



# Dimensionnement et Optimisation d'un Système Hybride Photovoltaïque/Eolien/Batteries/Diesel totalement Autonome

S. DIAF<sup>#1</sup>, D. DIAF<sup>#2</sup>

<sup>#</sup>Centre de Développement des Energies Renouvelables

B.P. 62 16340 Bouzareah, Alger, Algérie

<sup>1</sup>sdiarf@hotmail.com

<sup>2</sup>ghdiarf@yahoo.fr

**Abstract**— Dans ce travail, une méthodologie d'optimisation de dimensionnement des systèmes hybrides photovoltaïque/éolien avec batteries de stockage est présentée. Cette méthodologie est basée sur les concepts de la probabilité de perte d'alimentation de la charge (LPSP) comme critère technique et du coût du kilowattheure d'énergie (LCE) comme critère économique.

Dans ce contexte, un modèle d'optimisation de dimensionnement du système est développé. Il se compose de trois sous-modèles: un sous modèle relatif aux différents composants du système, un sous modèle technique développé selon le concept de LPSP et un sous modèle économique développé selon le concept du LCE. En appliquant ce modèle, l'ensemble des configurations satisfaisant la charge avec la LPSP désirée est obtenu. La configuration optimale est celle qui présente le coût (LCE) minimale. Trois paramètres de dimensionnement sont introduits dans le processus d'optimisation: la puissance crête du générateur PV, la puissance nominale du générateur éolien et la capacité nominale de stockage des batteries.

La méthode proposée est appliquée pour l'analyse d'un système hybride photovoltaïque/éolien utilisée pour l'alimentation d'une charge dans un site isolé en Algérie. Les relations liant la LPSP et le LCE aux configurations du système sont aussi données

**Keywords**— système hybride, méthodologie de dimensionnement, dimensionnement optimal, probabilité de perte d'alimentation de la charge, coût du kilowattheure

## I. INTRODUCTION

Face à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles, aux problèmes de l'environnement et à l'augmentation considérable des besoins en énergie, le développement de nouvelles ressources énergétiques est l'une des priorités de la politique énergétique de beaucoup de pays. Les énergies renouvelables sont l'une des solutions clés pour répondre aux besoins en énergie de demain. Elles représentent une alternative écologique aux combustibles fossiles, elles ont l'avantage d'être adaptées à la production décentralisée. Leur exploitation permettrait de fournir de

l'électricité aux sites isolés et d'éviter la création de nouvelles lignes électriques qui nécessitent un lourd investissement.

Le caractère aléatoire des ressources d'énergie renouvelables fait que le système autonome utilisant une seule source d'énergie renouvelable nécessite une large capacité de stockage afin de satisfaire les besoins de la charge en énergie et d'assurer une meilleure fiabilité de la production d'énergie. L'utilisation des systèmes hybrides multi sources, permet d'une part, de réduire les besoins de stockage et d'atténuer les fluctuations de la production et, d'autre part, de constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesel utilisés généralement pour la génération d'énergie électrique dans les régions isolées.

Les systèmes hybrides PV/Eolien autonomes peuvent constituer une excellente alternative. Grâce à la complémentarité des deux sources d'énergie, il est possible de profiter des avantages de chacune des deux.

Le dimensionnement de ce type de systèmes joue un rôle primordial dans l'étude de leurs performances. Son optimisation a déjà fait l'objet de plusieurs études en utilisant différentes approches qui diffèrent par leur algorithmes. Les méthodes intégrant à la fois les critères techniques et économiques permettent de donner une évaluation globale du système et offrent une vision plus réaliste du choix de la meilleure configuration du système.

Dans ce contexte, le travail de recherche présenté dans cet article est une contribution pour une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelable dans la production décentralisée d'électricité en sites isolés.

L'objectif principal repose, d'une part, sur :

- L'étude de faisabilité d'intégration de systèmes à sources d'énergies renouvelables dans la production d'électricité en sites isolés et d'autre part sur



- Le développement d'une nouvelle méthodologie pour l'optimisation de dimensionnement de ce type de systèmes.

Pour atteindre ces objectifs, nous procéderons dans un premier temps à la modélisation du système complet, étape indispensable qui précède la phase d'optimisation. La deuxième étape consiste à présenter la méthode d'optimisation de dimensionnement du système qui sera étendue par la suite aux systèmes tri-sources (PV, éolien et groupe électrogène).

## II. MODELISATION DU SYSTEME HYBRIDE PV/EOLIEN

La modélisation est une étape indispensable qui doit précéder toute phase de dimensionnement, d'optimisation ou de simulation du système. Le système proposé dans cette étude est un système hybride PV/éolien avec batteries de stockage, il est composé essentiellement d'un générateur PV, d'un générateur éolien, des convertisseurs DC/AC et AC/DC, et des batteries de stockage (Fig.1). Un groupe électrogène peut lui être associé pour être utilisé comme source auxiliaire.

Dans ce qui suit, nous présentons les modèles mathématiques de chacun de ces différents éléments composant ce système.

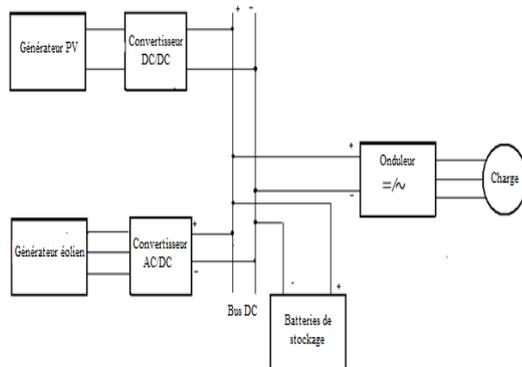


Fig.1: Diagramme schématique du système hybride PV/éolien avec batteries de stockage

### A. Modélisation du générateur photovoltaïque

La prédiction des performances d'une cellule/module/générateur PV nécessite l'élaboration d'un modèle mathématique permettant l'étude de son fonctionnement pour les différentes conditions météorologiques (éclairage, température, etc.).

De nombreux travaux portent sur le développement des modèles mathématiques pour la simulation de la caractéristique courant-tension (I-V) de la cellule/module/générateur PV [1-4], d'autres sont orientés

vers la modélisation des performances des modules PV en terme de puissance électrique produite.

Généralement, dans les systèmes PV, un système de poursuite du point de puissance maximale est utilisé et par conséquent les modules PV fonctionnent souvent à leur puissance maximale. Cela explique que la puissance maximale du module/générateur PV devient un point important dans la modélisation du module/générateur PV et son estimation représente, dans notre étude, la partie principale de la modélisation de ce composant du système.

La puissance produite par un générateur PV  $P_{pv}$  est fonction de son rendement  $\eta_{pv}$ , de sa surface de captation  $A_{pv}$  et de l'éclairement solaire. Son expression est donnée par [5-8].

$$P_{pv} = E_{inc} \cdot \eta_{pv} \cdot A_{pv} \quad (1)$$

Où  $E_{inc}$  est l'éclairement solaire global sur le plan des modules ( $W/m^2$ ).

Le rendement du générateur PV peut être défini par l'équation suivante [5-8]:

$$\eta_{pv} = \eta_{cm} \cdot \eta_{dc/dc} \cdot P_f \quad (2)$$

Avec

$\eta_{dc/dc}$ : rendement du convertisseur DC/DC; il est égal à l'unité pour les convertisseurs fonctionnant avec un système de poursuite du point de puissance maximale (MPPT),  $P_f$ : facteur qui tient compte de toutes les pertes de connexion,  $\eta_{cm}$ : rendement de conversion du module PV.

Le rendement du module est donnée par l'équation suivante [8-10]:

$$\eta_{cm} = \eta_{ref} [1 - \gamma(T_c - T_{c,ref})] \quad (3)$$

Où  $\eta_{ref}$  est le rendement de référence dans les conditions standard de température ( $25^\circ C$ ) et d'ensoleillement ( $1000 W/m^2$ ),  $T_c$  étant la température de jonction des cellules exprimées en degrés Celsius ( $^\circ C$ ),  $T_{c,ref}$  est la température de référence prise égale à  $25^\circ C$  et  $\gamma$  est le coefficient de variation du rendement en fonction de la température, il est supposé constant et sa valeur pour les cellules en silicium est comprise dans l'intervalle  $(0.004 - 0.006)/C^\circ$  [8].

Le modèle thermique du module PV, décrivant la température de la cellule, peut être donnée dans sa forme la plus simple comme suit [5, 7]:

$$T_c = T_a + E_{inc} \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (4)$$

Avec

NOCT : température de fonctionnement de la cellule PV en circuit ouvert ( $\eta_{cm} = 0$ ), sous un éclairement solaire de  $800 W/m^2$ , une température ambiante de  $20^\circ C$  et une vitesse du vent de  $1 m/s$ .



$T_a$  : température ambiante (K).

### B. Modélisation du générateur éolien

Dans la littérature, de nombreux modèles ont été présentés pour la simulation de la puissance fournie par l'éolienne en fonction de la vitesse du vent. Parmi ces modèles on trouve le modèle linéaire, le modèle quadratique, modèle cubique [11-13]. Le choix d'un modèle approprié pour la simulation de la puissance de sortie de l'éolienne s'avère important.

En plus des modèles cités ci-dessus, la puissance de sortie de l'éolienne peut être estimée par l'interpolation des valeurs des données fournies par le constructeur [14-17]. En L'interpolation par spline est souvent la méthode préférée. Dans cette étude, la puissance générée par l'éolienne est estimée par l'interpolation des valeurs des données fournies par le constructeur.

La vitesse du vent varie en fonction de la hauteur et comme la hauteur des mesures de la vitesse du vent est différente de la hauteur du moyeu de l'éolienne, il est nécessaire d'utiliser un modèle d'extrapolation de ces mesures à la hauteur voulue.

Dans cette étude, l'extrapolation verticale de la vitesse du vent est décrite par une loi de puissance. Son équation est donnée par l'expression suivante [11, 18, 19]:

$$v(h_m) = v(h_{mes}) \left( \frac{h_m}{h_{mes}} \right)^\alpha \quad (5)$$

Où  $h_m$  est la hauteur du moyeu de l'éolienne,  $h_{mes}$  est la hauteur des mesures (généralement 10 m).  $v(h_{mes})$  et  $v(h_m)$  sont respectivement la vitesse du vent à la hauteur des mesures et à la hauteur  $h_m$ .  $\alpha$  est un facteur empirique exprimant les influences de la rugosité de la surface et de la stabilité atmosphérique.

### C. Modélisation de la batterie de stockage

Pour la partie stockage, les batteries sont modélisées par une approche énergétique permettant de déterminer leur capacité. La capacité disponible dans la batterie à chaque instant  $t$ , est exprimée en fonction de sa capacité à l'état précédent correspondant à  $t-1$ , de l'énergie produite et de l'énergie consommée pendant la période allant de  $t-1$  à  $t$ . Deux processus de fonctionnement de la batterie sont définis: le processus de charge et le processus de décharge. Lors du processus de charge, lorsque l'énergie totale produite par les deux générateurs PV et éolien est supérieure à l'énergie demandée par la charge, la capacité des batteries à l'instant  $t$  peut être exprimée par [18, 20]:

$$C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1) \cdot (1 - \sigma_1) + \left( P_{pv}(t) + P_{ge}(t) \cdot \eta_{red}(t) - \frac{P_{cha}(t)}{\eta_{ond}(t)} \right) \eta_{bat} \Delta t \quad (6)$$

Quand la consommation devient supérieure à l'énergie produite par les deux générateurs PV et éolien, la batterie commence à se décharger. Dans ce cas, la capacité et le courant de décharge de la batterie à l'heure  $t$  peuvent être décrits par les deux équations suivantes:

$$C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1) \cdot (1 - \sigma_1) - \frac{1}{\eta_{bat}} \left( \frac{P_{cha}(t)}{\eta_{ond}(t)} - (P_{pv}(t) + P_{ge}(t) \cdot \eta_{red}(t)) \right) \Delta t \quad (7)$$

Où

$C_{bat}(t)$  et  $C_{bat}(t-1)$  sont respectivement la capacité disponible à l'heure  $t$  et  $t-1$ ;  $P_{pv}(t)$ ,  $P_{ge}(t)$  et  $P_{cha}(t)$  sont respectivement les puissances produites par le générateur PV, le générateur éolien et la puissance de la charge à l'instant  $t$ ,  $\eta_{bat}$  est le rendement de la batterie;  $\sigma_1$  est le taux d'autodécharge;  $\eta_{ond}(t)$  et  $\eta_{red}(t)$  sont respectivement le rendement de l'onduleur et le rendement du redresseur et  $\Delta t$  est le pas de temps de simulation.

Afin d'éviter la dégradation de la batterie et de prolonger la durée de vie de la batterie, à chaque instant, la batterie est soumise à deux contraintes principales définies comme suit:

- la valeur maximale du courant de charge ne doit pas dépasser le 1/5 de sa capacité nominale comme le recommandent les différents constructeurs ainsi que le Laboratoire National de Sandia [21].
- la capacité de la batterie doit être comprise dans l'intervalle défini par:

$$C_{min, bat} \leq C_{bat}(t) \leq C_{max, bat} \quad (8)$$

Où  $C_{max, bat}$  et  $C_{min, bat}$  sont respectivement les capacités maximale et minimale de la batterie.

### D. Modélisation du groupe électrogène

Pour le groupe électrogène utilisé comme source auxiliaire, un modèle décrit par une fonction linéaire est présenté. Ce modèle permet d'estimer la consommation en gasoil du groupe en fonction de la puissance produite.[22].

$$\frac{Q_v}{Q_v^n} = 0.78 \frac{P_{gr}}{P_{gr}^n} + 0.22 \quad (9)$$

$Q_v$  est la consommation du groupe (l/h),  $Q_v^n$  est la consommation du groupe à pleine charge (l/h),  $P_{gr}^n$  est la puissance nominale du groupe (kW) et  $P_{gr}$  est la puissance fournie par un groupe électrogène.

## III. METHODOLOGIE D'OPTIMISATION

Dans ce travail nous avons développée une méthodologie pour l'optimisation de dimensionnement du système qui présente notre objectif principal et cela selon deux critères: la fiabilité et le coût.

Cette méthodologie est basée sur deux modèles,



## Le 2<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

### The 2<sup>nd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

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



- Modèle de la fiabilité développé selon le concept de la probabilité de perte d'alimentation de la charge (LPSP)
- Modèle économique développé selon le concept du coût du kilowattheure d'énergie (LCE).

#### A. Modèle de la fiabilité (technique)

Le mérite des systèmes autonomes devrait être jugé en termes de leur fiabilité de la fourniture d'énergie à la charge. Dans cette étude, Le modèle de la fiabilité est basé sur le concept de LPSP. Ce modèle est décrit par l'équation suivante :

$$LPSP = \sum_{t=1}^T DE(t) / \sum_{t=1}^T P_{cha}(t) \Delta t \quad (10)$$

Où DE(t) représente le déficit en énergie pendant l'heure t, T est la période de fonctionnement et P<sub>cha</sub> est la puissance de la consommation. Ce modèle consiste à déterminer les différentes combinaisons (photovoltaïque, éolien et stockage) permettant de satisfaire les besoins de la charge en énergie pour une LPSP donnée.

En utilisant l'approche, basée sur le concept de LPSP, plusieurs configurations peuvent techniquement satisfaire la charge pour une LPSP donnée. La configuration optimale est choisie parmi l'ensemble de configurations permettant la satisfaction de la charge avec la LPSP désirée et qui conduit au plus bas coût du kWh d'énergie. Ceci peut être obtenu en utilisant un modèle économique, qui sera développé dans la section suivante.

#### B. Modèle économique

Pour cette étude, un modèle de calcul de coût, basé sur le coût du kilowattheure d'énergie, est présenté. Il est décrit selon deux étapes: la première permet de déterminer le coût total sur le cycle de vie et la deuxième permet de déduire le coût du kilowattheure d'énergie.

##### B1. Coût total sur le cycle de vie

Le coût total sur le cycle de vie du système (Life-cycle cost) représente toutes les dépenses nécessaires pendant le cycle de vie du système. Il est composé du coût d'investissement initial du système C<sub>ii</sub> et des coûts actualisés de maintenance C<sub>m</sub> et de remplacement C<sub>r</sub> de divers composants du système sur la durée de vie. Son expression est donnée par l'équation suivante:

$$LCC = C_{ii} + C_m + C_r \quad (11)$$

##### B1.1 Coût d'investissement initial (C<sub>ii</sub>)

Le coût d'investissement initial C<sub>ii</sub> représente les dépenses engagées au début du projet, avant que le système soit mis en service. Généralement, il inclut les coûts de différents éléments composant le système et le coût d'installation.

Le dernier est considéré comme proportionnel au coût des composants [22].

##### B1.2 Coût de maintenance du système (C<sub>m</sub>)

L'estimation du coût de maintenance sur la durée de vie est basée sur le coût annuel de la maintenance. Ce dernier est proportionnel au coût d'investissement initial du matériel, quant à celui du groupe électrogène, il est proportionnel au temps de fonctionnement [22].

La valeur actualisée du coût de la maintenance du système sur la durée de vie est donnée par l'expression suivante [23-25].

$$C_m = \begin{cases} C_{ma} \left( \frac{1+g_0}{d-g_0} \right) \left[ 1 - \left( \frac{1+g_0}{1+d} \right)^N \right] & \text{pour } d \neq g_0 \\ C_{ma} \cdot N & \text{pour } d = g_0 \end{cases} \quad (12)$$

Avec g<sub>0</sub> : taux d'inflation des coûts de service (taux d'augmentation du coût de la main d'œuvre, d : taux d'intérêt annuel fixe (prix égal à 0.06) et N : durée de vie du système (25 ans).

##### B1.3 Coût de remplacement des composants (C<sub>r</sub>)

Le coût de remplacement de chaque composant du système est principalement fonction du nombre de remplacements sur la durée de vie, sa valeur actualisée est donnée par l'équation suivante [23-25]:

$$C_r = C_u P_{nc} \left[ \sum_{i=1}^{N_{rem}} \left( \frac{1+g_1}{1+d} \right)^{(N \cdot i / N_{rem} + 1)} \right] \quad (13)$$

Où P<sub>nc</sub> est la puissance/capacité nominale du composant du système, Wh pour la batterie et W pour les autres composants, C<sub>u</sub> est le coût unitaire du composant (€/Wh) pour la batterie de stockage et (€/W) pour les autres composants, N<sub>rem</sub> est le nombre de remplacements du composant sur la durée de vie du système. g<sub>1</sub> est le taux d'inflation des coûts du remplacement des composants (taux de l'augmentation des prix des composants). Dans cette étude, le taux g<sub>1</sub> est pris égal à celui de l'augmentation des coûts de service g<sub>0</sub>.

##### B1.4 Coût de fonctionnement

Sur la durée de vie du système, la valeur actualisée du coût de fonctionnement du groupe électrogène est également déterminée par l'équation suivante [25-27]:

$$C_{f,gr} = \begin{cases} C_{fa,gr} \left( \frac{1+g_{car}}{d-g_{car}} \right) \left[ 1 - \left( \frac{1+g_{car}}{1+d} \right)^N \right] & \text{pour } d \neq g_{car} \\ C_{fa,gr} \cdot N & \text{pour } d = g_{car} \end{cases} \quad (14)$$

taux d'inflation de l'augmentation du prix du carburant



$C_{fa,gr}$  : coût de fonctionnement annuel qui est fonction de la durée de fonctionnement, du coût du carburant et de la consommation du groupe électrogène

### B2 Coût du kWh d'énergie

Le coût du kilowattheure d'énergie peut être déterminé par le rapport du coût annuel actualisé du système et de l'énergie annuelle consommée. Il est donné par l'expression suivante:

$$LCE = \frac{LCC \cdot FR}{E_{chaa}} \quad (15)$$

Avec  $E_{chaa}$  : énergie annuelle de la consommation (kWh) et FR : facteur de recouvrement [22].

## IV. RESULTATS ET DISCUSSIONS

La méthodologie développée dans cette thèse est appliquée pour le dimensionnement d'un système autonome hybride PV/éolien avec batteries de stockage utilisé pour satisfaire les besoins en électricité de la charge dont le profil est donné dans la figure 2.

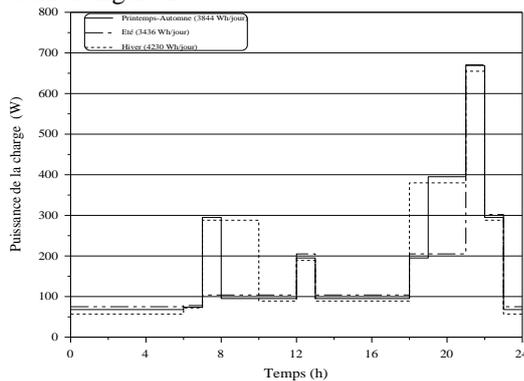


Fig.2: Profil horaire de la charge

La simulation est effectuée pour une année en utilisant les données horaires de l'irradiation solaire globale horizontales, de la vitesse du vent et de la température ambiante.

Les principaux résultats de la simulation sont présentés dans ce qui suit:

### A. Résultats relatifs au modèle technique de la fiabilité

Une analyse paramétrique intégrée est effectuée dans le but d'étudier l'impact de différents facteurs sur la taille optimale du système, à savoir la capacité de stockage, la qualité du potentiel, la fiabilité du système et le type de configuration.

#### A1. Influence de la capacité de stockage sur les dimensions du système

Les résultats des simulations sont présentés dans la figure 3 pour le site d'Adrar. Ces résultats montrent que la taille des générateur PV et éolien dépend de la capacité de stockage.

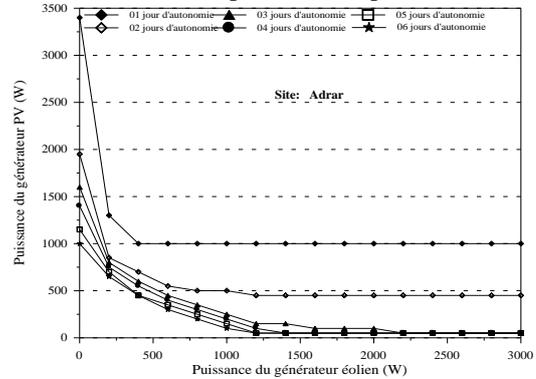


Fig.3: Configurations du système hybride PV/éolien avec différentes capacités de stockage (LPSP=0)

Pour ce site, un système PV seul peut satisfaire les besoins de la charge avec une LPSP égale à zéro. Quant au système éolien seul, il ne peut satisfaire les besoins de la charge qu'avec une capacité de stockage correspondant à plus de trois jours d'autonomie.

#### A2 Influence du potentiel énergétique sur les dimensions du système

Les résultats présentés dans la figure 4 montrent clairement que la qualité des ressources énergétiques a une grande influence sur la taille du système. Cette dernière est significativement réduite pour le site ayant un potentiel énergétique élevé.

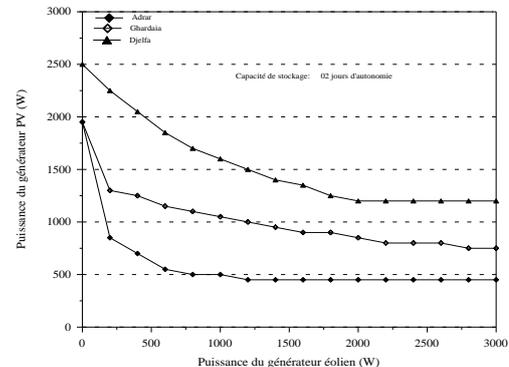


Fig.4: Influence du potentiel énergétique sur les dimensions du système hybride PV/éolien (LPSP=0)

#### A.3 Influence de la LPSP sur les dimensions du système

Les résultats de simulation relatifs aux différentes configurations satisfaisant la charge avec les valeurs de LPSP désirées (0, 0,01, 0,02, 0,05 et 0,1) sont présentés sur la figure 5.



# Le 2<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

## The 2<sup>nd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

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



Ces résultats montrent, d'une part, une réduction importante de la taille du système (générateur PV) quand la valeur de LPSP passe de 0 à une valeur supérieure.

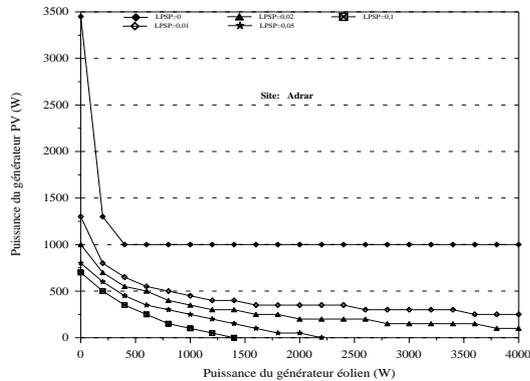


Fig.5: L'influence de la fiabilité du système (LPSP) sur les dimensions du système (capacité de stockage: un jour d'autonomie)

### A4 Excédent énergétique et indice de satisfaction

Sur la figure 6, est présentée la variation de l'excédent énergétique et de l'indice de satisfaction des besoins de la charge en énergie en fonction de la puissance du générateur PV pour différentes tailles du générateur éolien et une capacité de stockage constante.

Pour assurer une satisfaction totale des besoins de la charge en énergie (SAT=1), un excédent énergétique important se produit, il est estimé entre 34% et 75% pour le site d'Adrar.

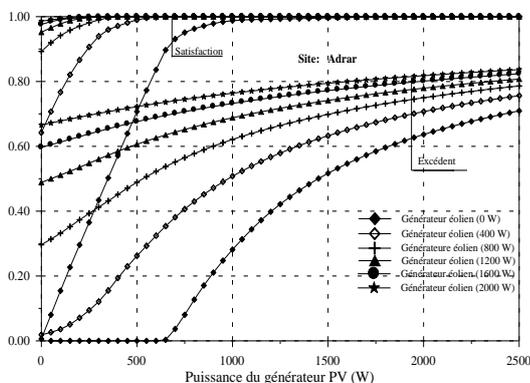


Fig.6: Variation de l'excédent énergétique et de l'indice de satisfaction de la charge en fonction de la puissance du générateur PV (capacité de stockage: 02 jours d'autonomie).

Ce qui est important à retenir de cette figure 6 c'est que pour obtenir une satisfaction totale des besoins de la charge en énergie, une importante quantité d'énergie excédante peut se produire (plus de 50% de la production des deux générateurs est inutilisée). La contribution à la réduction de l'énergie excédante réduit le taux de satisfaction des besoins de la charge.

### B. Résultats relatifs au modèle économique

L'optimisation du système hybride PV/éolien consiste à choisir, parmi l'ensemble de configurations satisfaisant le critère technique, la configuration qui présente le coût d'énergie minimal. Plusieurs simulations sont effectuées pour déterminer le coût du kWh d'énergie pour ces configurations.

#### B.1 Influence de la capacité de stockage sur le coût du kWh d'énergie

Les résultats de simulation montrent qu'une augmentation significative du coût du kWh d'énergie est constatée quand la capacité de stockage est importante. A cet effet, dans un système hybride PV/éolien, l'augmentation de la taille des deux générateurs PV et éolien pourrait être un meilleur choix que d'augmenter la capacité de stockage (Fig.7).

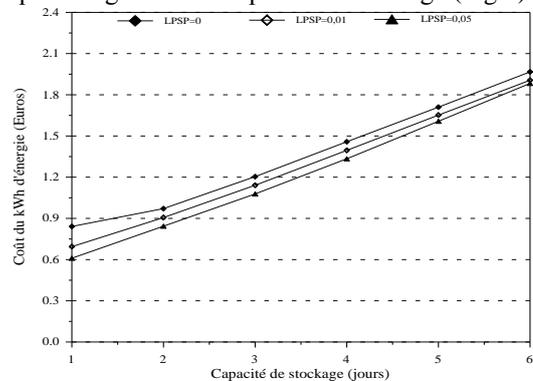


Fig.7. Coût du kWh d'énergie en fonction de la capacité de stockage

#### B.2 Influence de la LPSP sur le coût du kWh d'énergie

Ces résultats montrent que le coût du kWh (LCE) est très sensible au paramètre LPSP (Fig. 8), particulièrement pour les faibles valeurs. En effet, une réduction importante du coût est constatée quand on utilise une LPSP égale à 0,01 au lieu de la valeur 0.

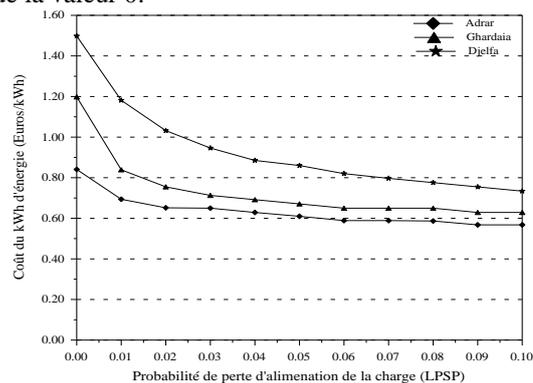


Fig.8 Impact de la LPSP sur le coût du kWh d'énergie du système hybride PV/éolien

### B3 Configurations optimales



Les résultats de simulation de la figure 9 montrent l'ensemble de configurations satisfaisant la LPSP désirée (LPSP=0) pour différentes capacités de stockage. Quant à la configuration optimale est celle qui présente le coût minimal.

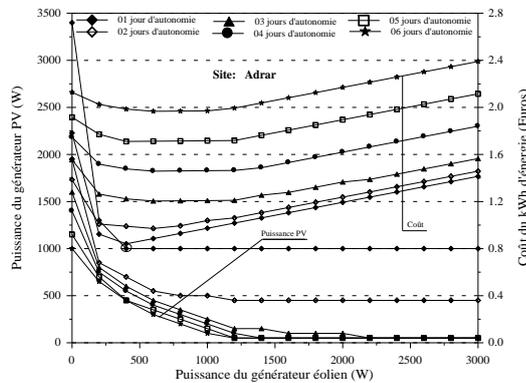


Fig. 9: Configurations du système et coût du kilowattheure d'énergie (LPSP=0)

Pour le site d'Adrar, La configuration optimale est obtenue pour le système composé d'un générateur PV (1000 Wc), d'un générateur éolien (400 W) et des batteries de stockage (capacité correspondant à 1 jour d'autonomie). Dans le tableau 1 sont présentées les caractéristiques des configurations optimales satisfaisant les différentes LPSP désirées (0, 0,01 et 0,05).

Tableau.1

Caractéristiques des configurations optimales pour différentes valeurs de LPSP

LPSP et les paramètres de dimensionnement		Nombre de jours d'autonomie					
		1	2	3	4	5	6
LPSP =0%	$P_{c,pv}$ (W)	1000	550	450	400	450	300
	$P_{n,ge}$ (W)	400	600	600	600	400	600
	LCE	<b>0,841</b>	0,971	1,204	1,458	1,71	1,967
	LPSP =1%	$P_{c,pv}$ (W)	650	500	300	250	100
$P_{n,ge}$ (W)		400	400	600	600	800	800
LCE		<b>0,694</b>	0,906	1,141	1,395	1,652	1,906
LPSP =5%		$P_{c,pv}$ (W)	450	350	150	0	100
	$P_{n,ge}$ (W)	400	400	600	800	600	600
	LCE	<b>0,610</b>	0,843	1,078	1,334	1,607	1,883

#### B.4 Analyse du coût du kWh pour les différents types de systèmes (PV, éolien et hybride PV/éolien)

La méthodologie d'optimisation présentée dans ce travail peut être aussi appliquée pour le dimensionnement des systèmes à une seule source renouvelable à savoir système PV seul ou système éolien seul. La figure 10 illustre le coût du kWh d'énergie correspondant à la configuration optimale pour les différents systèmes (PV seul, éolien seul et hybride

PV/éolien). Les résultats de simulation montrent clairement que, d'une part, le système hybride est la meilleure option pour les trois sites considérés. Il permet de satisfaire la charge, pour une LPSP égale à zéro, avec un coût minimal. D'autre part, en raison de son potentiel énergétique important, le coût du kWh d'énergie pour le site d'Adrar est le moins cher par rapport à ceux relatifs aux deux autres sites considérés.

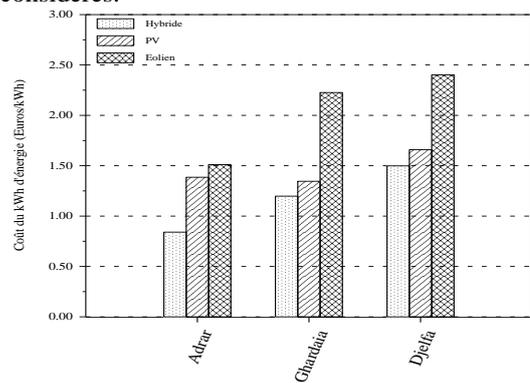


Fig.10: Coût du kWh d'énergie pour les différents types de systèmes

#### C. Analyse du bilan énergétique de la configuration optimale

Les résultats de simulation relatifs au bilan énergétique de la configuration optimale sont présentés pour le site d'Adrar dans la figure 11. Ces résultats montrent que la configuration optimale du système hybride produit un excédent énergétique important. Par conséquent l'utilisation d'une troisième source (groupe électrogène) comme source d'appoint présente une meilleure solution en réduisant cet excédant et en assurant un coût du kWh d'énergie minimal.

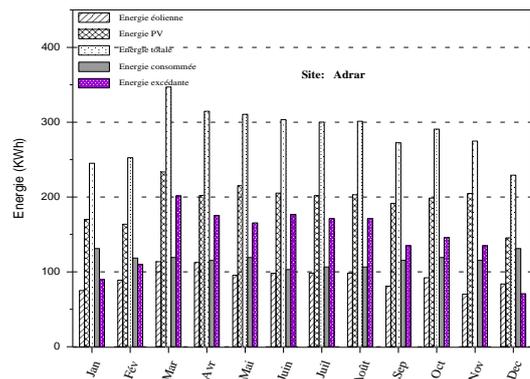


Fig.11: Bilan énergétique mensuel pour la configuration optimale du système

En effet, la configuration optimale du système (LPSP=0), présente un important excédent énergétique qui est estimé à plus de 50% de l'énergie produite par les deux générateurs



# Le 2<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

## The 2<sup>nd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

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



PV et éolien (Fig. 11). Par conséquent, un système hybride PV/éolien autonome, bien qu'optimisé du point de vue technico-économique, produit un énorme excédent énergétique qui peut dépasser largement l'énergie demandée par la charge.

Pour diminuer l'excédent d'énergie produit par le système et maintenir le taux de satisfaction très élevé, il convient de diminuer le taux de satisfaction des besoins de la charge par les énergies renouvelables (taux de couverture en énergies renouvelables) et faire appel à une source auxiliaire pour combler ce déficit. A cet effet, l'ajout d'une troisième source d'énergie utilisée comme source d'appoint est nécessaire. La section suivante présente les résultats de simulation relatifs au système hybride à sources renouvelables utilisant un groupe électrogène.

### D. Système hybride PV/éolien avec batteries de stockage utilisant un groupe électrogène

Dans cette étude, le groupe électrogène est utilisé pour permettre de pallier le déficit énergétique. Deux types de configurations sont étudiés:

- Configuration 1 correspondant à un système hybride PV/éolien/batteries de stockage utilisant un groupe électrogène connecté aux batteries (Fig. 12).
- Configuration 2 correspondant à un système hybride PV/éolien/batteries de stockage utilisant un groupe électrogène branché directement sur la charge (Fig. 13).

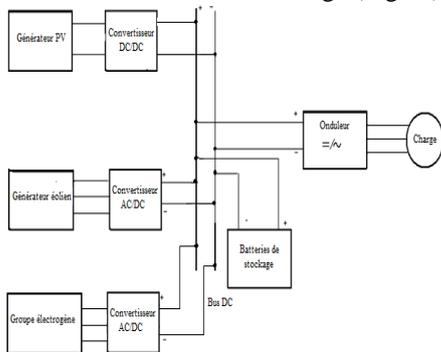


Fig.12: Système hybride PV/éolien/batteries de stockage/groupe électrogène (groupe connecté aux batteries)

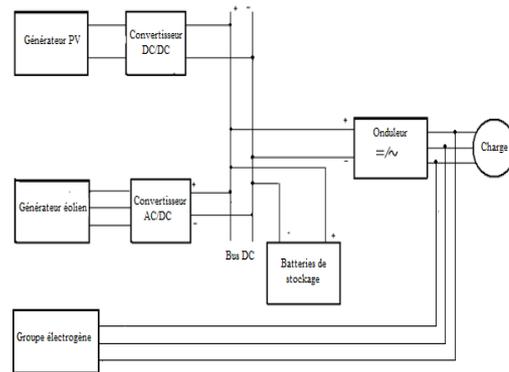


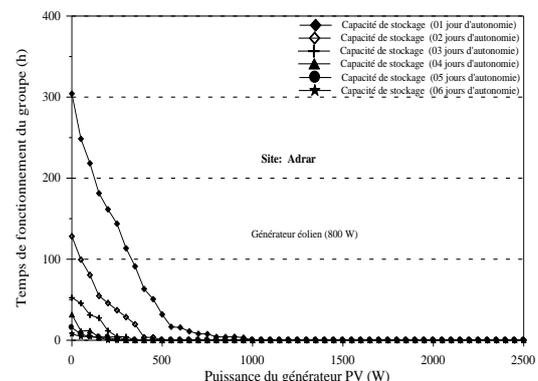
Fig.13: Système hybride PV/éolien/batteries de stockage/groupe électrogène (groupe branché directement sur la charge)

A l'issue de la simulation de fonctionnement du système, différentes grandeurs relatives au fonctionnement du groupe (temps de fonctionnement, consommation du gasoil et nombre de mises en marche du groupe) sont déterminées et ce pour les deux configurations. Le coût relatif aux différents types de configurations étudiés est aussi calculé.

Les figures 14 et 15 montrent les résultats relatifs au temps de fonctionnement du groupe.

Ces résultats montrent que le temps de fonctionnement du groupe dépend du type de configuration utilisée. Le groupe électrogène, qui est utilisé en tant que chargeur de batteries fonctionne moins longtemps et à un régime très proche de sa puissance nominale.

La figure 14 montre aussi que pour un système similaire qui permet de satisfaire totalement les besoins de la charge en énergie, le temps de fonctionnement du groupe varie d'un site à l'autre. Cela est dû au différent potentiel énergétique disponible sur site.





# Le 2<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

## The 2<sup>nd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

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

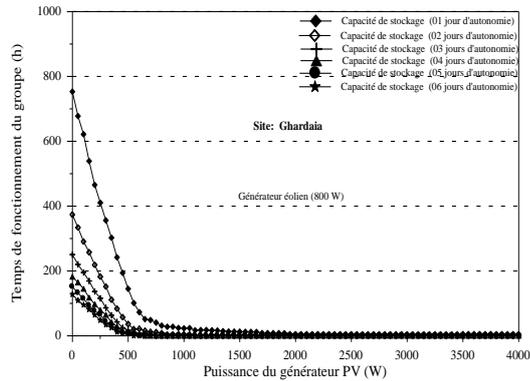


Fig.14: Variation du temps de fonctionnement du groupe en fonction de la configuration du système (groupe connecté aux batteries)

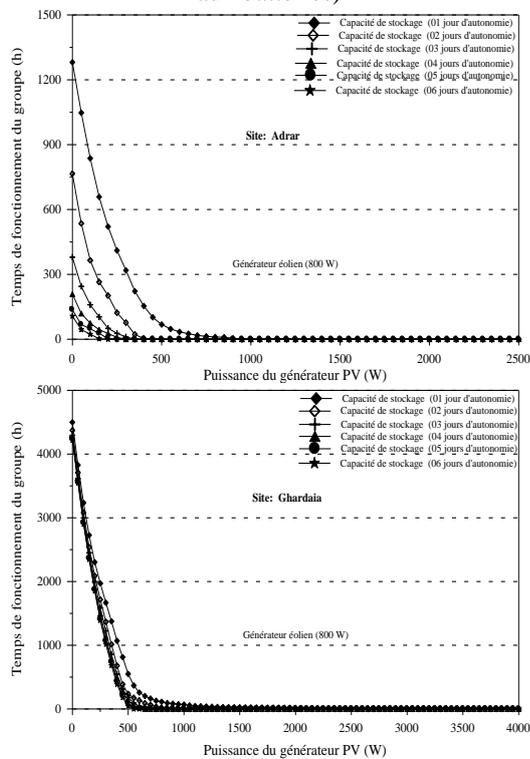


Fig.15: Variation du temps de fonctionnement du groupe en fonction de la configuration du système (groupe branché sur la charge)

La variation du nombre de mises en marche et de la consommation du gasoil varie dans le même sens que celle du temps de fonctionnement.

Dans un deuxième temps, pour étudier la rentabilité des systèmes hybrides, nous avons comparé le coût du kWh d'énergie produit par les trois types de configurations du système suivants:

- système hybride PV/éolien/batteries de stockage (sans groupe électrogène)

- système hybride PV/éolien/batteries/groupe électrogène branché aux batteries
- système hybride PV/éolien/batteries/groupe électrogène branché sur la charge

Les résultats de simulation sont présentés dans le tableau 2. Ces résultats montrent que pour une satisfaction totale des besoins de la charge en énergie (LPSP=0), l'utilisation d'un groupe électrogène comme source auxiliaire dans un système hybride PV/éolien/batteries de stockage conduit, d'une part, à une réduction de la taille du système et, d'autre part, à une réduction du coût du kWh d'énergie. Lorsque le groupe électrogène est utilisé en tant que chargeur de batteries, le coût du kWh d'énergie est relativement faible en comparaison de celui produit par la configuration utilisant le groupe connecté à la charge.

Tableau 2  
Configurations optimales pour différents types de système

Site	Type du système	$P_{c,pv}$ (W)	$P_{n,ge}$ (W)	$C_{max,bat}$ (jours)	$P_{ge}^n$ (W)	$Nb_{heure}$ (h)	LCE (€)
Adrar	groupe connecté aux batteries	150	600	01	1600	236	0,61
	groupe connecté à la charge	550	400	01	1600	173	0,69
	système sans groupe	1000	400	01	0	0	0,84
Ghardaia	groupe connecté aux batteries	650	0	01	1600	212	0,69
	groupe connecté à la charge	800	200	01	1600	237	0,77
	système sans groupe	1250	200	02	0	0	1,18
Djelfa	groupe connecté aux batteries	750	200	01	1600	221	0,77
	groupe connecté à la charge	1150	600	01	1600	234	1,00
	système sans groupe	1550	1000	02	0	0	1,48

Avec

$P_{c,pv}$  : puissance crête du générateur PV ;  $P_{n,ge}$  :

puissance nominale du générateur éolien

$C_{max,bat}$  : capacité maximale de stockage ;  $P_{ge}^n$  : puissance nominale du groupe électrogène ;  $Nb_{heure}$  : temps de fonctionnement du groupe et LCE : coût du kWh d'énergie.

Les résultats de simulation relatifs à l'étude de variation du coût du kWh d'énergie en fonction du taux de couverture en énergies renouvelables sont reportés dans le tableau 3

Ces résultats montrent que la configuration optimale du système hybride qui conduit au coût minimal est celle pour laquelle les énergies renouvelables couvrent 80 à 85% des besoins de la charge contre 15 à 20% pour le groupe électrogène. Par conséquent, le système hybride utilisant un



## Le 2<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

### The 2<sup>nd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

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



groupe électrogène connecté aux batteries est le système le mieux adapté.

Tableau 3

Caractéristiques des configurations optimales en fonction du taux de couverture en énergies renouvelables

Site	TC <sub>er</sub> (%)	P <sub>c,pv</sub> (W)	P <sub>n,ge</sub> (W)	C <sub>max bat</sub> (jours)	P <sub>gr</sub> <sup>n</sup> (W)	Nb <sub>heure</sub> (h)	LCE (€)
Adrar	100	1000	400	01	1600	0	0,84
	98	600	400	01	1600	31	0,72
	95	500	400	01	1600	81	0,68
	90	150	800	01	1600	181	0,65
	<b>85</b>	<b>150</b>	<b>600</b>	<b>01</b>	<b>1600</b>	<b>236</b>	<b>0,61</b>
	80	100	600	01	1600	285	0,73
Ghardaïa	74	350	200	01	1600	321	0,75
	100	200	1300	02	3200	0	1,20
	98	0	1050	01	1600	37	0,82
	95	0	850	01	1600	76	0,74
	91	0	750	01	1600	121	0,71
	88	0	700	01	1600	154	0,70
	<b>83</b>	<b>650</b>	<b>0</b>	<b>01</b>	<b>1600</b>	<b>212</b>	<b>0,69</b>
81	400	500	01	1600	238	0,72	
Djelfa	75	0	600	01	1600	316	0,81
	100	1700	800	02	3200	0	1,50
	98	1400	600	01	1600	53	1,10
	95	1100	400	01	1600	96	0,94
	90	950	200	01	1600	154	0,84
	<b>84</b>	<b>750</b>	<b>200</b>	<b>01</b>	<b>1600</b>	<b>221</b>	<b>0,77</b>
	83	650	400	01	1600	224	0,78
81	800	0	01	1600	252	0,88	
74	700	0	01	1600	331	0,86	

#### V. CONCLUSION

La méthode d'optimisation présentée est appliquée pour l'analyse du système hybride PV/éolien avec batteries de stockage utilisé pour l'alimentation en énergie d'une charge en un site isolé. Les résultats de simulation montrent que:

- le système hybride PV/éolien est la meilleure option
- il permet de satisfaire les besoins de la charge en énergie avec un coût minimal. Par conséquent, il produit de meilleures performances par rapport à celui des systèmes PV ou éolien seul.
- le coût du kWh d'énergie des systèmes hybrides PV/éolien dépend de plusieurs paramètres à savoir, la qualité du potentiel énergétique, l'indice de satisfaction de la charge et la taille de la charge. Une réduction importante de la taille du système est constatée pour les sites ayant un potentiel énergétique important.
- le système de stockage présente un facteur déterminant du coût du kWh.
- pour la plupart des sites, la configuration optimale du système hybride PV/éolien, satisfaisant la charge avec une LPSP égale à zéro, produit un important excédant énergétique. La contribution à la réduction de l'énergie

excédante réduit le taux de satisfaction des besoins de la charge, solution non souhaitable pour le cas des charges nécessitant une alimentation continue en énergie.

L'amélioration du bilan énergétique, diminuer l'excédent d'énergie produit par le système et maintenir le taux de satisfaction à un niveau très élevé, et l'obtention du coût minimal du kWh d'énergie peuvent être réalisées par la réduction du taux de couverture de la charge en énergies renouvelables et l'utilisation du groupe électrogène comme source auxiliaire pour combler ce déficit énergétique.

A cet effet, nous avons étendu, dans un deuxième temps, la méthode développée pour l'optimisation de dimensionnement des systèmes à sources d'énergie renouvelables aux systèmes tri-sources (PV, éolien et groupe électrogène). Deux types de configurations sont étudiés:

Les résultats de simulation montrent que les paramètres de fonctionnement du groupe (temps de fonctionnement et consommation du gasoil) dépendent du type de configuration utilisée et du site où le système est installé.

Quant aux résultats relatifs au coût du kWh d'énergie montrent que l'utilisation du groupe électrogène comme source auxiliaire dans un système hybride à sources renouvelables permet de réduire le coût du kWh d'énergie. La configuration optimale est celle pour laquelle le groupe est utilisé en tant que chargeur de batteries.

Ainsi, les résultats montrent que la configuration optimale du système hybride PV/éolien/batteries de stockage/groupe électrogène qui conduit au coût minimal est celle pour laquelle les énergies renouvelables couvrent 80 à 85% des besoins de la charge contre 15 à 20% pour le groupe électrogène.

#### REFERENCES

- [1] M. Akbaba, M. A. A. Alattawi. A new model for I-V characteristic of solar cell generators and its applications. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 1995; 37: 123-132.
- [2] Q. Kou, S. A. Klein, W. A. Beckman. A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems. *Solar Energy* 1998; 64: 33-40.
- [3] W. De Soto, S.A. Klein and W.A. Beckman. Improvement and validation of a model for PV array performance. *Solar Energy* 2006; 80(1): 78-88.
- [4] A. Celik, N. Acikgoz. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline PV modules using four- and five-parameter models. *Applied Energy* 2007; 84(1): 1-15.
- [5] M.K. Deshmukh, S.S. Deshmukh. Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 2008; 12: 235-249.



**Le 2<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et  
Renouvelables**  
**The 2<sup>nd</sup> International Seminar on New and Renewable  
Energies**

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



- [6] T. Markvart. Solar Electricity, 2<sup>nd</sup> edition. USA: Wiley; 2000.
- [7] M. A. Habib, S.A.M. Said, M.A. El Hadidy, I. AlZaharna. Optimization procedure of a hybrid PV/wind energy system. *Energy* 1999; 24: 919-929.
- [8] B.D. Shakya, Lu Aye, P. Musgrave. Technical feasibility and financial analysis of hybrid wind/PV system with hydrogen storage for Cooma. *International Journal of Hydrogen Energy* 2005; 30: 9-20.
- [9] Y. Sukamongkol, S. Chungpaibulpatana, W. Ongsakul. A simulation model for predicting the performance of a solar PV system with alternating current loads. *Renewable Energy* 2002; 27: 237-258.
- [10] B. Sandnes, J. Rekestad. A PV/thermal collector with a polymer absorber plate, experimental study and analytical model, *Solar Energy* 2002; 72(1): 63-73.
- [11] H. Yang, L. Lu, W. Zhou. A novel optimization sizing model for hybrid solar wind power generation system. *Solar Energy* 2007; 81: 76-84.
- [12] H.X. Yang, L. Lu, J. Burnett. Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic-wind power generation systems in Hong Kong. *Renewable Energy* 2003; 28(11):1813-1824.
- [13] R. Pallabazzer. Evaluation of wind energy potentiality. *Solar Energy* 1995; 55: 49-59.
- [14] B. Ai. H.X. Yang, H. Shen, X. Liao. Computer aided design of PV/wind hybrid system. *Renewable Energy* 2003; 28: 1491-1512.
- [15] S. Diaf, D. DIAF, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche. A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system. *Energy Policy* 2007; 35(11): 5708-5718.
- [16] C. Bueno, J.A. Carla. Technical-economic analysis of wind powered pumped hydrostorage systems. Part I: Model development. *Solar Energy* 2005; 78: 382-395.
- [17] I. Troen, E.L. Petersen. *European wind atlas*. 1<sup>st</sup> ed. Roskilde: Riso National Laboratory; 1989.
- [18] B.S. Borowy, Z.M. Salameh. Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1996; 11(2): 367-375.
- [19] E.H. Lysen. *Introduction to Wind Energy*; 2<sup>nd</sup> ed. SWD 82-1 Holland; May 1983.
- [20] Stand Alone PV System. A Hand Book of Recommended Design Practice. PV Design assistance Center Sandia National Laboratories Albuquerque, New Mexico, 1995.
- [21] S. Diaf. Intégration des systèmes à sources renouvelables d'énergie pour la production décentralisée d'électricité en site isolé. Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure de Polytechnique El Harrach, Juillet 2009.
- [22] A. Rajendra Prasad, E. Natarajan. Optimization of integrated PV/wind power generation systems with battery storage. *Energy* 2006; 31: 1943-1954.
- [23] P.P. Groumos, G. Papageorgiou. An optimal sizing method for stand-alone PV power systems. *Solar Energy* 1987; 38(5): 341-351.
- [24] Q. K. Nguyen. Alternatives to grid extension for rural electrification: Decentralized renewable energy technologies in Vietnam. *Energy Policy* 2007; (35): 2579-2589.
- [25] M.M.H. Bhuiyan, M.A. Asgar, R.K. Mazumder, M. Hussain. Economic evaluation of a stand-alone residential PV power system in Bangladesh. *Renewable Energy* 2000; 21, 403-410.
- [26] M. Kolhe, S. Kolhe, J.C. Joshi. Economic viability of stand-alone solar PV system in comparison with diesel-powered system for India. *Energy Economics* 2002; 24(2): 155-165.