



Méthode de Calcul pour l'Optimisation du Dimensionnement d'une Installation Photovoltaïque

N. Ghellai^{#1}, Z. Bouzid^{#2}

[#]Unité de Recherche des Matériaux et des Énergies Renouvelables, Université Abou Bekr Belkaid
B.P.: 119 Tlemcen 13000, Algérie

¹ na_ghellai@yahoo.fr

² bzd.zakaria@gmail.com

Résumé— Le développement de la conversion photovoltaïque pour les applications énergétiques nécessite encore la résolution de nombreux problèmes au niveau du dimensionnement. On a voulu examiner la question du dimensionnement du système photovoltaïque dans ses composantes principales : la surface de captation des panneaux et la capacité des accumulateurs. Notre objectif est de déterminer un dimensionnement optimal vis à vis des données météorologiques disponibles et des critères de sélection. Notre méthode de dimensionnement photovoltaïque est basée sur le concept de la fonction utilisabilité horaire. Nous l'avons appliqué à une localité de la wilaya de Tlemcen (ALGERIE).

Mots Clés— installation photovoltaïque, dimensionnement, optimisation, fonction utilisabilité horaire, énergie solaire.

I. INTRODUCTION

Dans les pays en voie de développement où l'infrastructure pour la distribution de l'énergie électrique n'est pas très développée, spécialement dans les zones rurales qui sont isolées et éloignées, la génération de l'énergie électrique grâce à des systèmes photovoltaïques est une option de plus en plus prometteuse.

L'objectif de notre travail est de déterminer un dimensionnement optimal vis à vis des données météorologiques disponibles et des critères de sélection choisis par l'utilisateur. En se basant sur l'évolution des performances des systèmes photovoltaïques, nous examinons la question de dimensionnement de ces systèmes dans deux de ses composantes principales : surface de captation et capacité des batteries, et nous appliquons cette méthode de dimensionnement optimal pour le site de Tlemcen.

La méthode utilisée nous permettra d'estimer les performances des systèmes photovoltaïques en utilisant des données météo journalières moyennes mensuelles et des paramètres de conception facilement mesurables.

Cette méthode ne pose pas beaucoup de restrictions en ce qui concerne la configuration du système ou la distribution de la charge dans le temps. Par conséquent, elle présente un large spectre d'application.

Parmi les systèmes photovoltaïques que nous pouvons envisager, le plus simple à étudier est celui pour lequel toute l'énergie produite est utilisée directement. Evans [1] a résolu

ce cas aussi bien par des méthodes de calcul que par des méthodes graphiques pour déterminer la puissance moyenne produite par le système photovoltaïque en tenant compte de la dépendance du rendement de la cellule en fonction de la température.

Le problème devient plus difficile quand l'installation produit de l'énergie en excès par rapport à la charge. En effet, dans ce cas qui est plus général, la seule connaissance de la quantité d'énergie disponible pour le stockage ne suffit pas puisqu'une part de cette énergie doit être dissipée quand la batterie d'accumulation est complètement chargée. Il faudra également estimer dans ce cas la fraction utile de l'énergie en excès.

Ce problème a été résolu par des graphiques permettant d'estimer la fonction de charge fournie par un système photovoltaïque avec n'importe quelle capacité d'accumulation. La précision de cette méthode est presque satisfaisante. Cependant, vu la précision du traitement numérique, une méthode d'analyse valable pour ce traitement est souhaitable.

Le but de notre travail est d'utiliser une telle méthode pour le dimensionnement optimal d'une installation photovoltaïque sur site isolé. Cette méthode est basée sur le concept d'utilisabilité horaire.

II. DIMENSIONNEMENT OPTIMAL DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

A. Fonction utilisabilité horaire

L'utilisabilité horaire, Φ , est la fraction de la radiation totale incidente sur une surface qui dépasse une valeur donnée qu'on appelle niveau critique.

La puissance fournie par un panneau photovoltaïque est une fonction linéaire de l'intensité de la radiation. Pour une charge donnée et pour une faible intensité de radiation, la puissance recueillie est inférieure à la charge, au fur et à mesure que l'intensité de la radiation augmente, le panneau photovoltaïque fournira une puissance électrique croissante. Il arrive un moment où la puissance recueillie égalera la charge. C'est justement à ce niveau là qu'on établira l'intensité critique de la radiation pour une installation photovoltaïque.



D'ici, découle la définition de la fonction utilisabilité horaire. Φ est la fraction de puissance produite en une heure qui dépasse la puissance de charge.

B. Modalités de calcul de la fonction utilisabilité horaire

La fonction utilisabilité horaire Φ calculée par D.R Clark est basée sur des données qui proviennent de mesures effectuées en 23 ans dans différentes localités afin de couvrir une large série d'indice de sérénité et plusieurs latitudes [2].

Les courbes de Φ par rapport à un taux critique X_c provenant des données atmosphériques à long terme étaient propres à une équation de la forme suivante:

$$\left\{ \begin{array}{ll} \phi = 0 & \text{si } X_c \geq X_m \\ \phi = \left(\frac{1-X_c}{X_m} \right) & \text{si } X_m = 2 \\ \phi = \left| a \right| - \sqrt{a^2 + (1+2a) \left(\frac{1-X_c}{X_m} \right)^2} & \text{si } X_c \leq X_m \end{array} \right. \quad (01)$$

Avec:

$$a = \frac{X_m - 1}{2 - X_m} \quad \text{et} \quad X_c = \frac{I_c}{I_\beta}$$

X_m étant le rapport entre l'intensité maximale à l'heure considérée sur une surface inclinée et la valeur moyenne [2].

$$X_m = 1.85 + 0.169 \frac{R}{k_h^2} - 0.0696 \frac{\cos \beta}{k_h^2} - 0.981 \frac{\bar{k}_h}{\cos^2 \delta} \quad (02)$$

Avec:

$$R = \frac{\bar{I}_\beta}{I_H} \quad (03)$$

et \bar{k}_h ainsi que δ sont, respectivement, l'indice de sérénité horaire et la déclinaison du soleil. β représente l'angle d'inclinaison du panneau photovoltaïque.

C. Définition des paramètres utilisés dans la méthode

Système sans batteries : panneaux photovoltaïques: L'énergie fournie par le panneau est donnée par la méthode de E. Cirillo [3]:

$$E(w) = A_c \eta(w) I_\beta(w) \quad (04)$$

A_c représente la surface effective du panneau et $\eta(w)$ le rendement horaire du panneau.

$I_\beta(w)$ est l'intensité de la radiation horaire moyenne mensuelle incidente sur le panneau.

L'intensité de la radiation critique horaire [3] est donnée par :

$$I_c(w) = \frac{L(w)}{A_c \eta(w)} \quad (05)$$

$L(w)$ est la demande de charge horaire.

Le surplus d'énergie [3] est donné par :

$$D_0(w) = \phi E(w) \quad (06)$$

L'énergie horaire envoyée directement à la charge $E_L(w)$ est :

$$E_L = E(w) - D_0(w) \quad (07)$$

Les valeurs horaires moyennes des énergies :

$$\bar{D}_0 = \frac{1}{24} \sum_i D_0(w_i) \quad (08)$$

\bar{D}_0 est le surplus horaire moyen d'énergie.

$$\bar{L} = \frac{1}{24} \sum_i L(w_i) \quad (09)$$

\bar{L} est la moyenne horaire de la demande de charge.

$$\bar{E}_L = \frac{1}{24} \sum_i E_L(w_i) \quad (10)$$

\bar{E}_L est la moyenne horaire de l'énergie envoyée directement à la charge.

Ainsi on pourra déterminer la fraction de charge f_0 satisfaite par les panneaux photovoltaïques sans recours aux batteries :

$$f_0 = \frac{\bar{E}_L}{\bar{L}} \quad (11)$$

Système complet : panneaux + batteries: Le surplus d'énergie D_0 représente l'énergie qui doit être dissipée ou emmagasinée.

Soit Δf_s la fonction de la charge de l'accumulation :

$$\Delta f_s = f - f_0 \quad (12)$$

Avec f qui est la fraction de charge du système et f_0 est la fraction de charge des panneaux.

Si tout l'excès d'énergie peut être emmagasiné:

$$\Delta f_s = \frac{\bar{D}_0}{\bar{L}} \quad (13)$$

Soit η_b le rendement des batteries. La limite supérieure de Δf_s est indiquée par d_0 avec :

$$d_0 = \eta_b \frac{\bar{D}_0}{\bar{L}} \quad (14)$$

L'équation de Δf_s [4] pour une capacité d'accumulation variable entre 0 et $2L_s$, avec L_s étant la demande de charge sur 24 heures, est :

$$\Delta f_s = \frac{1}{2A} \left\{ \frac{d_0 + \Delta f_{max}}{-\sqrt{(d_0 + \Delta f_{max})^2 - 4d_0 A \Delta f_{max}}} \right\} \quad (15)$$

Avec :

$$\Delta f_{max} = \min[1 - f_0, b_c] \quad \text{et} \quad b_c = \frac{\beta_c}{L_s}$$

β_c : capacité des batteries.

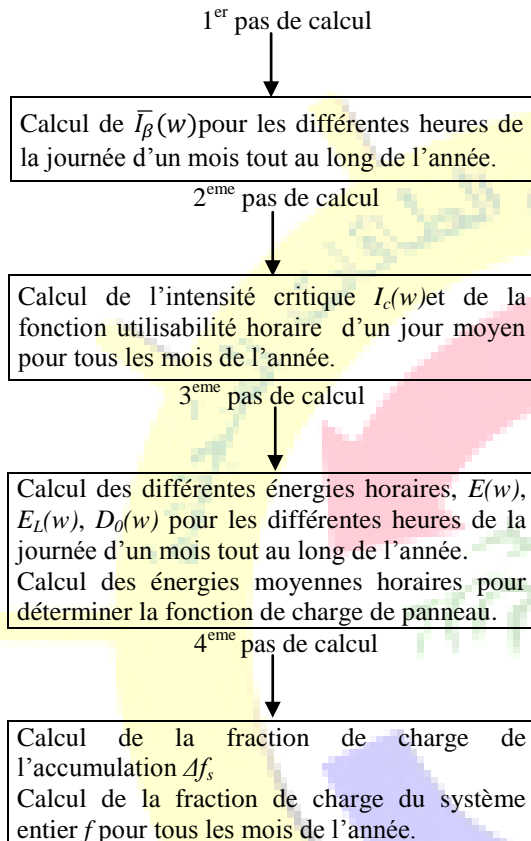


Le paramètre A_{est} déterminé par TRANSYS [5] :

$$A = 1.315 - 0.1059 \frac{f_0}{b_c} - \frac{0.1847}{\bar{k}_h} \quad (16)$$

III. APPLICATION DE LA METHODE DIMENSIONNEMENT
OPTIMAL POUR LE SITE DE TLEMCCEN

A. Organigramme de la méthode



B. Première étape de calcul

1) *Caractéristique du site* [6] : Les données météo sont :

\bar{H} : Radiation journalière moyenne donnée sur une surface horizontale.

\bar{H}_0 : Radiation journalière moyenne donnée hors atmosphère.

ω_s : Angle horaire du coucher de soleil et δ : Déclinaison solaire.

T_d : Température diurne journalière d'un mois donnée.

h_{ls} : Heure du lever du soleil (TSV).

H_{cs} : Heure du coucher du soleil (TSV).

D_j : Durée du jour.

De plus on a besoin des caractéristiques suivantes :

ϕ : Latitude du lieu $\epsilon\rho$: Coefficient réflecteur du sol (albédo).

2) *Caractéristiques du panneau* : Les caractéristiques du panneau sont :

A_c : Surface effective du panneau et β est son inclinaison.

η_r : Rendement de référence du type de cellule utilisée.

Pour nos calculs on a pris: $A_c = 18m^2$, $\beta = 34.6^\circ$ et $\eta_r = 0.12$

3) *Caractéristique de la charge* : Pour pouvoir appliquer notre méthode, l'allure de la charge durant les 24 heures doit être spécifiée tout au long de l'année, nous avons considéré la demande d'un ensemble de 3 habitations.

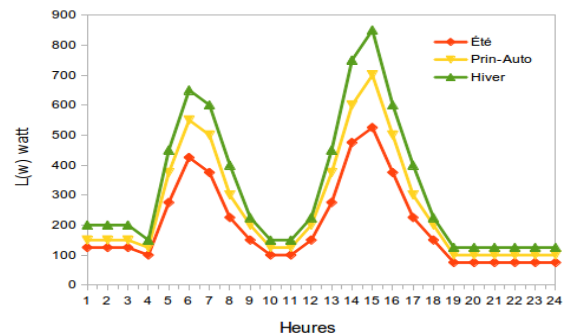


Fig. 1. Demande de charge pour 24 heures par saison.

Le programme « SoL1 » relatif à la première étape de calcul permet de donner à toute heure de la journée les caractéristiques fondamentales du site, du panneau et ainsi que les différentes énergies horaires pour les différents mois de l'année.

On s'intéresse principalement à 9 paramètres horaires :

$I_\beta(w)$, $E(w)$, $I_c(w)$, $L(w)$, $E_L(w)$, $D_0(w)$, $\bar{k}_h(w)$, $\eta(w)$, $\phi(w)$ et à 3 autres paramètres horaires moyens pour les différents mois de l'année : \bar{E}_L , \bar{D}_0 et \bar{L}

Pour illustrer ces paramètres, on les représente pour le mois de Décembre, le mois le moins ensoleillé pour le site de TLEMCCEN.

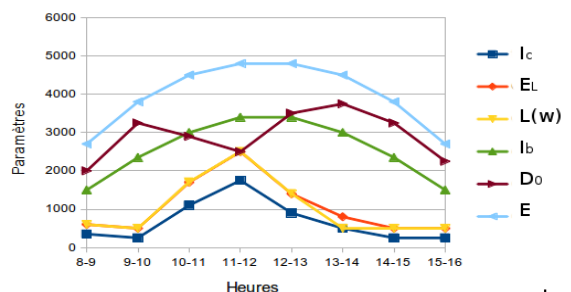


Fig. 2. Energies et irradiances horaires du mois de Décembre

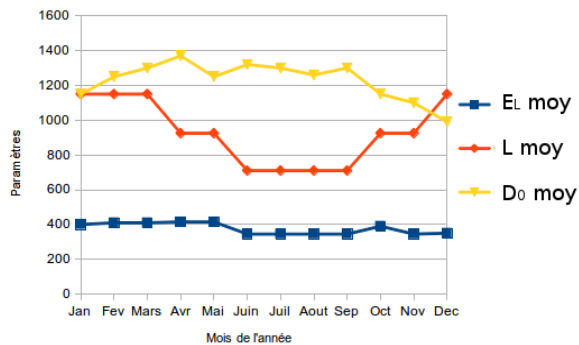


Fig. 3. Energies moyennes Site de Tlemcen

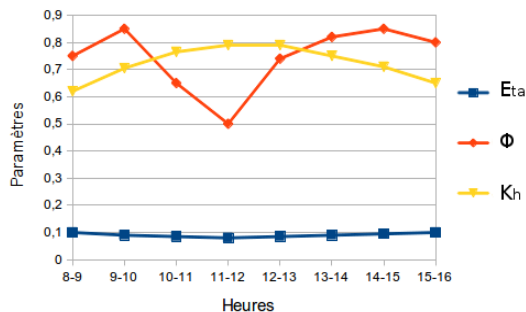


Fig. 4. Rendement, Indice de Sérénité et fonction utilisabilité horaire

Mois	f_0	$f(\beta_c = 5Kwh)$
Janvier	0.3540	1.054161
Février	0.3620	1.035142
Mars	0.3650	1.035313
Avril	0.4610	1.008653
Mai	0.4650	1.008618
Juin	0.4670	1.007916
Juillet	0.4630	1.007609
Août	0.4636	1.007542
Septembre	0.4587	1.007028
Octobre	0.4120	1.010712
Novembre	0.3613	1.023188
Décembre	0.3088	Calcul impossible

C. Deuxième étape de calcul

Dans cette étape on introduit les caractéristiques de l'accumulation (β_c et η_b) et la fraction de charge f_0 des panneaux déterminée précédemment par la 1ère étape de calcul, afin de déterminer la caractéristique principale du système complet, soit la fraction de charge totale f du système.

Dans nos calculs on a pris $\beta_c = 5Kwh$ et $\eta_b = 0.85$. Cette étape de calcul n'est autre que la 4ème pas de calcul représenté dans l'organigramme de la méthode.

Le programme relatif à cette étape est le programme «sol2». Il permet d'évaluer la fraction de charge de l'accumulation Δf_s et la fraction de charge du système entier f .

1) Interprétation des resultants obtenus :

1ère étape: Cette étape nous donne la fraction de charge f_0 du panneau. On introduit les caractéristiques du site, du panneau et de la charge et on calcule f_0 pour tous les mois de l'année.

On constate que le minimum de f_0 correspondant au mois de décembre.

2ème étape: Avec les valeurs trouvées de f_0 et en introduisant les caractéristiques de l'accumulation, on trouve les valeurs de la fraction de charge f du système entier, on a $f \in [1.00, 1.02]$. Par conséquent le système arrive à satisfaire les besoins de l'habitation durant tous les mois de l'année à l'exception du mois de décembre.

En effet pour le mois de décembre le calcul de f n'a pas été possible ce qui nous renseigne que le bon choix de la capacité de la batterie pour un système autonome n'a pas été effectué.

IV. INTERPRETATION DE LA METHODE

A. Classification des systèmes photovoltaïques :

Les systèmes peuvent être classés en deux grandes catégories d'application :

a - systèmes autonomes.

b - systèmes connectés au réseau électrique.

La méthode d'optimisation utilisée est valable pour les deux catégories. Si le concepteur opte pour un système autonome, ceci implique que $f = 1$ (cas idéal). En réalité

TABLEAU I. FRACTION DE CHARGE DU PANNEAU f_0 , FRACTION DE CHARGE f DU SYSTEME



**Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables**
**The 2nd International Seminar on New and Renewable
Energies**

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



$f = \epsilon + 1$ et une bonne optimisation consiste à réduire au minimum l'excès d'énergie $\epsilon \rightarrow 0$. Si $f \in [0,1]$ le système conçu est non autonome, et dans ce cas le concepteur doit fixer la limite inférieure de f .

B. *Utilisation de la méthode pour l'optimisation du binôme surface de captation -capacité des batteries pour un système photovoltaïque autonome.*

1) *Optimisation de la capacité de la batterie* : L'objectif est de savoir avec les caractéristiques prises du panneau, quelles sont les valeurs optimales de la capacité des batteries. Lors de nos calculs précédents, la fraction du système f était impossible à trouver pour le mois de décembre, ce qui nous renseigne que la capacité de la batterie qu'on a prise $\beta_c = 5Kwh$ (18000kJ) était grande.

Grâce au logiciel « SoL 2 » relatif à la deuxième étape, on introduit d'autres valeurs de β et on calcul les fractions de charge f du système correspondantes (voir tableau 2).

Tableau II. Calcul de la fraction de charge du système, capacité β_c variable, surface du panneau $A_c=18m^2$ pour le mois de décembre

f_0	0.3088179	0.3088179
β_c	17000 Kj	16000 Kj
f	Calcul impossible	0.9247836

À partir des valeurs trouvées de f , on déduit que la valeur optimale est : $\beta_c \in]16000,17000[$ Kj.

Pour cerner d'avantage cette valeur optimale de β_c , on refait les calculs pour différentes valeurs de la capacité β_c avec : $\beta_c \in]16000,17000[$ Kj.

Cette étape nous a permis de cerner les deux valeurs extrêmes de l'intervalle où doit se trouver la valeur optimale de β_c tel que : $\beta_c \text{ optimale} \in]16213,16215[$ Kj pour avoir un système autonome.

Tableau III. Calcul de la fraction de charge du système pour différentes capacités des batteries (mois de décembre).

β_c (Kj)	f
16400	Calcul impossible
16300	Calcul impossible
16240	Calcul impossible
16220	Calcul impossible
16210	Calcul impossible
16213	Calcul impossible
16215	Calcul impossible

V. CONCLUSION

La méthode d'optimisation que nous avons utilisée est une méthode générale, valable pour les systèmes autonomes ou connectés à une autre source d'énergie. De plus elle permet de déterminer la surface de captation de seuil pour que le système photovoltaïque soit autonome.

Cette méthode est riche car elle permet d'intervenir sur plusieurs paramètres des panneaux et de l'accumulation

Dans notre travail on s'est intéressé principalement à deux paramètres : surface effective de captation A_c du panneau et capacités des batteries β_c . On peut intervenir sur d'autres paramètres du panneau, tels l'inclinaison du panneau β et le rendement de la cellule η_r . Le plus intéressant serait de faire varier les deux paramètres du panneau simultanément afin de savoir si on doit opter pour une surface réduite avec cellules performantes ou grande surface avec un rendement moyen de cellules. Le choix serait décidé par le compromis : encombrement – prix de l'installation (ceci est très important pour le pays à faible ensoleillement).

De plus, grâce à la première étape de cette méthode on peut déterminer l'inclinaison optimale du panneau.

Au niveau de la deuxième étape où on introduit les caractéristiques de l'accumulation, on a fait varier les paramètres capacité de la batterie en prenant un rendement de cette dernière constant.

On a présenté cette méthode en deux étapes afin de visualiser les deux degrés de liberté de cette dernière. Elle est basée sur le concept utilisabilité horaire, dont l'expression de l'indice de sérénité horaire prend en considération la variation météo horaire.



Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

The 2nd International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



REFERENCES

- [1] D.L Evans, "Simplified method for predicting photovoltaic array output," *Solar Energy*, 1981.
- [2] J. Breckling, Ed., *The Analysis of Directional Time Series: Applications to Wind Speed and Direction*, ser. Lecture Notes in Statistics. Berlin, Germany: Springer, 1989, vol. 61.
- [3] D.R Klark, S.A Klein, W.W Beckman, "Algorithm for evaluating the hourly radiation utilisability horaire," *Journal of Solar Energy Engineering*, August. 1983.
- [4] DR Klark, "Hourly Radiation Utilisability and its application to photovoltaic systems," *MS thesis*, Engineering University of Wisconsin, Madison, 1982.
- [5] TRNSYS – A Transient Simulation Program; EES, University of Wisconsin, Madison 1973.
- [6] Michel CAPDEROU, Atlas Solaire de l'ALGERIE, Tome 2.

