

## Optimisation du dimensionnement des systèmes de pompage

B. Bouzidi <sup>1\*</sup> et S. Diaf <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Unité de Développement des Equipements Solaires, UDES  
Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER  
42004, Tipasa, Algeria

<sup>2</sup> Centre de Développement des Energies Renouvelables, C.D.E.R  
16340, Route de l'Observatoire, Bouzareah, Algiers, Algeria

(reçu le 15 Décembre 2016 - accepté le 25 Décembre 2016)

**Résumé** – *Le pompage de l'eau pour les besoins domestiques et l'irrigation dans les régions désertiques isolées doit être considéré comme une priorité et une application significative. L'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) comme source d'alimentation pour pomper l'eau est l'un des domaines les plus prometteurs dans leur application. Mise à part le conditionneur d'énergie (inverseur) et l'unité moto-pompe, qui ont atteint de très bonne performance, la conception du système de pompage est basée sur deux éléments importants : le générateur photovoltaïque et le réservoir de stockage. En effet, une mauvaise conception du générateur PV et/ou le réservoir de stockage pourraient affecter la fiabilité du système et créer ainsi un déficit sur la demande quotidienne en eau par la population. Pour caractériser la conception du système, nous utilisons une méthode basée sur la détermination de la probabilité de perte d'alimentation (LPSP) basée sur un fonctionnement d'une année. Il est possible que le volume d'eau requis par la charge soit supérieur à celui délivré par la pompe. Dans ces conditions, le besoin en eau n'est pas satisfait, il y a un déficit hydrique et une privation pour la population. Dans ce cas, la LPSP est définie comme étant le rapport entre le volume de déficit en eau et le volume d'eau requis. Dans cet article, nous montrerons que la taille du réservoir de stockage a une influence sur la fiabilité et le dimensionnement du système doit être traité avec une attention particulière. Le coût sur la durée de vie (life cycle cost, LCC) est utilisé pour estimer le coût de la configuration optimale.*

**Abstract** - *The pumping for drinking water in the desert and remote areas in developing countries must be regarded as a priority and significant application. The use of photovoltaic as the power source for pumping water is one of the most promising areas in photovoltaic applications. A part from the inverter and the motor-pump unit which have achieved a very good performance, the design of the pumping system is based on two important elements: the PV array and the storage tank. In fact, a poor design of the PV array and / or the storage tank could affect system reliability and create a deficit of daily water demand of the population. To characterize the system design, we use a new method based on the determination of Loss of Power Supply Probability (LPSP) basis during the year around a cycle of operation. The probability is based on a daily simulation. It is possible that the volume of water required by the load is higher than that delivered by the pump. In these conditions, the consumption is not satisfied and there is a water deficit. In this case, the LPSP is defined as the ratio between the volume of water deficit and the volume of water required. We showed that the size of the storage tank has an influence on the reliability and the system sizing and must be treated with particular attention. The life cycle cost (LCC) method is used to estimate the cost of the optimal configuration.*

**Keywords:** Photovoltaic water pumping systems reliability - Storage tank - Sizing - Loss of power supply probability - life cycle cost.

### 1. INTRODUCTION

Les systèmes de pompage photovoltaïque (PV) ont connu au cours de la dernière décennie un développement rapide, principalement en ce qui concerne les générateurs, le conditionnement de puissance et les groupes motopompes (GMP). Cependant, une moindre attention a été portée à l'aspect conception ou dimensionnement du réservoir d'eau et du système de distribution. Sachant que cet aspect représente très souvent plus de 30% du capital initial à investir et qu'on trouve encore des réservoirs sur

---

\* bouzidi.belkacem@udes.dz

dimensionnés ou, à l'inverse, qui débordent, chercher à optimiser la taille de ces derniers est devenu nécessaire.

Du à l'aspect aléatoire de la source d'énergie solaire, des efforts doivent être réalisés pour optimiser la conception des systèmes photovoltaïques autonomes en termes de consommation d'énergie et de coût. Un dimensionnement précis de ces systèmes est une étape importante pour atteindre ce but par la satisfaction de la demande et la réduction du déficit de l'eau, particulièrement pendant la période estivales où la demande en eau est grande.

Cet aspect crucial de la conception des systèmes de pompage est souvent basé sur le jugement de la personne en charge de la conception, ce qui fait que des ordres de grandeurs pour le volume du réservoir sont suggérés, pouvant varier de la moitié au double du débit quotidien du système.

Dans le cas d'un réservoir trop petit, il en résulte une insatisfaction des usagers lorsque des débordements de réservoir se produisent. Ce gaspillage fait subir à la population des privations en ce qui concerne la consommation personnelle et affecte la rentabilité de l'opération quand les excédents d'eau sont habituellement vendus ou destinés à l'irrigation. Lorsque le réservoir est surdimensionné, les utilisateurs ont alors à faire face à des coûts de construction trop élevés. L'optimisation de la taille du réservoir, permet ainsi de mieux évaluer les coûts et les risques de pénuries qui sont liés à l'exploitation du système de pompage.

Cet article présente une étude relative à l'optimisation du dimensionnement de systèmes PV de pompage d'eau et du réservoir de stockage d'eau, basée sur le concept de la probabilité de perte d'alimentation (Loss of Power Supply Probability – LPSP).

De nombreuses études ont été traitées pour la mise au point d'une méthode de conception facile à appliquer et très fiable [2-5]. Certaines études [2, 6] considère la charge du système ou la demande constante dans le temps, ainsi que les variables de commande qui influent sur la fiabilité avec laquelle le système fournit de l'énergie électrique à la charge.

Dans un système PV autonome, la plupart des auteurs ont objectif par le biais de la probabilité de perte de charge (Loss of Load Probability – LOLP ou LLP) [5, 7, 8]. HadjArab *et al.* [9] ont présenté une méthode d'estimation de la probabilité de perte de charge d'un système de pompage de l'eau photovoltaïque (PVP). Cependant, cette méthode est très restreinte car l'optimisation ne concerne que le générateur PV et la charge (unité moteur-pompe).

## 2. DESCRIPTION DES MODELES MATHEMATQUES

Dans ce travail, nous avons utilisé un programme informatique avec un pas horaire pour décrire les modèles mathématiques du rayonnement solaire et de la cellule photovoltaïque (silicium cristallin).

Les données heure/heure du rayonnement global sur le plan horizontal et les températures ambiantes du site étudié dans le cas d'application proviennent de la base de données 'Meteonorm'.

### 2.1 Estimation de l'irradiation solaire sur un plan incliné

Les données météorologiques sont extrêmement importantes pour la conception exacte et l'optimisation d'un PVPS.

Le rayonnement solaire global horaire sur un plan incliné est estimé en fonction des données du rayonnement global horaire sur un plan horizontal.

Dans cette étude, le rayonnement diffusé a été considéré comme isotrope, le rayonnement incident sur une surface inclinée est composé de trois parties: le rayonnement diffus du ciel, le rayonnement direct et le rayonnement réfléchi.

L'irradiation extraterrestre est calculée à partir de la constante solaire  $G_{cs}$  et le facteur de correction de la distance [10]:

$$G_0 = G_{sc} \left( 1 + 0.033 \cos \frac{2\pi n}{365} \right) \cos \theta_z \quad (1)$$

Avec,  $\cos \theta_z = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta$  (

$$\delta = 23.45 \sin \left( 2\pi \frac{284 + n}{365} \right) \quad (2)$$

L'irradiation globale horaire de rayonnement  $G_{g,h}(0)$  sur un plan horizontal peut être divisée en une composante diffuse  $G_{df,h}(0)$  et une composante directe  $G_{d,h}(0)$ .

La composante diffuse du rayonnement global sur un plan horizontal est calculée à partir de la corrélation entre la fraction diffuse  $K_d$  et l'indice de clarté de l'atmosphère  $K_T$ , [11]. La fraction diffuse et l'indice de clarté sont respectivement définis par les équations suivantes [11, 12]:

$$K_d = \frac{G_{df,h}(0)}{G_{g,h}(0)} \quad (3)$$

$$K_T = \frac{G_{g,h}(0)}{G_{0,h}(0)} \quad (4)$$

Compte tenu des conclusions de l'étude faite par Hamidat [11] sur le modèle de Macagnan [12], la corrélation entre la fraction diffuse  $K_d$  et l'indice de clarté  $K_T$  est donnée comme suit:

$$\begin{aligned} K_T < 0.1 &\rightarrow K_d = 0.942 \\ 0.18 \leq K_T \leq 0.79 &\rightarrow K_d = 0.974 + 0.326K_T - 3.896K_T^2 + 2.661K_T^3 \quad (5) \\ K_T > 0.79 &\rightarrow K_d = 0.115 \end{aligned}$$

Les composantes directe et diffuse de l'irradiation globale sur le plan horizontal sont données par:

$$G_{df,h}(0) = K_d / G_{g,h}(0) \quad (6)$$

$$G_{d,h}(0) = G_{g,h}(0) - G_{df,h}(0) \quad (7)$$

Après arrangement, le calcul du rayonnement total horaire sur un plan d'ensemble est donné comme suit [10]:

$$G_{g,h} = R_{dir} G_{d,h}(0) + R_{dif} G_{df,h}(0) + R_{refl} \rho G_{g,h}(0) \quad (8)$$

$$R_{dir} = \frac{\cos(\varphi - \lambda) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\varphi - \lambda) \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\varphi) \sin(\delta)}$$

$$R_{dif} = \frac{1 + \cos(\lambda)}{2}; \quad R_{refl} = \frac{1 - \cos(\lambda)}{2}$$

## 2.2 Modèle de la cellule photovoltaïque

Dans la littérature, il existe plusieurs modèles mathématiques décrivant le comportement du générateur photovoltaïque [13-15]. Ces modèles sont différents dans

le processus de calcul, la précision et le nombre de paramètres intervenant dans le calcul de la caractéristique I-V.

Un générateur photovoltaïque est une source de puissance non linéaire. Lors d'une irradiation donnée, la relation courant-tension est donnée par Hadj Arab *et al.*, 2004).

$$I = I_{ph} - I_s \left( \exp \frac{q(V + IR_s)}{mkT} - 1 \right) \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (9)$$

La caractéristique de la courbe I-V de l'équation (12) est seulement applicable à une irradiation spécifique ( $G_1$ ) et un point de température ( $T_1$ ). Les modèles de Hadj Arab *et al.* [9] et de Blaesser *et al.*, déplacent le point ( $V_1, I_1$ ) de cette courbe à un nouveau point ( $V_2, I_2$ ) sans distorsion, selon les équations suivantes:

$$I_{SC2}(G_2, T_2) = I_{SC1}(G_1, T_1) \frac{G_2}{G_1} + \alpha(T_2 - T_1) \quad (10)$$

$$V_{OC2}(G_2, T_2) = V_{OC1}(G_1, T_1) + mV_t \ln \left( \frac{G_2}{G_1} \right) + \beta(T_2 - T_1) \quad (11)$$

$$I_2 = I_1 + \Delta I_{SC} \quad (12)$$

$$V_2 = V_1 + \Delta V_{OC} \quad (13)$$

Avec,  $\Delta I_{SC} = I_{SC2} - I_{SC1}$

$$\Delta V_{OC} = V_{OC2} - V_{OC1}$$

Où,  $G_1, G_2$ , Irradiation aux températures  $T_1, T_2$  respectivement.

La température de la cellule solaire ( $T$ ) est calculée par la relation suivante [17]:

$$T = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G \quad (14)$$

### 3. PERFORMANCE DU SYSTEME ET SIMULATION

#### 3.1 Performance du système

En raison de la nature de l'influence du rayonnement solaire sur la production d'énergie, la conception de systèmes autonomes PV est souvent très complexe pour assurer une certaine fiabilité.

L'approche utilisée pour estimer la configuration optimale du système PV de pompage et d'évaluer ses performances, est basé sur la méthode de la LPSP. A un jour donné, il est possible que le volume d'eau requis par la population soit supérieur à la quantité d'eau disponible (quantité d'eau délivrée par la pompe et celle stockée dans le réservoir).

Dans ces conditions, le besoin n'est pas entièrement satisfait et il y a un déficit d'eau. Dans ce cas, la LPSP est défini comme le rapport du volume de l'eau totale déficit au volume requis. Ceci est calculé sur la période pendant laquelle le système est en fonctionnement. Le modèle de dimensionnement de l'installation PV est développé en utilisant la technique de LPSP exprimée parla relation suivante:

$$LPSP = \sum_t Q_{def}(t) / \sum_t D_m(t) \quad (15)$$

L'optimisation de la taille du SPVP est atteinte par un compromis entre le coût et la fiabilité du système. Ainsi, il est nécessaire de déterminer les deux éléments suivants: le

nombre de panneaux photovoltaïques ( $N_{pv}$ ) et le facteur de stockage ( $K_s$ ). Le facteur de stockage (sans dimension) est défini comme le rapport entre le volume maximal d'eau qui peut être extrait de la cuve de stockage (capacité nominale du réservoir,  $C_n$ ) et le besoin en eau ( $D_m$ ).

$$K_s = C_n / D_m \quad (16)$$

Ainsi, nous déterminons les paires ( $N_{pv}$  and  $K_s$ ) qui satisfont la fiabilité désirée. Dans cette étude, nous estimons la LPSP égale à:  $10^{-1}$ ,  $5 \times 10^{-2}$ ,  $10^{-2}$  et 0.

### 3.2 Simulation du système

La méthode proposée est basée sur des simulations détaillées du SPVP effectuées sur une année, basée sur des valeurs horaires et journalières.

L'énergie hydraulique du système de pompage est donnée par l'expression suivante:

$$E_{hyd} = \eta_{mp} \eta_{inv} N_{pv} E_{max} \quad (14)$$

Le volume journalier délivré par la pompe est donné par:

$$Q(d) = \frac{\eta_{mp} \eta_{inv}}{2.725 \text{ h}} N_{pv} E_{max}(d) \quad (15)$$

La capacité journalière  $C_{res}(d)$  est donnée par

$$C_{res}(d) = C_{res}(d-1) + Q(d) - D_m \quad (16)$$

En divisant l'équation (16) par la capacité nominale du réservoir ( $C_n$ ), nous obtenons l'état de charge du réservoir  $SOC(d)$ .

$$SOC(d) = SOC(d-1) + \frac{Q(d) - D_m}{C_n} \quad (17)$$

Avec,  $\frac{C_{res}(d)}{C_n} = SOC(d)$

$$\text{et, } SOC(d) = \text{Min} \left( SOC(d-1) + \frac{Q(d) - D_m}{C_n}, 1 \right) \quad (18)$$

Pour définir les conditions de déficit de l'eau, nous procédons par deux scénarios.

#### 3.3.1 Scénario 1

La quantité d'eau produite par le système PV et disponible dans le réservoir de stockage n'est pas inférieure à la quantité d'eau quotidienne requise ( $Q_{def}(d) = 0$ ).

$$C_{res}(d) \geq D_m \quad (19)$$

En divisant par la capacité nominale  $C_n$

$$SOC(d) \geq 1/K_s \quad (20)$$

#### 3.3.2 Scénario 2

La quantité d'eau produite par l'installation photovoltaïque et disponible dans le réservoir de stockage est inférieure à la quantité d'eau nécessaire par jour,  $Q_{def}(d) \neq 0$ .

$$C_{res}(d) < D_m \quad (21)$$

Le déficit journalier est donné par l'expression suivante:

$$Q_{def}(d) = C_n - C_{res}(d) \quad (22)$$

En divisant par la capacité nominale du réservoir  $C_n$ , nous obtenons :

$$\frac{Q_{\text{def}}(d)}{C_n} = 1 - \text{SOC}(d) \quad (23)$$

De l'équation (13), nous pouvons écrire

$$\begin{aligned} Q_{\text{def}}(d) &= D_m(d) - (C_{\text{res}}(d-1) + Q(d)) \\ &= D_m(d) - (C_s D_m(d) \text{SOC}(d-1) + Q(d)) \end{aligned} \quad (24)$$

Ainsi nous déterminons les différents couples  $(N_{\text{pv}}, K_s)$  qui satisfassent une certaine fiabilité. Dans cette étude, nous faisons varier le facteur de stockage  $K_s$ , de 0.25 à 4 avec un pas de 0.25 et le nombre de modules PV  $N_{\text{pv}}$ , de 1 à 200 avec un pas de 1 (la puissance crête d'un module PV est de 120 Wc).

#### 4. ETUDE ECONOMIQUE

La méthode du coût sur la durée de vie (life cycle cost - LCC) est la plus largement utilisée pour évaluer la viabilité financière d'un système [18-20]. Des études économiques pour étudier les SPVP en Algérie ont été réalisées dans [21, 22].

En Algérie, l'utilisation de l'énergie renouvelable est encore à ces débuts, malgré le financement de plusieurs prototypes par l'Etat. Les principaux problèmes sont identifiés, mais très difficile à résoudre: coûts élevés, des taxes de douane, le manque potentiel d'un marché, etc.

Dans cette étude, nous avons trouvé plusieurs configurations de PVPS menant à un degré de fiabilité. L'objectif est de trouver la configuration optimale, c'est-à-dire la configuration à moindre coût avec la même fiabilité.

Le LCC d'un système de pompage peut être évalué par la relation suivante:

$$\text{LCC} = C_{\text{init}} + C_{\text{maint}} + C_{\text{rep}} \quad (25)$$

##### 4.1 Coûts initiaux

Les coûts initiaux ( $C_{\text{init}}$ ) d'un système comprennent les dépenses de capital initial pour l'équipement, la conception et l'installation du système. En raison des caractéristiques environnementales du Sahara, (rayonnement considérable et haute température) le réservoir de stockage doit être en ciment.

##### 4.2 Coûts de maintenance

Les coûts de maintenance et aussi quelques coûts récurrents sont généralement spécifiés en tant que pourcentage du coût du capital initial. Tous les frais sont assujettis à un taux d'inflation annuel ( $e_0$ ) et un taux d'actualisation ( $d_r$ ). Les coûts d'entretien sont exprimés par les équations. (26) et (27) [23].

$$C_{\text{maint}} = M_0 \left( \frac{1 + e_0}{d_r - e_0} \right) \left( 1 - \left( \frac{1 + e_0}{d_r - e_0} \right)^{n_v} \right) \quad \text{if } d_r \neq e_0 \quad (26)$$

$$C_{\text{maint}} = M_0 N \quad \text{if } d_r = e_0 \quad (27)$$

##### 4.3 Coûts de remplacement

Dans un système photovoltaïque, les modules photovoltaïques sont des composants qui durent plus longtemps, de sorte que leur durée de vie est souvent considérée comme

la durée de vie du système. Comme pour les autres composants (inverseur, moteur-pompe), leur durée de vie est inférieure à ce système, ce qui nécessite un remplacement périodique.

Le coût de remplacement de chaque composant du système est principalement basé sur le nombre de remplacements au cours de la durée de vie du système, sa valeur est donnée par la relation suivante [23-25]:

$$C_{\text{rempl}} = C_u \sum_{j=1}^1 \left( \frac{1 + e_1}{1 + d_r} \right)^{((n_v \times j) / (1 + 1))} \quad (28)$$

$e_1$  est le taux d'inflation des coûts de remplacement des équipements (pris égal à  $e_0$ )

## 5. RESULTATS ET DISCUSSION

### 5.1 Cas d'étude

Cette méthodologie est appliquée pour analyser un système de pompage photovoltaïque de l'eau, situé dans la région saharienne-Adrar (27°52' N, 0°17'W-Sud-Ouest de l'Algérie) pour alimenter le site en eau potable et irrigation.

Les caractéristiques du puits, le rendement de l'inverseur et du groupe moto-pompe sont donnés dans le **Tableau 1**. Les caractéristiques techniques du module PV utilisés dans le projet sont énumérées dans le **Tableau 2**. Les paramètres économiques utilisés dans l'évaluation financière sont donnés dans le **Tableau 3**.

**Table 1:** Paramètres techniques

Paramètres	Symbole	Unité	Valeur
Hauteur de pompage	h	m	45
Besoins d'eau journalier	Q	m <sup>3</sup>	60
Rendement inverseur	$\eta_{\text{inv}}$		95%
Rendement unité moteur-pompe	$\eta_{\text{mp}}$		40%

**Table 2:** Spécification du module PV - Astropower AP-1206

Paramètres	Symbole	Unité	Valeur
Puissance crête		Wp	120
Tension en circuit ouvert	$V_{\text{oc}}$	V	21
Max power voltage	$V_{\text{mp}}$	$V_{\text{oc}}$	16.9
Short circuit current	$I_{\text{sc}}$	A	7.7
Max. power current	$I_{\text{mp}}$	A	7.1
Short circuit Temp. coefficient	$\alpha$	mA/°C	+0.6
Short circuit voltage coefficient	$\beta$	V/°C	-0.08
Nominal operating cell temp.	NOCT	°C	45

**Table 3:** Paramètres économiques

Paramètres	Symbole	Unité	Valeur
Coût du module PV		DA	45 000
Coût inverseur		DA	408 000
Coût unité moteur-pompe		DA	102 400
Coût annuel de la maintenance		Fraction	0.01
Taux d'actualisation	d	Fraction	0.10

Taux d'inflation	$e_0$	Fraction	0.05
Life time of PV Panel	$n_v$	Year	20
Lifetime of inverseur DC/AC		Year	10
Lifetime of motor-pompe unit		Year	10
Salvage value		DA	0

### 5.2 Potentiel énergétique solaire

Selon les données de l'irradiation solaire globale horaire sur une surface horizontale, nous pouvons voir sur la figure 2 [26] que la région d'Adrar a une plus forte irradiation moyenne quotidienne annuelle à 5.7 kWh/m<sup>2</sup>/jour. La figure 2 montre également les températures mensuelles moyennes. La figure 2 montre que l'hiver a moins de potentiel d'énergie solaire dont l'irradiation quotidienne moyenne mensuelle globale varie entre 3 kWh/m<sup>2</sup>/jour et de 4 kWh/m<sup>2</sup>/jour. L'Irradiation solaire devient très importante entre Mars et Octobre lorsque la moyenne quotidienne mensuelle globale varie de 5.5 kWh/m<sup>2</sup>/jour à 7.5 kWh/m<sup>2</sup>/jour.

Les figures 3 et 4 [26] montre l'importance de l'irradiation solaire horaire global sur le plan du générateur photovoltaïque avec un angle d'inclinaison égal à la latitude d'Adrar (27°) par rapport à l'irradiation horaire globale sur le plan horizontal où les valeurs varient entre 600 et 1000 Wh/m<sup>2</sup> pour le mois de Janvier, considéré comme l'un des mauvais mois. La figure 3 montre que les irradiances solaires horaires globales sur le plan du générateur photovoltaïque et sur le plan horizontal pour un jour du mois de Janvier. La figure 4 montre les irradiances solaires horaires globales sur le plan photovoltaïque et sur le plan horizontal pour tout le mois de Janvier

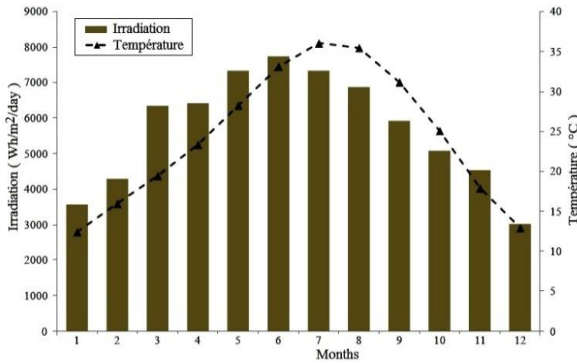


Fig. 2: Irradiation moyenne journalière mensuelle et température - Adrar

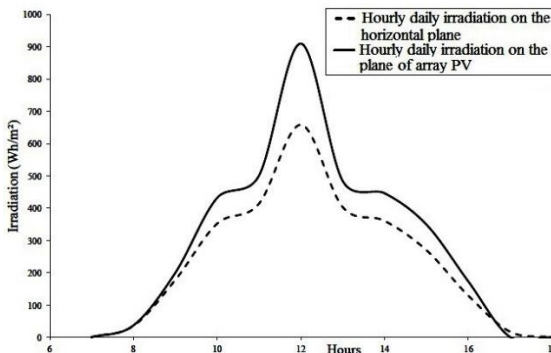


Fig. 3: Irradiances horaires globales on the PV array plane et sur le plan horizontal (angle d'inclinaison égal à la latitude du lieu) – un jour du mois de Janvier - Adrar



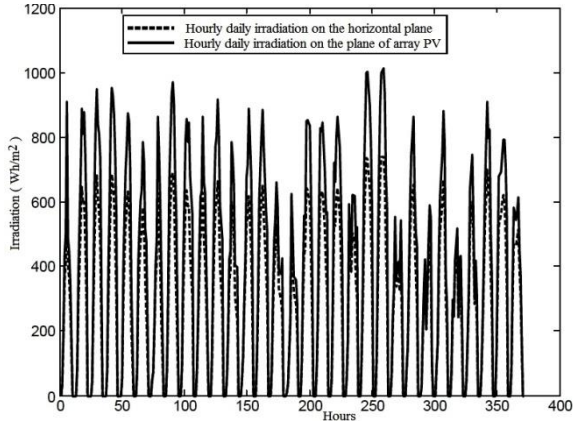


Fig. 4: Irradiances horaires globales sur les plans horizontal et du GPV (angle d'inclinaison égal à la latitude du site) - Janvier - Adrar

Nous pouvons voir sur les figures 3 et 4 que l'irradiation solaire sur un plan incliné est plus élevée que sur un plan horizontal.

### 5.3 Modèle de la fiabilité basée sur le concept la probabilité de perte d'alimentation

En utilisant ce modèle, plusieurs simulations ont été réalisées basées sur différents scénarios de fiabilités (LPSP). Le nombre de modules PV module varie dans la gamme 1-200 avec un pas de 1. Le facteur de stockage  $K_s$ , varie dans la gamme 0.25-4 avec un pas de 0.25.

#### 5.3.1 Influence du facteur de stockage sur la configuration du système PV

Les résultats de la simulation présentés dans la figure 5 montrent la courbe de fiabilité pour certaines configurations du système PV pour différentes fiabilités. Chaque point sur une courbe représente une certaine configuration, à savoir le nombre de modules PV et le facteur de stockage ( $N_{pv}$ ,  $K_s$ ). L'ensemble des points de la courbe correspond à une des configurations conduisant à la même LPSP.

Nous pouvons voir sur la figure 5 que pour un faible facteur de stockage, il y a plus de déficit d'eau qui doit être comblé par une plus grande contribution de modules photovoltaïques pour répondre aux besoins.

Pour LPSP=0,00 (fiabilité), la paire ( $N_{pv}$ ,  $K_s$ )=(89, 0.25) indique que, pour atteindre cette fiabilité, la taille du générateur photovoltaïque est grande (89 modules PV) et un faible facteur de stockage ( $K_s$ =0.25).

D'autre part, pour la même fiabilité, la paire ( $N_{pv}$ ,  $K_s$ )=(54, 1.5) conduit à un petit générateur photovoltaïque (54 modules PV) et un réservoir plus grand ( $K_s$ =1.5). Le réservoir est six fois plus grand que pour le cas précédent.

Pour les grandes valeurs du facteur de stockage ( $K_s$ ), la figure 5 que le nombre de modules PV est presque constant. Ainsi, ce paramètre peut être considéré comme indépendant du facteur de stockage ( $K_s$ ).

Pour une  $LPSP \geq 0.05$ , il n'est pas nécessaire de choisir un système de pompage avec un facteur de stockage supérieur à 1.5 ( $K_s > 1.5$ ), car au-delà, l'influence du facteur de stockage de la surface du générateur photovoltaïque est négligeable.

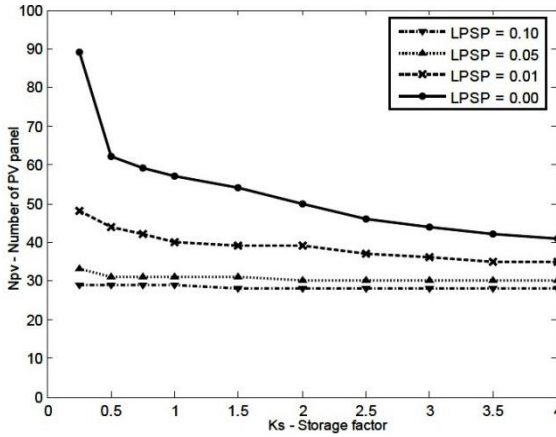


Fig. 5: Influence du facteur de stockage sur la configuration du système

Pour une  $LPSP \geq 0.05$ , il n'est pas nécessaire de choisir un système de pompage avec un facteur de stockage supérieur à 1.5 ( $K_s > 1.5$ ), car au-delà, l'influence du facteur de stockage de la surface du générateur photovoltaïque est négligeable.

### 5.3.2 Influence de la LPSP sur la configuration du système

Les résultats de cette étude montrent clairement la dépendance de la taille du système PV avec le LPSP. Les courbes de la figure 6 sont caractérisées par deux parties distinctes, une partie correspondant à des faibles valeurs de LPSP (fiabilité plus élevée). Elle est caractérisée par une variation importante du nombre de modules photovoltaïques.

Dans la deuxième partie, le nombre de modules photovoltaïques ( $N_{pv}$ ) diminue progressivement avec l'augmentation de la valeur de la LPSP.

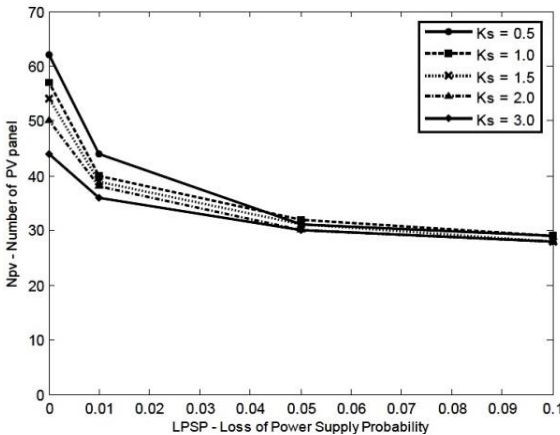


Fig. 6: Influence de la LPSP sur la configuration du système PV

### 5.3.3 Influence de la hauteur de pompage sur la configuration du système

La hauteur de pompage est un paramètre important dans la configuration du système photovoltaïque. L'énergie hydraulique est proportionnel à la tHmt, il s'ensuit que l'énergie produite par le générateur photovoltaïque. La figure 7 montre l'influence de la hauteur de pompage sur la configuration du système.

On constate que pour une hauteur de pompage de 15 m, le nombre de modules photovoltaïques ( $N_{pv}$ ) nécessaires pour répondre aux mêmes besoins pour la même fiabilité (LPSP=0.00) et pour le même facteur stockage ( $K_s=0.25$ ) est de 31 contre 89 pour une hauteur de 45 m.

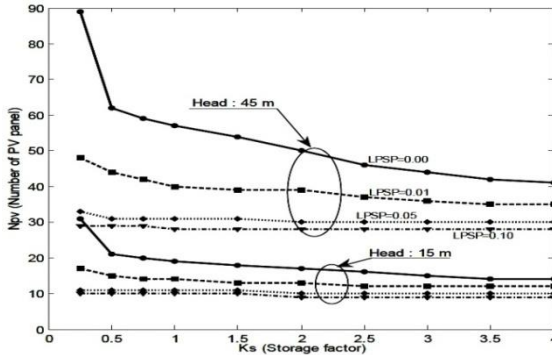


Fig. 7: Influence de la hauteur de pompage sur la configuration du système PV

### 5.3.4 Influence du facteur de stockage sur le coût du mètre cube d'eau produit

Les résultats de la variation du coût du mètre cube d'eau produite par les SPVP sont présentés sur la figure 8.

Toutes les configurations du système conduisant à la même fiabilité (LPSP=0,01) sont indiquées sur la courbe de la figure 8. Nous devrions trouver une conception optimale qui fournira le niveau de fiabilité requis à un coût minimal.

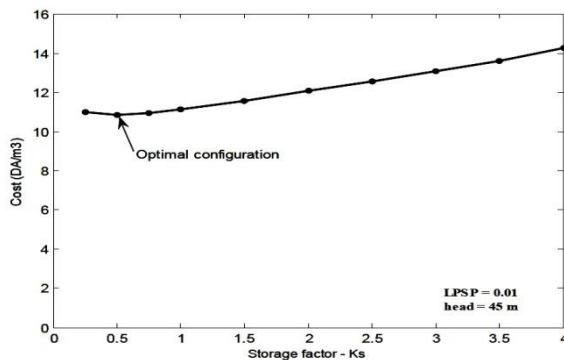


Fig. 8: Coût par mètre cube d'eau produit durant la durée de vie du système

Nous remarquons qu'une nette augmentation du coût par mètre cube en fonction du facteur de stockage à partir de  $K_s = 1$ , c'est-à-dire la capacité nominale du réservoir est égale au besoin quotidien.

Pour une LPSP=0.01, la figure 8 montre une configuration optimale pour un facteur de stockage ( $K_s=0.5$ ) avec un coût par mètre cube d'eau égale à 10.02 DA ( $N_{pv}=43$ ,  $K_s=0.5$ ). Le facteur de stockage  $K_s=3$  augmente le coût de 25 %.

Compte tenu des caractéristiques du Sahara (irradiation considérable et températures élevées), l'eau des réservoirs de stockage en acier ou en PVC devraient être évités. Dans ces climats chauds, l'eau à l'intérieur de la cuve en acier se réchauffe plus rapidement que dans des réservoirs en béton, ce qui peut augmenter le risque de croissance bactérienne et les maladies hydrides.

Les réservoirs en bétons sont les plus appropriés pour ces régions, malgré le prix élevé par rapport au réservoir de stockage en fibre de verre, en acier ou en PVC. Pour cette étude, un réservoir de stockage d'eau en béton a été choisi. La figure 9 montre les prix approximatifs de réservoirs en béton et en plastique en Algérie.

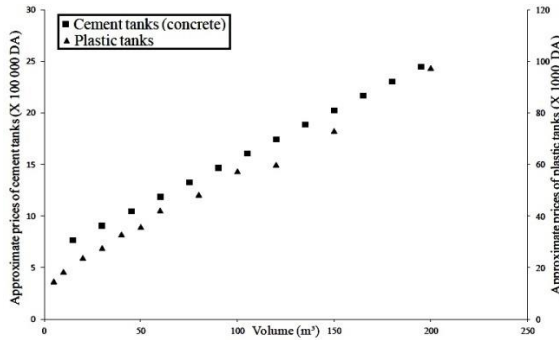


Fig. 9: Prix approximatifs des réservoirs en ciment et en plastic en Algérie

### 5.3.5 Influence de la fiabilité sur le coût du mètre cube d'eau

La figure 10 montre l'influence de la LPSP sur le coût du mètre cube d'eau produite par les SPVP. Nous pouvons voir que le coût est inversement proportionnelle à la LPSP. Une plus grande fiabilité exige un coût élevé.

Pour une LPSP=0.01, le coût du mètre cube d'eau est 10.02 DA ( $K_s=0.5$ ). Une baisse des coûts d'environ 15 % pour une LPSP=0.05 et 18 % pour une LPSP=0.10 est observé.

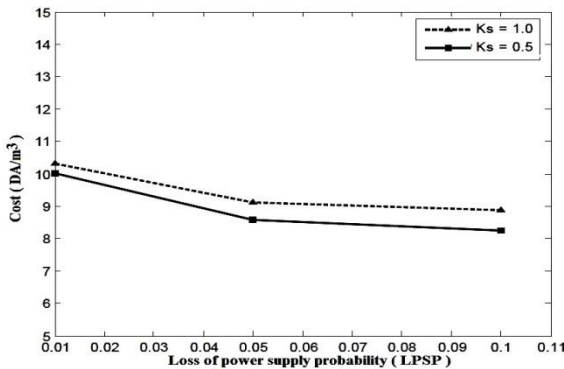


Fig. 10: Influence de la LPSP sur le coût du mètre cube produit ( $K_s=1.0$  ;  $K_s=0.5$ )

### 5.3.6 Quantité d'eau produite par le système de pompage pour diverses configurations

Selon le nombre de modules photovoltaïques ( $N_{pv}$ ) constituant le générateur photovoltaïque pour divers LPSP et  $K_s=0.5$ , la figure 11 montre la quantité d'eau produite par le système de pompage photovoltaïque. Il est clair que pour LPSP=0.00, les besoins en eau seront entièrement assurés. Contrairement à LPSP= 0.05, le système de pompage ne peut pas satisfaire pleinement la demande en eau. Nous pouvons voir sur cette figure que la demande connaît des déficits pendant plusieurs mois dans l'année.

Pour LPSP=0.01 (cas proposé et étudié), nous pouvons voir que la demande en eau est déficiente juste le mois de Décembre (le plus mauvais de l'année en termes d'irradiation). Ce déficit peut être accepté parce que la demande pour ce mois n'est pas très élevé (hiver).

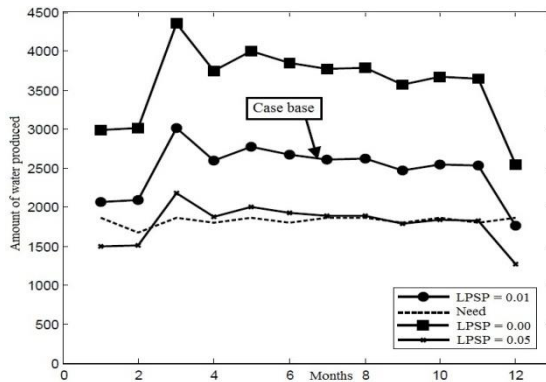


Fig. 11: Quantité d'eau produite par le système PV de pompage  $K_s=0.5$  et LPSP=0.05 - 0.01 - 0.00

La **Table 4** résume les quantités d'eau produites annuellement par le SPVP pour diverses LPSP,  $K_s=0.5$  et une hauteur de pompage ( $h$ ) = 45 m.

**Table 4:** Quantité d'eau produite annuellement par le système ( $K_s=0.5$ ,  $h=45$  m)

LPSP	0.05	0.01	0.00	Besoins
Quantité/an ( $m^3$ )	21 472	29 784	42 944	21 900

## 6. CONCLUSION

L'optimisation de la conception d'un PVPS consiste à déterminer la taille minimale du générateur photovoltaïque et le facteur de stockage pour satisfaire la charge avec un degré de fiabilité (LPSP) et un coût minimum par mètre cube d'eau produite.

Les résultats de la fiabilité de l'installation photovoltaïque montrent que:

- Le réservoir de stockage est un élément important dans la conception du système. Il a une relation étroite avec la taille du générateur photovoltaïque pour répondre à une fiabilité souhaitée.
- Compte tenu de l'important potentiel énergétique solaire dans les régions sahariennes (sud de l'Algérie), les besoins quotidiens peuvent être satisfaits par un faible facteur de stockage.

- La taille du générateur photovoltaïque est inversement proportionnelle au facteur de stockage.
- Pour les plus faibles facteurs de stockage, il y a plus de déficit d'eau qui doit être comblé par un grand nombre de modules PV afin de garder la même fiabilité (LPSP). Au-delà de  $K_s \geq 1$  et  $LPSP \geq 0.01$ , il n'y a pas d'influence sur la taille du générateur photovoltaïque.
- Pour un facteur de stockage élevé, les courbes de fiabilité sont presque superposées.
- Pour  $LPSP = 0.01$ , la quantité d'eau qui peut être produite mensuellement par le système PV de pompage a un déficit au cours du mois de Décembre, considéré comme le plus mauvais mois de l'année. Ce déficit coïncide avec les besoins saisonniers de faible consommation en eau.

Les résultats pour l'aspect économique montrent que:

- Pour  $LPSP = 0.01$ , la configuration conduisant à un coût minimal a été trouvée pour  $K_s$  allant de 0.5 à 0.75 (configuration optimale).
- Le coût du mètre cube d'eau est proportionnelle à la fiabilité du système.
- Le coût du mètre cube d'eau est proportionnelle à la hauteur de pompage.
- Afin de mieux rentabiliser le système, un débit élevé du moteur-pompe est recommandé.

## REFERENCES

- [1] A. Maafi, 'A survey on PV Activities in Algeria', Renewable Energy, Vol. 20, N°1, pp. 9 - 17, 2000.
- [2] L. Hontoria, J. Aguilera and P. Zufiria, 'A New Approach for Sizing Stand Alone Photovoltaic Systems Based in Neural Networks', Energy, Vol. 78, pp. 313 - 319, 2005.
- [3] R. Posadillo and R. López Luque, 'A Sizing Method for Stand-Alone PV Installations with Variable Demand', Renewable Energy, Vol. 33, N°5, pp. 1049 - 1055, 2008.
- [4] S. Silvestre, 'Review of System Design and Sizing Tools', Practical Handbook of Photovoltaics, Fundamentals and Applications, Oxford, Elseviers, 2003.
- [5] S.A. Klein and W.A. Beckman, 'Loss-of-Load Probabilities for Stand-Alone Photovoltaic Systems', Solar Energy, Vol. 39, N°6, pp. 499 - 512, 1987.
- [6] R. Posadillo, R. López Luque, 'Approaches for Developing a Sizing Method for Stand-Alone PV Systems with Variable Demand', Renewable Energy, Vol. 33, N°5, pp. 1037 - 1048, 2008.
- [7] L.L. Bucciarelli, 'Estimating Loss-of-Power Probabilities of Stand-Alone Photovoltaic Solar Energy Systems', Solar Energy, Vol. 32, N°2, pp. 205 - 209, 1984.
- [8] L. Barra, S. Catalanotti, F. Fontana and F. Lavorante, 'An Analytical Method to Determine the Optimal Size of a Photovoltaic', Solar Energy, Vol. 33, N°6, pp. 509 - 514, 1984.
- [9] A. Hadj-Arab, F. Chenlo and M. Benghanem, 'Loss-Of-Load Probability of Photovoltaic Pumping Systems', Solar Energy, Vol. 76, N°6, pp. 713 - 723, 2004.
- [10] J.A. Duffie and W.A. Beckman, 'Solar Engineering of Thermal Processes', 2<sup>nd</sup> Edition. New York, USA, John Wiley & Sons, Inc, 1991.

- [11] A. Hamidat, '*Simulation des Systèmes de Pompage Photovoltaïques Destinés pour l'Alimentation en Eau Potable et pour la Petite Irrigation*', Thèse de Doctorat, Université de Tlemcen – Algérie, 2004.
- [12] M.H. Macagnan, '*Caracreization de la Radiation Solar par Aplicaciones Fotovoltaicas en El Caso de Madrid*', Tesis Doctoral, E.T.S.I de Telecomunicacion. Universidad Politécnica de Madrid, 1993.
- [13] S. Singer, B. Rozenshtein and S. Saurazi, '*Characterization of PV Array Output Using a Small Number of Measured Parameters*', Solar Energy, Vol. 32, N°5, pp. 603 - 607, 1984.
- [14] D.S.H. Chan, J.R. Philips and J.C.H. Phang, '*A Comparative Study of Extraction Methods for Solar Cell Model Parameters*', Solid State Electronics, Vol. 29, N°3, pp. 329 - 337, 1986.
- [15] M. Akbaba and M.A.A. Alattawi, '*A New Model for I–V Characteristic of Solar Cell Generators and its Applications*', Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 37, N°2, pp. 123 - 132, 1995.
- [16] G. Blaesser and E. Ross, '*Extrapolation of Outdoor Measurement of PV Array I–V Characteristics to Standard Test Conditions*', Solar Cells, Vol. 25, pp. 91 - 96, 1988.
- [17] T. Markvart and L. Castañer, '*Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*', Elsevier Science Ltd., Oxford, UK, 2003.
- [18] P. Purohit, '*Financial Evaluation of Renewable Energy Technologies for Irrigation Water Pumping in India*', Energy Policy, Vol. 35, N°6, pp. 3134 - 3144, 2007.
- [19] I. Odeh and M. Mahmoud, '*Field Results of Photovoltaic Water Pumping Systems*', Applied Solar Energy, Vol. 31, N°3, pp. 20 - 29, 1995.
- [20] B. Chandrasekar and T.C. Kandpal, '*Effect of Financial and Fiscal Incentives on the Effective Capital Cost of Solar Energy Technologies to the User*', Solar Energy, Vol. 78, N°2, pp. 147 - 156, 2005.
- [21] B. Bouzidi, M. Haddadi and O. Belmokhtar, '*Assessment of a Photovoltaic Pumping System in the Area of the Algerian Sahara*', Renewable Sustainable Energy Reviews, Vol. 13, N°4, pp. 879 - 886, 2009.
- [22] B. Bouzidi, '*Contribution to the Improvement of the Water Pumping by Renewable Energies*', Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2010.
- [23] A. Rajendra Prasad and E. Natarajan, '*Optimization of Integrated PV/Wind Power Generation Systems With Battery Storage*', Energy, Vol. 31, N°12, pp. 1943 - 1954, 2006.
- [24] Q.K. Nguyen, '*Alternatives to Grid Extension for Rural Electrification Decentralized Renewable Energy Technologies in Vietnam*', Energy Policy, Vol. 35, pp. 2579 - 2589, 2007.
- [25] M.M.H. Bhuiyan, M.A. Asga, R.K. Mazumder and M. Hussain, '*Economic Evaluation of a Stand-Alone Residential PV Power System in Bangladesh*', Renewable Energy, Vol. 21, N°3-4, pp. 403 - 410, 2000.
- [26] B. Bouzidi, '*Viability of Solar or Wind for Water Pumping Systems in the Algerian Sahara Regions – Case Study Adrar*', Renewable Sustainable Energy Reviews, Vol. 15, N°9, pp. 4436 – 4442, 2011.