

# Analyse d'une modélisation d'un système photovoltaïque sous ombrage par Matlab et Simulink

Kimberly HARRINGTON<sup>1</sup>, Juliette LATORRE<sup>1</sup>, Mackenzie POWELL<sup>2</sup> and Amanda STEFANIU COSTA<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Département de Génie des Systèmes Urbains, Université de Technologie de Compiègne

<sup>2</sup>Département de Génie des Procédés, Université de Technologie de Compiègne

23 Décembre 2018

## Résumé

Avec la démocratisation des technologies photovoltaïques (PV), il devient nécessaire d'optimiser les installations PV. Dans cet article, nous utilisons MATLAB Simulink pour modéliser des conditions d'ombrage partiel (OP) sur une installation de panneaux KC200GT. Nous éclaircissons d'abord les mécanismes de la perte de puissance sous OP, puis nous démontrons l'ampleur de ces effets sur une installation réelle. Un abaque permettant de calculer l'énergie journalière produite par une installation sous différentes conditions d'OP est proposé.

## 1 Introduction

Avec l'augmentation de la demande énergétique et l'idée grandissante de la transition énergétique, exploiter le gisement solaire devient incontournable[1], et les recherches sur le PV prennent de l'ampleur et de l'importance [2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11]. Les panneaux PV se démocratisent, se diversifient et s'améliorent sans cesse. Constitués de cellules PV, ils produisent du courant grâce à l'émission d'électrons par les atomes excités[12]. Cependant, les centrales PV ont encore des rendements faibles par rapport aux centrales thermiques. Dans cette étude, nous nous intéressons aux effets de l'OP sur les modules PV, un facteur reconnu de perte de puissance[13, 14]. Les ombres statiques ou mobiles, plus ou moins denses et étendues, qui peuvent couvrir en partie des installations, ont diverses origines : nuages, bâtiments, végétation, animaux, particules, etc[15, 16, 17]. La perte de puissance observée sous OP résulte du mécanisme de production de courant des cellules. Une cellule PV comporte deux couches de semi-conducteur tel le silicium, superposées et dopées de sorte à contenir un surplus d'électrons pour l'une (N), et de trous pour l'autre (P)[12]. Ainsi, la cellule présente une jonction P-N et se comporte comme une diode. Lorsqu'elle reçoit de la lumière, la zone de déplétion de la jonction P-N est réduite et un courant passe. Sous OP, la zone de déplétion grandit. La diode passe en polarisation inverse et bloque le passage du courant. Seulement, pour

produire des tensions élevées, les cellules et les modules sont branchés en série. Une cellule ombragée bloque donc le courant de toute la chaîne et dissipe l'énergie en chaleur, causant pertes de puissance et points chauds qui dégradent les cellules durablement.

## 2 Modelisation et Méthode

Dans cette étude des effets de l'OP sur la puissance produite par les installations PV, nous avons choisi de modéliser les panneaux solaires sur MATLAB Simulink. Les panneaux PV sont assimilés au modèle à une diode [18], le plus courant dans la littérature. Le fonctionnement électrique du panneau est schématisé comme suit :

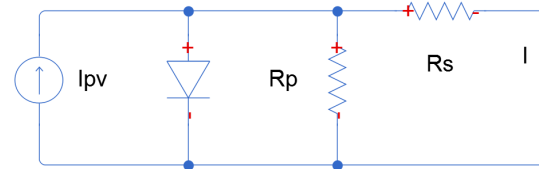


FIGURE 1 – Schéma électrique du modèle à une diode

Avec ce schéma, on obtient l'équation (1) :

$$I = I_{PV} - I_0 [e^{(V+R_s I)/aV_t} - 1] - (V + R_s I)/R_p$$

Avec 4 variables : I, le courant traversant le panneau, V, la tension à ses bornes, T, la

température de cellule,  $g$ , l'irradiation sur le panneau. Pour simplifier les modélisations, on supposera  $g$  et  $T$  constantes pour chaque panneau. D'autre part on a  $I_{pv}$ , le courant généré par la source de courant imaginaire :

$$I_{PV} = g/G_n * (I_{pvn} + K_i * \Delta T)$$

$I_0$  le courant de saturation de la diode

$$I_0 = (I_{SC} + K_i * \Delta T) / (e^{V_{oc} + K_v * \Delta T} / a * V_t - 1)$$

Et  $V_t$ , la tension thermique :

$$V_t = (N_s * k * T) / q$$

TABLE 1 – Données pour le modèle KC200GT

$R_s$ résistance en série	0,221 $\Omega$
$R_p$ résistance en parallèle	415,405 $\Omega$
$I_{pvn}$ Courant dans la source sous STC	8,214 A
$I_{scn}$ Courant de court-circuit sous STC	8,21 A
$q$ charge élémentaire d'un électron	1,60E <sup>-19</sup>
$k$ constante de planck	1,38E <sup>-23</sup>
$N_s$ nombre de cellules/panneau	54
$K_i$	0,0032 A.K <sup>-1</sup>
$K_v$	-0,123
$a$ facteur d'idéalité de la diode	1,3
$V_{con}$ tension de circuit ouvert	32.9

Standard Test Conditions :  $G_n = 1000 W.m^2$ ,  
 $T_n = 25^\circ C$ , AM1,5

Pour modéliser une installation PV de modules connectés en série, nous avons besoin d'entrer le même courant dans tous les panneaux et d'additionner les tensions en sortie. On retourne l'équation pour obtenir  $V$  en sortie, on obtient la forme (2) suivante :

$$V = R_p [I_{PV} - I - I_0 [e^{(V + R_s I) / a * V_t} - 1] - R_s I]$$

On teste le modèle obtenu dans Simulink sous STC avec un seul panneau en utilisant les données du modèle KC200GT. En entrant le  $I$  sorti par l'équation (1) avec un paramètre  $V$  connu (26.3V) donnant la puissance maximale sous STC, on obtient bien une puissance de sortie de 200W. Le modèle est validé.

On peut donc ajouter autant de panneaux que l'on veut en série en additionnant les tensions de sortie. On peut faire varier  $I$ ,  $T$  et  $g$  pour chaque panneau. Ici,  $T$  est gardée constante pour simplifier les analyses.

### 3 Etude des effets de l'OP sur la puissance

En utilisant la modélisation préalablement établie avec trois panneaux en série, on cherche à comprendre les effets et les mécanismes de l'ombrage partiel sur la production de puissance, dans le but de les prévoir et de les prendre en compte lors d'installations de centrales PV. les caractéristiques I-V et P-V sous STC et l'évolution de la caractéristique P-V subissant une baisse homogène de  $g$  de 1000W.m<sup>2</sup> à 200W.m<sup>2</sup> sont montrées ci-dessous :

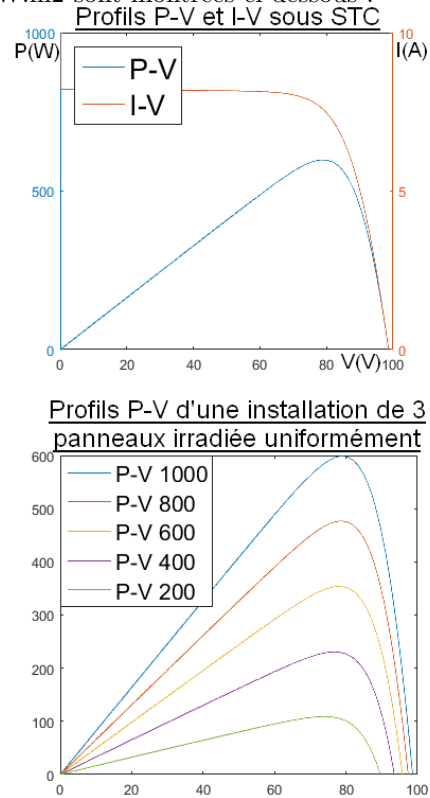


FIGURE 2 – Profils P-V

Dans cette étude, nous nous intéressons tout particulièrement aux caractéristiques P-V. On observe successivement la variation du nombre de pics, la composition des pics de puissance, la position du maximum de puissance et la diminution du maximum de puissance avec l'OP. Pour la suite, on ajoutera que les panneaux étant en série, leur ordre n'a aucune incidence sur le profil P-V.

Nombre de pics :

En faisant varier les  $g_x$  ( $g_x$ , l'irradiance sur le panneau  $x$ ), on observe l'apparition ou la disparition de pics de puissance. On essaie plusieurs combinaisons de valeurs d'irradiance toujours comprises entre 0 et 1000W.m<sup>2</sup>. Les  $g_x$  sont indiqués en légende. Ex : 1000 \* 3 =>  $g_1 = g_2 =$

$$g3 = 1000W.m^2$$

### Résultats

On teste différents profils P-V

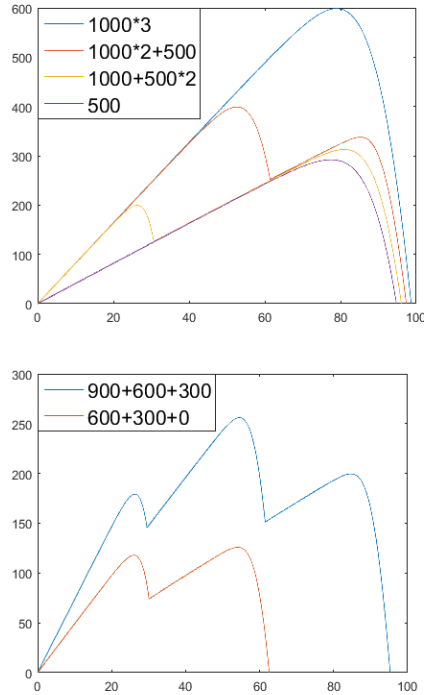


FIGURE 3 –  $1000*3 \leftrightarrow g1 = g2 = g3 = 1000W.m^2$

### Analyse :

Si on donne  $g1=g2=1000$  et  $g3=500$  (*graphe 1, courbe rouge*), on a deux valeurs distinctes et deux pics apparaissent. De même pour la courbe jaune. Si on entre des  $g_x$  tous différents (*graphe 2*), on a toujours 3 pics, sauf si un panneau reçoit une irradiation nulle (*graphe 2, courbe rouge*). Alors, aucun pic de puissance n'est généré (pas de puissance produite). L'installation est équivalente à une installation à deux panneaux. On en déduit que le nombre de pics est fonction du nombre de valeurs d'irradiation différentes sur l'installation.

### Composition des pics

On cherche à déterminer le lien entre les différents pics et les panneaux. On mesure donc les tensions  $V_x$  aux bornes de chaque panneau, puis de l'installation. On en déduit les puissances  $P_x$  par  $P_x = V_x * I$ .

### Résultats :

Profils P-V

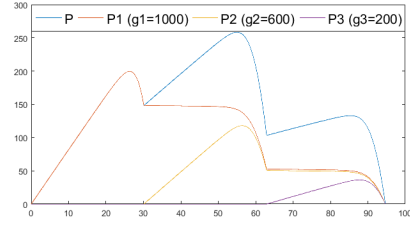


FIGURE 4 – Test 1 : relevé des puissances produites par chaque panneau ( $P_x$ ) et de la puissance produite par l'installation ( $P$ )

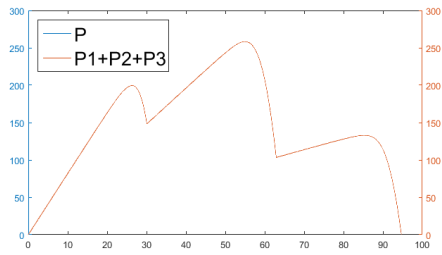


FIGURE 5 – Test 2 : affichage des la puissance  $P$  et de la somme des  $P_x$ . Les courbes se superposent parfaitement.

### Analyse

Le *test 1* montre des profils  $P_x$  plus complexes que de simples pics, prouvant qu'il existe des interactions dans la chaîne.

- Un panneau seul recevant une intensité  $g$  forme un pic de puissance de hauteur  $P$ .
- Un panneau recevant une intensité  $g$  en série de  $N$  panneaux recevant  $N'$  valeurs d'intensités inférieures à  $g$  et différentes entre elles produit un pic de hauteur  $P$  suivi de  $N'$  plateaux.
- Un panneau recevant une intensité  $g$  en série de  $N$  panneaux recevant  $N'$  valeurs d'intensités supérieures à  $g$  et différentes entre elles produit un pic de hauteur  $P$  décalé vers les tensions croissantes quand  $N$  grandit.

De plus, la superposition de ces courbes présage un résultat rendu évident par le *test 2*, avec les mêmes  $g_x$  : la somme des puissances individuelles vaut  $P$ .

### Position du maximum de puissance (MPP) et baisse de production de puissance :

En faisant varier les  $g_x$  aux entrées du modèle, on relève trois profils de courbes : Le profil descendant (a), le profil montagne (b), et le profil ascendant (c). On cherche quelles conditions produisent quel type de profil, puis on utilise toutes les observations précédentes pour mener une réflexion sur la stratégie à adopter face à différents cas d'ombrage.

### Résultats :

Pour chaque profil, on montre un modèle à trois panneaux, on le réduit à deux panneaux, puis un, en enlevant les panneaux les moins irradiés d'abord.

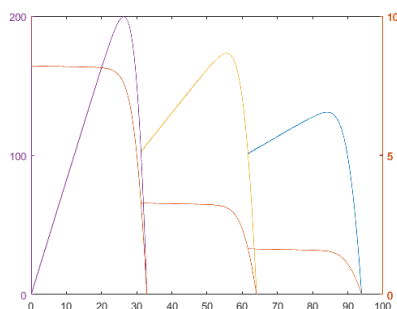


FIGURE 6 – Profil (a) descendant : En bleu :  $g_1=1000W$ ,  $g_2=500W$ ,  $g_3=200W$ , En jaune :  $g_1=1000W$ ,  $g_2=500W$ , En violet :  $g_1=1000W$

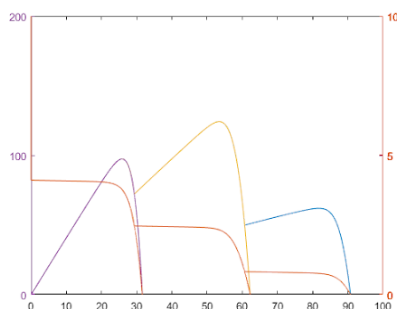


FIGURE 7 – Profil (b) montagne : En bleu :  $g_1=500W$ ,  $g_2=300W$ ,  $g_3=100W$ ; En jaune :  $g_1=500W$ ,  $g_2=300W$ ; En violet :  $g_1=500W$

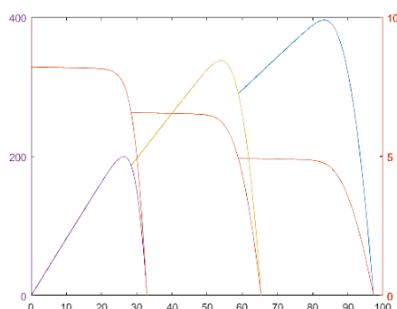


FIGURE 8 – Profil (c) ascendant : En bleu :  $g_1=1000W$ ,  $g_2=800W$ ,  $g_3=600W$ ; En jaune :  $g_1=1000W$ ,  $g_2=800W$ ; En violet :  $g_1=1000W$

### Analyse :

À partir des résultats et des observations précédentes, on déduit que le type de profil est fonction des différences  $g_1-g_2$  et  $g_2-g_3$ . Une différence  $g_1-g_2$  grande devant  $g_2-g_3$  induit un profil descendant. Une  $g_1-g_2$  petite devant  $g_2-g_3$  ou des différences homogènes induisent un profil montagne ou ascendant. Le profil montagne

est le plus courant car le profil ascendant ne peut se produire que si tous les  $g_x$  sont élevés, de sorte à ce que les pics de droite parviennent quand même à dépasser les pics de gauche malgré leur  $P_x$  inférieure. Le profil (c) est pourtant le plus intéressant, car il est le seul qui exploite la puissance produite par tous les panneaux. Pour conclure, la baisse de puissance liée à l'OP des panneaux est d'une part due à l'affaissement des pics individuels avec la baisse de luminosité, mais surtout au décalage des pics pour chaque valeur de  $g$ , qui empêche les pics de puissance de s'aligner et d'additionner leurs maximums comme dans le cas d'une irradiation uniforme.

## 4 Exemple d'une installation réaliste

Dans cette partie, on cherche à quantifier la perte de puissance en imaginant un cas réaliste. On imagine une installation PV à Compiègne, orientée plein Sud et inclinée de  $35^\circ$  comprenant 10 panneaux KC200GT montés en série (2000W sous STC). On veut calculer l'énergie produite par cette installation une journée de juillet avec ou sans OP. Le graphique suivant tiré du site PVGIS montre l'irradiation journalière à Compiègne, au mois de juillet :

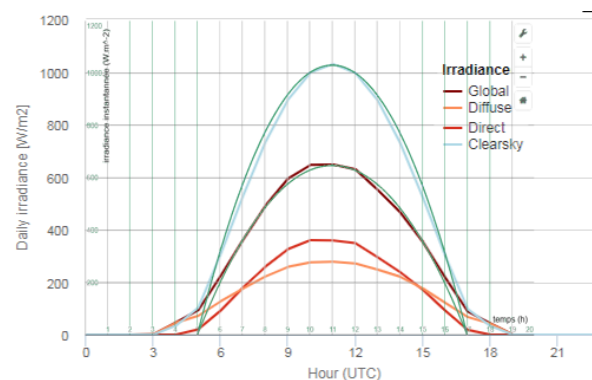


FIGURE 9 – Irradiation journalière à Compiègne au mois de juillet

On approxime les courbes clearsky et global par les courbes paraboliques vertes dont on a calculé les équations à partir des courbes de PVGIS. Cette approximation ne prend pas en compte les faibles intensités lumineuses de l'aube et du crépuscule que l'on juge négligeables. On considère qu'il y a de la lumière entre 5h et 17h. En entrant ces courbes dans l'installation PV, on obtient les puissances instantanées ( $P_i$ ) de l'installation en fonction du temps ( $t$ ) de simulation que l'on convertit en heures. On règle les paramètres de telle sorte que 0,01s de simulation valent 2h. Les simulations durent 0,1s, soient 20

heures réelles. Il ne reste qu'à régler l'intensité du courant pour obtenir le maximum de puissance à chaque heure. Notre but n'étant pas de modéliser un traceur de maximum de puissance (MPPT), nous discrétisons cette étape en faisant varier l'intensité de courant d'un pas fixe. On obtient des graphiques comme celui ci-dessous, où chaque courbe est  $P_i(t)$  à  $I$  constante.

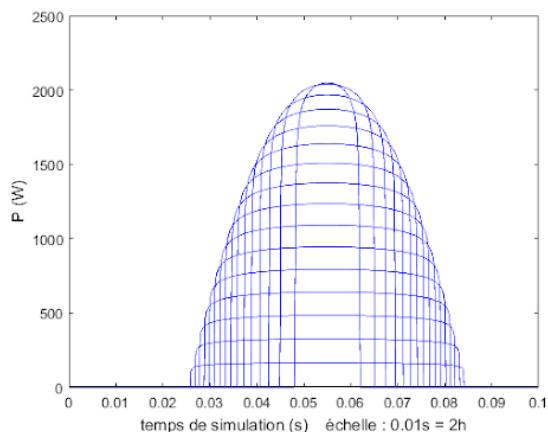


FIGURE 10 –  $P_i(t)$  pour  $I$  constant sous un ciel clair. Pour chaque courbe,  $I$  varie d'un pas de 0,5A, de 0,5A à 7,5A.

On effectue le même processus pour les conditions d'irradiance globale moyenne du mois de juillet en faisant varier  $I$  de 0,5A à 4,5A. En supposant que l'installation réelle est équipée d'une MPPT qui impose une tension optimale pour chaque irradiance et donc chaque intensité, l'équation de l'enveloppe de la famille de courbes donne les  $P_i$  optimales tout du long de la journée. On trace ces enveloppes sur l'outil Desmos pour les conditions *clearsky* et *global*.

$$P_{i\text{clearsky}}(t) = -56,9t^2 + 1251,6t - 4835,6$$

$$P_{i\text{global}}(t) = -35,1t^2 + 772,4t - 2984,4$$

On intègre ces deux équations de 5h à 17h (leurs racines communes) pour trouver l'énergie journalière  $E_j$  produite :

$$E_{j\text{Clearsky}} = 16,4\text{kWh}/j$$

$$E_{j\text{Global}} = 10,1\text{kWh}/j$$

L'énergie produite en moyenne en une journée de juillet vaut seulement 38,4% de l'énergie produite pour un temps dégagé !

On veut maintenant calculer  $E_{j\text{Global}}$  si une ombre mouvante d'intensité 50% (pas d'irradiance directe) vient s'ajouter au scénario. Pour cela, on trace sur Desmos un abaque avec les  $P_i(t)$  pour toutes les configurations d'ombrage : 0 panneau ombragé, 1 panneau ombragé, jusqu'à

10 panneaux ombragés (confondu avec l'axe du temps).

Sur cet abaque, on a tracé en Jaune la puissance instantanée produite dans un scénario simple, où un arbre ferait de l'ombre à certains panneaux le matin. (7 panneaux de 5h à 7h, 4 de 7h à 8h, plus rien ensuite.)

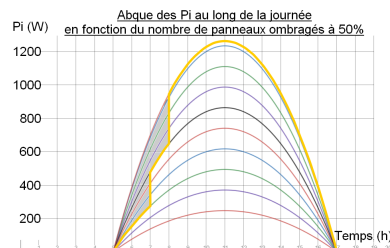


FIGURE 11 – Abaque de  $P_i$  au long de la journée

Comme on connaît l'équation de chacune des courbes et le nombre de panneaux ombragés correspondant, on peut à partir de l'observation d'une ombre et calculer l'énergie produite sur la journée !

$$E_{j\text{Scénar}} = \int_5^7 P_{i7} dt + \int_7^8 P_{i4} dt + \int_8^{17} P_{i0} dt = 9,25\text{kWh}/j$$

Ce scénario plausible avec un accroissement de la végétation entraîne une perte de 8,4% de l'énergie produite lors d'une journée moyenne du mois de Juillet (ce qui n'est pas négligeable) et une perte de 43,6% de l'énergie qui serait produite sous temps clair, le scénario idéal.

## 5 Conclusion

Dans cette étude, nous avons d'abord explicité les effets de l'OP sur la production de puissance des installations PV en étudiant une configuration simplifiée, puis nous avons démontré l'utilité de ces études en calculant les pertes d'énergies sur une installation réaliste. Il en ressort que l'énergie produite baisse si l'irradiance baisse ou s'il y a de nombreuses valeurs d'irradiance différentes. D'autre part, nous avons montré avec un exemple que l'installation peut être sous-dimensionnée si

on ne prend pas en compte les effets d'OP, mais elle peut aussi être sur-dimensionnée car sous ombrage, si l'installation est dotée d'une MPPT, certains panneaux peuvent produire une puissance inexploitée tout en étant soumis à d'importantes tensions. Les questions de l'augmentation de la tension aux bornes de l'installation lorsqu'il y a de nombreuses valeurs d'irradiance et de l'augmentation de température dans les cellules ombragées n'ont pas été posées ici, mais mériteraient de l'être pour compléter cette étude.

## Références

- [1] Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie. Le solaire photovoltaïque. <https://www.ademe.fr/expertises/energies-renouvelables-enr-production-reseaux-stockage/passer-a-l'action/produire-lelectricite/solaire-photovoltaïque>, Dec 2018.
- [2] Yang Yang, Donglai Zhang, and Anshou Li. Layout optimization of spacecraft-based solar array under partially shaded conditions. *Solar Energy*, 167 :84 – 94, 2018.
- [3] A. Guichi, A. Talha, E.M. Berkouk, S. Mekhilef, and S. Gassab. A new method for intermediate power point tracking for pv generator under partially shaded conditions in hybrid system. *Solar Energy*, 170 :974 – 987, 2018.
- [4] Priya Ranjan Satpathy, Sasmita Jena, and Renu Sharma. Power enhancement from partially shaded modules of solar pv arrays through various interconnections among modules. *Energy*, 144 :839 – 850, 2018.
- [5] Anurag Singh Yadav, Rupendra Kumar Pachauri, and Yogesh K. Chauhan. Comprehensive investigation of pv arrays with puzzle shade dispersion for improved performance. *Solar Energy*, 129 :256 – 285, 2016.
- [6] G. Sreenivasa Reddy, T. Bramhananda Reddy, and M. Vijaya Kumar. A matlab based pv module models analysis under conditions of nonuniform irradiance. *Energy Procedia*, 117 :974 – 983, 2017. First International Conference on Power Engineering Computing and CONTROL (PECCON-2017) 2nd -4th March .2017. Organized by School of Electrical Engineering, VIT University, Chennai, Tamil Nadu, India.
- [7] Hajime Kawamura, Kazuhito Naka, Norihiro Yonekura, Sanshiro Yamanaka, Hideaki Kawamura, Hideyuki Ohno, and Katsuhiko Naito. Simulation of i-v characteristics of a pv module with shaded pv cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 75(3) :613 – 621, 2003.
- [8] M.C. Alonso-García, J.M. Ruiz, and W. Herrmann. Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays. *Renewable Energy*, 31(12) :1986 – 1993, 2006.
- [9] Mohammadreza Akrami and Kazem Pourhossein. A novel reconfiguration procedure to extract maximum power from partially-shaded photovoltaic arrays. *Solar Energy*, 173 :110 – 119, 2018.
- [10] Volker Quaschnig and Rolf Hanitsch. Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells. *Solar Energy*, 56(6) :513 – 520, 1996.
- [11] S. Malathy and R. Ramaprabha. Comprehensive analysis on the role of array size and configuration on energy yield of photovoltaic systems under shaded conditions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49 :672 – 679, 2015.
- [12] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 24(5) :1198–1208, Mai 2009.
- [13] Brian Goss, Ian Cole, Thomas Betts, and Ralph Gottschalg. Irradiance modelling for individual cells of shaded solar photovoltaic arrays. *Solar Energy*, 110 :410 – 419, 2014.
- [14] A. Bouilouta, A. Mellit, and S.A. Kalogirou. New mppt method for stand-alone photovoltaic systems operating under partially shaded conditions. *Energy*, 55 :1172 – 1185, 2013.
- [15] Manjunath Matam and Venugopal Reddy Barry. Improved performance of dynamic photovoltaic array under repeating shade conditions. *Energy Conversion and Management*, 168 :639 – 650, 2018.
- [16] Anurag Singh Yadav, Rupendra Kumar Pachauri, Yogesh K. Chauhan, S. Choudhury, and Rajesh Singh. Performance enhancement of partially shaded pv array using novel shade dispersion effect on magic-square puzzle configuration. *Solar Energy*, 144 :780 – 797, 2017.
- [17] Kari Lappalainen and Seppo Valkealahti. Effects of pv array layout, electrical configuration and geographic orientation on mismatch losses caused by moving clouds. *Solar Energy*, 144 :548 – 555, 2017.
- [18] Ooi Wen Yin and B. Chitti Babu. Simple and easy approach for mathematical analysis of photovoltaic (pv) module under normal and partial shading conditions. *Optik*, 169 :48 – 61, 2018.