

Conception et réalisation d'un logiciel de dimensionnement d'un système d'énergie hybride éolien-photovoltaïque

Abderrezak Bouharchouche ^{1*}, Ahmed Bouabdallah ^{2†},
El Madjid Berkouk ², Said Diaf ¹ et Hocine Belmili ³

¹ Division Energie Eolienne, Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER
B.P. 62, Route de l'Observatoire, Bouzaréah, 16340, Algiers, Algeria

² Laboratoire de Commande des Processus, LCP, Ecole Nationale Polytechnique
Avenue Hassen Badi, El-Harrach, Algiers, Algeria

³ Unité de Développement des Equipements Solaires, UDES
Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER
42004, Tipaza, Algeria

(reçu le 12 Mai 2014 – accepté le 29 Septembre 2014)

Résumé - Cet article présente le développement d'un nouveau logiciel DimHybride dédié au dimensionnement des systèmes d'énergies hybrides éolien-photovoltaïque en sites isolés. La modélisation des différents constituants du système hybride à savoir, le générateur photovoltaïque (PV), le générateur éolien, ainsi que les batteries de stockage est élaborée, dans le but de prévoir la dynamique des flux énergétiques. Le dimensionnement du système hybride est basé sur une méthode d'optimisation connue sous le nom de LPSP (Loss of Power Supply Probability). Cette dernière utilise une approche technico-économique, selon la probabilité de non-satisfaction de la charge choisie. Afin de valider et démontrer les performances du logiciel DimHybride, qui est développé sous l'environnement Delphi, une analyse comparative est réalisée, en utilisant un scénario de dimensionnement implanté dans le logiciel HOMER.

Abstract – This paper presents the development of a new software DimHybride dedicated for the sizing of wind-photovoltaic hybrid energy systems in remote areas. Modeling of the different components of the hybrid system namely, the photovoltaic generator, the wind generator, and battery storage is elaborated, in order to predict the dynamic of the energy flows. The sizing of hybrid system is based on an optimization method known as LPSP (Loss of Power Supply Probability), which uses a technico-economic approach and this according to the chosen probability of non-satisfaction of the load demand. To validate and demonstrate the performances DimHybride software, which is developed under the Delphi environment, a comparative analysis is performed using a sizing scenario implanted in the HOMER software.

Mots clés: Système d'énergie hybride - Logiciel de dimensionnement – Eolien – PV – LPSP - DimHybride.

1. INTRODUCTION

Les sources d'énergies solaire et éolienne sont omniprésentes, librement disponibles, et respectueuses envers l'environnement. De plus, les systèmes hybrides combinent plusieurs sources d'énergies renouvelables, ce qui permet de surmonter l'intermittence, l'incertitude et la faible disponibilité de chaque source d'énergie renouvelable, ce qui rend ces systèmes plus fiables [1-3].

En général, ces systèmes nécessitent l'utilisation des batteries de stockage qui assurent la continuité de service et améliorent la qualité de l'énergie produite. L'utilisation des systèmes hybrides à énergies renouvelables en sites isolés est devenue

* a.bouharchouche@cder.dz

† ahmed.bouabdallah@univ-nantes.fr , el_madjid.berkouk@g.enp.edu.dz

une solution intéressante pour les zones où l'extension du réseau électrique n'est pas faisable, ou requiert un coût relativement important.

Par ailleurs, l'industrialisation et la commercialisation des systèmes hybrides, nécessitent que ces derniers deviennent plus attractifs économiquement. Par conséquent, une analyse technico-économique détaillée des différentes configurations possibles du système hybride est indispensable [4, 5]. Plusieurs approches sont discutées dans la littérature pour atteindre la configuration optimale, en termes d'analyse technique et d'analyse économique, comme la méthode de la probabilité de non-satisfaction de la charge LPSP (loss of power supply probability), la méthode de compromis (the trade-off method) [6, 8], et la méthode des moindres carrés (the least square method) [7].

De plus, plusieurs logiciels sont développés par différentes institutions pour le dimensionnement et l'analyse des systèmes d'énergies hybrides, par exemple, Hoga, Homer, Hybrid2, PVsystems, etc [4, 10].

Parmi tous ces logiciels, Homer est l'outil qui est largement utilisé pour l'optimisation des systèmes d'énergies hybrides. Ce dernier logiciel effectue la tâche d'optimisation complexe avec précision en faisant une simulation horaire du flux d'énergie entre la charge et les autres composantes du système, sur une durée d'une année [4, 5].

La suite du papier est organisée comme suit: dans le deuxième paragraphe l'architecture, ainsi que la modélisation de la centrale hybride photovoltaïque-éolienne avec stockage d'énergie sont présentées. Le troisième paragraphe est consacré à la présentation détaillée de la méthode dite LPSP, ainsi que l'algorithme utilisé et adapté pour notre application.

Dans le quatrième paragraphe, le logiciel de dimensionnement DimHybride, qui est développé sous l'environnement Delphi est présenté en détail avec son organigramme général, ainsi que les différentes étapes de dimensionnement à suivre en utilisant ce logiciel. Dans le cinquième paragraphe, les résultats obtenus par le logiciel DimHybride sont comparés avec ceux obtenus par le logiciel Homer, afin de valider le travail effectué. Le sixième paragraphe regroupe quelques remarques et conclusions sur les principaux résultats obtenus.

2. ARCHITECTURE ET MODELISATION DU SYSTÈME D'ENERGIE HYBRIDE

L'installation à dimensionner comporte une partie de production d'énergie électrique à énergie renouvelable (PV, éolienne), une partie de stockage électrique (des batteries) et une partie charge électrique (une charge alternative). Dans ce qui va suivre l'architecture ainsi que la modélisation de chaque partie sont présentées.

2.1 Architecture

L'architecture de l'installation choisie est à bus continu. Elle est constituée d'une combinaison des générateurs photovoltaïques, des éoliennes et des batteries de stockage pour alimenter une charge donnée (AC ou DC). Les différents composants de l'installation sont reliés au bus continu à travers des hacheurs pour les générateurs PV et les batteries, des convertisseurs AC/DC pour les éoliennes, et à travers un onduleur pour la charge AC, comme le montre la figure 1.

2.2 Modélisation du générateur photovoltaïque

Les performances des modules photovoltaïques dépendent de plusieurs paramètres, à savoir, l'éclairement, la température et la charge à alimenter. Dans le présent travail,

nous supposons que le système photovoltaïque est piloté par une commande MPPT qui permet de maximiser la puissance extraite.

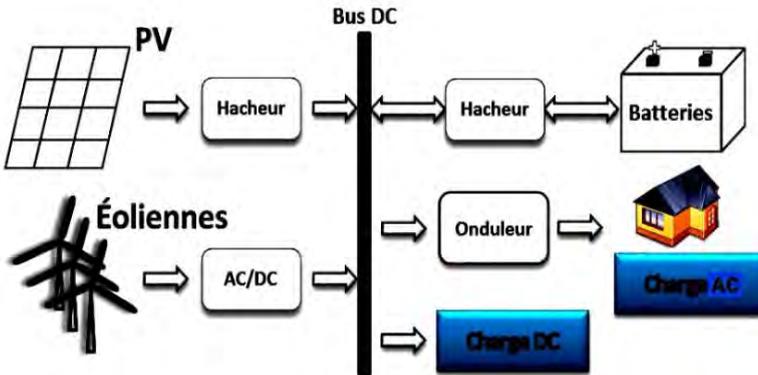


Fig. 1: Architecture du système étudié

Ainsi, nous allons utiliser un modèle simple du générateur photovoltaïque qui permet de calculer la puissance produite instantanée à partir des données de la température et de l'éclairement [10, 1].

$$P_{pv} = \eta_{pvg} \times A_{pvg} \times G_t \quad (1)$$

Où, A_{pvg} (m^2) représente la surface du générateur photovoltaïque, G_t (W/m^2) est l'éclairement, et η_{pvg} représente le rendement de ce dernier et il est donné par [12]:

$$\eta_{pvg} = \eta_r \times \eta_{pc} \times \left[1 - \beta \times (T_c - T_{cref}) \right] \quad (2)$$

Dans l'équation (2), η_r est le rendement de référence du module PV, et η_{pc} représente le rendement caractérisant l'influence de la charge, ce dernier est égal à 1 dans le cas où le système PV fonctionne en mode MPPT. Le coefficient de température β est supposé constant, sachant que pour les cellules PV à base de silicone, β est dans la plage 0.004 à 0.006 ($1/^\circ C$). La température de référence de la cellule est représentée par T_{cref} ($^\circ C$), de même, T_c est la température de la cellule donnée par:

$$T_c = T_a + \left(\frac{T_{noct} - T_{a_{noct}}}{G_{noct}} \right) \times G_t \quad (3)$$

Avec, T_a ($^\circ C$), est la température ambiante, et T_{noct} ($^\circ C$) représente la température des cellules dans les conditions NOCT (Normal Operating Cell Temperature: $G_{noct} = 800 W/m^2$, $T_{a_{noct}} = 20^\circ C$, Spectre AM=1.5). En outre, les différents paramètres utilisés dans cette section sont donnés par le constructeur, et cela pour chaque type du module PV contenu dans la base de données du logiciel de dimensionnement développé.

2.3 Modélisation du générateur éolien

Chaque générateur éolien est caractérisé par une courbe de puissance qui dépend de la vitesse du vent disponible. Supposant que l'éolienne fonctionne en mode MPPT, un modèle simple peut simuler la puissance de sortie d'une éolienne donnée comme suit [11, 12]:

$$P_W(V) = \begin{cases} P_n \times \frac{V - V_{dem}}{V_n - V_{dem}} & V_{dem} \leq V \leq V_n \\ P_n & V_n \leq V \leq V_{max} \\ 0 & \text{ailleurs} \end{cases} \quad (4)$$

Avec, P_n est la puissance nominale du générateur éolien, V_{dem} représente la vitesse de démarrage pour laquelle l'éolienne commence à produire de l'énergie. De plus, V_n est la vitesse nominale de l'éolienne, et V_{max} représente la vitesse maximale admissible pour laquelle la production est arrêtée, et l'éolienne est mise en drapeau.

2.4 Modélisation du stockage électrique par batteries

Le modèle mathématique de l'état de charge de la batterie dépend de l'état de charge précédente, l'énergie produite par l'éolienne E_w , l'énergie produite par le générateur photovoltaïque E_{pv} et l'énergie demandée par la charge E_{ch} . Ainsi, l'état de charge actuel des batteries SOC_{bat} peut être calculée selon deux scénarios [12, 13].

•Premier scénario

Dans le cas où $E_w(t) \geq E_{ch}(t)$, les batteries sont dans le processus de charge, et la capacité de stockage instantanée $SOC_{bat}(t)$ [Wh] est donnée par:

$$SOC_{bat}(t) = SOC_{bat}(t-1) + \left(E_{pv}(t) + (E_w(t) - E_{ch}(t)) \times \eta_{ond} \right) \times \eta_{cha} \quad (5)$$

$$\begin{cases} E_{pv}(t) = P_{pv}(t) \times \Delta t \\ E_w(t) = P_w(t) \times \Delta t \\ E_{ch}(t) = P_{ch}(t) \times \Delta t \end{cases} \quad (6)$$

Où, $P_{pv}(t)$, $P_w(t)$, $P_{ch}(t)$ représentent respectivement: la puissance produite par le générateur PV à l'instant t , la puissance produite par l'éolienne à l'instant t , et la puissance demandée par la charge à l'instant t . Par ailleurs, Δt est le pas de simulation ($\Delta t=1h$), η_{ond} représente le rendement de l'onduleur, et η_{cha} est le rendement de chargement des batteries, ce dernier varie de 0.65 à 0.85, selon le courant de charge.

•Deuxième scénario

Dans le cas $E_w(t) < E_{ch}(t)$, il y a deux possibilités:

Si $E_{pv}(t) \geq (E_{ch}(t) - E_w(t)) / \eta_{ond}$, les batteries sont en charge et la capacité de stockage est donnée par:

$$SOC_{bat}(t) = SOC_{bat}(t-1) + \left(E_{pv}(t) - \left(\frac{E_{ch}(t) - E_w(t)}{\eta_{ond}} \right) \right) \times \eta_{cha} \quad (7)$$

Si $E_{pv}(t) < (E_{ch}(t) - E_w(t)) / \eta_{ond}$ dans cet état, nous avons un processus de décharge des batteries, qui est caractérisé par la relation suivante:

$$SOC_{bat}(t) = SOC_{bat}(t-1) + \left(E_{pv}(t) - \left(\frac{E_{ch}(t) - E_w(t)}{\eta_{ond}} \right) \right) \times \frac{1}{\eta_{dech}} \quad (8)$$

Avec, η_{dech} , le rendement de décharge des batteries, dans notre étude, il est supposé égal à 1.

2.4.1 Limites de l'état de chargement des batteries

Pour tous les scénarios possibles, l'état de charge des batteries doit satisfaire la condition suivante:

$$SOC_{bat_min} \leq SOC_{bat}(t) \leq SOC_{bat_max} \quad (9)$$

Avec, SOC_{bat_max} et SOC_{bat_min} sont les états de charge limites des batteries de stockage. En outre, nous considérons SOC_{bat_max} comme étant la capacité nominale du système de stockage C_{bat_n} , cette dernière est reliée à la limite inférieure de l'état de charge par la relation suivante:

$$SOC_{bat_min} = DOD \times C_{bat_n} \quad (10)$$

Où, DOD (%) représente la profondeur de décharge des batteries.

2.4.2 Détermination de la capacité nominale du système de stockage

La capacité des batteries en termes d'énergie Wh dépend principalement du nombre de jours d'autonomie N_{ja} , de l'énergie produite pour chaque jour par les générateurs à énergies renouvelables sans le système de stockage, et de la consommation énergétique journalière par la charge.

Nous calculons, pour chaque jour j de l'année, la différence entre l'énergie demandée par la charge et l'énergie produite par les générateurs à énergies renouvelables, ce qui va déterminer la dynamique de variation de l'état de charge des batteries.

$$E_d(t) = E_{ch}(t) - E_p(t) \quad (11)$$

Avec,

$$E_p(t) = E_w(t) + E_{pv}(t) \quad (12)$$

$$E_{dj}(j) = \sum_{t=1}^{24} E_d(t) \quad \text{si} \quad E_d(t) > 0 \quad (13)$$

Ensuite, pour déterminer la capacité nominale, nous tenons compte du déficit journalier E_{dj} maximum sur une année, comme suit:

$$C_{bat_n} = \frac{N_{ja} \times \max E_{dj}(j)}{\eta_{dech}} \quad (14)$$

3. DIMENSIONNEMENT DU SYSTÈME D'ENERGIE HYBRIDE

L'objectif principal de ce dimensionnement est de déterminer la configuration optimale de la centrale hybride éolienne, photovoltaïque avec stockage pour satisfaire la puissance demandée par la charge.

Plusieurs méthodes du dimensionnement des systèmes d'énergies hybrides ont été réalisées par des chercheurs. La méthode que nous allons utiliser, se base sur une analyse technico-économique. Nous allons en premier lieu appliquer la méthode de la probabilité de non satisfaction de la charge LPSP (Loss of Power Supply Probability) [11, 13, 14]. Par la suite, à partir des configurations qui satisfont la demande obtenue, constituées de la puissance éolienne, de la puissance photovoltaïque et du nombre de batteries, nous utilisons l'approche économique pour déterminer la configuration optimale.

3.1 Description de la méthode LPSP

Durant le fonctionnement du système hybride, nous pouvons distinguer les différentes phases suivantes:

- **Phase 1-** La puissance demandée par la charge est inférieure à la puissance produite par l'aérogénérateur ($P_{ch} < P_w$). Dans ce cas, le surplus d'énergie, ainsi que l'énergie produite par les panneaux PV sont conduits à travers les convertisseurs statiques vers les batteries. Le nouvel état de charge des batteries est calculé, si ce dernier dépasse l'état maximal admissible SOC_{bat_max} , le surplus d'énergie sera conduit vers les charges auxiliaires.
- **Phase 2-** La puissance demandée par la charge est supérieure à la puissance produite par l'éolienne ($P_{ch} > P_w$). Dans cette situation, le déficit d'énergie ($P_{ch} - P_w$) est compensé par le générateur PV, l'état de charge des batteries est calculé, si ces dernières ne peuvent pas couvrir la demande de la charge, c'est-à-dire $P_{pv}(t) < (P_{ch}(t) - P_w(t)) / \eta_{ond}$, les batteries vont se décharger à travers l'onduleur pour compenser le déficit énergétique, sous condition que la limite minimale de l'état de charge n'est pas atteinte $SOC_{bat} > SOC_{bat_min}$ [14].

Dans la phase 2, si l'énergie des batteries ne suffit pas à satisfaire la puissance demandée par la charge au temps t , ce déficit est appelé la demande non satisfaite LPS (Loss of Power Supply), elle est exprimée par:

$$LPS(t) = (P_{ch}(t) - P_w(t)) \Delta t - (P_{pv}(t) + C_{bat}(t-1) - SOC_{bat_min}) \times \eta_{ond} \quad (15)$$

La 'LPSP' est définie comme étant la fraction de la demande non satisfaite sur celle demandée par la charge. Elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge. Ainsi, cette probabilité est définie comme étant la somme de toutes les demandes non satisfaites 'LPS' sur l'énergie totale demandée par la charge pendant une période de fonctionnement T (Pour cette étude, $T = 1$ année), selon l'expression suivante [14]:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T P_{ch}(t) \times \Delta t} \quad (16)$$

3.2 Algorithme du dimensionnement

A partir de la méthode décrite précédemment, les paramètres P_{pv-inf} , P_{pv-sup} et P_{w-inf} , P_{w-sup} représentent respectivement, les limites inférieures et supérieures de la puissance des générateurs PV et de la puissance des générateurs éoliens disponibles. En outre, dP_{pv} et dP_w représentent le pas de variation de la puissance des générateurs PV

et de la puissance des générateurs éoliens. N_{ja} est le nombre de jours d'autonomie et dt représente le pas de simulation.

Les données d'entrées de cet algorithme sont:

- l'éclairement solaire sur un plan incliné,
- les valeurs moyennes de la température ambiante,
- la vitesse du vent pour chaque heure d'une journée typique de chaque mois de l'année,
- la valeur de la 'LPSP' désirée sur une année,
- les paramètres techniques des différents composants du système.

Cet algorithme permet de déterminer plusieurs triplets (P_{pv} , P_w , N_{bat}) qui satisfont la condition sur la 'LPSP'. Seule une analyse économique permet de déterminer le dimensionnement optimal du système hybride.

3.3 Détermination de la configuration optimale selon l'analyse économique

Après la détermination des différents triplets (P_{pv} , P_w , N_{bat}), qui satisfont la probabilité 'LPSP' désirée, nous constatons que la fonction qui englobe ces trois variables est non linéaire. Par ailleurs, nous avons principalement pour chaque composant du système trois types de coût: un coût initial, un coût de maintenance et un coût de renouvellement des composants [11-13].

3.3.1 Coût initial

Il est lié au coût de l'achat du système, ainsi que le coût d'installation, ce dernier peut être très important.

$$C_i = P_w C_{i_w} + P_{pv} C_{i_pv} + N_{bat} C_{i_bat} + S_{ond} C_{i_ond} \quad (17)$$

Avec, C_{i_w} , Coût initial du système éolien, DA/W

C_{i_pv} , Coût initial du système photovoltaïque, DA/W

C_{i_bat} , Coût initial du système de stockage, DA/W

C_{i_ond} , Coût initial de l'onduleur, DA/W

S_{ond} , Puissance apparente de l'onduleur, VA

3.3.2 Coût de maintenance

Dans notre cas, il est donné en pourcentage par rapport au coût initial de chaque composant, et cela pour une période d'une année.

$$C_m = (P_w C_{i_w} m_w + P_{pv} C_{i_pv} m_{pv} + N_{bat} C_{i_bat} m_{bat} + S_{ond} C_{i_ond} m_{ond}) \times d v_{sys} \quad (18)$$

Avec, m_w , Pourcentage de maintenance annuel du système éolien, %

m_{pv} , Pourcentage de maintenance annuel du système photovoltaïque, %

m_{bat} , Pourcentage de maintenance annuel du système de stockage, %

m_{ond} , Pourcentage de maintenance annuel de l'onduleur, %

$d v_{sys}$, Durée de vie du système, (année)

3.3.3 Coût de renouvellement des composants

Chaque composant de système a une durée de vie. Il doit être remplacé périodiquement sur toute la durée du fonctionnement de système hybride [12, 13].

$$C_r = P_w C_{i_w} \frac{(d_{v_{sys}} - d_{v_w})}{d_{v_w}} + P_{pv} C_{i_pv} \frac{(d_{v_{sys}} - d_{v_{pv}})}{d_{v_{pv}}} + N_{bat} C_{i_bat} \frac{(d_{v_{sys}} - d_{v_{bat}})}{d_{v_{bat}}} + S_{ond} C_{i_ond} \frac{(d_{v_{sys}} - d_{v_{ond}})}{d_{v_{ond}}} \tag{19}$$

Avec, d_{v_w} , $d_{v_{pv}}$, $d_{v_{bat}}$ et $d_{v_{ond}}$ représentent les durées de vie respectivement, du système éolien, du système photovoltaïque, du système de stockage et de l'onduleur.

Généralement, le générateur éolien et le générateur photovoltaïque ont une durée de vie proche de la durée de vie du système, donc un coût de remplacement pratiquement nul. Finalement, le coût global pour toute la durée du fonctionnement est donné par:

$$C_g = C_i + C_m + C_r \tag{20}$$

Comme nous calculons le coût sur toute la durée du fonctionnement du système, il est important d'introduire le taux d'inflation, qui sert à prévoir la dynamique de changement de la valeur de la monnaie.

L'organigramme global est donné dans la figure 3.

4. PRESENTATION DU LOGICIEL DE DIMENSIONNEMENT

Le logiciel conçu est basé sur les modèles mathématiques développés pour la méthode LPSP. Le logiciel est réalisé sous l'environnement Delphi, ce dernier désigne à la fois un environnement de développement intégré (EDI) et un langage de programmation orienté objet. Notre objectif à partir de cette conception est d'arriver à dimensionner une installation hybride d'une façon optimale, c'est-à-dire:

- Assurer l'alimentation de la charge avec la probabilité de non satisfaction de la charge désirée.
- Après l'analyse économique, déterminer la configuration avec le moindre coût total.

4.1 Menu principal

Le menu principal est constitué de cinq sous-menus: Fichier, Centrale Photovoltaïque, Centrale Eolienne, Centrale Hybride, Bases de Données. Les deux sous-menus Centrale Photovoltaïque et Centrale Eolienne sont à présent désactivés, dont le but de prévoir une extension dans le future, ou un assemblage avec d'autres logiciels.



Fig. 2: Menu principal

4.2 Sous-menu Fichier

Il est constitué de deux sous menus: **Ouvrir** pour l'initialisation de tous les champs, afin de pouvoir ouvrir ou créer une nouvelle application, et un sous menu **Quitter** pour la fermeture de l'application et du logiciel (Fig. 2).

4.3 Sous-menu Bases de Données

Il est constitué de quatre sous-menus: les éoliennes, les générateurs PV, Batteries, et Données Sites. Ce sont les sous-menus pour l'ajout ou la mise à jour des données disponibles dans le logiciel, comme le montre la figure 4.

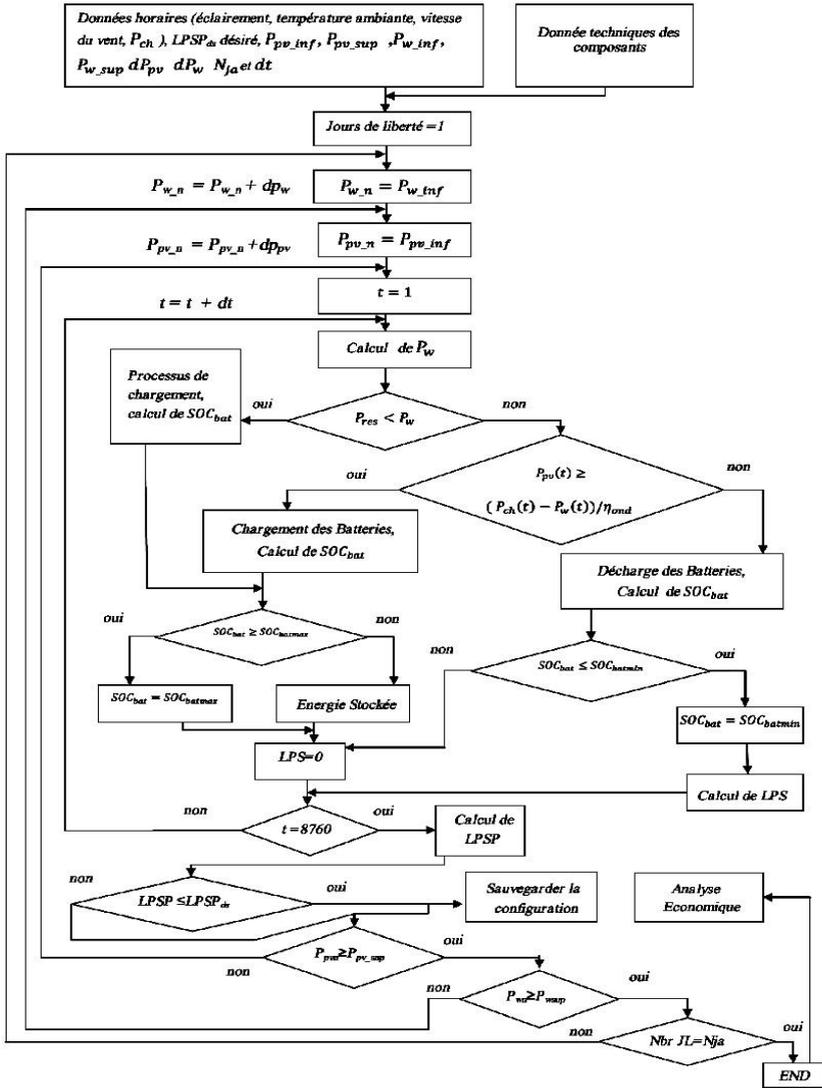


Fig. 3: Organigramme global de l'algorithme de dimensionnement



Fig. 4: Sous-menu Bases de données

4.4 Sous-menu Aide

C'est un sous-menu d'aide pour le dimensionnement des systèmes hybrides, et le catalogue d'utilisation du logiciel (Fig. 5).



Fig. 5: Sous-menu Aide

4.5 Sous-menu Dimensionnement de la Centrale hybride

C'est le sous-menu le plus important dans ce logiciel. Il est constitué pour l'instant d'un seul sous menu: Méthode 'LPSP', en attendant une extension au futur vers d'autres méthodes, comme le montre la figure 6.

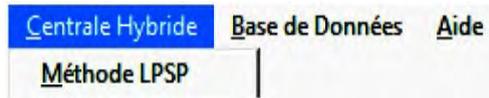


Fig. 6: Sous-menu Dimensionnement de la Centrale hybride

Une fois sélectionné le sous-menu 'Méthode LPSP', le dimensionnement de l'installation commence. Une nouvelle fenêtre apparaît, elle est constituée de cinq boutons classés et numérotés par ordre d'exécution des différentes étapes de dimensionnement, la nouvelle fenêtre est représentée par la figure 7. A chaque sélection de l'un de ces cinq boutons, une nouvelle fenêtre apparaît, et permet à l'utilisateur de saisir et de définir les différentes grandeurs et paramètres qui caractérisent le système hybride à dimensionner.

4.5.1 Paramètres du site

Dans cette fenêtre, l'utilisateur peut choisir l'endroit à l'échelle nationale où il va implanter l'installation (choix de la wilaya). Une base de données fournie par 'NASA Surface Meteorology and Solar Energy' [15], nous permet d'avoir les différentes valeurs nécessaires pour notre dimensionnement: température, ensoleillement, vitesse du vent, etc....

Une fois l'endroit choisi, on le valide en cliquant sur le bouton 'Valider'. Dans le cas présent, c'est la wilaya d'Adrar qui a été choisie comme endroit pour un exemple d'application (Fig. 8).

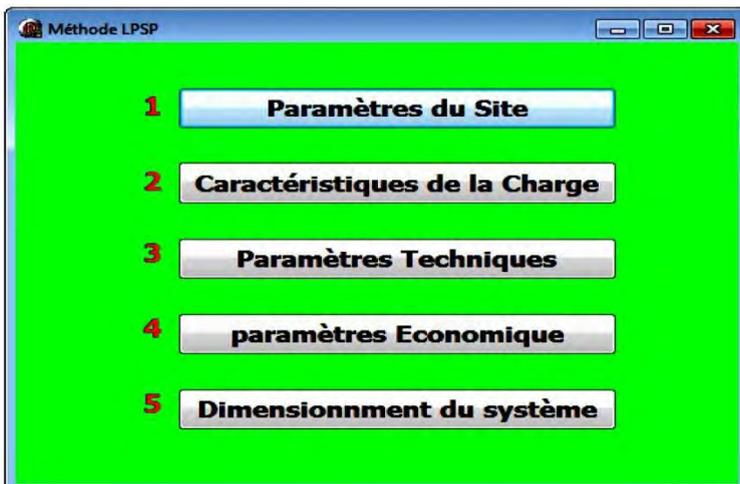


Fig. 7: Fenêtre de démarrage du dimensionnement d'un système hybride

Willaya: adrar
 Latitude: 27,9
 Longitude: -0,3
 Elevation: 263

	Température de l'air °C	Eclairement horizontal kW/m ² /d	Pression atmosphérique kPa	Vitesse du Vent m/s	Température du sol °C
Janvier	12,4	4,42	98,8	5,6	13,3
Février	16	5,22	98,5	6,6	16,8
Mars	19,4	6,5	98,2	6,9	21,8
Avril	23,6	7,22	97,9	6,7	25,2
Mai	28,1	7,67	97,7	6,5	32,4
Juin	33,6	8,14	97,7	6,5	37,6
Juillet	36	8,03	97,6	6,5	39,7
Août	35,4	7,56	97,7	6,6	38,9
Septembre	31,6	6,5	97,9	6,2	34,9
Octobre	25	5,36	98,2	6,1	28
Novembre	18,2	4,3	98,5	5,8	20,4
decembre	12,9	3,83	98,7	5,6	14,8
Annuelle	24,4	6,42	98,1	6,3	27,7

Mesure à 10 m 0

Buttons: Valider, Imprimer

Fig. 8: Paramètres du site d'Adrar

4.5.2 Paramètres caractéristiques de la charge

Dans cette étape, l'utilisateur doit introduire le profil de sa consommation électrique, deux choix sont disponibles (Fig. 9):

- Charge moyenne horaire journalière: Où il doit remplir la valeur de la charge durant les 24 heures d'un jour type, pour chaque mois de l'année, pour les 12 mois.
- Charge moyenne mensuelle: Où il doit remplir la valeur moyenne de la charge durant un jour de chaque mois de l'année.

Pour la charge moyenne horaire journalière, à chaque fois que l'utilisateur saisit une valeur, il doit incrémenter l'heure en cliquant sur le bouton 'Incrémenter' (Fig. 9). A la fin, l'utilisateur doit compléter sa saisie par l'indication des valeurs: du nombre de jours d'autonomie que doit pouvoir fonctionner le système à l'aide du stockage, et de la probabilité de non satisfaction de la charge 'LPSP' désirée. En outre, de la même façon que précédemment, la validation se fait par un clic sur le bouton 'Valider', l'icône rouge se mis en vert pour la confirmation de la validation.

Choisir le mode d'introduction de la demande de la charge

Consommation Journalière Type Pour Chaque Mois Consommation Moyenne pour un jour de chaque mois

Donnez la Consommation W Heures

Janvier	0	1	Incrémenter	
Février	0	1	Incrémenter	
Mars	0	1	Incrémenter	
Avril	0	1	Incrémenter	
Mai	0	1	Incrémenter	
Juin	0	1	Incrémenter	
Juillet	0	1	Incrémenter	
Août	0	1	Incrémenter	
Septembre	0	1	Incrémenter	
Octobre	0	1	Incrémenter	
Novembre	0	1	Incrémenter	
decembre	0	1	Incrémenter	

Importer les données de la charge d'un fichier EXCEL

Donnez Le Nombre De Jours d'Autonomie Minimal: 3

Donnez Le Nombre De Jours d'Autonomie Maximale: 3

Donnez La Probabilité de Non Satisfaction De La Charge %: 0

Buttons: Valider, Imprimer

Fig. 9: Données de la charge

Pour cette application, les paramètres de la charge représentent la consommation journalière d'une station de télécommunication GSM (Fig. 10). Ainsi, nous importons dans notre cas, les données de la charge à partir d'un fichier Excel.

Nous avons choisi la probabilité de non satisfaction de la charge 'LPSP' = 0, ce qui veut dire un déficit nul. Le nombre de jours d'autonomie a été choisi égal à trois.

4.5.3 Paramètres techniques

Cette fenêtre rassemble les paramètres techniques qui caractérisent le système. Elle se divise en cinq champs: Plage de variation des sources de production, Générateur PV, Générateur éolien, Batterie de stockage et Onduleur (Fig. 11).

4.5.4 Paramètres économiques

Ce sont des paramètres qui sont en relation directe avec la détermination du coût global de l'installation. La sélection de ce bouton correspondant nous conduit à une nouvelle fenêtre où l'utilisateur doit saisir pour chaque composant (le panneau photovoltaïque, l'éolienne, les batteries et l'onduleur), le prix initial, le prix de maintenance en \$/W et sa durée de vie estimée (Fig. 12).

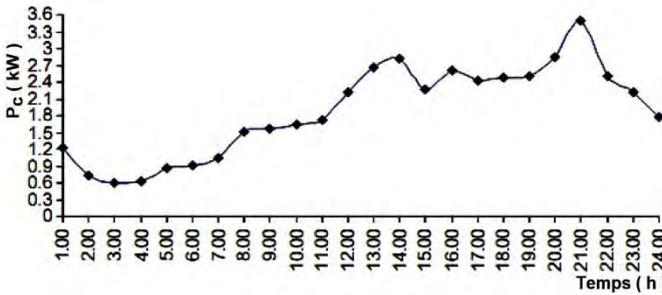


Fig. 10: Consommation journalière d'une station GSM [16]



Fig. 11: Paramètres techniques du système

4.6 Dimensionnement du système

À l'arrivée de cette étape, l'utilisateur avait terminé toute la saisie des différents paramètres techniques et économiques caractérisant le système hybride. La sélection du bouton correspondant, nous conduit à une nouvelle fenêtre récapitulative des résultats

de dimensionnement. Elle apparaît comme l'indique la figure 13. L'utilisateur trouve dans cette fenêtre la configuration optimale du dimensionnement du système hybride.

Par ailleurs, d'autres configurations qui satisfont à la condition mentionnée sur la valeur du 'LPSP' sont classées dans un tableau. Pour remplir ce tableau par les résultats calculés l'utilisateur appuie sur le bouton 'Ajouter les résultats'. De plus, les graphes des principales grandeurs sont fournis en cliquant sur les boutons correspondants (Fig. 13).



Fig. 12: Paramètres économiques du système

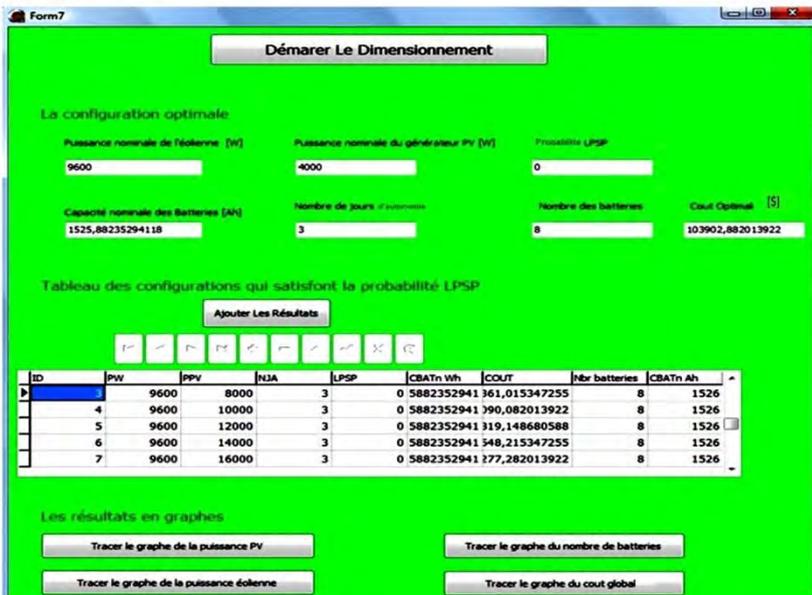


Fig. 13: Fenêtre des résultats de dimensionnement du système hybride

5. DIMENSIONNEMENT PAR LE LOGICIEL HOMER [17]

Le logiciel de dimensionnement Homer est un outil connu pour sa fiabilité dans la conception et l'analyse des systèmes d'énergies hybrides, qui contiennent un regroupement de générateurs conventionnels, des éoliennes, des générateurs photovoltaïques, de l'hydroélectricité, etc...

Ainsi, pour une ou plusieurs installations connectées au réseau ou autonomes, Homer permet d'obtenir la configuration optimale après une étude technico-économique [17].

Cette section est consacrée à la validation du logiciel conçu. Nous avons choisi le logiciel Homer comme outil de dimensionnement, afin de faire une analyse comparative. Pour cela, nous avons introduit dans ce dernier les mêmes données utilisées dans l'étude réalisée précédemment par notre logiciel. En outre, l'architecture de la centrale hybride à dimensionner est présentée dans la figure 14.

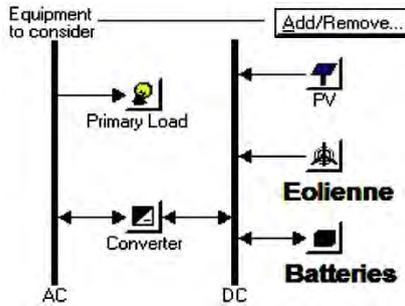


Fig. 14: Configuration de l'installation à dimensionner

Comme illustration, nous montrons dans la figure 15, l'introduction du profil de charge (station de télécommunication GSM) dans le logiciel Homer. De même pour les caractéristiques du générateur éolien choisi: la courbe de puissance ($P_n = 1.6 \text{ kW}$), le coût, la durée de vie, et le nombre des turbines, qui sont tous considérés dans le calcul du dimensionnement, comme le montre à la figure 16.

Par ailleurs, les données techniques et économiques des autres composants du système, ainsi que les données météorologiques du site choisi sont introduites de la même manière dans le logiciel Homer.

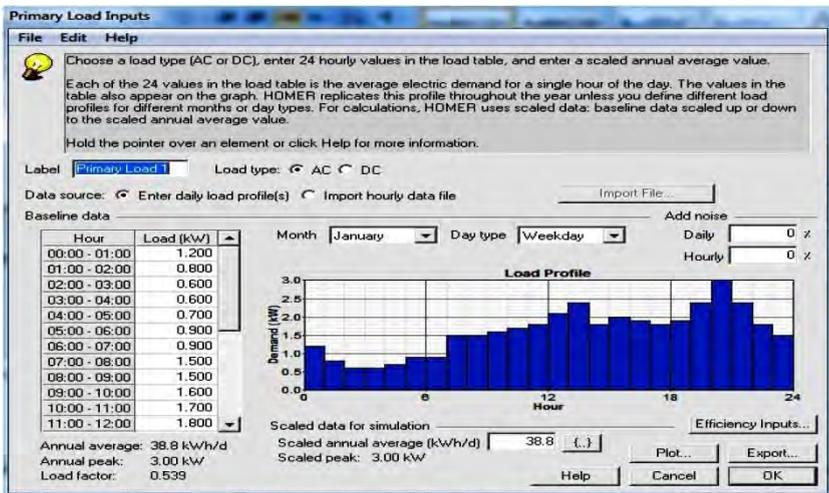


Fig. 15: Profil de charge de la station GSM

Une fois tous les paramètres sont introduits, nous passons par la suite à l'étape du dimensionnement. Les résultats obtenus sont présentés en détail dans la figure 17.

Le résultat optimal en termes de moindre coût est le premier sur la liste parmi toutes les configurations qui satisfont la demande d'un point de vue technique. Ainsi, le résultat optimal obtenu par le logiciel Homer est comme suit:

- ❖ 04 kW de puissance nominale pour les panneaux photovoltaïques.
- ❖ 06 éoliennes d'une puissance nominale de 1.5 kW chacune.
- ❖ 21 batteries de stockage de 2.4 kWh (12 V × 200 Ah).
- ❖ 5.5 kW de puissance nominale pour l'onduleur.
- ❖ Le prix optimal est de 113,071 \$.

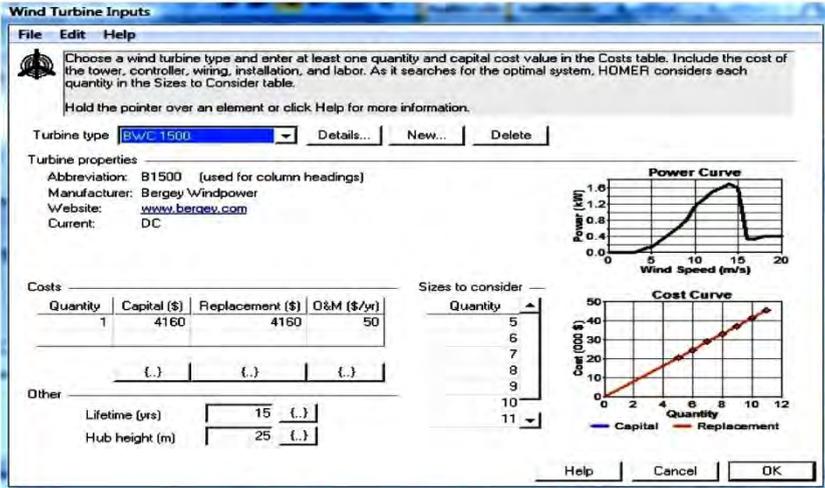


Fig. 16: Profil de charge de la station GSM

Sensitivity Results Optimization Results

Double click on a system below for simulation results.

	PV (kW)	B1500	Batt.	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Batt. Lf. (yr)
4	6	21	5.5	\$ 48,162	\$ 113,071	0.320	1.00	6.1	
6	5	21	5.5	\$ 49,002	\$ 114,712	0.324	1.00	5.8	
4	7	21	5.5	\$ 52,322	\$ 118,331	0.334	1.00	6.5	
6	6	21	5.5	\$ 53,162	\$ 119,167	0.337	1.00	6.3	
8	5	21	5.5	\$ 54,002	\$ 121,699	0.344	1.00	5.9	
4	8	21	5.5	\$ 56,482	\$ 124,189	0.351	1.00	6.9	
6	7	21	5.5	\$ 57,322	\$ 124,508	0.352	1.00	6.8	
8	6	21	5.5	\$ 58,162	\$ 126,193	0.356	1.00	6.5	
10	5	21	5.5	\$ 59,002	\$ 129,040	0.364	1.00	6.0	
6	8	21	5.5	\$ 61,482	\$ 130,448	0.369	1.00	7.2	
4	9	21	5.5	\$ 60,642	\$ 130,527	0.369	1.00	7.3	
8	7	21	5.5	\$ 62,322	\$ 131,587	0.372	1.00	6.9	
10	6	21	5.5	\$ 63,162	\$ 133,586	0.377	1.00	6.5	
12	5	21	5.5	\$ 64,002	\$ 136,497	0.386	1.00	6.0	
6	9	21	5.5	\$ 65,642	\$ 136,850	0.387	1.00	7.6	
4	10	21	5.5	\$ 64,802	\$ 137,228	0.388	1.00	7.6	
8	8	21	5.5	\$ 66,482	\$ 137,567	0.389	1.00	7.4	
10	7	21	5.5	\$ 67,322	\$ 138,998	0.393	1.00	7.0	
2	11	21	5.5	\$ 63,962	\$ 140,717	0.398	1.00	7.0	

Fig. 17: Résultats de dimensionnement par le logiciel Homer

En comparant avec les résultats obtenus par le logiciel de dimensionnement développé DimHybride, nous constatons que ces derniers sont très proches de ceux obtenus par le logiciel de dimensionnement Homer, surtout pour ce qui concerne les puissances nominales des systèmes éoliens et photovoltaïques, et aussi bien pour le prix optimal du système, comme l'illustre la figure 18.

Par conséquent, le logiciel DimHybride a donné des performances de dimensionnement qui sont globalement acceptables.

Sensitivity Results		Optimization Results													
Double click on a system below for simulation results.												Categorized		Overall	
Icons	PV (kW)	B1500	Batt.	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Batt. Lf. (yr)						
Icons	4	6	21	5.5	\$ 48,162	\$ 113,071	0.320	1.00	6.1						

-a- 'Homer'

Puissance nominale de l'éolienne [W]	Puissance nominale du générateur PV [W]	Probabilité LPSP
9600	4000	0
Capacité nominale des Batteries [Wh]	Nombre de jours d'autonomie	Coût Optimal [\$]
18310,5882352941	3	103948,148680588

-b- 'DimHybride'

Fig. 18: Comparaison des résultats de dimensionnement
-a- par le logiciel Homer -b- par le logiciel développé DimHybride

6. CONCLUSION

Dans cet article, nous avons en premier lieu abordé la méthode de dimensionnement des systèmes d'énergies hybrides, qui est basée sur la probabilité de non satisfaction de la charge, 'LPSP'. Une étude des possibilités techniques, selon le profil de charge, les données météorologiques du site et les caractéristiques des différents composants du système permet de déterminer plusieurs configurations, qui puissent satisfaire la condition sur la probabilité 'LPSP'.

Une étude économique est réalisée ensuite pour déterminer la configuration optimale. Cette méthode peut être appliquée pour les systèmes éoliens et pour les systèmes photovoltaïques séparément.

L'étape suivante a été la présentation de notre logiciel de dimensionnement des centrales à énergies hybrides DimHybride, qui utilise la méthode 'LPSP' présentée précédemment. Ce logiciel est conçu dont l'objectif est d'être pratique, interactif et surtout très facile à utiliser.

Une comparaison avec le logiciel Homer connu dans le domaine du dimensionnement des systèmes hybrides, permet de constater que nos résultats de dimensionnement sont très proches de ceux du logiciel Homer.

Cela veut dire que notre logiciel développé DimHybride possède une fiabilité acceptable, et qu'il peut être utilisé dans le dimensionnement des centrales d'énergies hybrides autonomes. De plus la structure modulaire de ce logiciel permet d'être valable pour d'autres configurations (PV-batteries ou bien éoliennes-batteries).

Comme amélioration à ce travail, nous proposons de faire une modélisation plus approfondie de tous les composants du système hybride.

En outre, intégrer dans ce logiciel d'autres méthodes de dimensionnement basées sur l'intelligence artificielle (Logique floue, Réseau de neurones, Multi-agents), pour tenir

compte d'un nombre plus important de paramètres, qui peuvent être des facteurs importants dans le choix de la configuration optimale.

REFERENCES

- [1] L. Stoyanov, 'Etude de Différentes Structures de Systèmes Hybrides à Sources d'Energie Renouvelables', Thèse de Doctorat en Energétique, Université Technique de Sofia, 2011.
- [2] M. Nasser, 'Supervision de Sources de Production d'Electricité Hybrides Eolien/Hydraulique dans les Réseaux d'Energie Interconnectés ou Isolés', Thèse de Doctorat, CNAM, Paris, 2011.
- [3] A. Bouharchouche, E.M. Berkouk and T. Ghennam, 'Control and Energy Management of a Grid Connected Hybrid Energy System PV-Wind with Battery Energy Storage for Residential Applications', Eighth International Conference and Exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies, EVER'13, Monte-Carlo, Monaco, March 27-30, 2013.
- [4] W. Zhou, C. Lou, Z. Li, L. Lu and H. Yang, 'Current Status of Research on Optimum Sizing of Stand-Alone Hybrid Solar-Wind Power Generation Systems', Applied Energy, Vol. 87, N°2, pp. 380 – 389, 2010.
- [5] J. L. Bernal-Agustin, R. Dufo-Lopez, 'Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems', Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 13, Issue 8, October 2009, Pages 2111–2118.
- [6] M.A. Elhadidy and S.M. Shaahid, 'Optimal Sizing of Battery Storage for Hybrid (Wind + Diesel) Power Systems', Renewable Energy, Vol. 18, N°1, pp. 77 – 86, 1999.
- [7] W.J. Burke, H.M. Merrill, F.C. Schweppe, B.E. Lovell, M.F. McCoy and S.A. Monohon, 'Trade off Methods in System Planning', IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, N°3, pp. 1284 - 1290, 1988.
- [8] S. Gomaa, A.K.A. Seoud, H.N. Kheiralla, 'Design and analysis of photovoltaic and wind energy hybrid systems in Alexandria, Egypt', Renewable Energy, Vol. 6, N°5-6, pp. 643 – 647, 1995647.
- [9] I. Vichiu, 'Modélisation et Analyse de l'Intégration des Energies Renouvelables dans un Réseau Autonome', Thèse de Doctorat, Université du Havre, Décembre 2005.
- [10] L. Stoyanov, G. Notton et V. Lazarov, 'Optimisation des Systèmes Multi-Sources de Production d'Electricité à Energies Renouvelables', Revue des Energies Renouvelables Vol. 10, N°1, pp. 1 – 18, 2007.
- [11] A. Kaabeche, M. Belhamel and R. Ibtouen, 'Optimal Sizing Method for Stand-Alone Hybrid PV/Wind Power Generation System', Revue des Energies Renouvelables SMEE'10, Bou-Ismaïl, Tipaza, pp. 205 – 213, 2010.
- [12] A. Rajendra and E. Natarjan, 'Optimization of Integrated Photovoltaic-Wind Power Generation Systems with Battery Storage', Energy, Vol. 31, N°12, pp. 1943 – 1954, 2006.
- [13] S. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi and A. Louche, 'Technical and Economic Asservisement of Hybrid Photovoltaic-Wind System with Battery Storage in Corsica Island', Energy Policy, Vol. 36, N°2, pp. 743 – 754, 2008.
- [14] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi and A. Louche, 'A Methodology for Optimal Sizing of Autonomous Hybrid PV/Wind System', Energy Policy, Vol. 35, N°11, pp. 5708 – 5718, 2007.
- [15] <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen>

- [16] O. Ekren and B.Y. Ekren, '*Size Optimization of a PV/Wind Hybrid Energy Conversion System with Battery Storage Using Response Surface Methodology*', *Applied Energy*, Vol. 85, N°11, pp. 1086 – 1101, 2008.
- [17] <http://www.homerenergy.com>