

Mostafa MEHRTASH¹
 Guillermo QUESADA¹
 Yvan DUTIL^{1,*}
 Daniel ROUSSE¹

¹ Chaire de recherche
 industrielle, École de
 technologie supérieure,
 Montréal, Canada

* Auteur correspondant
 (yvan@t3e.info)

COMPARAISON D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC ET AU MAROC

Résumé : Cette étude est réalisée afin de caractériser la performance relative de systèmes photovoltaïques (PV) résidentiels installés au Canada et au Maroc. À cette fin, deux systèmes semblables ont été simulés, l'un à Montréal et l'autre à Casablanca. Les simulations ont été réalisées par PVSOL Pro pour les jours, les périodes mensuelles et annuelles. Les orientations optimales ont été déterminées. L'analyse sur une base annuelle montre que l'efficacité globale est respectivement de 12,2 % et 11,7 % pour les systèmes situés à Montréal et à Casablanca. La réflexion sur la neige et l'effet des températures ambiantes moins élevées améliorent les performances du système situé à Montréal. Enfin, l'utilisation de suiveurs solaire est discutée.

Mots clés : Énergie solaire, photovoltaïque (PV), effet de la température, suivi solaire

Nomenclature

w différence entre la latitude et l'angle optimal d'inclinaison (°)
 G_T irradiance (W/m^2)
 T_C Température des cellules/modules (K)

Lettres grecques

η efficacité électrique des cellules/modules
 β coefficient de température (K^{-1})
 γ coefficient de radiation solaire

Indices / Exposants

ref référence
 C cellule/module

1. Introduction

Aujourd'hui, une des ressources les plus importantes est l'énergie. En raison des ressources limitées en combustibles fossiles, les énergies renouvelables deviennent une alternative intéressante. Parmi toutes les énergies renouvelables, c'est l'énergie solaire qui a le plus grand potentiel. Ainsi, la puissance solaire disponible sur la surface de la Terre est 36 PW, alors que les puissances relatives des ressources d'énergie éolienne sont de 72 TW, celle de la géothermie de 9,7 TW, et l'utilisation de l'énergie humaine est de 15 TW [1, 2].

La conversion du rayonnement solaire reçu au sol avec une efficacité de 100 % pourrait fournir de l'énergie pour le monde entier en utilisant 1/1000^{ème} de la surface des terres émergées [3]. Parmi les différentes techniques de captation de l'énergie solaire, le système photovoltaïque (PV) – qui convertit le rayonnement en électricité – est une technologie dont le rendement oscille entre 10 et 20 % pour des applications commerciales, industrielles institutionnelles et résidentielles (des cellules expérimentales atteignent un taux de conversion de près de 40 %). Cette technologie a considérablement progressé au cours des dernières années avec une augmentation de l'efficacité et une baisse importante de ses coûts de fabrication. L'énergie solaire possède de surcroît de nombreux avantages tels que: absence de pièces mobiles, pas de pollution en fonctionnement, facilité d'adaptation en fonction des caractéristiques d'un site et peu d'entretien.

Le rayonnement solaire atteignant une surface comprend des composantes directes, diffuses et réfléchies. La plus grande fraction du rayonnement solaire est directe et prend donc une valeur maximale lorsque les modules sont perpendiculaires à l'irradiation directe [4]. Cependant, les rayonnements diffus et réfléchis (par le ciel et le sol) doivent tout de même être pris en compte pour l'analyse du fonctionnement des systèmes.

L'emplacement sur la Terre et les conditions météorologiques locales sont d'autres paramètres déterminant du rayonnement solaire. L'angle optimal sur une base annuelle pour absorber la quantité maximale de rayonnement solaire par des modules PV fixes est égal à la latitude locale aux sites de basse latitude et jusqu'à 14° de moins que la latitude aux hautes latitudes [5].

Les suiveurs solaires sont utilisés pour maintenir les capteurs solaires orientés perpendiculairement au soleil, ce qui permet de capturer davantage d'énergie par rapport à un système à orientation fixe. Il y a deux principaux types de suiveurs (un ou deux axes) qui opèrent en utilisant soit un mécanisme passif ou actif. Bien que les suiveurs sur deux axes permettent de pointer le soleil plus précisément, ils augmentent le coût initial et la complexité du système [6].

De nombreux auteurs ont étudié les systèmes de suivi solaire. Parmi eux, Salah Abdallah [7] a conçu, construit et étudié quatre systèmes de suivi pour Amman, Jordanie: 1) deux axes, 2) un axe vertical unique, 3) un seul axe est-ouest et 4) un seul axe nord-sud. La production d'énergie par chaque système est supérieure à celle d'un système fixe incliné à 32° de 43,9 % pour un suivi sur deux axes, 37,5 % pour un suivi est-ouest seulement, 34,4 % pour un suivi selon l'axe vertical seulement et 15,7 % pour un suivi nord-sud. Ce test a été fait en continu pendant une journée claire, le 29 mai 2002. Helwa et al. [8] ont comparé quatre systèmes photovoltaïques: 1) fixe face au sud et incliné à 40°, 2) suivi sur un axe vertical, 3) suivi sur un axe incliné à 6° en direction nord-sud et 4) un suivi sur deux axes. Sur la base d'une année, la comparaison des résultats montre que l'augmentation annuelle du rayonnement recueilli par les systèmes de suivi azimutal, nord-sud et sur deux axes est de 18 %, 11 % et 30 %, respectivement, par rapport au système fixe. Abou-Khader et al. [9] ont comparé et évalué quatre systèmes: 1) suivi fixe, 2) suivi sur axe vertical, 3) suivi nord-sud, et 4) est-ouest. Des pyranomètres installés sur les panneaux ont mesuré l'irradiation solaire. Les résultats de l'expérience ont montré que le suivi nord-sud était optimal dans ces conditions. Il produisait une puissance de sortie 30-45 % plus élevée que le système fixe incliné à 32°. Koussa et al. [10] ont mesuré et modélisé des systèmes photovoltaïques avec différents types de suiveurs. Leurs mesures ont eu lieu pendant une période de 18 jours de météo typiques du nord de l'Algérie à une latitude de 36,8° (très similaire à celle du Maroc). Le rayonnement direct horaire, le rayonnement global horizontal, le rayonnement diffus et la température ont été mesurés. La production d'électricité pour chaque système - qui dépend de la consommation d'électricité du suiveur, de l'état du ciel, et de la longueur du jour - a été évaluée. Les résultats obtenus montrent que pendant les jours clairs, le suivi du Soleil est très utile, alors que lors des jours nuageux, il est inutile. Cependant, pendant les jours partiellement nuageux, son utilité est variable en fonction des conditions météorologiques.

2. Description des systèmes photovoltaïques

Deux systèmes similaires PV ont été comparés entre eux, le premier est situé à Montréal, Canada à une latitude 45°30'N et l'autre système est situé à Casablanca, Maroc à une latitude 33°36'N. Chaque système est composé de 48 modules PV de 300 W pour une puissance totale théorique de 14,4 kW et de 11 kW (net) et quatre onduleurs de 4,4 kW servant à convertir le courant continu en courant alternatif. Ces systèmes sont installés sur deux maisons à toitures inclinées.

Christensen et Barker [11] ont défini un paramètre (w) comme la différence de latitude et de l'angle d'inclinaison optimale pour panneaux photovoltaïques. Ils ont constaté que w variait de 0° à 16°, avec des valeurs plus élevées dans les latitudes élevées et dans les sites avec un indice annuel de clarté moyenne inférieur. Nous avons fixé la pente à 45° pour le système canadien et à 30° pour le système marocain en raison des latitudes de Montréal et Casablanca. Les deux systèmes sont orientés directement au sud [12].

3. Simulation

Les simulations ont été réalisées à l'aide du logiciel PVSOL Pro. Ces systèmes ont été analysés sur une base quotidienne, mensuelle et annuelle. La figure 1 montre l'irradiation cumulée (en MWh) sur les panneaux pour chaque mois pendant une période de un an. L'irradiation sur la matrice du système de Casablanca (aire sous la courbe) est de 25,6 % supérieure à celle du système montréalais sur une base annuelle.

Il est à noter qu'en novembre et décembre, le rayonnement solaire est minimum alors que c'est à cette période de l'année que l'on retrouve la pointe de consommation d'électricité (C'est particulièrement vrai à Montréal.). Comme on peut l'observer sur la figure 1 en janvier, février et mars, les deux systèmes reçoivent presque la même quantité de rayonnement. Cela s'explique par le fait qu'à Montréal, pendant près de quatre mois par année, le sol est recouvert de neige. En effet, cette dernière présente un albédo de 0,8 à 0,9 tandis que pour une surface recouverte par de l'asphalte il est de 0,04 à 0,12 et de 0,25 pour une surface d'herbe verte [13].

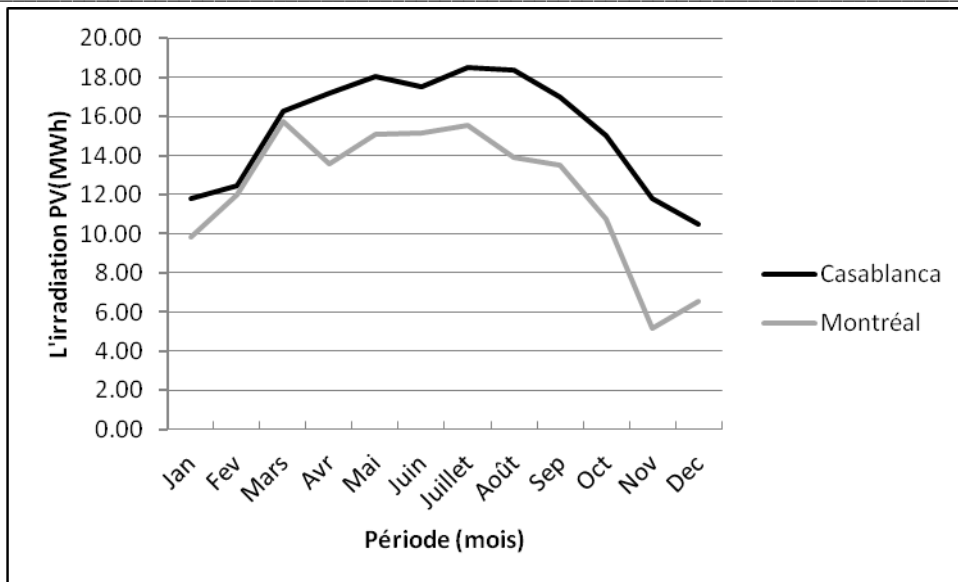


Figure 1 : Variation annuelle de l'irradiation solaire cumulée sur les systèmes PV en fonction du mois

3.1 Système fixe

La figure 2 montre l'électricité produite (en MWh) chaque année par ces systèmes. Le calcul de cette énergie tient compte de tous les paramètres d'opération notamment de la température de fonctionnement du panneau solaire. De janvier à mars, bien que l'irradiation sur le système de Montréal soit légèrement inférieure à celle du système de Casablanca, la production d'électricité est y similaire voir supérieure. En effet, les basses températures ambiantes augmentent considérablement la production d'électricité à Montréal en hiver par rapport à Casablanca [14]. Cependant, cet avantage est moins important le reste de l'année.

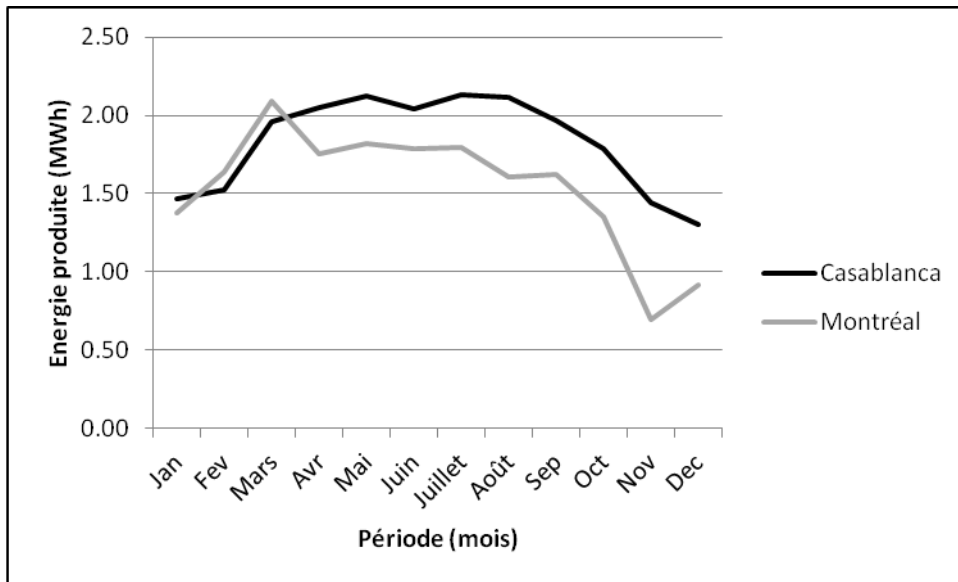


Figure 2 : Variation annuelle de la production d'électricité des systèmes PV en fonction du mois

En effet, la température moyenne annuelle globale à Montréal est de 7,4 °C, tandis qu'elle est de 18,4 °C à Casablanca. L'équation 1 montre la relation entre le rendement électrique du module à la température de fonctionnement, η_C , et le rendement électrique du module à la température de référence, $\eta_{T_{ref}}$ [15].

$$\eta_C = \eta_{T_{ref}} [1 - \beta_{ref}(T_C - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_T] \quad (1)$$

où β_{ref} est le coefficient de température ($\beta_{ref}=0,004 \text{ K}^{-1}$) et γ est le coefficient de rayonnement solaire ($\gamma = 0,12$) du module PV et T_{ref} est de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Le terme $\gamma \log_{10} G_T$ est généralement négligé et considéré comme nul [15]. La figure 3 montre la température des modules à Casablanca et à Montréal. Il est à noter que c'est la température du panneau solaire qui affecte les performances. Ainsi, la moyenne de la température du module de Montréal est de $16,2 \text{ }^\circ\text{C}$ alors que celle de Casablanca est de $29,2 \text{ }^\circ\text{C}$ (figure 3). Ce qui se traduit, en utilisant l'équation 1, par un rapport de l'efficacité du module à la température de fonctionnement sur l'efficacité du module à la température de référence, $\eta_C / \eta_{T_{ref}}$, qui varie entre 0,944 et 1,15 pour le système de Montréal et entre 0,936 et 1,044 pour le système de Casablanca.

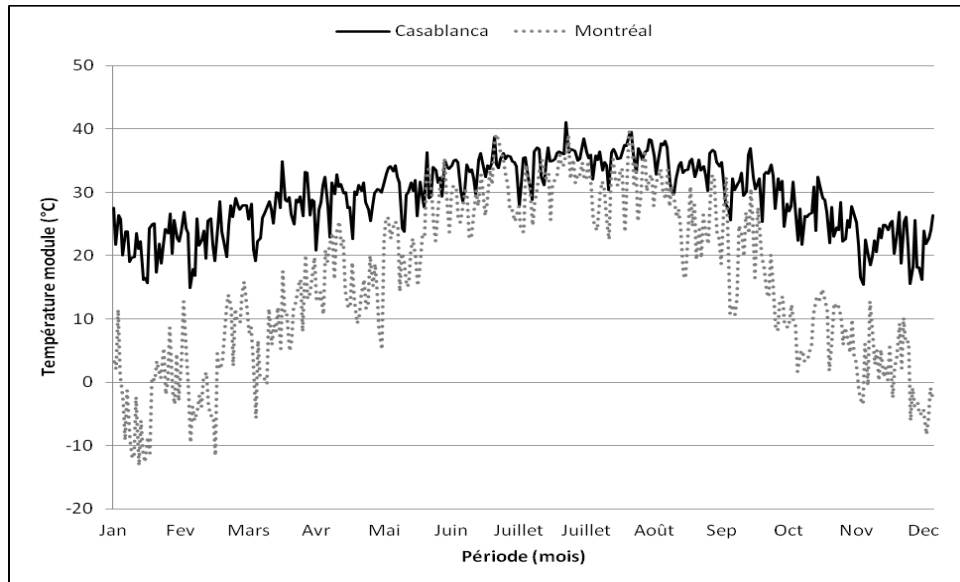


Figure 3 : Variation annuelle de la température moyenne journalière des systèmes PV

3.2 Système avec suivi solaire deux axes

La situation est légèrement différente dans le cas d'un système PV qui suit le Soleil. C'est pourquoi une comparaison a été faite pour ces deux systèmes avec des suiveurs solaires sur deux axes. La figure 4 montre l'irradiation cumulée sur les systèmes avec et sans suiveur. Comme on peut l'observer sur cette figure, le système avec suiveur solaire est plus efficace. Dans les deux cas, les suiveurs engendrent près de 30 % d'augmentation de l'irradiation sur les panneaux pour les deux systèmes. On note aussi une réduction sensible de l'irradiation en avril à Montréal, alors que cet effet n'est pas observé à Casablanca. Cela est dû à la fonte de la neige qui réduit l'apport de lumière réfléchi par le sol. L'irradiation baisse ainsi de 13,7 % entre mars et avril pour le système fixe alors qu'elle diminue de 12,8 % pour le système guidé. L'effet est plus grand sur le système fixe, car la proportion de la contribution de la lumière diffusée sur la neige est plus grande par rapport au flux solaire direct en raison du moins bon alignement au départ.

Le suivi solaire présente un avantage supplémentaire dans des conditions météorologiques sévères de Montréal. En effet, au cours d'une nuit d'hiver de grandes quantités de neige peuvent s'accumuler sur les modules photovoltaïques. D'une part, le panneau solaire peut être placé à la verticale pour faire tomber la neige. Même si cette dernière est collée à la surface des panneaux ou si ceux-ci sont recouverts de verglas, le suivi solaire confère un autre avantage par rapport au panneau fixe. En effet, les panneaux solaires s'échauffent sous l'effet du rayonnement solaire et des pertes par effet Joule dues à la production d'électricité. La plus grande perpendicularité des panneaux équipés d'un système de guidage amplifie ces deux effets. Ainsi, la température de surface du panneau guidé est supérieure de $8 \text{ }^\circ\text{C}$ à celle du panneau fixe une heure après le lever du Soleil, l'écart se maintient au cours de la journée. La fonte de la glace en sera d'autant plus rapide.

Cependant, le gain en performance apporté par le système de guidage se fait au prix d'une augmentation de la complexité et des coûts initiaux du système. De plus, l'ajout de moteurs augmente les possibilités de défaillance mécanique, alors que l'absence de composante mobile est considérée comme un des avantages des systèmes solaires. Finalement, l'installation de système de suivi demande plus d'espace, car les panneaux solaires doivent pouvoir se déplacer sans interférer les uns avec les autres.

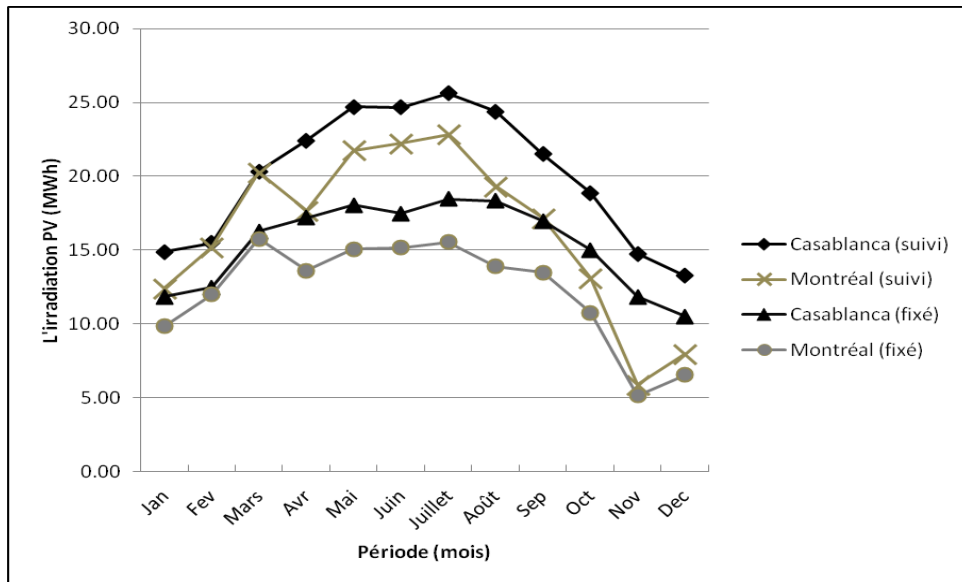


Figure 4 : Variation de l'irradiation solaire cumulée des deux systèmes PV avec et sans suivi solaire.

4. Synthèse

Les résultats principaux de ces simulations sont présentés au tableau 1. L'analyse montre une irradiation solaire annuelle cumulée supérieure de 25,6 % à Casablanca par rapport Montréal alors que la production totale d'énergie n'est que de 18,7 % supérieure. Le gain est plus faible pour la production d'énergie, car la corrélation entre l'irradiation et l'efficacité relative du système PV n'est pas linéaire. Par ailleurs, l'effet de la température ambiante sur l'efficacité photovoltaïque n'est pas négligeable. Ainsi, l'efficacité globale du système montréalais est de 0,6 % plus grande que le système installé à Casablanca en raison notamment du climat plus froid.

Tableau 1 : Comparaison globale des sites de Montréal et Casablanca

Système	Irradiation annuelle (MWh)	Production d'énergie annuelle (MWh)	Efficacité (%)
Montréal	146,8	18,5	12,5
Casablanca	184,4	21,9	11,9

5. Perspective économique

Un premier estimé de la viabilité économique pour Montréal peut être effectué à l'aide de paramètres simples. Le coût de l'électricité au tarif domestique au Québec est 0,0751\$/kWh après les 30 premiers kWh. De plus, au tarif domestique, on ne paie pas pour l'appel de puissance maximal et il n'existe pas de tarif préférentiel en fonction de l'heure du jour. La production du système de Montréal représente donc une somme hors taxe de 1390 \$ quel que soit le profil de consommation.

Pour obtenir une viabilité économique basée sur une période de retour sur investissement simple (PRIS ou en anglais ROI) de 5 ans, il faudrait que le système – matériel, installation et entretien compris – coûte (hors taxe) environ 7000 \$. Un système de 14 400 W (théorique) à 0,5 \$/W coûterait environ cette somme. Or, le coût nominal des systèmes PV résidentiels de petite taille dépasse actuellement 5 \$/W ce qui indique que beaucoup de recherche est encore requise pour rendre économiquement viable cette technologie dans le contexte économique québécois.

Une discussion à cet effet sera intéressante à tenir lors du congrès pour comparer Montréal et Casablanca.

6. Conclusion

Dans cette étude, deux systèmes PV semblables ont été analysés: l'un exploité dans les conditions climatiques de Montréal au Canada et l'autre dans celles de Casablanca au Maroc. Les résultats des simulations PVSOL Pro montrent que bien que le système de Casablanca produise davantage d'électricité que le système de Montréal, il est moins efficace en raison de la température ambiante en moyenne plus élevée. En janvier et février, bien que le système de Casablanca reçoive plus de rayonnement, le système de Montréal produit davantage d'électricité raison de la température ambiante plus faible et du rayonnement supplémentaire réfléchi par le sol recouvert de neige.

De plus, l'utilisation de suiveurs sur deux axes pour ces systèmes a été analysée. Les suiveurs entraînent une augmentation annuelle de l'irradiation solaire de 30 % environ par rapport aux systèmes fixes. En revanche, les traqueurs consomment de l'énergie pour suivre le soleil, augmentent le coût initial et d'entretien, et rendent le système plus complexe. Il resterait donc à pouvoir intégrer ces paramètres à l'analyse afin de voir si au final ce choix s'avère rentable.

Enfin, une analyse technico-économique simple a permis de démontrer que pour le Québec, le choix d'installer de tels capteurs ne relève pas de considérations économiques mais plutôt de considérations techniques. En ce sens, en 2012, seuls les endroits dépourvus de connexion au réseau électrique pourraient envisager cette solution de production électrique résidentielle décentralisée.

Références

- [1] C. L. ARCHER, M. Z. JACOBSON, Evaluation of global wind power, *Geophysical research*, 110, D12110, 2005.
- [2] F. SICK, Thomas ERGE, Photovoltaic in buildings: a design handbook for architects and engineers, International energy agency, Paris, France, 1996
- [3] K. L. RAY, Photovoltaic cell efficiency at elevated temperatures, B. Sc. Thesis, Massachusetts Institute of Technology, USA, 2010.
- [4] J. A. DUFFIE, W. A. BECKMAN, Solar engineering of thermal processes, 3rd ed., John Wiley & Sons, 2006.
- [5] W. D. LUBTIZ, Effect of manual tilt adjustments on incident irradiance on fixed and tracking solar panels, *Applied energy*, 88, pp. 1710-1719, 2011.
- [6] H. MOUSAZADEH, A. KEYHANI, A. JAVADI, H. MOBLI, K. ABRINIA, A. SHARIFI, A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output, *Renewable and sustainable energy reviews*, 13, pp. 1800-1818, 2009.
- [7] S. ABDALLAH, The effect of using sun tracking systems on the voltage-current characteristics and power generation of flat plate photovoltaics, *Energy conversion and management*, 45, pp. 1671-1679, 2004.
- [8] N. H. HELWA, A. B. G. BAHGAT, A. M. R. EL SHAFEE, E. T. EL SHENAWY, Maximum collectable solar energy by different solar tracking systems, *Energy sources*, 22, pp. 23-34, 2000.
- [9] M. M. ABUKHADER, O. O. BADRAN, S. ABDALLAH, Evaluating multi-axes sun-tracking system at different modes of operation in Jordan, *Renewable and sustainable energy reviews*, 12, pp. 864-873, 2008.
- [10] M. KOUSSA, A. CHEKNANE, S. HADJI, M. HADDADI, S. NOUREDDINE, Measured and modelled improvement in solar energy yield from flat plate photovoltaic systems utilizing different tracking systems and under a range environmental conditions, *Applied Energy*, 88, pp. 1756-1771, 2011.
- [11] C. B. CHRISTENSEN, G. M. BARKER, Effects of tilt and azimuth on annual incident solar radiation for United States locations, In proceeding of The International Solar Energy Conference Presented at FORUM 2001, 21-25 April, New York, USA, 2001.
- [12] H. YANG, L. LU, The optimum tilt angles and orientations of PV claddings for building-integrated photovoltaic (BIPV) applications, *Solar energy engineering*, 129, 2, pp. 253-255, 2007.
- [13] T. MARKVART, L. CASTANER, Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications, Elsevier, 2003.
- [14] B. J. BRINKWORTH, M. SANDBERG, Design procedure for cooling ducts to minimise efficiency loss due to temperature rise in PV arrays, *Solar energy*, 80, pp. 89-103, 2006.
- [15] E. SKOPLAKI, J. A. PALYVOS, On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency / power correlations, *Solar energy*, 83, pp. 614-624, 2009.