



A XI-a Conferință Națională multidisciplinară – cu participare internațională,
"Profesorul Dorin PAVEL – fondatorul hidroenergeticii românești",
SEBEȘ, 2011

OUTIL DE DECISION D'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE AU SOL

Régis VIAUD, Bélahcène MAZARI, Khalil KASSMI, Farid BAGUI

INSTRUMENT DE DECIZIE PENTRU IMPLANTAREA UNEI CENTRALE FOTOVOLTAICE PE SOL

Obiectul acestui studiu este de a evalua influența adăugării de trackere solare la consolidarea sistemelor fotovoltaice. Studiile teoretice arată că trackerul poate crește performanța unei flote cu aproximativ 30 la 40 %. Cu toate acestea, această tehnologie duce la alte constrângeri, cum ar fi creșterea în spațiului la sol. O alternativă este de a compensa această pierdere prin adăugarea unui sistem de variație sezonieră a înclinării. Acesta poate avea o pantă diferită, de vară și de iarnă, pentru a maximiza producția și a permite o creștere de la 5 la 10 % a producției.

Cuvinte cheie: fotovoltaic, concepție, dimensionare, centrale la sol

DECISIONNEL TOOL FOR ONSHORE SOLAR POWER PLANT

The subject of this study is to assess the influence of the addition of solar trackers in the enhancement of photovoltaic systems. Theoretical studies show that tracker can increase the performance of a fleet of about 30 to 40 %. However, this technology leads to other constraints such as the increase in floor space. An alternative is to compensate this loss by adding a system of seasonal variation of inclination. This, can have a different slope in summer and winter to maximize production and allow an increase of 5 to 10 % of production.

Keywords: photovoltaic, design, sizing, ground stations

Mots clés: Photovoltaïque, conception, dimensionnement, centrale au sol

1. Introduction

Aujourd'hui les centrales photovoltaïques au sol doivent être conçues de façons à optimiser la production tout en limitant au maximum le coût des composants, de l'installation et de la maintenance. Il faut également que la centrale impacte au minimum l'écosystème dans lequel elle est installée et cela durant toute sa durée de vie. Cette période comprend l'installation, les 20 années de production et le démantèlement. Ainsi la conception d'une centrale, qui est le cœur de notre étude, est la base sur la faisabilité financière du projet et l'amélioration de sa performance énergétique.

Le domaine du solaire photovoltaïque étant en fort développement depuis quelques années il existe de nombreuses technologies, notamment pour les panneaux ou pour les structures d'intégration. Chaque technologie présente des avantages et des faiblesses en fonction de différents éléments tels que l'ensoleillement du site, ses caractéristiques géologiques. Dans le cas des appels à projet, les bureaux d'études sont généralement confrontés aux problématiques liés aux choix technologiques en fonction des implantations. Ces interrogations représentent l'objet de nos recherches avec l'objectif de pouvoir proposer la solution technique la plus adaptée et la plus performante tout en optimisant les retours sur investissement.

Dans cet article, nous présenterons les différentes technologies de panneaux (Mono et Poly cristallins, couches minces CdTe, couches minces CIGS), les différentes structures de montages possibles (fixes ou avec suiveur), les onduleurs utilisés (décentralisés ou non) ainsi que tout les autres éléments nécessaires à la réalisation d'une centrale solaire au sol. Une analyse comparative sera présentée. Ce travail servira comme outil de décision pour ingénieurs chargé de la conception d'une centrale au sol. Il permettra de donner les indicateurs et les paramètres nécessaires au dimensionnement d'une centrale solaire photovoltaïque de grande puissance.

2. Résultats et discussions

Une centrale photovoltaïque au sol d'une puissance de 1MW présente en pratique une emprise au sol de 2 A 3 hectares, compte tenu des espaces séparant les panneaux et des différentes voies, aires et structures techniques associées a l'installation. L'optimisation de cette technologie par la recherche de nouveaux procédés photovoltaïques fait toujours l'objet de plusieurs recherches. Il existe

plusieurs technologies pour conception des panneaux PV comme le montre la Figure 1.

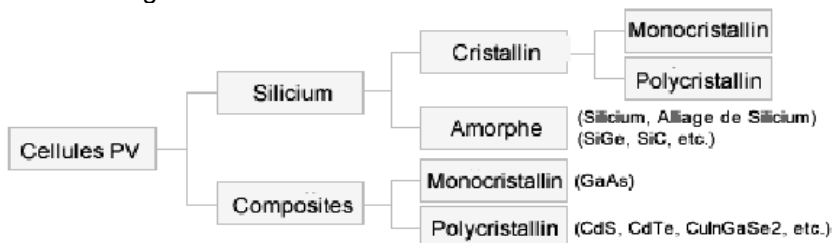


Figure 1 Les différentes technologies PV

La méthode de production basée sur les wafers de silicium est très énergétivore et donc très chère. Elle nécessite par ailleurs un silicium d'une grande pureté. On différencie également les cellules à base de silicium monocristallin et poly cristallin. Ces dernières ont un rendement inférieur par rapport aux premières, mais ont un coût de fabrication moins élevé. La technologie la plus utilisée de nos jours, le silicium cristallin, a une part de marche de l'ordre de 90 %. Elle permet d'atteindre des rendements de 12 à 18 %. Dans la filière des couches minces, deux options se détachent nettement depuis quelques années par leurs performances et leur simplicité de mise en œuvre : la filière CdTe et la filière CIS-CIGS (CuInGaSe₂). La production de ce type de cellules est moins coûteuse que la première génération puisqu'elle consomme moins de matériau semi-conducteur et ne nécessite pas de passer par l'étape de transformation du silicium en "wafers". Le problème des cellules de seconde génération est le rendement moindre de ce type de cellules (6-7 % et 14 % en labo) et la toxicité de certains éléments (cadmium) pour leur fabrication. Cependant, cette seconde génération a beaucoup d'avantages comme les applications en modules flexibles, avec de faibles illuminations ou avec des températures élevées. Le diséléniure de cuivre Indium (CIS) qui est au stade de la production industrielle et offre un rendement de 10 à 12 % pour ses modules commerciaux ne présente pas les problèmes de toxicité du cadmium. Les réductions de coût attendues à moyen terme pour cette technologie sont donc très prometteuses.

Du fait des degrés d'efficacité distincts entre la technologie cristalline et la technique à couches minces, il faut une surface un peu plus grande pour la même puissance, lors de l'installation de panneaux à couches minces. Mais cela n'a de pertinence pour les exploitants et les investisseurs que si on dispose d'une surface limitée et/ou si la

surface est facteur de coûts. Sur un kilowatt PIC calculé, les coûts d'investissement des panneaux à couches minces sont comparativement plus faibles. De plus la technologie des couches est moins sensible à l'ombrage et aux variations de température, tout en ayant moins de perte de production à température que la technologie cristalline.

Dans le cadre de l'amélioration des performances des systèmes PV plusieurs alternatives peuvent être envisagées. Des recherches ont été menées par l'équipe LEPAS [1, 2] pour améliorer la régulation du système en utilisant par exemple la MPPT. D'autres méthodes consistent à coupler des panneaux PV avec d'autres technologies de conversion d'énergie renouvelables [3-5]. Dans le cadre de cette étude nous avons réalisé des simulations pour évaluer l'impact des méthodes de poursuite. Une étude récente a été publiée pour proposer un algorithme de poursuite [6]. Cette algorithme permet de d'optimiser l'angle d'incidence et à montrer une augmentation des performances de la centrale PV. Pour utiliser ces techniques de poursuite On utilise principalement deux types d'ancrage :

- Sur plots en béton, soit en surface, ou enfouis dans le sol
- Soit sur pieux frappés ou vis spécifiques, adaptées aux types de sol et définies suite à l'étude géotechnique.

Il faut en général compter un taux d'imperméabilisation inférieur à 5 % de la surface totale d'une installation photovoltaïque. Dans le cas d'une fondation sur pieux, le taux d'imperméabilisation est inférieur à 2 % et est déterminé presque exclusivement par la surface au sol du bâtiment d'exploitation. Dans le cas d'une fondation flottante (en béton), le taux d'imperméabilisation (bâtiment d'exploitation compris) est inférieur à 5 %. Un autre avantage des vis ou pieux est le démontage, rapide et facile au bout des vingt ans. Ce qui permet de recycler la matière mais également de laisser le terrain intact. Concernant les fixations, ils existent deux grands types de structures permettant le montage des panneaux solaires, fixes ou avec Trackers. Les structures fixes nécessitent le moins de maintenance en raison de l'absence de moteurs et de dispositifs pivotants. Les panneaux équipés de Trackers ont l'avantage de permettre une orientation optimale permanente. Les différentes études menées ont montré que le système de "Trackers" permet d'augmenter considérablement le rendement de l'installation. Cependant, les coûts d'investissement et de maintenance sont nettement plus élevés, et les contraintes d'éloignements plus importantes entre les appareils ne permettent pas une production plus conséquente à surface d'emprise du parc égale. Cette emprise au sol

est d'environ 5 ha pour 1 MW en "Trackers" contre 3 ha en installations fixes. Afin d'évaluer l'impact des Trackers sur la performance du système, nous avons réalisé une étude comparative en utilisant l'outil PVSYST. Les caractéristiques des panneaux sont données dans le Tableau 1.

Module PV	Si-mono	Modèle	SET240M / MS		
		Fabricant	Sillia ,nergie		
Nombre de modules PV		En série	20 modules	En parallèle	3 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	60	Puissance unitaire	240 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	14 kWc	Aux cond. de fonct.	13 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	544 V	I mpp	23 A
Surface totale		Surface modules	100.0 m²	Surface cellule	87.6 m²

Tableau 1 : Caractéristiques du champ de capteurs

Pour les panneaux en structure fixe, l'inclinaison est de 30°. Pour la structure avec suiveur, l'inclinaison varie entre 10 et 80°. De même que l'azimut peut varier entre -80° et 80°. Afin d'évaluer les pertes les paramètres suivants ont été utilisés:

Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
=> Tempér. de fonct. nominale (G=800 W/m², Tamb=20°C, Vit. vent = 1m/s.)			NOCT	56 °C
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	391 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	1.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	2.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	$1 - bo (1/\cos i - 1)$	Paramètre bo	0.05

Tableau 2 : Facteurs de perte du champ PV

Les deux simulations, dont les résultats ont été présentés sur les graphiques 2 et 3, ont été réalisées dans les mêmes conditions et pour le même site géographique. Les graphiques montrent l'énergie utile produite par chaque installation ainsi que les pertes.

Tableau 3: Comparaison entre centrale avec panneaux fixes et avec Tracker.

Nous constatons que pour un champ fixe la puissance injectée dans le réseau sur une année avoisine 20 MWh ce qui représente environ 7 MWh de différence par rapport à un système muni de Trackers.

En effet, cette différence est liée aux flux solaire effectif capturé par les capteurs comme le montre les figures 4 et 5 qui représentent les diagrammes de pertes.

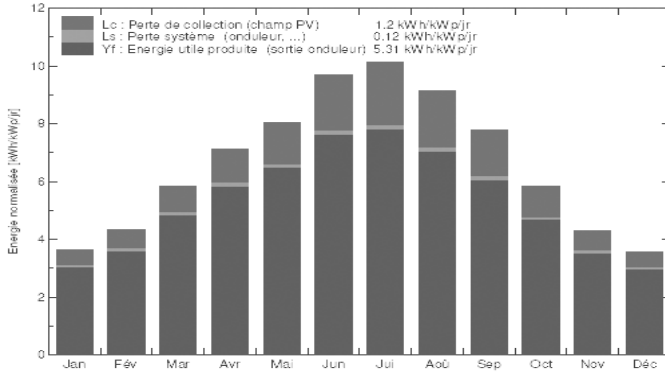


Figure 2 Production normalisée par kWp installée, puissance nominale 14 kWc pour une installation avec double Tracker

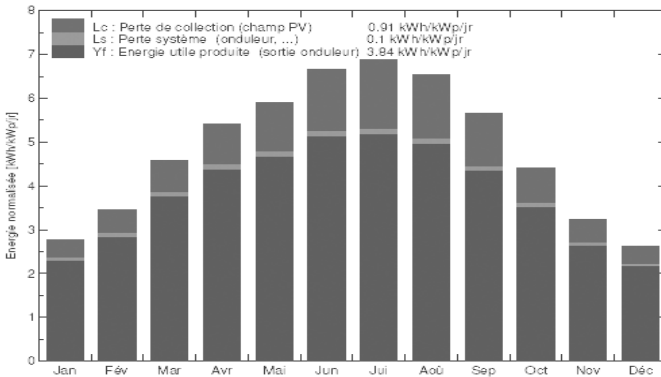


Figure 3 Production normalisée par kWp installée, puissance nominale 14 kWc, pour une installation plan fixe

Tableau 3

	Irradiation globale horizontale kWh/m ²	Température ambiante (°C)	Global incident plan capteurs kWh/m ²	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages kWh/m ²	Energie effective sortie champ (kWh)	Energie injectée dans le réseau (kWh)	Efficacité Eout champ / surf. Brute (%)	Efficacité Eout système / surf. brute (%)
Plan fixe	1556	14.8	1770	1715	20684	20174	11.7	11.4
Trackers	1556	14.8	2421	2391	28554	27908	11.8	11.5

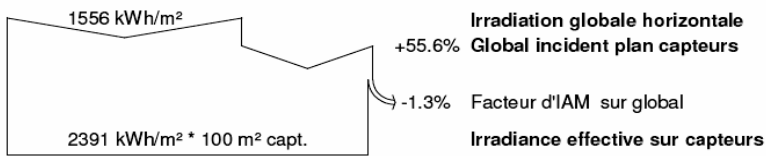


Figure 4 Diagramme des pertes sur une année entière, installation double Tracker

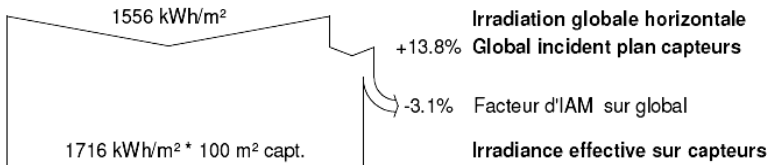


Figure 5 Diagramme des pertes sur une année entière, installation fixe

Ces simulations confirment que le rendement des installations photovoltaïques peut être amélioré considérablement, 38 % dans le cadre de cette étude. Les pertes liées à l'installation sont comparables pour les deux systèmes. Il demeure plusieurs contraintes freinant l'augmentation de la performance de ces procédés d'énergies renouvelables telles que l'effet de la température.

Cependant, une centrale d'une puissance 4.2 MW, peut être réalisée à partir de panneaux de 225 W sur seulement 3 Ha du terrain qui en comporte 9 et permet d'éviter le rejet de 2800 t de CO₂ par an.

3. Conclusion

- Cette étude a montré que l'ajout de suiveurs Tracker peut augmenter le rendement d'un parc d'environ 30 à 40 %. Cependant cette technologie induit d'autres contraintes telles que l'augmentation de la surface au sol.

- Une alternative consiste à compenser cette perte par l'ajout d'un système de variation d'inclinaison saisonnier. Ce système, manuel ou non, permet d'avoir une inclinaison différente l'été et l'hiver afin de maximiser la production et permettre une augmentation de 5 à 10 % de la production.

- Des études sont actuellement en cours pour valider ces différentes simulations pas des résultats expérimentaux.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] El Ouariachi, M., Mrabti, T., Tidhaf, Ka., Kassmi, F., Bagui, Kassmi, *Regulation of electric power provided by photovoltaic panels systems*. Multimedia Computing and Systems, ICMCS '09, pag. 454–459, IEEE Digital Object Identifier 10.1109/MCS.2009.5256654, 2009.
- [2] Mrabti, T., El Ouariachi, M., Kassmi, F., Olivié, F., BaguiF., *Amélioration du fonctionnement des systèmes photovoltaïques suite aux brusques variations des conditions météorologiques et de la charge*, Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°1, pag. 107–117, 2008.
- [3] Salwan, S., Dhrab, K., Sopian, *Electricity generation of hybrid PV/wind systems in Iraq*, Renewable Energy, Volume 35, Issue 6, June 2010, pag. 1303-1307, 2010.
- [4] Shahsavar, A., Ameri, M., *Experimental investigation and modeling of a direct-coupled PV/T air collector*, Solar Energy, Volume 84, Issue 11, November 2010, pag. 1938-1958, 2010.
- [5] Zakharchenko, R., Licea-Jiménez, L., Pérez-García, S.A., Vorobiev, P., Dehesa-Carrasco, U., Pérez-Robles, J.F., González-Hernández, J., Vorobiev, Yu., *Photovoltaic solar panel for a hybrid PV/thermal system*, Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 82, Issues 1-2, 1 May 2004, pag. 253-261, 2004.
- [6] Raghuram Ranganathan, Wasfy Mikhael, Nasser Kutkut, Issa Batarseh, *Adaptive sun tracking algorithm for incident energy maximization and efficiency improvement of PV panels*, Renewable Energy, In Press, Corrected Proof, Available online, 9 July 2010.

Ing. Régis VIAUD

Entreprise FORCLUM Haute Normandie, Evreux, France

e-mail: rgsviaud@gmail.com

Prof. Dr. Bélahcène MAZARI

Laboratoire IRISE, Ecole d'ingénieurs CESI, centre de Rouen

e-mail: bmazari@cesi.fr

Prof. Dr. Farid BAGUI

Laboratoire IRISE, Ecole d'ingénieurs CESI, centre de Rouen

e-mail: fbagui@cesi.fr

Prof. Dr. Khalil KASSMI

Laboratoire LETAS, Oujda, Maroc, Université Mohamed Premier, ENSA

e-mail: khkassmi@yahoo.fr