

Etude comparative des performances de modules photovoltaïques de différentes technologies dans un climat méditerranéen

Ghania Mohand Kaci ¹, Achour Mahrane ¹, Madjid Chikh ¹ et Aimad Oulebsir ²

¹ Unité de Développement des Equipements Solaires, UDES
Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER
Bou Ismail, 42005 Tipaza, Algeria

² Département de Physique, Faculté des Sciences,
Université M'Hamed Bougara, 35000, Boumerdès, Algeria

(reçu le 20 Février 2014 – accepté le 30 Juin 2014)

Résumé – *Jusqu'à l'heure actuelle, le silicium cristallin demeure sans conteste le matériau dominant dans le marché du photovoltaïque. Cependant, les procédés industriels utilisés pour son élaboration sont onéreux car très énergivores et constituent de ce fait un frein à l'expansion des installations photovoltaïques. Afin de lever ce verrou technologique, le recours aux technologies couches minces à base de divers matériaux (a-Si, CdTe, CIS, CIGS, ..) relativement moins coûteuses que celle du silicium cristallin et dont le rendement est en perpétuelle évolution semble être une alternative prometteuse. Dans cet article nous présentons une étude comparative sur les performances de modules photovoltaïques à base de silicium de différentes technologies (c-Si, p-Si et a-Si) pour diverses conditions climatiques. Une campagne de tests en milieu naturel pour un climat de type méditerranéen a été réalisée durant la période juillet-août 2012 sur le site de l'UDES situé à Bou Ismail (Tipaza). Deux configurations ont été expérimentées pour effectuer ces tests. La première, où les modules sont disposés en position inclinée à la latitude du site et la deuxième, où ils sont installés dans une position verticale pour simuler le cas de leur intégration dans un bâtiment. Cette étude a notamment montré que le module couche mince en silicium amorphe présente son meilleur rendement dans le cas 'incliné' pour des conditions climatiques caractérisées par une composante importante du rayonnement diffus. Pour la position 'verticale' ce module présente le rendement le plus stable comparativement aux modules cristallins.*

Abstract - *Nowadays, crystalline silicon remains undoubtedly the dominant material in the photovoltaic market. However, the industrial processes used for its development are very costly because they require lot of energy and thereby constitute an obstacle to the expansion of photovoltaic installations. In order to overcome this technological obstacle, the recourse to thin films technologies containing various materials (a-Si, CdTe, CIS, CEGS, ...) relatively less expensive than that of the crystalline silicon and whose output is in perpetual evolution seems to be a promising alternative. In this paper a comparative study on the performance of photovoltaic modules based on different technologies of silicon (c-Si, p-Si and a-Si) for various climatic conditions is presented. A test campaign in natural environment Mediterranean climate was carried out during the period July-August 2012 on the site of UDES, located at Bou Ismail (Tipaza). Two configurations were tested to carry out these tests. In the first one, the modules are laid out in inclined position at the latitude of the site whereas in the second, they are installed in a vertical position to simulate the case of their integration in a building. This study reveals that the amorphous silicon module gives the best efficiency when it is inclined under a high rate of diffused radiation. In the vertical position, this module gives the most stable efficiency compared to the crystalline modules.*

Mots-clés: Modules – Photovoltaïque – Silicium - Couches minces.

1. INTRODUCTION

L'énergie et la lutte contre les changements climatiques sont parmi les défis majeurs que doit relever l'humanité durant le vingt et unième siècle. Dans cette optique, les énergies renouvelables ont indiscutablement un rôle important à jouer. Comme beaucoup de pays, l'Algérie est engagée dans la promotion des énergies renouvelables afin de préserver ses ressources fossiles et de contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cela s'est traduit concrètement par le lancement en 2011 d'un programme national des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique [1]. L'objectif étant d'atteindre, d'ici 2030, 40 % de la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables. Ce plan prévoit, entre autre, l'installation d'une capacité de 2800 MW_c pour le photovoltaïque. Le choix de la technologie des modules à adopter se pose. Certes, des travaux sont menés par ailleurs dans ce sens et il est indéniable qu'il faut en tenir compte, mais il n'en demeure pas moins que compte tenu des conditions spécifiques à chaque région l'expérience sur le terrain est irremplaçable.

Si l'on se réfère au marché actuel du photovoltaïque, nous constatons que celui-ci est toujours dominé par le silicium qui couvre environ 90% des besoins en photovoltaïque [2]. Les modules photovoltaïques commercialisés, quant à eux sont issus de deux technologies: le silicium cristallin et les couches minces [3]. Ces modules, qui sont la brique de base de toute installation photovoltaïque, sont fournis par les fabricants avec des spécifications techniques obtenues dans des conditions standard (1000 W/m², 25 °C) qui ne sont pas représentatives des conditions réelles de fonctionnement [4].

A ce titre, de nombreux travaux publiés dans la littérature [4-8] montrent que les performances des modules photovoltaïques dépendent principalement de la technologie, du site, des conditions météorologiques et de la configuration de l'installation photovoltaïque. Le comportement des modules à couches minces comme le silicium amorphe (a-Si), le CdTe et le CIS n'est toujours pas très bien compris et continue de faire l'objet de travaux de recherche [8-10].

L'étude comparative portant sur des modules en silicium de différentes technologies, objet de cet article, a pour but d'évaluer leurs performances dans différentes conditions climatiques. Les résultats obtenus doivent nous éclairer, quant au type de module qui est le plus adapté pour une situation donnée.

Ainsi, après avoir présenté la plateforme de tests et la procédure d'essais, nous exposerons ensuite les résultats expérimentaux obtenus pour chacun des modules pour les différentes configurations considérées. Nous terminerons par une synthèse des résultats obtenus et les enseignements que nous avons tirés de ces travaux et nous évoquerons les prochaines étapes que nous comptons aborder.

2. MONTAGE EXPERIMENTAL ET ESSAIS

Afin d'évaluer les performances des modules photovoltaïques, une plateforme de tests 'outdoor' a été conçue et réalisée à l'UDES. Elle se compose:

- d'une structure de tests pouvant recevoir jusqu'à une dizaine de modules dépendamment de leur taille. Celle-ci peut être réglée à différentes inclinaisons;
- d'une station météorologique de l'Office National de la Météorologie (ONM) installée sur ce site, qui permet d'avoir un relevé quotidien, avec un pas de 5 mn, des paramètres tels que la température ambiante, l'humidité relative, la vitesse du vent et l'irradiation solaire;

- de deux pyranomètres (CM11 Kipp & Zonen), l'un dédié à la mesure du rayonnement global sur le plan horizontal et le second à la mesure du rayonnement global sur un plan incliné à la latitude du site (36°),
- d'une charge électronique permettant l'acquisition des caractéristiques $I(V)$ des modules photovoltaïques (précision $\pm 5\%$),
- de thermocouples pour la mesure de la température des modules photovoltaïques (précision $\pm 5\%$).



Fig. 1: Plateforme de tests 'outdoor' pour modules photovoltaïques (UDES)

Pour mener cette étude, deux groupes de tests ont été effectués sur trois modules en silicium de différentes technologies: monocristallin (c-Si), multicristallin (p-Si) et amorphe (a-Si) (**Tableau 1**).

Le premier groupe de tests, qui a duré tout le mois de juillet 2012, a porté sur les modules disposés sur la structure de tests inclinée à la latitude du site de l'UDES à Bou Ismaïl. Le deuxième groupe de tests qui s'est étalé sur tout le mois d'août 2012 a porté, quant à lui, sur les modules en position verticale pour simuler leur positionnement lorsqu'ils sont disposés en façade sur les bâtiments. Durant la première quinzaine du mois d'août, les modules avaient leur face arrière à l'air libre, tandis que durant la deuxième quinzaine, nous y avons placé des plaques de polystyrène pour simuler la présence d'un mur.

Chaque jour, un relevé systématique des données météorologiques et radiométriques (irradiation, température ambiante, humidité relative, vitesse du vent, ..) est effectué, toutes les cinq minutes. Pour les tests des modules PV, un relevé successif des caractéristiques $I - V$ pour les trois modules est réalisé tous les quarts d'heure. La période journalière de tests se situe entre 9H00 et 16H00.

Tableau 1: Caractéristiques des modules testés

Caractéristiques	Modules		
	c-Si (JTS-185W)	p-Si (PW500-12V)	a-Si (STR-5W)
P_{PM}	185 W	50 W	5 W
V_{PM}	36.7 V	17.2 V	16 V
I_{PM}	5.04 A	2.9 A	0.29 A
V_{co}	44.5 V	21.6 V	22 V
I_{cc}	4.47 A	3.1 A	0.35 A

Spécifications Techniques à STC (1000 W/m^2 , 25°C , AM 1,5)

3. RESULTATS ET ANALYSES

La méthode adoptée dans notre étude pour effectuer l'analyse des résultats obtenus lors de la campagne de tests repose sur deux facteurs:

-Le premier facteur est le rendement η qui est défini comme étant le rapport entre la puissance produite par le module et l'éclairement qu'il reçoit. Il a pour expression:

$$\eta = \frac{P}{G \times S} \quad (1)$$

-Le deuxième facteur étant le ration de performance 'PR' [9], qui porte sur la production réelle de l'énergie. Il permet la comparaison des modules de puissances différentes en normalisant l'énergie produite dans des conditions réelles de fonctionnement par la puissance maximale produite dans les conditions standard, 'STC', (1000 W/m² et 25 °C) et par l'irradiation solaire incidente. Le PR a pour expression:

$$PR = (E_{ff} / H) / (P_C / G_{STC}) \quad (2)$$

Comparatif des rendements et ratios de performance journaliers

a- Cas où les modules sont installés sur un plan incliné

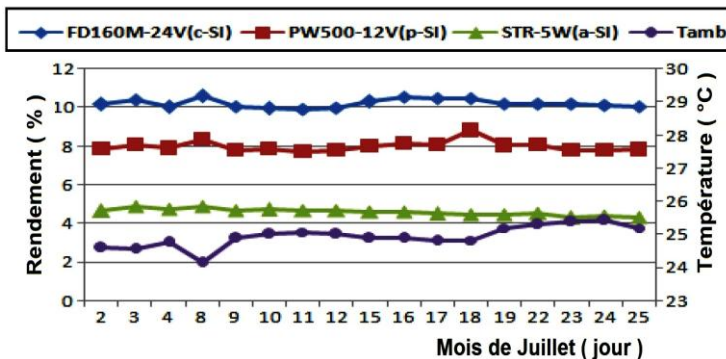


Fig. 2: Rendement des modules c-Si, p-Si et a-Si durant le mois de 07/2012 pour le cas 'plan incliné'

Sur la figure 2, sont représentés les rendements journaliers des modules durant le mois de juillet 2012, lorsque ceux-ci sont installés sur un plan incliné. Nous remarquerons que ces rendements sont compris respectivement entre {9.9 et 10.59 %}, {7.71 et 8.82 %} et {4.29 et 4.9 %} pour le module c-Si, p-Si et a-Si.

Les courbes de rendements varient inversement aux fluctuations de la température ambiante. Ainsi, les rendements des modules c-Si et p-Si augmentent lorsque la température ambiante moyenne diminue comme c'est le cas pour les journées du 3, 8 et 18 juillet 2012.

Par ailleurs, nous remarquons, que pour le module a-Si, la variation de la température ambiante n'a pratiquement pas d'effet sur le rendement de ce dernier qui reste à peu près stable autour d'une valeur de l'ordre de 4.60 % durant tout le mois de juillet.

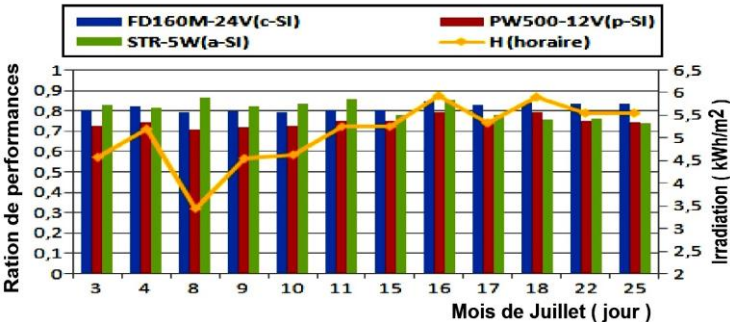


Fig. 3: Ratio de performance des modules c-Si, p-Si et a-Si durant le mois de 07/2012 pour le cas ‘ plan incliné ’.

A partir de la figure 3, il apparaît clairement que le PR des modules c-Si et p-Si varie dans le même sens que l’irradiation H et il est compris respectivement entre {0.79 et 0.84} et {0.70 et 0.79}. Pour le module a-Si, son PR augmente de 0.81 à 0.86 quand l’irradiation H chute de 5.19 kW/m^2 à 3.44 kW/m^2 lorsque l’on passe de la journée du 4 Juillet (journée ciel clair) à celle du 8 juillet (journée ciel nuageux).

De manière générale, nous confirmons que le silicium amorphe a le meilleur PR dans des conditions de faible éclaircissement où le rayonnement diffus est prépondérant (plus important dans le bleu situé entre 446 – 500 nm) qui caractérise les journées nuageuses et qui coïncide avec la gamme spectrale où le coefficient d’absorption du silicium amorphe est beaucoup plus élevé que celui du silicium cristallin (d’un facteur d’environ 100) [11-12].

b- Cas où les modules sont installés sur un plan vertical

b-1- Cas où la face arrière des modules est laissée à l’air libre

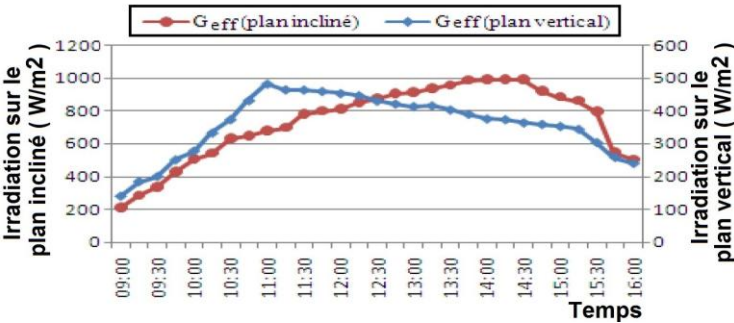


Fig. 4: Profils de l’irradiation reçue sur le plan incliné et sur le plan vertical

Comme nous pouvons le constater, sur la figure 4, sur le plan incliné, l’irradiation G démarre à 200 W/m^2 et augmente au fur et à mesure que la journée avance pour atteindre une valeur maximale de 1000 W/m^2 vers 12H30 - 13H40.

Au delà, l’irradiation commence à diminuer. Pour le plan vertical, le maximum d’irradiation atteint n’est que de 500 W/m^2 . Par ailleurs, le maximum d’irradiation obtenu s’est déplacé vers 10H45, ceci étant dû à la course du soleil vis-à-vis du plan vertical.

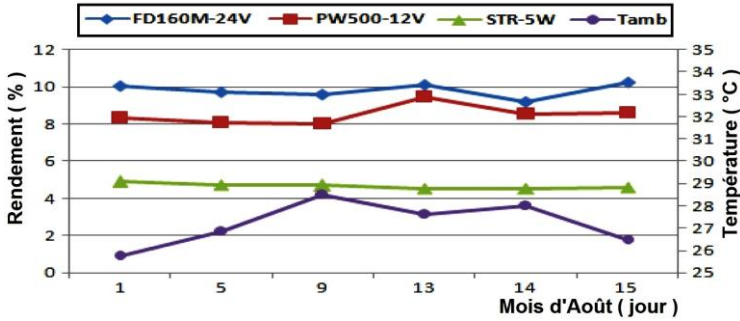


Fig. 5: Rendement des modules c-Si, p-Si et a-Si
Durant le mois d'Août 2012, pour le cas 'plan vertical sans isolant thermique'

La figure 5 montre que pour la configuration 'position verticale sans isolant thermique', les rendements sont compris respectivement entre {9.21 et 10.25 %}, {8.03 et 9.47 %} et {4.51 et 4.89 %} pour les modules c-Si, p-Si et a-Si.

Comme pour le cas du plan incliné, le rendement des modules c-Si et p-Si varie en sens inverse des fluctuations de la température moyenne. Par contre le module a-Si a un rendement relativement stable qui se situe autour de 4.66 %.

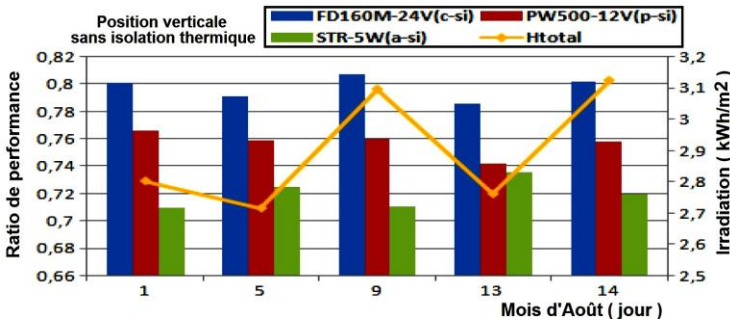


Fig. 6: Ratio de performance journalier des modules c-Si, p-Si et a-Si
Durant le mois d'Août 2012, pour le cas 'plan vertical sans isolant thermique'

Par ailleurs, comme le montre la figure 6 pour la configuration 'plan vertical sans isolant thermique', compte tenu du fait que toutes les journées considérées sont à 'ciel clair', le PR des modules cristallins c-Si et p-Si est toujours meilleur que celui du module à couches minces. Les valeurs du ration de performance, PR varient respectivement entre {0.79 et 0.81} pour le c-Si, {0.74 et 0.77} pour le p-Si et {0.71 et 0.73} pour le a-Si.

b-2- Cas où la face arrière des modules est masquée par un isolant thermique

Tableau 2: Conductivité thermique de différents matériaux

Lambda (W/m.°C)		Lambda (W/m.°C)	
Polyuréthane	0.025	Vermiculite exfolié	0.05 à 0.07
Polystyrène extrudé	0.03	Chanvre en vrac	0.05 à 0.07
Laine de verre	0.034-0.056	Brique de chanvre	0.12
Laine de lin	0.035-0.038	Brique monomur	0.11 à 0.18

Ouate de cellulose	0.035-0.040	Bois	0.12 à 0.23
Laine de roche	0.038-0.047	Béton cellulaire	0.16 à 0.24
Laine de chanvre	0.04	Blocs de terre comprimée	1.05
Polystyrène expansé	0.04	Brique de terre crue	1.1
Perfite exfoliée	0.05	Brique de terre cuite	1.15
Laine de coco	0.05	Béton plein	1.75
Liège expansé	0.05	Pierre lourde	2.1 à 3.5
Panneaux de fibre de bois	0.05	Acier	52

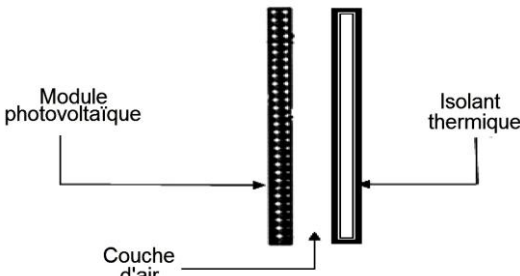


Fig. 7: Schéma de la configuration module PV/ air/ isolant thermique

Afin d'évaluer les performances des différents modules PV lorsqu'ils sont installés sur les murs des bâtiments (Building Added Photovoltaic ou BAPV), nous avons simulé la présence de ce dernier à l'arrière du module par l'installation d'une feuille de polystyrène de (60 mm d'épaisseur) (Fig. 7). Comme il apparaît sur le **Tableau 2**, le polystyrène a une conductivité thermique très faible (0.03 W/m.°C) [13]. Il permet d'avoir ainsi des conditions d'isolation thermique extrêmes meilleures que la brique ou le béton.

A partir de la figure 8, nous remarquons que la température ambiante présente une certaine stabilité autour de 24.7 °C environ. Dans ces conditions, la température des modules se situe autour de 48.2 °C, ce qui explique que le rendement des modules est relativement stable et a pour valeur moyenne respectivement 9.83 %, 8.52 % et 4.65 % pour les modules c-Si, p-Si et a-Si.

L'augmentation de la température qui est de l'ordre de 3°C par rapport à la configuration 'verticale sans isolant thermique' n'influe que très faiblement (0.01%) sur les rendements des trois modules.

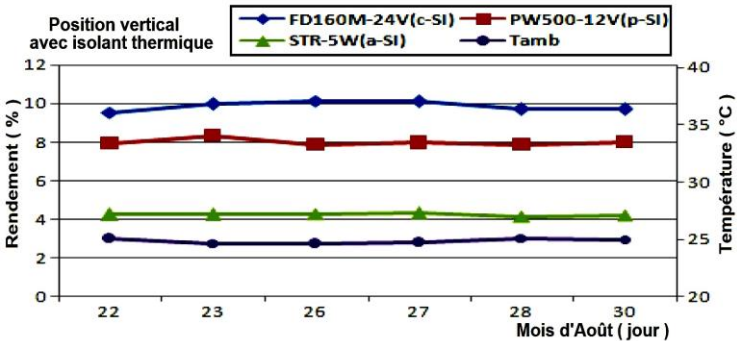


Fig. 8: Rendement des modules c-Si, p-Si et a-Si durant le mois d'Août 2012, dans le cas du plan vertical avec isolant thermique.

Sachant que la température ambiante moyenne ne varie pas beaucoup pour les journées considérées, elle se situe autour de $25 \pm 0.25^\circ\text{C}$ (Fig. 8), elle n'a donc pas grande influence sur le PR.

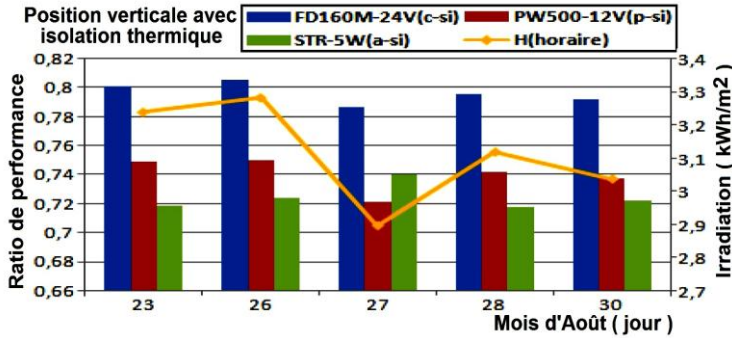


Fig. 9: Le ratio de performance journalier des modules c-Si, p-Si et a-Si durant le mois d'Août 2012, dans le cas du plan vertical avec isolant thermique

Sur la figure 9, nous constatons que le PR du module c-Si est toujours le plus élevé sur la période considérée il est compris entre (0.79 et 0.81). Nous remarquons que le PR du module a-Si est pratiquement constant autour de 0.72, mis à part pour la journée du 27 août où le PR a connu une légère augmentation provoquée par une diminution de l'irradiation journalière de 3.1 kWh/m^2 à 2.8 kWh/m^2 , ce qui caractérise une période de faible éclaircissement.

4. SYNTHÈSE DES RESULTATS OBTENUS

Dans 'la position inclinée', nous relevons que les modules c-Si et p-Si ont un meilleur rendement moyen que celui du module a-Si. Il est respectivement pour les modules c-Si et p-Si de 10.8 % et 8.57 % pour une journée ciel clair et de 10.33 % et 7.85 % pour une journée à ciel nuageux.

Concernant le module en silicium amorphe a-Si, son rendement est meilleur pour la journée nuageuse 5.08 % comparativement au 4.32 % pour une journée ciel clair, ceci étant dû, à la composante spectrale du rayonnement diffus favorisant le silicium amorphe. Le ratio de performance est pratiquement stable pour les modules c-Si et p-Si, il se trouve amélioré pour le module a-Si pour la raison évoquée ci-dessus.

Pour les configurations 'position inclinée' et 'position verticale sans isolant thermique' dans le cas d'une journée 'ciel clair', le rendement est meilleur, pour les trois modules, pour la position inclinée. La diminution du rendement moyen pour la position verticale est respectivement de 0.61 % et 0.46 % et de 0.40 % pour les modules c-Si, p-Si et a-Si. Ceci s'explique par le fait que dans la position inclinée les modules reçoivent environ le double de l'éclaircissement reçu pour la position verticale.

Si nous comparons les performances obtenues pour les configurations 'position verticale sans isolant thermique' et 'position verticale avec isolant thermique', nous remarquons que la présence de l'isolant thermique ne provoque qu'une légère élévation de température des modules qui est de l'ordre de 3°C comparativement à la situation où les modules sont à l'air libre. Ceci induit une diminution du rendement des modules c-Si

et p-Si respectivement de 0.07 % et 0.1 %. Concernant le module a-Si, il présente un rendement à peu près stable autour d'une valeur de l'ordre de 4.50 %. Les ratio de performance restent quant à eux inchangés compte tenu du fait que la comparaison est effectué pour des journées de même type, c'est-à-dire à ciel clair.

5. CONCLUSION

Il est admis que des modules issus de différentes technologies PV, ont un comportement différent selon les saisons. Ces différences étant principalement dues aux variations de la composante spectrale, aux conditions climatiques, au type d'installation, etc. C'est dans le but de comprendre l'incidence de ces différents paramètres et d'en évaluer les conséquences sur la production énergétique que nous avons mené cette étude comparative sur des modules PV en silicium de différentes technologies qui étaient les seuls disponibles à notre niveau au moment des essais.

Les résultats obtenus ont révélé que les modules en silicium monocristallin et polycristallin sont dans la plupart des cas, compte tenu de leur rendement, les plus performants. Toutefois, dans des conditions météorologiques défavorables, par temps nuageux par exemple, les modules en silicium amorphe apparaissent comme étant les plus performants favorisés par la composante importante du rayonnement diffus.

Les mesures effectuées ayant porté sur une période relativement courte (deux mois), elles ne nous permettent pas de tirer d'enseignements significatifs. Il nous paraît indispensable de conduire une campagne de mesures sur au moins une année en incluant d'autres types de modules PV couches minces (micromorphe, CdTe, CIGS, ...) pour que l'analyse soit complète.

La comparaison portera sur le rendement, le PR mais aussi sur l'énergie cumulée produite sur une année. Ceci permettra d'évaluer de manière globale les performances des différents types de modules et constituera une aide à la décision pour déterminer pour quel site et pour quelles conditions climatiques un module d'une technologie donnée est le plus adapté.

NOMENCLATURE

P : Puissance maximale produite par le module, W	G_{STC} : Irradiation sous conditions STC (1000W/m ²)
G : Irradiation incidente, W/m ²	P_{pm} : Puissance crête
S : Surface du module, m ²	V_{pm} : Tension, point de puissance maximale
Eff : Energie produite, Wh	I_{pm} : Courant, point de puissance maximale
P_c : Puissance du module, sous STC	V_{oc} : Tension en circuit ouvert, V
H : Irradiation incidente, Wh/m ²	I_{sc} : Courant de court-circuit, A

REFERENCES

- [1] Document, 'Programme National pour les Energies Renouvelables et l'Efficacité Energétique', Ministère de l'Energie et des Mines, Edition SATINFO, Mars 2011
- [2] B. Burger, K. Kiefer, C. Kost and S. Nold, 'Photovoltaics Report', Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems. Freiburg, 2012.

- [3] A. Falk, C. Dürschner and K. Remmers, '*Photovoltaics for Professionals*', Solarpraxis AG, Berlin, 2007.
- [4] C. Protogeropoulos, I. Klonaris, C. Petrocheilos, I. Charitos and I. Martinac, '*Performance Evaluation of Different PV Module Technologies in a Grid-Connected Pilot Project in Greece*', In Proceedings of 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp. 4601 – 4606, , Valencia, Spain, 6-10 September 2010.
- [5] C.N. Jardine, G.J. Conibeer and K. Lane, '*PV- Compare: Direct Comparison of Eleven PV Technologies at Two Locations in Northern and Southern Europe*', In proceedings of 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, Oct. 21-26, 2001.
- [6] M. Abdelkader, A. Al-Salaymeh, Z. Al-Hamamre and F. Sharaf, '*A comparative Analysis of the Performance of Monocrystalline and Multi-crystalline PV Cells in Semi Arid Climate Conditions: the Case of Jordan*', Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering, JJMIE, Vol. 4, N°5, pp. 543 - 552, 2010.
- [7] A. Colli, W. Sparber, M. Armani, B. Kofler and L. Maturi, '*Performance Monitoring of Different PV Technologies at a PV Field in Northern Italy*', In Proceedings of 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp. 4344 – 4349, 6-10 September 2010, Valencia, Spain.
- [8] C. Cornaro and D. Mussela, '*Performance Analysis of PV Modules of Various Technologies After More Than one Year of Outdoor Exposure in Rome*', In Proceedings of the III International Conference on Applied Energy, ICAE2011, Perugia, 2011.
- [9] A.J. Carr, T.L. Pryor. '*A Comparison of the Performance of Different PV Module Types in Temperate Climates*', Solar Energy, Vol. 76, N°1-3, pp. 285 – 294, 2004.
- [10] M.A. Munoz-Garcia, O. Marin, M.C. Alonso-Garcia and F. Chenlo, '*Characterization of Thin Film PV Modules under Standard Test Conditions: Results of Indoor and Outdoor Measurements and the Effects of Sunlight Exposure*', Solar Energy, Vol. 86, N°10, pp. 3049 – 3056, 2012.
- [11] A. Ricaud, '*Photopiles Solaires: De la Physique de la Conversion Photovoltaïque aux Filières, Matériaux et Procédés*', Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, Première Edition, 1997.
- [12] D. Lincot, '*La Conversion Photovoltaïque de l'Energie Solaire*', Découverte N°344-345, Janvier - Février 2007.
- [13] Conductivité et Résistance Thermique des Isolants,
<http://www.labrivert58.fr/SWaP/DOC/conducte.pdf>