

ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE RÉSIDENTIELLE : IMPLANTATION DANS DIVERS PAYS

Mostafa MEHRTASH, Guillermo QUESADA, Yvan DUTIL*, Daniel ROUSSE

*Chaire de recherche industrielle en technologies de l'énergie et en efficacité énergétique,
École de technologie supérieure, Université du Québec, Montréal, Canada*

RÉSUMÉ

Cette étude est réalisée afin de caractériser la performance relative de systèmes photovoltaïques (PV) résidentiels dans trois pays : le Canada, le Maroc et le Burkina Faso. À cette fin, trois systèmes semblables ont été simulés, un à Montréal, un à Casablanca et le dernier à Ouagadougou. 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 de 12,5 %, 11,9 % et 11,1 % pour les systèmes situés respectivement à Montréal, Casablanca et Ouagadougou. La réflexion sur la neige et l'effet des températures ambiantes plus basses sur les performances des modules photovoltaïques améliorent les performances du système à Montréal. Enfin, l'utilisation de suiveurs solaires permet d'augmenter d'environ 30 % l'irradiation solaire qui percute le panneau.

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

NOMENCLATURE

Symboles :

Lettres latines :

W	différence entre la latitude et l'angle optimal d'inclinaison ($^{\circ}$)
G_T	irradiation (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, l'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 possède le plus grand potentiel. Ainsi, l'énergie solaire disponible sur la surface de la Terre est 36 PW, alors que les ressources d'énergie éolienne sont de 72 TW, la géothermie 9,7 TW, et l'utilisation de l'énergie humaine est 15 TW [1, 2].

La conversion du rayonnement solaire reçu au sol avec une efficacité de 100 % pourrait théoriquement fournir de l'énergie pour le monde entier en utilisant 1/1000^{ème} de la surface des terres émergées [3]. Les systèmes photovoltaïques (PV) constituent une technologie joue un rôle clé en produisant directement de l'électricité à partir du rayonnement solaire, et ce avec un rendement de 10 à 20 % environ. L'énergie solaire photovoltaïque possède

de nombreux avantages tels que: absence de pièces mobiles, absence de pollution en fonctionnement, facilité d'adaptation en fonction des caractéristiques d'un site et peu d'entretien. Cette technologie a considérablement progressé au cours des dernières années avec une augmentation de l'efficacité et une baisse importante des coûts de fabrication.

Le rayonnement solaire atteignant une surface comprend des composantes directe, diffuse et réfléchi. La plus grande fraction du rayonnement solaire est directe et prend donc une valeur maximale lorsque les modules sont orientés perpendiculairement à la radiation directe [4]. Cependant, les rayonnements diffus et réfléchi (par le ciel et le sol) doivent tout de même être pris en compte lors de l'analyse du fonctionnement des systèmes.

L'emplacement géographique sur la Terre et les conditions météorologiques locales sont d'autres paramètres déterminants 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

* Yvan Dutil

Adresse électronique : yvan@t3e.info

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 plus d'énergie par rapport à un système 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. Salah Abdallah [7] a conçu, construit et étudié quatre systèmes de suivi pour Amman, Jordanie: deux axes, un axe vertical unique, un seul axe est-ouest et 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) 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.

Il est à noter que la température a aussi un impact considérable sur les performances de cellules photovoltaïques. Skoplaki et al. [11] a présenté une étude des corrélations entre l'efficacité et la température. Tant l'efficacité que la puissance de sortie d'un module PV dépendent linéairement de la température de fonctionnement. Il faut donc en tenir compte dans les analyses de rendement.

2. DESCRIPTION DES SYSTÈMES

Trois systèmes similaires ont été conçus et analysés dans trois pays de l'hémisphère nord avec des climats très différents. 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 des maisons à toitures inclinées.

Christensen et Barker [12] 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 [13]. Les angles d'inclinaison des panneaux pour chaque site sont choisis en conséquence.

Chaque site présente ses caractéristiques climatiques propres qui affectent les performances du système photovoltaïque. Par exemple, à Montréal, les basses températures hivernales et dans les sites avec un indice annuel de clarté moyenne inférieur [13]. Les angles d'inclinaison des panneaux pour chaque site sont choisis en conséquence. Chaque site présente ses caractéristiques climatiques propres qui affectent les performances du système photovoltaïque. Par exemple, à Montréal, les basses températures hivernales et dans les sites avec un indice annuel de clarté moyenne inférieur [13]. Les angles d'inclinaison des panneaux pour chaque site sont choisis en conséquence. Chaque site présente ses caractéristiques climatiques propres qui affectent les performances du système photovoltaïque. Par exemple, à Montréal, les basses températures hivernales et dans les sites avec un indice annuel de clarté moyenne inférieur [13]. Les angles d'inclinaison des panneaux pour chaque site sont choisis en conséquence.

2.1. SYSTÈME DE MONTRÉAL

Le premier système est situé à Montréal, Canada (latitude 45°30'N). Le climat montréalais est de type continental humide, présente de grandes variations de température et reçoit 226 cm de neige par an. L'été, la température maximale quotidienne moyenne est de 26 °C alors que la température minimale quotidienne moyenne de 16 °C. Lors de l'hiver, la température maximale quotidienne moyenne est de -5 °C et la température minimale moyenne est de -13 °C [14]. Dans le contexte montréalais, un angle de 45° est optimal pour le système PV. Cet angle a été calculé à l'aide du logiciel PVSOL Pro. [15].

2.2. SYSTÈME DE CASABLANCA

Le second système est situé à Casablanca, Maroc (latitude 33°36'N). Casablanca bénéficie d'un climat méditerranéen affecté par les courants froids de l'Atlantique. Les fluctuations de température y sont faibles, avec une moyenne annuelle pour le maximum journalier est de 21,2 °C et de 13,6 °C pour le minimum [16]. Ce système PV est incliné à 30°, qui est l'angle optimum pour cet endroit.

2.3. SYSTÈME DE OUAGADOUGOU

Le dernier système est situé dans la capitale du Burkina Faso, Ouagadougou (latitude 12°20'N). Ouagadougou possède un climat chaud avec 900 mm de pluies par an. La température moyenne maximale quotidienne 35,4 °C et la température minimale quotidienne 22,1 °C [17]. L'angle d'inclinaison optimal y est de 15°.

3. SIMULATION

Les simulations ont été réalisées avec le logiciel PVSOL Pro. À la base, ce logiciel utilise un modèle de ciel isotropique pour le ciel et près du Soleil, mais qui néglige l'augmentation de la brillance près de l'horizon [4]. Les systèmes PV ont été analysés sur une base quotidienne, mensuelle ou annuelle.

La figure 1 montre l'irradiation cumulée (en MWh) sur les panneaux pour chaque mois pendant une période de un an. On constate, sans surprise, que c'est à Ouagadougou que l'irradiation solaire est maximale. En hiver (novembre, décembre et janvier), l'irradiation est minimale à Montréal et à Casablanca, alors que la

consommation d'électricité est maximale. En revanche, l'irradiation à Ouagadougou est maximale pendant ces mois, tandis que la consommation d'électricité est faible, en raison des températures plus basses, car elle suit la charge de climatisation.

Cependant, à Montréal, la production augmente rapidement de novembre à mars, car le rayonnement réfléchi par le sol augmente. En effet, le plus souvent le sol est couvert par la neige de décembre à avril. 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 [18].

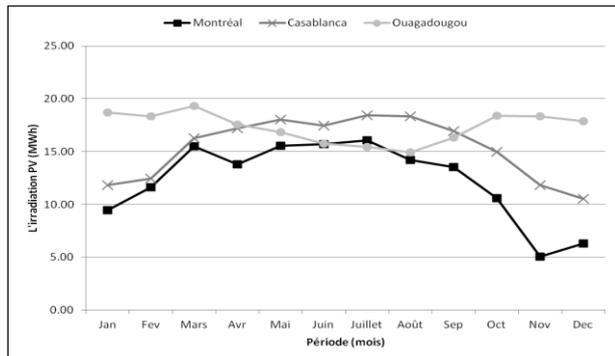


Fig. 1. : Variation annuelle de l'irradiation solaire cumulée sur les systèmes PV en fonction du mois

La figure 2 montre la quantité d'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. Les systèmes marocain et burkinabé produisent 18,8 % et 24,9 % plus d'électricité que le système montréalais. Cependant, l'irradiation solaire y est de 25,6 % supérieure à Casablanca et de 41,6 % à Ouagadougou (voir tableau 1). La différence s'explique par la basse température ambiante à Montréal qui entraîne une augmentation de la production d'électricité du système. En effet, la température annuelle moyenne est de 7,4 °C à Montréal, de 18,4 °C à Casablanca et de 29 °C à Ouagadougou. Alors que la moyenne de la température du module à Montréal est de 16,2 °C, à Casablanca de 29,2 °C et à Ouagadougou elle est de 35 °C.

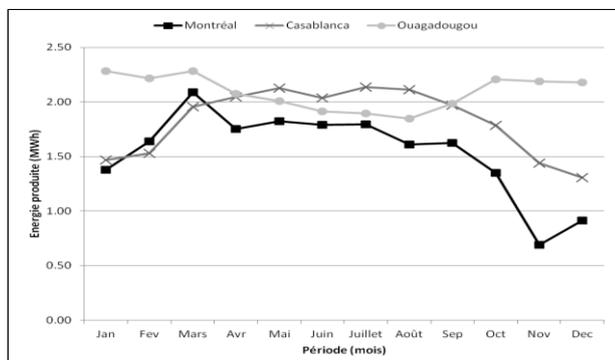


Fig. 2. Variation annuelle de la production d'électricité des systèmes PV en fonction du mois

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, $\eta_{T_{ref}}$ [11].

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

où β_{ref} est le coefficient de température et γ est le coefficient de rayonnement solaire. À $T_{ref}=25$ °C, β_{ref} et γ sont respectivement égaux à $0,004 \text{ K}^{-1}$ et 0,12 pour le silicium monocristalin. Le terme $\gamma \log_{10} G_T$ est généralement négligé et considéré comme nul. Ainsi, chaque degré d'augmentation de la température entraîne approximativement une réduction de 0,5 % de pic de puissance de sortie d'un système photovoltaïque [19].

4. Discussion

Le système montréalais est le plus efficace en raison des températures ambiantes plus faibles. Il est à noter qu'en pratique, le système installé à Ouagadougou aurait une efficacité encore plus faible que 11,1 % car le modèle ne tient pas compte de la présence importante de poussière dans l'air qui masque le Soleil en partie et qui se dépose sur les surfaces.

Tableau 1. Comparaison sur une année.

Système	Irradiation annuelle (MWh)	Production d'énergie annuelle (MWh)	Efficacité (%)
Montréal	146,8	18,5	12,5
Casablanca	184,4	21,9	11,9
Ouagadougou	207,9	23,1	11,1

Ces systèmes sont installés sur les toits en pente et ils ne bénéficient pas d'une ventilation naturelle sur leur face arrière. L'ajout d'un tel système améliorerait leur performance, comme le montre le tableau 2. Les systèmes autoportants sont les systèmes les plus efficaces en raison du taux de transfert de chaleur par convection important des deux côtés des modules PV, ce qui limite l'augmentation de température.

Tableau 2. Efficacité avec des systèmes de ventilation

Système	Efficacité (%) avec ventilation naturelle	Efficacité (%) autoportant
Montréal	13,3	13,6
Casablanca	12,4	12,8
Ouagadougou	11,6	12,1

La situation est légèrement différente dans le cas d'un système PV qui suit le Soleil (voir figure 3). Les suiveurs causent près de 30 % d'augmentation de l'irradiation sur les panneaux pour les deux systèmes ainsi qu'une amélioration sensible de l'efficacité (tableau 3).

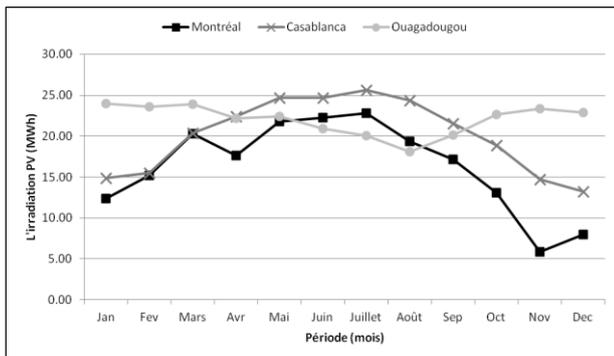


Fig. 3. Irradiation annuelle avec des suiveurs

Le suivi solaire présente un avantage supplémentaire dans des conditions météorologiques sévères de Montréal. Ainsi, 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. Cependant, si cette dernière reste tout de même collée à la surface des panneaux, le suivi présente un autre avantage. 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 amplifie ces deux effets. Ainsi, la température de surface du panneau guidé est supérieure de 8 °C à celle du panneau fixe une heure après le lever du Soleil, l'écart se maintenant au cours de la journée. La fonte de la glace en sera d'autant plus rapide. La figure 4 montre la température ambiante et des modules photovoltaïques pour un système guidé ou fixe à Montréal.

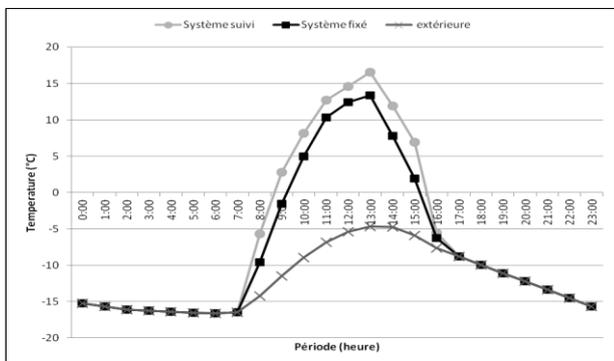


Fig. 4. Température ambiante et des panneaux solaires à Montréal pour une journée hivernale par temps avec ou sans suiveur.

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 les situations dans chaque pays.

6. CONCLUSION

Dans cette étude de trois systèmes PV situés à Montréal, Casablanca, et à Ouagadougou ont été analysés à l'aide du logiciel PVSOL Pro. Les résultats des simulations montrent que bien que le potentiel photovoltaïque à Montréal soit inférieur à deux autres villes, les systèmes photovoltaïques fonctionnent plus efficacement à Montréal, ce qui compense en partie ce déficit. En effet, en hiver, le rayonnement réfléchi par le sol et les faibles températures ambiantes amènent une augmentation significative de la production d'électricité des systèmes photovoltaïques à Montréal.

Tableau 3. Performances annuelles avec suivi solaire

Système	Irradiation annuelle (MWh)	Production d'énergie (MWh)	Efficacité(%)
Montréal	195,8	27,2	13,9
Casablanca	240,9	31,5	13,1
Ouagadougou	264,2	32,6	12,3

On note aussi que la mise en œuvre d'un système de ventilation pour les modules qui sont installés sur les toits augmente de 1% de l'efficacité des systèmes. À l'opposé, la température ambiante élevée et de la poussière dans l'air provoquent une diminution de l'efficacité des modules photovoltaïques à Ouagadougou.

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.

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 avantage 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.

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.

REMERCIEMENTS

Les auteurs désirent remercier les partenaires de la Chaire de recherche t3e qui s'investissent dans la réalisation de leurs projets. Des remerciements particuliers ont adressés à Dycosolar. Daniel Rousse est reconnaissant au CRSNG pour une subvention à la Découverte et aux partenaires financiers de t3e.

RÉFÉRENCES

- [1] Archer C. L., Jacobson M. Z. Evaluation of global wind power, *Geophysical research* 2005;110: D12110.
- [2] Sick F., Erge T., Photovoltaic in buildings « a design handbook for architects and engineers », International energy agency, Paris, France, 1996.
- [3] Ray K. L., Photovoltaic cell efficiency at elevated temperatures, B. Sc. Thesis, Massachusetts Institute of Technology, USA; 2010.
- [4] Duffie J. A., Beckman W. A., *Solar engineering of thermal processes*, 3rd ed., 2006.
- [5] Lubitz W. D., Effect of manual tilt adjustments on incident irradiance on fixed and tracking solar panels, *Applied energy* 2011;88:1710-1719.
- [6] Mousazadeh H., Alireza KEYHANI, 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* 2009;13:1800-1818.
- [7] Abdallah S., The effect of using sun tracking systems on the voltage-current characteristics and power generation of flat plate photovoltaics, *Energy conversion and management* 2004;45:1671-1679.
- [8] Helwa N. H., Bahgat A. B. G., El shafee A. M. R., El shenawy E. T., Maximum collectable solar energy by different solar tracking systems, *Energy sources* 2000;22:23-34.
- [9] Abukhader M. M., Badran O. O., Abdallah S., Evaluating multi-axes sun-tracking system at different modes of operatin in Jordan, *Renewable and sustainable energy reviews* 2008;12:864-873.
- [10] Koussa M., Cheknane A., Hadji S., Haddadi M., Noureddine S., Measured and modelled improvement in solar energy yield form flat plate photovoltaic systems utilizing different tracking systems and under a range environmental conditions, *applied energy* 2011;88:1756-1771.
- [11] Skoplaki E., Palyvos J. A., On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency / power correlations, *Solar energy* 2009;83:614-624.
- [12] Christensen C. B., Barker G. M., Effects of tilt and azimuth on annual incident solar radiation for United States locations, proceeding of The International Solar Energy Conference Presented at FORUM, New York, USA, 2001.
- [13] Yang H., Lu L., The optimum tilt angles and orientations of PV claddings for building-integrated photovoltaic (BIPV) applications, *Solar energy engineering* 2007;129:253-255.
- [14] Environment Canada, National climate data and information archive, Canadian climate normals 1971-2000, http://www.climate.weatheroffice.gc.ca/climate_normals/results_e.html?stnID=5420&prov=&lang=e&dCode=5&dispBack=1&StationName=mcgill&SearchType=Contains&province=ALL&provBut=&month1=0&month2=12
- [15] Klise G. T., Stein J. S., Models used to assess the performance of photovoltaic systems, Sandia report 2009.
- [16] World weather information service, National meteorological direction, Morocco, Casablanca, <http://www.worldweather.org/045/c00179.htm>
- [17] Wikipedia; http://en.wikipedia.org/wiki/Ouagadougou#cite_note-weather1-3
- [18] Markvart T., Castaner L., *Practical handbbook of photovoltaics : fundamentals and applications*, ELSEVIER 2003.
- [19] Brinkworth B. J., Sandberg M., Design procedure for cooling ducts to minimise efficiency loss due to temperature rise in PV arrays, *Solar energy* 2006; 80:89-103, 2006.