

DETERMINATION DES INCLINAISONS OPTIMALES DES CAPTEURS PHOTOVOLTAIQUES POUR LA VILLE DE GABES (TUNISIE)

R.F. Mechlouch*, A. Mahjoubi et A. Ben Brahim
ENIG, Rue Omar Ibn Elkhatab, 6029 Zrig, Gabès - Tunisie
mechlouch@yahoo.fr

RESUME. – Suite à une revue des principaux travaux effectués sur les capteurs photovoltaïques et les modèles solaires, nous avons procédé au choix d'un modèle d'ensoleillement pour la prédiction de la densité du flux solaire global de la ville de Gabès (Tunisie). Une fois choisi le modèle EUFRAT d'ensoleillement, ont été déterminées les inclinaisons optimales que peuvent prendre les capteurs photovoltaïques, pour une bonne captation de l'énergie solaire, dans cette ville. Ces inclinaisons optimales ont été traduites par une relation les reliant au quantième du jour de l'année.

NOMENCLATURE

a	albédo du sol	
AM	masse atmosphérique traversée	
Al	altitude du lieu	(km)
C_p	le facteur de conversion de la fraction isotrope	
CC	coefficient de correction de temps	
D_h	rayonnement diffus reçu par le plan horizontal	(W/m ²)
D_i	rayonnement diffus reçu par un plan incliné	(W/m ²)
G_h	densité du flux solaire global corrigé reçu par un plan horizontal	(W/m ²)
G_i	densité du flux solaire global reçu par un plan d'inclinaison i	(W/m ²)
h	hauteur du soleil	(°)
i	angle d'inclinaison du capteur	(°)
i_{op}	angle optimal	(°)
I_n	rayonnement direct-normal	(W/m ²)
I_d	rayonnement direct corrigé	(W/m ²)
q	quantième du jour à partir du premier Janvier.	

Lettres grecs

α	coefficient de correction de distance terre-soleil	(%)
β	coefficient de trouble	
β_a	coefficient d'Angström	
θ_i	angle d'incidence	(°)
φ	latitude du lieu	(°)
ψ	azimut	(°)
ω_s	hauteur d'eau condensable	
δ	déclinaison	(°)
ω	angle horaire	(°)

Indices

h	horizontal
i	inclinaison

1. INTRODUCTION

Pour montrer la rentabilité et la faisabilité des systèmes photovoltaïques, plusieurs travaux ont été menés. Ces travaux ont concerné le pompage d'eau [1-4], les systèmes hybrides [5-8], le dessalement d'eau [9]. D'autres applications ont été aussi faites sur la réfrigération, le conditionnement d'air [10-11] et la production d'hydrogène [12]. Des études comparatives sont faites entre la rentabilité d'un système PV et d'un générateur diesel [13] ou bien un système PV et une turbine à gaz [14]. Le système PV a été aussi étudié pour son utilisation domestique [15]. La tension d'un panneau photovoltaïque est liée à l'éclairement, la température du panneau et à son état (propreté, vieillissement ...). Nous procédons dans cet article à une optimisation de la puissance du capteur en fonction de l'angle de captation.

2. CALCUL DE LA PUISSANCE ELECTRIQUE PRODUITE PAR UN CAPTEUR PHOTOVOLTAIQUE EN FONCTION DE L'ANGLE DE CAPTATION

2.1 Modèle de calcul de la densité du flux solaire global de la ville de gabès.

Disposant des données météorologiques de l'année 2001 pour la ville de Gabès nous avons utilisé le modèle EUFRAT [16] pour calculer la densité du flux solaire pour cette ville à **Midi Solaire Vrai** (flux maximal).

Ce modèle est basé sur la synthèse de divers travaux, en particulier ceux de Brichambant, Kasten et Hay [17]. Pour le calcul des éclairagements énergétiques ce modèle fait appel au trouble atmosphérique à travers le facteur de trouble de Linke, β .

Ce facteur est estimé localement grâce à la formule [17]:

$$\beta = 1,6 + 16 \cdot \beta_a + 0,5 \cdot \ln(P) \quad (1)$$

Dans laquelle P est la pression de vapeur d'eau et β_a un coefficient dit, Angström fonction des conditions opératoires. Les valeurs que peut prendre β_a sont récapitulées dans le tableau 1.

Tableau 1 : valeurs du coefficient β_a [17]

Type de ciel clair	β_a
Bleu profond	0,02
Bleu pur	0,05
Bleu clair	0,1
Bleu laiteux	0,2
Blanchâtre	0,5

Les procédures ainsi que les équations nécessaires au calcul de la densité du flux solaire global de la ville de Gabès sont présentées comme suivant:

Le modèle nécessite le calcul de :

- la déclinaison:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(360 \cdot \left(\frac{284 + q}{365}\right)\right) \quad (2)$$

- temps solaire vrai :

$$TSV = TU + CC \quad (3)$$

- l'angle horaire:

$$\omega = 15.(12 - TSV) \quad (4)$$

- la hauteur du soleil:

$$\sinh = \sin \varphi . \sin \delta + \cos \varphi . \cos \delta . \cos \omega \quad (5)$$

- coefficient de correction de distance terre-soleil:

$$\alpha = 1 + 0,034 . \cos \left(\frac{360 . q}{365} \right) \quad (6)$$

- la masse atmosphérique traversée:

$$AM = \frac{(1 - 0,1.AI)}{\sinh} \quad (7)$$

- la densité du rayonnement direct en incidence normale:

$$I_n = I_0 . \alpha \exp \left(\frac{- AM . \beta}{0,9 . AM + 9,4} \right) \quad (8)$$

- la densité du rayonnement global horizontal:

$$G_h = \alpha . (1270 - 56 . \beta) . (\sinh)^{\frac{\beta+36}{33}} \quad (9)$$

Outre les équations utilisées pour le calcul de la densité du flux solaire de la ville de Gabès viennent s'ajouter les équations suivantes nécessaires au calcul du flux en fonction de l'angle de captation :

- rayonnement diffus horizontal :

$$D_h = G_h - I_n . \sinh \quad (10)$$

Pour déterminer les composantes sur plan incliné on utilise les équations suivantes:

- Facteur de conversion de la fraction isotrope :

$$C_p = \frac{1 - \cos i}{2} \quad (11)$$

- l'azimut :

$$\sin \psi = \frac{\cos \delta . \sin \omega}{\cosh} \quad (12)$$

- l'angle d'incidence:

$$\theta_i = \cosh \cdot \sin i \cdot \cos \psi + \sinh \cdot \cos i \quad (13)$$

- rayonnement diffus sur un plan incliné :

$$D_i = D_h \cdot \left[C_p \cdot F_2 + \frac{(1 - F_2) \cdot \theta_i}{\sinh} \right] \quad (14)$$

Avec:

$$F_2 = 1 - \frac{I_n}{\alpha \cdot I_0} \quad (15)$$

- rayonnement global sur un plan incliné (G_i) :

$$G_i = I_n \cdot \cos \theta_i + D_i + a \cdot G_h \cdot \left(\frac{1 - \cos i}{2} \right) \quad (16)$$

Où a : albédo du sol

2.2 Calcul de la puissance électrique fournie par le capteur photovoltaïque en fonction de l'angle de captation.

Dans notre calcul de puissance on suppose un capteur PV qui fonctionne dans ses conditions optimales avec un rendement de 15%.

Pour chaque jour q de l'année et à MSV, on calcule la puissance électrique fournie par le capteur PV pour des angles d'inclinaison du capteur de 0° à 90° , ce qui permet de déterminer l'angle optimal.

Pour illustration nous avons reporté les variations de la puissance électrique d'un capteur PV, sur les figures 1 à 6 pour des jours des mois de janvier, mars, mai, juillet, septembre et novembre de l'année 2001.

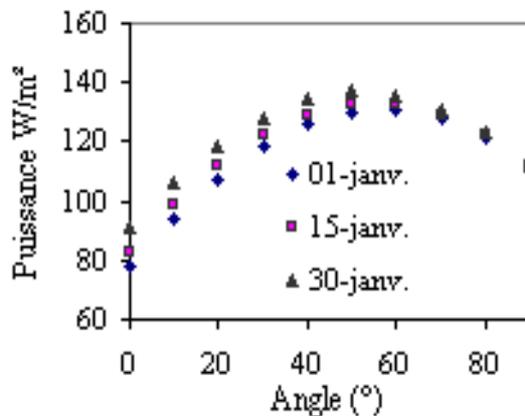


Figure 1. Variation de la puissance électrique d'un capteur PV en fonction de l'inclinaison pour trois jours du mois de janvier.

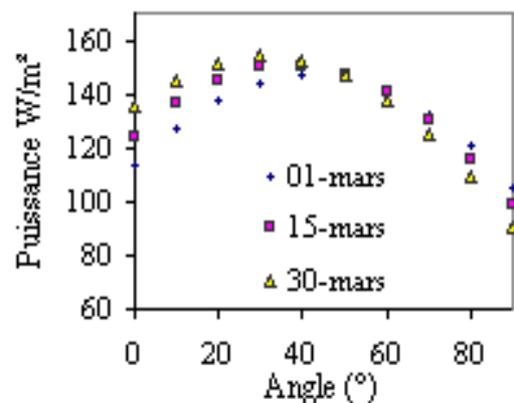


Figure 2. Variation de la puissance électrique d'un capteur PV en fonction de l'inclinaison pour trois jours du mois de mars.

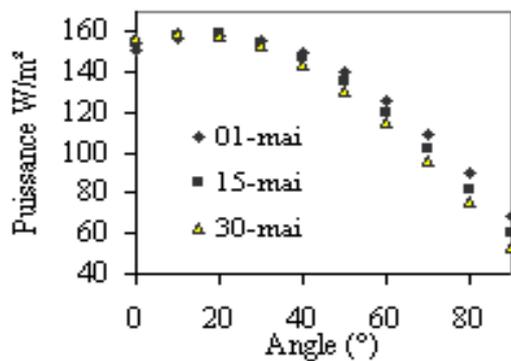


Figure 3. Variation de la puissance électrique d'un capteur PV en fonction de l'inclinaison pour trois jours du mois de mai.

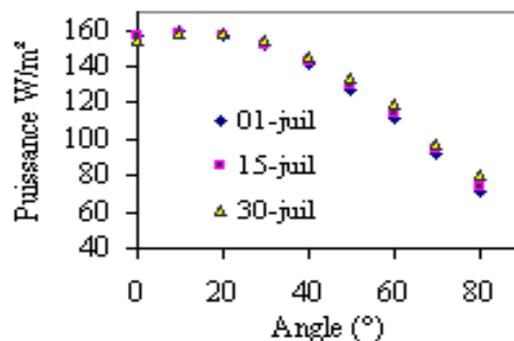


Figure 4. Variation de la puissance électrique d'un capteur PV en fonction de l'inclinaison pour trois jours du mois de juillet.

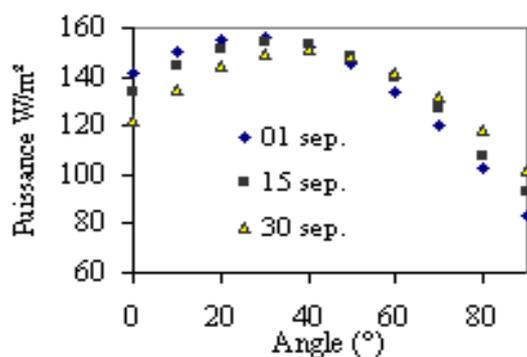


Figure 5. Variation de la puissance électrique d'un capteur PV en fonction de l'inclinaison pour trois jours du mois de septembre.

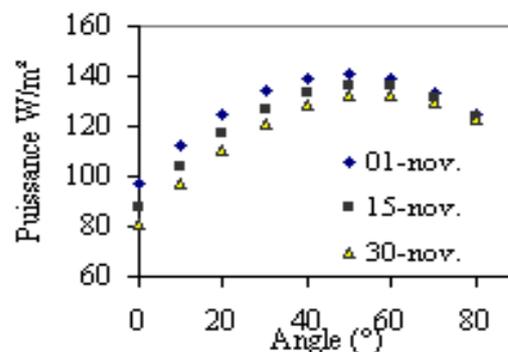


Figure 6. Variation de la puissance électrique d'un capteur PV en fonction de l'inclinaison pour trois jours du mois de novembre.

3-DETERMINATION DE L'ANGLE DE CAPTATION OPTIMAL POUR UN CAPTEUR PHOTOVOLTAIQUE.

L'ensemble des résultats obtenus nous ont permis de tracer la figure (7) relative à la variation de l'angle optimal ($i_{op}(°)$) pour tous les jours de l'année.

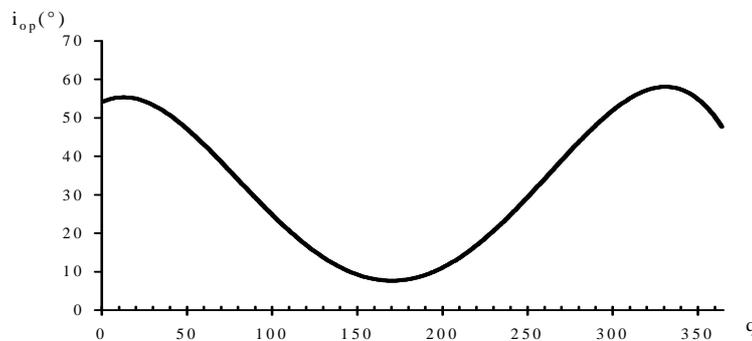


Figure 7: variation de l'angle d'inclinaison optimal en fonction du quantième du jour de l'année

Remarque

Les jours sont comptés à partir du mois de janvier.

L'analyse de cette figure montre que l'angle optimal diminue dans un premier temps en fonction du quantième du jour de l'année, passe par un minimum en été puis augmente jusqu'à la fin de l'année.

Cette variation a été traduite par la relation

$$i_{op} = 18.10^{-4} \cdot q^2 - 0,6112 \cdot q + 66,984 \quad (17)$$

Avec:

i_{op} : angle optimal

q : numéro du jour de l'année

A l'aide de la relation sus-établie ont été déterminé les angles optimaux pour tous les mois de l'année. Les valeurs numériques de ces angles sont reportées dans le tableau 4.

Tableau 4: Angle optimal moyen pour les différentes saisons de l'année.

Saison	Angle optimal (°)
Automne	43
Hiver	53
Printemps	25
Eté	11

Du fait que les capteurs utilisés dans les installations à conversion thermique ont, généralement, des inclinaisons fixes, il est nécessaire donc de connaître la valeur optimale moyenne annuelle de l'angle d'inclinaison. Pour cela et par simple calcul un angle moyen de 33° a été obtenu pour la ville de Gabès.

4- CONCLUSION

Dans ce travail ont été présentés des travaux effectués sur les capteurs PV, par suite le modèle EUFRAT a été utilisé pour le calcul du flux solaire global pour la ville de Gabès. En utilisant les valeurs du flux solaire global calculées on a déterminé la puissance électrique fournie par un capteur PV en fonction de l'angle de captation. Ce qui a permis de déterminer les valeurs numériques des inclinaisons optimales que doit prendre un capteur PV pour produire le maximum d'énergie. Ces valeurs d'inclinaison optimales ont été traduites par une relation les reliant au quantième du jour. Les corrélations trouvées fournissent une estimation de l'angle optimal d'un capteur photovoltaïque pour des applications au cours des différentes périodes de l'année.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. L. Narvarte, E. Lorenzo, M. Aandan. PV pumping on purification systems in Morocco. FIER 2002, Tétouan, Maroc.

2. Viorel Badescu. Dynamic model of complex system including PV cells, electric battery, electrical motor and water pump. *Energy* 28 (2003) 1165-1181.
3. Viorel Badescu. Time dependent model of a complex PV water pumping system. *Renewable Energy* 28 (2003) 543-560.
4. M. A. Hammad. Characteristics of solar water pumping in Jordan. *Energy* 24 (1999) 85-92.
5. M. Kolhe, K. Agbossou, J. Hamelin, T. K. Bose. Analytical model for predicting the performance of photovoltaic array coupled with a wind turbine in a stand-alone renewable energy system based on hydrogen. *Renewable Energy* 28 (2003) 727-742.
6. M. A. Elhadidy, S. M. Shaahid. Promoting applications of hybrid (wind + photovoltaic + diesel + battery) power systems in hot regions. *Renewable Energy* 29 (2003) 517-528.
7. B. Wichert, M. Dymond, W. Lawrance, T. Friese. Development of a test facility for photovoltaic-diesel hybrid energy systems. *Renewable Energy* 22 (2001) 311-319.
8. B. Ai, H. Yang, H. Shen, X. Liao. Computer-aided design of PV/Wind hybrid system. *Renewable Energy* 28 (2003) 1491-1512.
9. Bryce S. Richards, Andrea I. Schäfer. Photovoltaic-powered desalination system for remote Australian communities. *Renewable Energy* 28 (2003) 2013-2022.
10. Adnene Cherif, Ahmed Dhouib. Dynamic modelling and simulation of a photovoltaic refrigeration plant. *Renewable Energy* 26 (2002) 143-153.
11. Bassem A. Jubran, Hilal A. Al-Hinai, Youssef H. Zurigat, Sami Al-Salti. Feasibility of using various photovoltaic systems for window-type air-conditioning units under hot-arid climates. *Renewable Energy* 28 (2003) 1545-1553.
12. M. Santarelli, S. Macagno. Hydrogen as an energy carrier in stand-alone applications based on PV and PV-micro-hydro systems. *Energy* 29 (2004) 1159-1182.
13. M.M.H. Bhuiyan, M. Ali Asgar, R.K. Mazumber, M. Hussain. Economic evaluation of a Stand-alone residential photovoltaic power system in Bangladesh. *Ren. En.* 21(2000) 403-410.
14. A. Hamid Marafia. Feasibility study of photovoltaic technology in Qatar.
Etude comparative de la production d'électricité par une turbine à gaz et un capteur PV dans les conditions climatique de Qatar. *Ren. En.* 24 (2001) 565-567.
15. G. E. Amad. Photovoltaic-powered rural zone family house in Egypt. *Ren. En.* 26 (2002) 379-390.
16. C. Delorme et D. Mercier. Analyse statistique des processus météorologiques appliquée à l'énergie solaire. Edition du CNRS, France 1979.
17. B. Bourges. Climatic data hand book for Europe, p.285, édition Kluwer Dordrecht 1992.