panneaux PV d'autre part. main, ce qui justifie ce résultat. En fait, il est bien montré dans le tableau 2 et la figure 9 qu'en augmentant  $L_R$ , l'augmentation de gain diminue. En considérant  $L_R = L_{PV}$ , on peut remarquer un  $\Delta G$  de 6% des architectures saisonnières à variables mensuelles et on peut observer le même  $\Delta G$  allant de l'architecture variable fixe à l'architecture saisonnière variable.

De plus, nous avons comparé le gain annuel entre les fréquences de réglage angulaire des installations de réflecteurs PV. Selon les résultats obtenus, une architecture mensuelle variée présente un avantage significatif sur les architectures saisonnières variées et fixes, augmentant le gain annuel à 28,2% et 31,6% respectivement. D'un autre côté, un impact d'architecture saisonnière variée n'est pas très précieux par rapport à une architecture fixe avec un gain annuel supplémentaire de 2,6%. Néanmoins, il est important de mentionner que ces résultats obtenus dépendent de notre étude de cas spécifique incluant les conditions météorologiques qui ont caractérisé la période entre juin 2017 et juin 2018 à Palaiseau. Ainsi, les résultats obtenus ne peuvent pas être totalement généralisés et une étude précise en fonction de chaque site doit être réalisée afin d'adopter le système PV-réflecteur le plus efficace.

Ainsi, la meilleure optimisation géométrique d'une telle installation dépendra de plusieurs facteurs tels que les conditions géographiques et l'accessibilité à l'installation permettant une variation angulaire adéquate ainsi que plusieurs contraintes économiques.

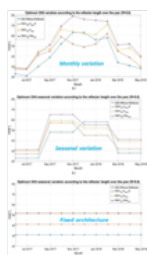


Fig. 15

Inclinaison optimale de  $\vartheta$  sur l'année pour (a) une architecture mensuelle variée; (b) une architecture saisonnière variée; (c) une architecture fixe.

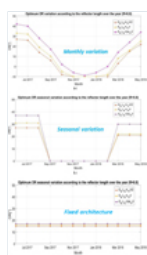


Fig. 16

Optimum  $\vartheta_R$  sur l'année pour (a) une architecture mensuelle variée; (b) une architecture saisonnière variée; (c) une architecture fixe.



Fig. 17

Gain de variation en fonction de la longueur du réflecteur sur l'année pour (a) une architecture mensuelle variée; Gain de variation selon la longueur du réflecteur au

cours de l'année pour (b) une architecture saisonnière variée; (c) une architecture fixe.

## 5. Conclusion

Dans cet article, un modèle d'estimation d'irradiance plan de réseau a été développé et validé expérimentalement via notre plateforme installée à l'observatoire SIRTa dans le cas d'une installation PV classique ainsi que dans le cas d'une installation équipée de réflecteurs plats. Les résultats de la simulation de modélisation ont été comparés à des mesures sur deux périodes avec et sans réflecteur. Au cours des 13 mois considérés, les erreurs absolues moyennes obtenues étaient respectivement de 6% et 7% pour un système PV classique et un système PV-réflecteur. Les valeurs moyennes des erreurs de biais étaient inférieures à 1% dans les deux cas.

De plus, un processus d'optimisation architecturale a été développé grâce à ce modèle d'estimation de l'irradiance POA. Une analyse de simulation a été présentée pour tous les mois sur un an afin de trouver la combinaison des paramètres géométriques ( $\vartheta$  *inclinaison*,  $\vartheta_R$  et  $L_R$ ) assurant l'irradiation incidente POA plus élevée sur le champ PV. Les résultats de la simulation ont montré que la longueur des miroirs affecte fortement l'efficacité et les performances du système PV-Reflector. En fait, le gain annuel est passé de 8,5% à 28,7% en passant de  $L_R = L_{PV} / 2$  à  $L_R = 2 \times L_{PV}$  par rapport à une installation mensuelle optimisée sans miroirs. Néanmoins, en fonction des exigences dimensionnelles de chaque installation, de nombreuses contraintes de construction doivent être prises en compte et le gain d'irradiance ne varie pas de manière proportionnelle avec la longueur des miroirs. Cela est dû à l'effet d'ombrage résultant de l'activation des diodes de dérivation et à la partie des rayons réfléchis qui n'atteindra pas également le module PV.

La deuxième partie de notre processus d'optimisation géométrique a consisté à fixer la longueur du réflecteur et à évaluer l'applicabilité de notre système selon une variation angulaire mensuelle ou saisonnière ou une architecture de réflecteur PV fixe. Les résultats obtenus dans cette partie ont montré que pour notre étude de cas, une architecture mensuelle variée est l'option la plus avantageuse avec un gain annuel croissant de 28,2 et 31,6% par rapport à une architecture saisonnière variée et fixe respectivement. Ainsi, dans le cas présenté, pour une petite installation PV avec une structure ajustable, il ne sera pas difficile d'ajuster manuellement les angles d'inclinaison tous les mois sans frais supplémentaires. Néanmoins, l'évaluation des performances d'un système doit être menée séparément pour chaque étude de cas et chaque lieu en fonction des aspects géographiques, techniques et économiques.

Concernant l'évaluation économique: nous avons réalisé une étude sur un type de réflecteur, similaire à des feuilles d'aluminium coûtant environ 1 euro par m<sup>2</sup> et les performances expérimentales que nous avons obtenues étaient satisfaisantes. Il est important de mentionner ici que ce gain d'irradiance variera selon les emplacements géographiques. Par exemple, nous avons mené une autre étude où nous avons constaté que le gain annuel d'irradiance POA pouvait atteindre 35% à Athènes, augmentant ainsi l'avantage économique d'un tel système.

Enfin, un processus d'optimisation plus approfondi sera mené en tenant compte des aspects et des propriétés supplémentaires du système, tels que le facteur de réflectivité non linéaire du miroir en fonction des caractéristiques des matériaux. Une estimation optimisée de la puissance électrique en tenant compte de l'illumination non uniforme apportée par une telle installation sur le générateur photovoltaïque sera présentée dans un futur travail. A cet effet, une plateforme expérimentale est en construction au laboratoire GeePs afin de tester nos résultats d'optimisation pour les différentes configurations géométriques des architectures PV-réflecteurs.

## Nomenclature

AOI: Angle d'incidence des rayons solaires sur le module PV (°)

$AOI_{R, PV}$ : Angle d'incidence du faisceau réfléchi vers le module PV (°)

$AOI_R$ : Angle d'incidence des rayons du soleil sur le réflecteur (°)

BHI: rayonnement horizontal du faisceau ( $W / m^2$ )

BNI: rayonnement normal du faisceau ( $W / m^2$ )

CPV: concentrateur photovoltaïque

DHI: Irradiance horizontale diffuse ( $W / m^2$ )

DRBI: rayonnement direct du faisceau réfléchi ( $W / m^2$ )

DPSR: Rayonnement solaire réfléchi diffus ( $W / m^2$ )

E: Irradiation solaire ( $Wh / m^2$ )

$G_A$ : Gain annuel d'irradiance POA (%)

$G_M$ : Gain mensuel d'irradiance POA ajouté par les réflecteurs (%)

GHI: Irradiance horizontale globale ( $W / m^2$ )

GRISR: Rayonnement solaire incident réfléchi au sol ( $W / m^2$ )

$L_{PV}$ : longueur du champ photovoltaïque (m)

$L_R$ : Longueur du réflecteur (m)

MAE: erreur absolue moyenne

MBE: erreur de biais moyenne ( $W / m^2$ )

POA: plan d'irradiance du réseau par mois ( $W / m^2$ )

$POA_{Année}$ : Plan d'irradiance du réseau par an ( $W / m^2$ )

$POA_{Mir}$ : Plan d'irradiance du réseau avec miroirs ( $W / m^2$ )

R: réflectivité des miroirs

RMAE: erreur absolue moyenne relative

RMBE: erreur de biais moyenne relative

$VF_{PVR}$ : Facteur de vue du module PV au réflecteur

$VF_{RPV}$ : Facteur de vue du réflecteur au module PV

$\theta_a$ : Angle d'azimut solaire (°)

$\theta_{a, array}$ : Angle du tableau azimutal (°)

$\theta_{el}$ : angle d'élévation du soleil (°)

$\theta_{PV, R}$ : Angle entre le module PV et le réflecteur (°)

$\theta_R$ : Angle entre le réflecteur et le plan horizontal (°)

$\theta_{inclinaison}$ : angle d'inclinaison du module PV par rapport au plan horizontal (°)

$\theta_Z$ : Angle zénithal solaire (°)

$\rho_g$ : réflectance du sol (albédo), il représente une partie du rayonnement réfléchi

$\Delta_G$ : La différence de gain issue d'une procédure d'optimisation (%)

## Remerciements

Ces travaux ont été en partie soutenus par le programme de recherche TREND-X sur la transition énergétique de l'Ecole Polytechnique.

## Les références

1. C. Abdel Nour, A. Migan-Dubois, J. Badosa, V. Bourdin, C. Marchand, T. Akiki, Etude de l'effet du sur-éclairage non uniforme sur les performances d'une installation photovoltaïque équipée de réflecteurs plans , à *JNPV, Dourdan, France, 2017* [[Google Scholar](#)]
2. M. Pavlov et al., *IEEE Journal of Photovoltaics* **5** , 1686 (2015) [[Google Scholar](#)]
3. J. Gelegenis, P. Axaopoulos, S. Misailidis, G. Giannakidis, M. Samarakou, B. Bonaros, Faisabilité pour l'utilisation de réflecteurs plats dans diverses installations photovoltaïques, *Int. J. Renew. Energy Res.* **5** , 82 (2015) [[Google Scholar](#)]
4. J. Badosa et al., Déploiement d'un banc d'essai de modules photovoltaïques multi-technologies sur l'observatoire météorologique et climatique SIRTa, lors de la *31e Conférence et exposition européenne sur l'énergie solaire photovoltaïque (Eu-PVSEC)* , Hambourg (Allemagne), septembre 2015 [[Google Scholar](#)]
5. Le marché solaire de l'UE croît de 36% en 2018. SolarPower Europe (blog). Disponible sur: <http://www.solarpowereurope.org/eu-solar-market-grows-36-in-2018/> Consulté le 6 mars 2019 [[Google Scholar](#)]
6. M. Rönnelid, B. Karlsson, P. Krohn, J. Wennerberg, Booster réflecteurs pour modules PV en Suède, *Prog. Photovoltaïque* **8** , 279 (2000) [[Google Scholar](#)]
7. M. Boyd, Modèle analytique d'irradiance solaire à proximité d'un réflecteur diffus vertical planaire - formulation, validation et simulations, *Solar Energy* **91** , 79 (2013) [[Google Scholar](#)]
8. W. Andrews, Rob, A. Pollard, J. Pearce, Photovoltaic system performance enhancement with non-tracking planar concentrators: experimental results and BDRF based model, in *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference* , 2013 . <https://doi.org/10.1109/PVSC.2013.6744136> [[Google Scholar](#)]
9. M. Haefelin, L. Barthès, O. Bock, C. Boitel, S. Bony, D. Bouniol, P. Drobinski, SIRTa, un observatoire atmosphérique au sol pour la recherche sur les nuages et les aérosols, *Ann. Geophys.* **23** , 253 (2005) [[Google Scholar](#)]
10. BSRN, <http://bsrn.awi.de> [[Google Scholar](#)]
11. C. Abdel Nour et al., Système photovoltaïque équipé de réflecteurs plats: nouveau modèle MPPT en cas d'éclairage non uniforme sur les modules PV, lors de la *35e Conférence et exposition européenne sur l'énergie solaire photovoltaïque (Eu-PVSEC)* , Bruxelles , Belgique, septembre 2018 [[Google Scholar](#)]
12. JA Duffie, WA Beckman, *Ingénierie solaire des processus thermiques* , 4e éd. (Wiley, 2013). <https://www.wiley.com/en-cu/Solar> [[Google Scholar](#)]

1

© SolarPower Europe 2019.

Citer cet article comme suit: Christine Abdel Nour, Anne Migan-Dubois, Jordi Badosa, Vincent Bourdin, Claude Marchand, Tilda Akiki, Optimisation géométrique pour une installation photovoltaïque équipée de réflecteurs plats basés sur des estimations planes de réseau, *EPJ Photovoltaics* **11** , 1 (2020 )

## Tous les tableaux

**Tableau 1** Inclinaison  $\vartheta$  optimale correspondant au POA max de chaque mois pour une installation classique.

[↑ Dans le texte](#)

**Tableau 2**  $G_{Une}$  variation en fonction de la longueur du réflecteur.

[↑ Dans le texte](#)

**Tableau 3** Résultats géométriques optimaux correspondant au POA max pour chaque mois avec  $L_R = L_{PV} / 2$ .

[↑ Dans le texte](#)

**Tableau 4** Résultats géométriques optimaux correspondant au POA max pour chaque mois avec  $L_R = L_{PV}$ .

[↑ Dans le texte](#)

**Tableau 5** Résultats géométriques optimaux correspondant au POA max pour chaque mois avec  $L_R = 2 \times L_{PV}$ .

[↑ Dans le texte](#)

## Tous les chiffres

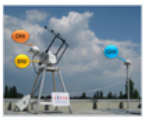
**Fig. 1**



Irradiances caractérisant une architecture de système PV classique (a) et une architecture de système PV-réflecteur (b).

[↑ Dans le texte](#)

**Fig. 2**



Capteurs de mesure d'irradiance directes, diffuses et globales, observatoire SIRTA, qui font partie de la station PAL du Baseline Surface Radiation Network (BSRN, <https://bsrn.awi.de/>).

[↑ Dans le texte](#)

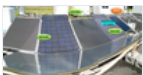
**Fig. 3**



Estimation du plan d'irradiance du champ en fonction du réflecteur: l'irradiance réfléchie atteignant le niveau le plus élevé (a), l'irradiance réfléchie est inférieure au niveau le plus élevé du module PV (b) et provoque un ombrage total ou partiel sur le module PV (c).

[↑ Dans le texte](#)

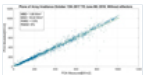
**Fig. 4**



Banc d'essai de caractérisation équipé de capteurs et réflecteurs plats, observatoire SIRTA.

[↑ Dans le texte](#)

**Fig. 5**



Comparaison entre l'irradiance POA mesurée et modélisée sur la période du 13 octobre 2017 au 8 juin 2018: Installation sans réflecteurs plats.

[↑ Dans le texte](#)

**Fig. 6**



POA mesuré par rapport aux irradiances modélisées POA (septembre 2017 à octobre 2017).

[↑ Dans le texte](#)

**Fig. 7**



Comparaison entre l'irradiance POA avec et sans réflecteur du 1er juin 2017 au 8 juin 2018.

[↑ Dans le texte](#)



Fig. 8

Plate - forme expérimentale caractérisée par  $L_R$ ,  $L_{PV}$ ,  $\vartheta_I'$  inclinaison et  $\vartheta_R$ .

[↑ Dans le texte](#)

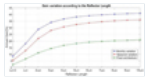


Fig. 9

$G_{Une}$  variation selon la longueur du réflecteur pour une architecture mensuelle variée, saisonnière variée et fixe.

[↑ Dans le texte](#)



Fig. 10

Comparaison entre l'irradiance POA avec vs sans réflecteurs pour (a) décembre 2017; (b) Février 2018.

[↑ Dans le texte](#)

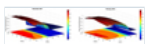


Fig. 11

Rapport entre les irradiances POA et POA (max) pour chaque combinaison ( $\vartheta$  inclinaison,  $\vartheta_R$ ) sur (a) décembre 2017; (b) Février 2018.

[↑ Dans le texte](#)



Fig. 12

Comparaison entre l'irradiance POA avec vs sans réflecteurs pour (a) mars 2018; (b) Février 2018.

[↑ Dans le texte](#)

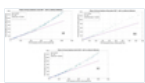


Fig. 13

Comparaison entre l'irradiance POA avec vs sans réflecteurs, juin (a), décembre (b) et avril (c) pour le cas  $L_R = 2 \times L_{PV}$ .

[↑ Dans le texte](#)

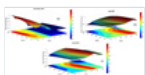


Fig. 14

Rapport entre les irradiances POA et POA (max) pour chaque combinaison d'angles ( $\vartheta$  inclinaison,  $\vartheta_R$ ) pour décembre (a), juin (b) et avril (c).

[↑ Dans le texte](#)

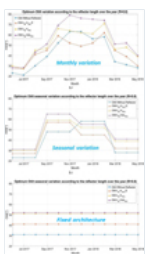


Fig. 15

Inclinaison optimale de  $\vartheta$  sur l'année pour (a) une architecture mensuelle variée; (b) une architecture saisonnière variée; (c) une architecture fixe.

[↑ Dans le texte](#)

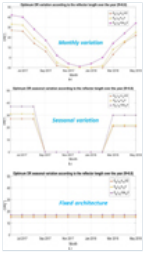


Fig. 16

Optimum  $\theta_R$  sur l'année pour (a) une architecture mensuelle variée; (b) une architecture saisonnière variée; (c) une architecture fixe.

[↑ Dans le texte](#)

Fig. 17



Gain de variation en fonction de la longueur du réflecteur sur l'année pour (a) une architecture mensuelle variée; Gain de variation selon la longueur du réflecteur au cours de l'année pour (b) une architecture saisonnière variée; (c) une architecture fixe.

[↑ Dans le texte](#)

## Nous recommandons

Rendement photovoltaïque: méthode de correction de l'inadéquation entre le spectre solaire et le spectre de référence ASTM G 173-03

Thomas Mambri, EPJ Photovolt., 2015

Optimisation géométrique et comparaison des performances électriques de structures en tandem à couches minces basées sur pm-Si: H et  $\mu$ -Si: H par simulation informatique

F. Dadouche, EPJ Photovolt., 2011

Analyse d'une stratégie d'observateur pour la reconstruction de l'état initial de systèmes ondulatoires dans des domaines illimités

S. Imperiale et al., ESAIM: COCV, 2020

Dominance induite par la multiplicité dans les équations différentielles paramétriques de retard du second ordre: analyse et application dans la conception de commande

Islam Boussaada et al., ESAIM: COCV, 2020

Contrôlabilité exacte des trajectoires pour les équations de chaleur semi-linéaires avec des coefficients de diffusion discontinus

Anna Doubova, ESAIM: COCV, 2002

Estimation DOA bidimensionnelle pour antenne réflecteur multifaisceaux basée sur le champ du plan focal

Shanhong HE et al., Ingénierie des systèmes et électronique, 2019

Impact de la variation du rayonnement solaire sur l'angle d'inclinaison optimal pour un panneau photovoltaïque fixe connecté au réseau - étude de cas à Beijing

Shen et al., Global Energy Interconnection, 2018

Une paire d'études montre qu'un marqueur de protéine plasmatique pourrait aider au diagnostic de la maladie d'Alzheimer

Adam Bonislawski, 360Dx, 2020

Estimation de l'impact des variations d'azimut sur la production annuelle d'énergie photovoltaïque

Mahmoud Dhimish et al., Énergie propre

Fabrication de textiles photovoltaïques

Mather, Robert R. et al., Coatings, 2017

Alimenté par **TREND MD**

Je consens à l'utilisation de Google Analytics et des cookies associés sur le réseau TrendMD (widget, site Web, blog). [Apprendre encore plus](#)

Oui

Non

## Photovoltaïque EPJ

Rédacteur en chef: Pere Roca i Cabarrocas, Daniel Lincot - [Comité de rédaction](#)

eISSN: 2105-0716

Copyright / Publié par: [EDP Sciences](#)

