

# INFLUENCE DE LA NÉBULOSITÉ SUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC SUIVEUR SOLAIRE FONCTIONNANT AU CANADA.

Guillermo QUESADA <sup>a,\*</sup>, Daniel ROUSSE <sup>a</sup>, Michel DROUIN <sup>b</sup>, Luis ABELLA <sup>c</sup>, Yvan DUTIL <sup>a</sup>

<sup>a</sup> Chaire de recherche industrielle en technologies de l'énergie et en efficacité énergétique (t3e),  
École de technologie supérieure, Montréal, Canada

<sup>b</sup> Département de génie mécanique, École de technologie supérieure, Montréal, Canada

<sup>c</sup> Entreprise Dyco solar, Ontario, Canada

---

## RÉSUMÉ

Il existe de nombreuses études montrant des gains d'énergie solaire compris entre 20 et 50 % des systèmes photovoltaïques (PV) avec suiveur solaire par rapport aux systèmes PV fixes. Néanmoins, des études récentes proposent de fixer l'orientation des modules solaires vers le zénith (position horizontale) lors de conditions complètement nuageuses. Cette approche permettrait de capter plus d'énergie solaire et de produire plus d'électricité qu'avec un système PV suivant tout simplement le chemin du Soleil. Ce travail étudie l'influence de la nébulosité sur la production d'électricité d'un système photovoltaïque avec suiveur solaire fonctionnant au Canada. Une méthodologie basée sur le modèle de ciel isotrope a été utilisée et une étude expérimentale à St-Isidore, Ontario, a été réalisée. L'étude confirme le fait que suivre le Soleil caché derrière les nuages pourrait nuire à la production d'électricité.

*Mots Clés : énergie solaire; photovoltaïque; suiveur solaire*

---

## NOMENCLATURE

### Symboles :

$I_T$	rayonnement solaire global horaire sur une surface inclinée, Wh/m <sup>2</sup>
$I$	rayonnement solaire global horaire sur une surface horizontale, Wh/m <sup>2</sup>
$R$	facteur géométrique
$n$	nième jour de l'année
$F$	facteur d'angle
$k_t$	indice de clarté horaire
$G_{sc}$	constante solaire = 1353 W/m <sup>2</sup>
$TA$	avantage de suivi solaire (Tracking advantage)
$H$	surface horizontale
$T$	surface Inclinée
$DST$	surface pointant directement vers le soleil
$LST$	heure solaire locale
$SC$	courant court-circuit du panneau PV, A

### Lettres grecques :

$\theta$	angle d'incidence solaire, °
$\theta_z$	angle zénithal solaire, °
$\phi$	latitude, °
$i$	inclinaison du panneau solaire, °
$\rho_g$	coefficient de réflexion au sol
$\omega$	angle horaire du Soleil, °
$\delta$	déclinaison solaire, °

### Indices/ Exposants :

$c$	critique
$b$	rayonnement direct
$d$	rayonnement diffus
$refl$	rayonnement réfléchi
$o$	rayonnement solaire extraterrestre
$c-s$	panneau solaire-ciel
$c-g$	panneau solaire-sol

---

## 1. INTRODUCTION

Un suiveur solaire bi-axial est un mécanisme qui oriente les panneaux photovoltaïques (PV) vers le soleil pour maximiser la quantité de rayonnement solaire incident, en minimisant l'angle d'incidence.

Mousazadeh et al. [1] ont présenté de nombreuses études montrant des gains d'énergie solaire entre 20 et 50 % des systèmes PV avec suiveur solaire par rapport aux systèmes fixes.

\* auteur correspondant

Adresse électronique : guillermo@t3e.info

La stratégie de suivi solaire lors des journées partiellement ou entièrement ensoleillées augmente considérablement la production d'énergie électrique, mais qu'arrive-t-il lors de journées complètement nuageuses (ciel complètement couvert)? Des études récentes proposent de fixer l'orientation des modules solaires vers le zénith (position horizontale) lors de telles conditions [2-4]. Cette approche permettrait de capter plus d'énergie solaire qu'avec un système PV suivant tout simplement le chemin du Soleil.

Kelly et al. [2] ont effectué des mesures de l'irradiance solaire pendant des périodes nuageuses. Ils ont utilisé six appareils différents pour mesurer l'irradiance solaire sur la position horizontale ( $H$ ) et sur une surface pointant directement vers le soleil ( $DST$ ). Ils ont employé l'expression suivante pour calculer l'avantage de suivi ( $TA$ ) d'un suiveur solaire à 2 axes par rapport à un système fixe en position horizontale:

$$TA = \frac{\left(1 - \frac{H}{DST}\right)}{\left(\frac{H}{DST}\right)} \quad (1)$$

Comme toutes les mesures ont été réalisées lors des journées complètement nuageuses, ils ont obtenu une valeur de  $TA$  négative (un désavantage de suivi) allant de -0,17 à -0,45 avec une moyenne de -0,31. Ces résultats ont amené à conclure que dans des conditions nuageuses, en particulier pour les journées complètement nuageuses, on capte plus d'énergie solaire en orientant les modules solaires vers le zénith (position horizontale) qu'en suivant tout simplement le parcours du Soleil.

Dans un article ultérieur, Kelly et al. [3] ont rapporté un vaste ensemble de mesures de l'irradiance solaire à midi. Ils ont employé quatre panneaux photovoltaïques identiques et des pyranomètres associés avec des angles d'inclinaison différents ( $57^\circ$ ,  $42^\circ$ ,  $27^\circ$  et  $0^\circ$ ) par rapport à la surface de la Terre. Leur but était de déterminer un algorithme de suivi optimal pour capturer le rayonnement solaire. Les données ont été recueillies à Milford, au Michigan.

Comme dans leur premier travail, ils ont constaté que lors des journées ou périodes complètement nuageuses, un suivi solaire à 2 axes réduit la capture de l'énergie solaire par rapport à un système PV en position horizontale. Ils ont observé que le ratio  $H/DST$  atteint des valeurs de 1,37 à midi pour les journées plus nuageuses. Au cours d'une journée complètement nuageuse, ils ont estimé que l'orientation horizontale d'un panneau PV peut recueillir jusqu'à 50 % plus d'énergie solaire qu'un système qui déplace le panneau PV en direction du Soleil caché derrière les nuages.

En plus de se pencher sur l'effet de l'utilisation de différents mécanismes de suivi solaire sur la performance de systèmes PV, Koussa et al. [4] ont étudié les principaux paramètres qui influencent la

quantité de leur production d'énergie électrique ainsi que ceux qui affectent leurs gains par rapport aux traditionnels systèmes PV fixes. Les données ont été recueillies à Bouzaréah, dans le nord de l'Algérie. Un modèle théorique a été employé pour calculer la performance énergétique d'un système PV fonctionnant selon les configurations mentionnées. Ils ont également démontré que, pour une journée complètement nuageuse, la position horizontale du panneau PV présente la meilleure performance par rapport au panneau PV fixe et à ceux avec un suiveur solaire mono-axial et bi-axial.

Est-ce que les résultats seraient les mêmes pour un système PV avec suiveur solaire bi-axial fonctionnant au Canada lors des journées complètement nuageuses? Cette étude théorique-expérimentale a pour objectif de répondre à cette question.

Ce travail propose une méthodologie basée sur l'utilisation du modèle de ciel isotrope [5-6]. Cette méthodologie permettra d'estimer la valeur théorique du rayonnement solaire global horaire incident sur le plan horizontal sous lequel le système PV en position horizontale reçoit plus d'énergie qu'en suivant le Soleil. Cette valeur sera appelée « rayonnement solaire critique » ( $I_c$ ). Afin de valider la méthodologie proposée, une étude expérimentale sera effectuée dans la localité de St-Isidore, Ontario, et les résultats seront analysés.

## 2. MÉTHODOLOGIE

Pour étudier l'influence de la nébulosité sur la production d'électricité d'un système photovoltaïque avec suiveur solaire fonctionnant au Canada, une approche théorique basée sur le modèle de ciel isotrope a été utilisée et la production d'électricité de deux panneaux PV a été mesurée en utilisant un banc d'essai installé à la localité de St-Isidore, en Ontario ( $45^\circ 23' N$ ,  $74^\circ 54' O$ ).

### 2.1. Méthode théorique pour l'estimation du rayonnement solaire critique

La méthode estime la valeur théorique du rayonnement solaire global incident sur le plan horizontal sous lequel le système PV orienté horizontalement reçoit et produit plus d'énergie qu'en suivant le soleil. Cette valeur a été appelée « rayonnement solaire critique » ( $I_c$ ).

Le rayonnement solaire global horaire sur une surface inclinée ( $I_T$ ) est la somme de ses composantes directe ( $I_{T,b}$ ), diffuse ( $I_{T,d}$ ) et réfléchi au sol ( $I_{T,refl}$ ),

$$I_T = I_{T,b} + I_{T,d} + I_{T,refl} \quad (2)$$

Pour un ciel nuageux, il est valable d'utiliser le modèle de ciel isotrope pour estimer le rayonnement solaire horaire sur une surface inclinée ( $I_T$ ) [5,6]. Le modèle de ciel isotrope suppose que l'intensité du rayonnement diffus est uniforme sur toute la voûte

céleste. Par conséquent, l'incidence du rayonnement solaire diffus sur une surface inclinée dépend de la fraction de la voûte céleste « vue » par elle [7]. Pour le calcul du rayonnement réfléchi au sol incident sur une surface inclinée, on considère l'avant-plan dans le champ de vision de cette surface comme étant un réflecteur diffus et l'horizon dégagé,

$$I_T = I_b \cdot R_b + I_d \cdot F_{c-s} + I \cdot \rho_g \cdot F_{c-g} \quad (3)$$

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (4)$$

$$R_b = \frac{\cos \phi - \beta \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi - \beta \cdot \sin \delta}{\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (4)$$

$$F_{c-s} = \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (5)$$

$$F_{c-g} = \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (6)$$

Le rayonnement solaire global horaire sur une surface horizontale ( $I$ ) est la somme de ses composantes directe ( $I_b$ ) et diffuse ( $I_d$ ),

$$I = I_b + I_d \quad (7)$$

La déclinaison est calculée à partir de l'équation de Cooper [8]

$$\delta = 23,45 \sin \left( 360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (8)$$

$$\omega = 15 \cdot (LST - 12) \quad (9)$$

Si on introduit la modification suivante de l'expression (7),  $I_b = I - I_d$ , dans l'équation (3),

$$I_T = I - I_d \cdot R_b + I_d \cdot \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I \cdot \rho_g \cdot \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (10)$$

En la divisant par «  $I$  »,

$$\frac{I_T}{I} = \left( 1 - \frac{I_d}{I} \right) \cdot R_b + \frac{I_d}{I} \cdot \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_g \cdot \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (11)$$

Le rayonnement solaire critique ( $I_c$ ) est obtenu lorsque l'équation (11) est égale à 1. Par conséquent, le rayonnement solaire critique ( $I_c$ ) sera le rayonnement solaire global horaire incident sur une surface horizontale ( $I$ ). Sa valeur est égale au rayonnement solaire global horaire incident sur une surface inclinée ( $I_T$ ).

Puis, selon la condition  $I = I_T$ , le rapport  $I_d/I$  est calculé en utilisant la corrélation suivante,

$$1 = \left( 1 - \frac{I_d}{I} \right) \cdot R_b + \frac{I_d}{I} \cdot \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_g \cdot \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (12)$$

Pour un système PV suivant le Soleil selon les deux axes,

$$R_b = \frac{1}{\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (13)$$

Orgill et al. [9] ont présenté une équation de corrélation pour le rayonnement solaire diffus horaire, basée sur des données météorologiques de Toronto sur une période de 4 ans. À partir de ces données, le ratio  $I_d/I$  peut être calculé en fonction de l'indice de clarté horaire «  $k_t$  »,

$$\begin{aligned} \frac{I_d}{I} &= 1 - 0,249 \cdot k_t & 0 \leq k_t < 0,35 \\ \frac{I_d}{I} &= 1,557 - 1,84 \cdot k_t & 0,35 \leq k_t \leq 0,75 \\ \frac{I_d}{I} &= 0,177 & k_t > 0,75 \end{aligned} \quad (14)$$

La plage de  $0 \leq k_t < 0,35$  représente des journées complètement nuageuses avec plus de 90 % du rayonnement solaire global incident étant diffus. La gamme de  $0,35 \leq k_t \leq 0,75$  correspond à des journées partiellement ensoleillées et des journées entièrement ensoleillées sont représentées par  $k_t > 0,75$ .

En modifiant les corrélations d'Orgill et al. [9], l'indice de clarté critique horaire pour les journées complètement nuageuses et partiellement ensoleillées peut être estimé:

$$k_{tc} = \frac{1 - \frac{I_d}{I}}{0,249} \quad \frac{I_d}{I} > 0,91 \quad (15)$$

$$k_{tc} = \frac{1,557 - \frac{I_d}{I}}{1,84} \quad 0,177 \leq \frac{I_d}{I} \leq 0,91$$

Enfin, le rayonnement solaire critique horaire ( $I_c$ ) est calculé en utilisant la corrélation suivante,

$$I_c = k_{tc} \cdot I_0 \quad (16)$$

Le rayonnement solaire extraterrestre horaire sur une surface horizontale entre le lever et le coucher du Soleil est donné par [8],

$$\begin{aligned} I_0 &= \frac{12 \cdot G_{sc}}{\pi} \cdot \left[ 1 + 0,033 \cos \left( \frac{360 \cdot n}{365} \right) \right] \\ &\left[ \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_2 - \sin \omega_1 + \frac{\pi \cdot \omega_2 - \omega_1}{180} \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta \right] \end{aligned} \quad (17)$$

## 2.2. Méthode expérimentale

Pour valider les résultats théoriques obtenus avec la simulation, un banc d'essai a été construit et installé à St-Isidore, Ontario. Ce banc d'essai était composé de deux systèmes PV, l'un fixe et l'autre avec un suiveur solaire bi-axial « SDE3B-62MHC-24H01-RC » de la

compagnie Kinematics. La figure 1 montre deux vues du banc d'essai. La photo de droite montre, en arrière-plan, l'une des unités de production de 10 kW de la ferme solaire où les tests ont été effectués. En avant-plan, à droite, le panneau doté du suiveur solaire 2 axes est montré en position orientée vers le soleil (comme l'unité de production de 10 kW) alors que le panneau de gauche est fixe en position horizontale. La photo montre aussi à gauche la tige sur laquelle les instruments de mesure du rayonnement et de la vitesse sont installés. La photo de droite montre la vue opposée de l'ensemble avec le suiveur solaire installé sous le panneau mobile.



Figure 1 : Banc d'essai à St-Isidore, Ontario

Le tableau 1 résume les principales caractéristiques des deux panneaux PV utilisés dans cette étude :

Tableau 1 : Caractéristiques des panneaux PV

Type	REC215AE-US
Puissance nominale	215 W
Courant court-circuit	8,21 A
Tension à vide	36,37 V
Tension nominale	28,27 V
Courant nominal	7,59 A

Chaque panneau photovoltaïque est équipé d'un capteur de rayonnement solaire SP Lite2 de la compagnie Kipp & Zonen.

Une carte NI USB-6218 connectée via port USB à un ordinateur a été utilisée pour l'acquisition et le traitement de données ainsi que l'exploitation et le contrôle du dispositif de poursuite solaire. Cet ordinateur hébergeait un programme écrit en code Labview qui dirigeait le fonctionnement de la carte.

Afin de protéger le fonctionnement du suiveur solaire bi-axial, un anémomètre Davis Vantage Pro2 6410 a été installé. Ce dispositif mesurait en permanence la vitesse du vent et ordonnait au système de contrôle de sécurité de placer le panneau en position horizontale de sécurité si elle dépassait 60 km/h.

Des circuits diviseurs de tensions ont été utilisés pour mesurer la tension des panneaux PV et 4 transducteurs de courant CR5210-10 pour mesurer le

courant généré par les 2 panneaux PV et le courant d'alimentation des 2 moteurs du suiveur solaire.

L'expérience est divisée en trois étapes: la première étape tentait de répéter l'expérience développée par Kelly et al. [3]. pour vérifier si des résultats similaires pouvaient être obtenus. Pour ce faire, le suiveur solaire avec le panneau a été orienté au sud avec une inclinaison de 57 ° par rapport au plan horizontal. Cette orientation et cette inclinaison s'approchaient de celles que pourrait avoir un suiveur solaire bi-axial en octobre à l'heure du midi solaire. Le deuxième panneau photovoltaïque est resté fixé dans une position horizontale. Contrairement à l'expérience menée par Kelly et al. [3] dans la présente étude, des valeurs de rayonnement solaire incident sur chaque panneau ont été mesurées ainsi que le courant de court-circuit de chaque panneau pendant toute la journée et à chaque seconde. Ensuite, les résultats ont été intégrés sur une période d'une heure pour obtenir l'énergie incidente horaire solaire et la quantité de courant électrique généré par les panneaux en court-circuit pendant ce temps. Finalement, une équation similaire à celle proposée par Kelly et al. [3] pour évaluer l'avantage du suiveur solaire par rapport à un système fixe en position horizontale a été mise de l'avant. Dans cette équation, au lieu d'utiliser des valeurs d'énergie solaire incidente, des valeurs de quantité de courant électrique générée par les panneaux en court-circuit durant une heure seront employées.

$$TA = \frac{\left( I - \frac{SC_{0^\circ}}{SC_{57^\circ}} \right)}{\left( \frac{SC_{0^\circ}}{SC_{57^\circ}} \right)} \quad (18)$$

Dans cette étude, l'équation précédente a été utilisée pour calculer l'avantage de poursuite solaire à l'heure du midi solaire.

La deuxième étape de l'expérience sera d'utiliser le suiveur solaire bi-axial tout en gardant le deuxième panneau en position horizontale. Encore une fois, les valeurs de rayonnement solaire incident et de courant de court-circuit seront mesurées et intégrées durant une heure pour calculer l'avantage de poursuite solaire durant toute la journée.

La troisième étape consistera à incorporer une charge électrique résistive aux panneaux PV et à mesurer les valeurs de rayonnement solaire incidente, de voltage et de courant électrique générés par les panneaux pour en calculer la puissance électrique dissipée dans les charges résistives et en estimer l'avantage de poursuite solaire.

La première étape de cette étude expérimentale s'est déroulée du 18 au 24 octobre 2012. La courte durée de l'expérience s'explique par l'arrivée de l'ouragan Sandy qui a forcé le démontage de l'installation expérimentale. La réalisation de la deuxième et troisième étape

expérimentale devrait avoir lieu au cours de cette année à l'École de technologie supérieure de Montréal.

### 3. RESULTATS ET DISCUSSIONS

En utilisant la méthode théorique décrite dans la section précédente, l'indice de clarté critique et le rayonnement solaire critique pour un système PV avec suiveur solaire bi-axial sont calculés. Le calcul a été effectué pour les journées du 18 au 24 octobre, à l'heure du midi solaire et en considérant une valeur de coefficient de réflexion au sol de 0,2.

L'indice de clarté critique a été de 0,4 pour les journées considérées, s'approchant de la valeur limite de 0,35 qui sépare les journées partiellement ensoleillées des journées nuageuses. Ce phénomène suggère que lors des journées complètement nuageuses, le panneau PV reçoit plus d'énergie solaire en restant en position horizontale.

Le tableau 2 montre les résultats expérimentaux mesurés par le banc d'essai et les confronte avec les valeurs de rayonnement solaire critique calculées. La colonne intitulée «  $I_c$  » représente les valeurs calculées du rayonnement solaire critique. Il est à espérer que pour des niveaux de rayonnement solaire global incident sur un plan horizontal en-dessous de ces valeurs, le système PV recevra plus d'énergie solaire en étant en position horizontale. Les colonnes «  $I$  », «  $SC_{0^\circ}$  » et «  $SC_{57^\circ}$  » indiquent les valeurs mesurées de rayonnement solaire global horaire incident sur le panneau PV horizontal, de courant court-circuit généré par le panneau PV horizontal et de courant court-circuit généré par le panneau PV incliné à  $57^\circ$ , respectivement. La dernière colonne reflète l'avantage de suivi solaire en pourcentage.

Tableau 2 : Résultats théoriques et expérimentaux à l'heure du midi solaire

Journée	$I_c$ (Wh/m <sup>2</sup> )	$I$ (Wh/m <sup>2</sup> )	$SC_{57^\circ}$ (A)	$SC_{0^\circ}$ (A)	TA (%)
18/10	298,9	655,5	8,43	5,45	54,7
19/10	295,7	<b>32,327</b>	0,20	0,30	<b>-33,3</b>
20/10	292,6	453,2	5,29	3,74	41,4
21/10	289,4	<b>286,5</b>	2,36	2,40	<b>-1,7</b>
22/10	286,3	634,9	8,52	5,29	61,1
23/10	283,3	557,7	7,34	4,63	58,5
24/10	280,2	565,3	7,43	4,69	58,4

Les journées du 18, 20, 22, 23 et 24 d'octobre ont présenté un avantage de production énergétique considérable du système PV avec suiveur solaire bi-axial par rapport au système PV horizontal, avec des valeurs oscillant entre  $41,4 \pm 1,9\%$  et  $61,1 \pm 2,3\%$ . Leurs

valeurs de rayonnement solaire sur le plan horizontal dépassent amplement le rayonnement solaire critique correspondant. Les jours 18 et 22 octobre, l'irradiance solaire moyenne incidente sur le panneau avec suiveur solaire bi-axial à midi a été de  $1060,8 \text{ W/m}^2$  et de  $1073,6 \text{ W/m}^2$ , ce qui explique que les valeurs de courant court-circuit mesurées soient supérieures à la valeur du tableau 1 (correspondant à  $1000 \text{ W/m}^2$ ).

Le tableau 2 montre aussi un désavantage du système incliné par rapport à celui en position horizontale. Ce résultat a été plus remarquable le 19 octobre, où le système incliné a généré  $33,3 \pm 0,9\%$  moins de courant que le système PV en position horizontale. Par contre, le petit désavantage de la production énergétique du 21/10, étant de  $-1,7 \pm 1,4\%$ , peut être considéré négligeable. Ce résultat peut être expliqué par la proximité entre la valeur mesurée du rayonnement solaire incident sur plan horizontal et celle du rayonnement critique calculé.

### 4. CONCLUSION

Au départ, la question suivante se posait: serait-il possible d'avoir au Canada une meilleure performance énergétique d'un système PV avec suiveur solaire bi-axial en disposant le panneau PV en position horizontale lors des journées complètement nuageuses? Pour y répondre, une étude à la fois théorique et expérimentale a été menée. La localité de St-Isidore, en Ontario, a été sélectionnée pour effectuer cette étude.

Du côté de la disponibilité en énergie solaire, une méthodologie permettant d'estimer la valeur théorique du rayonnement solaire global horaire incident sur le plan horizontal sous laquelle le système PV en position horizontale reçoit plus d'énergie qu'en suivant le Soleil a été utilisée. Cette valeur a été nommée « rayonnement solaire critique ».

Du côté de la transformation de l'énergie solaire en électricité, l'étude expérimentale (similaire à celle effectuée par Kelly et al. [3]) a réaffirmé le fait que suivre le Soleil caché derrière les nuages pourrait nuire à la production d'électricité.

À l'heure actuelle, une série d'expériences sont menées par les auteurs de ce travail afin de poursuivre la première étape de l'expérience et d'amorcer les étapes suivantes dont il a été question dans cet article.

### REMERCIEMENTS

Les auteurs désirent remercier les partenaires de la Chaire de recherche t3e : Ville de Lévis, Ecosystem, Ultramar, CRE-CA, SDE-Lévis et Roche. Ils remercient aussi le CRSNG pour son support financier.

## RÉFÉRENCES

- [1] MOUSAZADEH H., KEYHANI A., JAVADI A., MOBLI H., ABRINIA K., SHARIFI A., A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13:1800–1818, (2009).
- [2] KELLY N.A., GIBSON T.L., Improved photovoltaic energy output for cloudy conditions with a solar tracking system, *Solar Energy*, 83:2092–2102, (2009).
- [3] KELLY N.A., GIBSON T.L., Increasing the solar photovoltaic energy capture on sunny and cloudy days, *Solar Energy*, 85:111–125, (2011).
- [4] KOUSSA M., CHEKNANE A., HADJI S., HADDADI M., NOUREDDINE S., Measured and modeled improvement in solar energy yield from flat plate photovoltaic systems utilizing different tracking systems and under a range of environmental conditions, *Applied Energy*, 88:1756–1771, (2011).
- [5] REINDL D.T., BECKMAN W.A., DUFFIE J.A., Evaluation of hourly tilted surface radiation models, *Solar Energy*, 45:9-17, (1990).
- [6] HAY J.E., MCKAY D.C., Estimating solar irradiance on inclined surfaces: a review and assessment of methodologies, *Solar Energy*, 3:203-240, (1985).
- [7] NOORIAN A.M., MORADI I., KAMALI G.A., Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces. *Renewable Energy*, 33:1406-1412, (2008).
- [8] DUFFIE J.A., BECKMAN W.A., Solar engineering of thermal processes. *John Wiley & Sons Inc.*, (2006).
- [9] ORGILL J.F., HOLLANDS G.T., Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface, *Solar Energy*, 19:357-359, (1977).