



Science Arts & Métiers (SAM)

is an open access repository that collects the work of Arts et Métiers Institute of Technology researchers and makes it freely available over the web where possible.

This is an author-deposited version published in: <https://sam.ensam.eu>
Handle ID: <http://hdl.handle.net/10985/8664>

To cite this version :

Guy-Clarence SEMASSOU, Jean-Pierre NADEAU, Patrick SEBASTIAN, Jerome PAILHES, Antoine VIANOU - Optimisation multicritère en conception de système photovoltaïque pour des maisons individuelles en contexte africain - Revue des Energies Renouvelables - Vol. 16, n°2, p.225-247 - 2013

Any correspondence concerning this service should be sent to the repository

Administrator : scienceouverte@ensam.eu



Optimisation multicritère en conception de système photovoltaïque pour des maisons individuelles en contexte africain

C. Semassou^{1*}, J.P. Nadeau^{2†}, P. Sebastian¹, J. Pailhès² et A. Vianou³

¹ Laboratoire, Institut de Mécanique et d'Ingénierie, I2M
Université de Bordeaux 1, Esplanade des Arts et Métiers, 33405 Talence Cedex, France

² Arts et Métiers ParisTech, Laboratoire, Institut de Mécanique et d'Ingénierie, I2M
Esplanade des Arts et Métiers, 33405 Talence Cedex, France

³ Ecole Polytechnique d'Abomey-Calavi; 01 B.P. 2009 Cotonou, Bénin

(reçu le 16 Juillet 2012 – accepté le 20 Avril 2013)

Résumé - *Le présent travail proposé, traite les systèmes énergétiques, du type photovoltaïque autonome, couplé à des batteries de stockage, et destinés à la couverture des besoins d'un foyer rural du Bénin. Ces systèmes énergétiques appropriés ont été analysés, modélisés et optimisés. Les critères d'évaluation sont issus d'une enquête réalisée auprès des responsables qui s'occupent des questions d'électrification en milieu rural, des professionnels sélectionnés qui jouent un rôle majeur dans le processus décisionnel des projets d'électrification en milieu rural, des associations locales qui ont bénéficié de ces projets au Bénin, des techniciens et des usagers de ces systèmes. Ces critères sont hiérarchisés selon la méthode AMDEC. Une méthode d'optimisation adaptée a été réalisée. Elle fait appel à une nouvelle approche de pondération.*

Abstract - *The present proposed work treats the energy systems, of the autonomous photovoltaic type, coupled with batteries of storage, and intended for the cover of the needs of a rural home of Benin. These appropriate energy systems were analyzed, modeled and optimized. The criteria of evaluation arise from a investigation realized in near various actors of the photovoltaic systems. These criteria are organized into a hierarchy according to the FMECA method. A method of adapted optimization was realized; she appeals to a new approach of weighting. So, we proceeded to the simultaneous minimization of ten criteria of decision. The objective multi-problem of optimization was transformed into a problem of optimization mono objective by means of the functions of desirability. The systematic scanning of the variables of conception allowed to generate a set of solutions which will be put at the disposal of the final decision-maker to direct his choices.*

Mots clés: Optimisation - Photovoltaïque autonome - Electrification décentralisée - Milieu rural.

1. INTRODUCTION

Une grande partie de l'énergie utilisée aujourd'hui dans le monde (plus de 80 %) provient de gisements de combustibles fossiles. Ces gisements constitués au fil des âges sont épuisables. Ainsi, d'après les chiffres de l'industrie BP (Statistical Review of World Energy, 2010), les réserves mondiales seront épuisées vers 2084. L'épuisement de ces ressources associée au réchauffement climatique qu'occasionne leur exploitation, doivent nous amener à envisager le développement des énergies renouvelables.

Les ressources renouvelables dont dispose le Bénin sont le solaire, l'éolien, l'hydroélectricité et la biomasse à des proportions relativement différentes. Elles sont

* seclar2001@yahoo.fr , patrick.sebastian@u-bordeaux.fr

† jean-pierre.nadeau@ensam.eu

sous-exploitées par rapport à leur potentiel. Parmi toutes ces énergies, l'énergie solaire offre le potentiel le plus important et prête le mieux à une électrification décentralisée, surtout pour les zones éloignées et difficiles d'accès.

Pour un habitant isolé, les facteurs qui restreignent l'utilisation du solaire photovoltaïque autonome sont l'intermittence de la ressource, le profil de consommation non contrôlable et difficile à anticiper, la gestion de risques liés au projet (technologique, économique et sociétal) et le choix de solutions pouvant permettre de couvrir les besoins énergétique au moindre coût sans interruption avec limitation des impacts sur l'environnement (énergie primaire consommée et émission de CO₂ correspondant). Bon nombre de travaux sur le dimensionnement optimal ont été effectués dans ce domaine et prennent souvent en compte la minimisation du coût économique et l'augmentation du taux de couverture des besoins énergétiques.

Le présent papier prend en compte, en dehors des deux critères précités, la minimisation du coût énergétique sur cycle de vie du système afin de limiter les impacts du système sur l'environnement. Une simulation du système sur son cycle de vie (20 ans) a été donc effectuée en vue de prendre en compte tous les coûts qui interviennent.

Il s'agit d'un problème multi critères antagonistes qui nécessitent le déploiement de stratégies pouvant prendre en compte toutes ces particularités. Les variables de conception utilisées sont le nombre de panneaux et de batteries, le type de panneau et de batterie et la section du câble entre les différents composants du système. La méthode d'agrégation des fonctions de désirabilité axée sur la moyenne géométrique a permis d'associer à chaque jeux de combinaison de variables de conception, un indice de désirabilité. On obtient trois indices de désirabilité relatifs aux critères économique, du taux de couverture des besoins et environnemental.

L'agrégation des indices de désirabilité suivant le même principe, conduit à une fonction objectif globale qui permet d'évaluer chaque solution. Les critères n'ayant pas la même importance, l'établissement d'un ordre de préférence est donc indispensable. A cet effet, nous avons introduit une nouvelle approche pour hiérarchiser ces critères en utilisant la méthode AMDEC.

Ainsi, la méthode d'optimisation (Fig. 1) adoptée dans cette étude, consiste d'abord à faire l'analyse du besoin, puis à élaborer les modèles physiques des différents composants et à définir les critères d'évaluation. Ensuite, on détermine les taux de satisfaction correspondant aux solutions et on procède enfin à l'évaluation et au classement des solutions proposées à partir des critères.



Fig. 1: Synoptique de la méthode d'optimisation utilisée

A travers l'étude d'un cas concret, nous montrons qu'un dimensionnement optimal permet de générer un ensemble de solutions, pouvant permettre d'orienter les choix du décideur.

2. PRESENTATION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME

Le système à dimensionner est composé d'un générateur photovoltaïque, d'un boîtier de raccordement, d'une rame de batteries et d'un onduleur-chargeur. L'installation étant autonome, la présence d'un dispositif de stockage est indispensable afin de pouvoir satisfaire, à tout instant, la demande du consommateur.

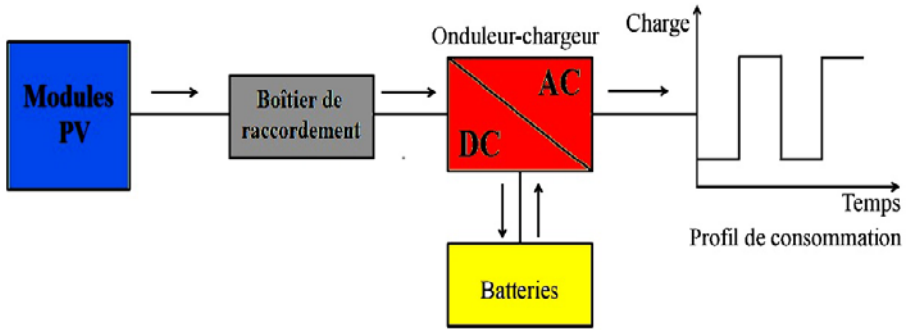


Fig. 2: Schéma physique de la chaîne de conversion de l'énergie solaire

Il est destiné à l'alimentation d'un ménage rural d'une localité du Bénin (Dékin), située à une trentaine de km de Cotonou, de Latitude $6^{\circ}34'42''N$ et de Longitude $2^{\circ}33'28''E$. Le choix de cette localité se justifie par le fait qu'elle est enclavée, non électrifiée. Elle fait partie aussi des localités qui ont bénéficié des projets solaires initiés par certaines ONG, donc à notre avis la population serait suffisamment informée des avantages que procure un système PV et de plus, ces installations n'ont pris en compte que la couverture des besoins sociocommunautaires et non des ménages.

Par ailleurs, au Bénin, les études socio économiques sont souvent réalisées pour des communes et non pour des villages. Donc il n'existe pas dans la littérature un profil de consommation d'un ménage de cette localité. Une enquête a donc été menée afin de déterminer le profil de consommation d'une journée d'un ménage (Fig. 3). Ce profil est supposé identique pour tous les jours de l'année. La consommation annuelle est estimée à 1523 kWh.

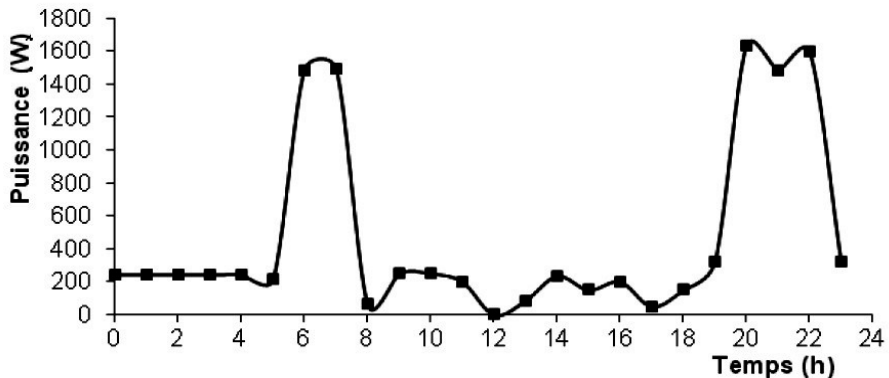


Fig. 3: Profil de consommation du foyer

Les variables de conception indispensables à la détermination des solutions sont regroupées dans le **Tableau 1**.

Tableau 1: Variables de conception

Variables de conception	Nomenclature	Plage de variation	Type de composant considéré
Nombre de module	N_{pv}	1 à 12	
Nombre de batterie	N_b	1 à 10	
Type de module	T_{pv}	1 à 2	50 W_c et 80 W_c
Type de batterie	T_b	1 à 2	75 Ah et 100Ah
Type de câble (section)	$T_{c\grave{a}ble1}$	1 à 2	$S_{11} = 2.5 \text{ mm}^2$ et $S_{12} = 4 \text{ mm}^2$
	$T_{c\grave{a}ble2}$	1 à 2	$S_{21} = 35 \text{ mm}^2$ et $S_2 = 50 \text{ mm}^2$
	$T_{c\grave{a}ble3}$	1 à 2	$S_{31} = 25 \text{ mm}^2$ et $S_{32} = 35 \text{ mm}^2$

$T_{c\grave{a}ble1}$: Type de câble de section S_1 entre module et boîtier de raccordement

$T_{c\grave{a}ble2}$: Type de câble de section S_2 entre boîtier et l'onduleur-chargeur

$T_{c\grave{a}ble3}$: Type de câble de section S_3 entre l'onduleur-chargeur et la batterie

Dans cette étude, les longueurs des câbles sont imposées:

→ Entre module et boîtier, on a: $L_1 = 7 \text{ m}$.

→ Entre boîtier et onduleur-chargeur, on a: $L_2 = 10 \text{ m}$.

→ Entre onduleur-chargeur et batterie, on a: $L_3 = 4 \text{ m}$.

Dans notre problème d'optimisation, huit configurations possibles de câbles sont choisis (**Tableau 2**).

Tableau 2: Configurations possibles de câbles

Config. $T_{c\grave{a}ble}$	1	2	3	4	5	6	7	8
S_1	S_{11}	S_{11}	S_{11}	S_{11}	S_{12}	S_{12}	S_{12}	S_{12}
S_2	S_{21}	S_{21}	S_{22}	S_{22}	S_{21}	S_{21}	S_{22}	S_{22}
S_3	S_{31}	S_{32}	S_{31}	S_{32}	S_{31}	S_{32}	S_{31}	S_{32}

3. MODELISATION DES COMPOSANTS DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

La modélisation nécessite un ensemble d'équations caractérisant tous les éléments du système étudié. Elle est donc une étape cruciale, car les modèles énergétiques des différents composants doivent être fiables pour rendre compte fidèlement du transfert de flux entre les différents composants. A ce stade, la condition qui s'impose, est de connaître la température et l'irradiation (données fournies par le service météorologique du Bénin), le profil de consommation et les données relatives aux équipements, afin de pouvoir déterminer à chaque instant, la puissance que peut fournir le système de production.

3.1 Modèle du capteur photovoltaïque

Nous utilisons un modèle à partir duquel la puissance horaire produite par le module, est déterminée à partir de l'éclairement reçu par le module, de la température ambiante et des caractéristiques du module. Ainsi, pour déterminer le courant et la tension du module, nous utilisons le modèle développé par Borowy *et al.* [Bor_96], Notton *et al.* [Not_10]. Ce modèle utilise les spécifications du module données par le fabricant, il permet de déterminer la production maximale du module. Le courant maximal I_{mp} fourni par le module au point de fonctionnement est défini par:

$$I_{mp} = I_{cc} \times \left\{ 1 - C_1 \times \left[\exp \left(\frac{V_m}{C_2 \times V_{co}} \right) - 1 \right] \right\} + \Delta I \quad (1)$$

Où, C_1 et C_2 sont des paramètres définis respectivement par:

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right) \times \exp \left(-\frac{V_m}{C_2 \times V_{co}} \right); C_2 = \left(\frac{V_m}{V_{co}} - 1 \right) / \ln \left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right) \quad (2)$$

La tension maximale V_{mp} au point de fonctionnement est définie par:

$$V_{mp} = V_m \times \left[1 + 0.0539 \log_{10} \left(\frac{G}{G_0} \right) \right] + \beta_0 \times \Delta T \quad (3)$$

$$\Delta I = \alpha_0 \times (G/G_0) \times \Delta T + \left(\frac{G}{G_0} - 1 \right) \times I_{cc} \quad (4)$$

$$\Delta T = T_c - T_r \quad (5)$$

La température de la cellule à l'instant t peut être définie par:

$$T_c = T_a + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \times G \quad (6)$$

Alors la puissance optimale à la sortie du module est définie par:

$$P_{mp} = I_{mp} \times V_{mp} \quad (7)$$

Où I_{cc} est le courant de court-circuit du module (A), I_m le courant du module dans les conditions de référence (A), V_{co} la tension de circuit ouvert du module (V), V_m la tension du module dans les conditions de référence (V), α_0 (A/°C) et β_0 (V/°C) sont respectivement les coefficients de température du courant et de la tension du module, G (W/m²) l'irradiation reçue par le module incliné de 10°, G_0 est l'irradiation de 1000 W/m² reçue dans les conditions de référence, T_r la température de référence de la cellule (25°C), NOCT la température nominale de la cellule calculée pour une irradiation de 800 W/m², une température ambiante de 25°C et une vitesse du vent de 1 m/s, $T_a(t)$ est la température du site considéré.

Les modules sont montés en série et en parallèle. Le nombre de modules en série peut être déterminé de la manière suivante [See_98]:

$$N_{pv,s} = U / U_{pv,n} \quad (8)$$

où U est la tension d'utilisation du système (12 V), $U_{pv,n}$ la tension nominale du module. Le nombre de module en série étant fixé, seul le nombre de branches de modules en parallèle U_{pv} est considéré comme variable de conception.

3.2 Modèle du système de stockage

3.2.1 Modèle de charge et de décharge

Nous utilisons le modèle développé par [Bog_96] qui permet de calculer la capacité de stockage en fonction de la puissance produite par le générateur PV et la charge demandée. La modélisation de l'accumulateur est donc nécessaire, notamment pour établir son état de charge instantané dans l'optique d'optimiser la gestion d'énergie au sein du système.

L'état de charge d'une batterie à un instant t , dépend de son état antérieur ($t-1$). Pour simplifier l'étude, on englobera le rendement de charge et celui de décharge dans le rendement global de la batterie η_{bat} (énergie fournie/énergie consommée). On en tiendra compte au niveau de la charge (c'est-à-dire comme si le rendement à la décharge était de 100 %). L'énergie dite 'de la batterie' sera donc une énergie effectivement disponible pour la charge [She_09].

Le rendement de la batterie dépend de plusieurs paramètres et fluctue notamment avec l'état de charge de la batterie (fonction du courant de charge) [Boi_05]. Pendant la charge, il est compris entre 0,65 et 0,85. Bien que critiquable, l'hypothèse d'un rendement constant est considéré dans cette étude. Sa valeur est prise égale à 85 %.

Lorsque la puissance produite par le générateur PV dépasse la puissance instantanée appelée, la batterie se charge et sa capacité à un instant t , peut être décrite de la manière suivante [She_09] :

$$E_B(t) = E_B(t-1) \times (1 - \sigma) + \left(U_{pv}(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} \right) \times \eta_{bat} \quad (9)$$

Quand l'énergie demandée par la charge est plus grande que l'énergie produite par le générateur PV, la batterie se décharge pour combler le déficit. Dans ce cas, l'énergie stockée à un instant t , peut être exprimée par la relation suivante [Ai_03]:

$$E_B(t) = E_B(t-1) \times (1 - \sigma) + \left(U_{pv}(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} \right) \quad (10)$$

où $E_B(t)$ et $E_B(t-1)$ sont respectivement les énergies stockées dans la batterie (Wh) à l'instant t et $t-1$, σ le taux horaire d'auto-décharge de la batterie, $E_{pv}(t)$ l'énergie produite par le module (Wh), $E_L(t)$ la charge demandée (Wh), η_{ond} le rendement de l'onduleur. Le pas de simulation Δt est pris égal à 1 h.

Dans le but de prévenir les décharges profondes de la batterie et de limiter les phénomènes de gassing, l'énergie stockée dans la batterie est soumise aux contraintes suivantes:

$$E_{B,min} \leq E_B(t) \leq E_{B,max} \quad (11)$$

où $E_{B,max}$ est la capacité maximale de stockage de la batterie, $E_{B,min}$ l'énergie minimale stockée dans la batterie, qui est définie par $E_{B,min} = (1 - DOD) \times C_{b,n}$,

DOD est la profondeur de décharge de la batterie, $C_{b,n}$ est la capacité nominale de la batterie.

Les batteries sont montées en parallèle et en série. Le nombre de batteries montées en série $N_{b,s}$ est supposé constant et peut être déterminé par [See_98]:

$$N_{b,s} = U / U_{b,n} \quad (12)$$

3.2.2 Tension de la batterie

Le modèle que nous proposons est basé sur la figure 4. La batterie est alors décrite par deux éléments dont les caractéristiques dépendent d'un certain nombre de paramètres. La tension aux bornes de l'ensemble des batteries est alors [Yan_08]:

$$V_{bat}(t) = N_{b,s} \times E_{co}(t) + N_{b,s} \times I_{bat}(t) \times R_{bat}(t) \quad (13)$$

où, $E_{co}(t)$ est la tension de circuit ouvert à l'instant t , (V); $R_{bat}(t)$ la résistance interne (Ω), $I_{bat}(t)$ l'intensité. La tension de circuit ouvert peut être exprimée de la manière suivante:

$$E_{co}(t) = VF + b \times \log(E_B(t) / C_{b,n}) \quad (14)$$

où, VF est la tension aux bornes de la batterie lorsqu'elle est chargée, et b est une constante empirique.

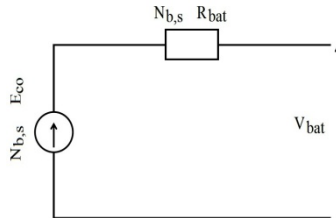


Fig. 4: Schéma électrique d'une rame de batteries montées en série

La variation de la résistance interne $R_{bat}(t)$ d'une batterie est principalement due à la résistance de l'électrode $R_{electrode}$ et la résistance de l'électrolyte $R_{electrolyte}$.

$$R_{bat}(t) = R_{electrode}(t) + R_{electrolyte}(t) \quad (15)$$

La variation de $R_{electrode}$ et $R_{electrolyte}$ en fonction de l'état de charge SOC peut être exprimée par:

$$R_{electrode} = r_1 + r_2 \times (E_B(t) / C_{b,n}); R_{electrolyte} = [r_3 + r_4 \times (E_B(t) / C_{b,n})]^{-1} \quad (16)$$

où, r_1 , r_2 , r_3 et r_4 sont des constantes, dont les valeurs diffèrent selon le mode de charge ou de décharge de la batterie (**Tableau 3**).

Tableau 3: Caractéristiques de la batterie plomb-acide

Paramètres	VF (V)	' b '	r_1 (Ω)	r_2 (Ω)	r_3 (Ω)	r_4 (Ω)
Mode de charge	13.250	0.810	0.062	0.046	95.638	52.671
Mode de décharge	12.662	0.724	0.055	-0.010	4.270	-100.730

Ce modèle a été initialement déduit d'une batterie de plomb-acide de capacité nominale précise, puis normalisé de façon à pouvoir être utilisé pour différents dimensionnements de l'accumulateur.

Finalement on a:

$$V_{\text{bat}}(t) = N_{b,s} \times \left\{ VF + b \times \log \left(\frac{E_B(t)}{C_{b,n}} \right) + I_{\text{bat}}(t) \times \left[r_1 + r_2 \times \frac{E_B(t)}{C_{b,n}} + \frac{1}{r_3 + r_4 \times \frac{E_B(t)}{C_{b,n}}} \right] \right\} \quad (17)$$

3.2.3 Courant de la batterie

Quand la puissance du générateur PV, P_{mp} est plus grande que la puissance appelée P_L , la batterie est à l'état de charge; le courant de la batterie au temps t s'écrit [Yon_03]:

$$I_{\text{bat}}(t) = \frac{P_{\text{mp}}(t)}{V_{\text{bat}}(t)} - \frac{P_L(t)/\eta_{\text{ond}}}{V_{\text{bat}}} \quad (18)$$

Dans ces conditions, le courant I_{bat} est compté positivement.

Quand la puissance du générateur PV, est plus grande que la puissance appelée, la batterie est à l'état de décharge; le courant de décharge de la batterie au temps t s'écrit:

$$I_{\text{bat}}(t) = \frac{P_{\text{mp}}(t)}{V_{\text{bat}}(t)} - \frac{P_L(t)/\eta_{\text{ond}}}{V_{\text{bat}}} \quad (19)$$

3.3 Modèle du système de conversion

Dans une installation électrique, la taille de l'onduleur est fonction de la charge totale P_{LT} de l'utilisateur. Ainsi, nous déterminons la puissance nominale de la manière suivante:

$$P_{n,\text{ond}} = \frac{P_{LT}}{\eta_{\text{ond}} \times \cos \varphi \times k_{\text{loss}}} \quad (20)$$

Où $\cos \varphi$ est le facteur de puissance que nous prenons égal à 0,9, η_{ond} est le rendement de l'onduleur (95 %) et k_{loss} est le coefficient de réduction relatif aux pertes sur les câbles (85 %).

Le calcul nous donne $P_{n,\text{ond}} = 2680 \text{ VA}$.

Mais dans la réalité, nous ne connaissons pas le $\cos \varphi$ des charges, ni les courants de démarrage. Ces deux conditions ajoutées au type d'onduleur disponible sur le marché béninois, nous obligent à procéder au choix d'un onduleur surdimensionné.

L'onduleur que nous avons choisi a une puissance nominale de 3 kVA (Solivia 3.0, 184 - 264 V, 47 - 52 Hz). La plage de tensions AC et de fréquences est programmée en fonction des exigences de chaque pays. Pour le cas du Bénin, on a 220 V et 50 Hz.

3.4 Modèle du câble électrique

Dans une installation photovoltaïque (hybride ou non), c'est au niveau de la partie courant continu de l'installation que les intensités sont les plus importantes. C'est donc dans cette partie que se pose le problème des pertes joules et des chutes de tensions dans les câbles.

Il est donc important au vu de tout cela de bien choisir et de bien dimensionner la section des conducteurs électriques de façon à limiter la baisse de tension entre les différents composants du système photovoltaïque.

Dans notre cas, de façon à estimer de la manière la plus précise possible les pertes par effet joule dues aux câbles électriques à chaque pas de temps de la simulation, celles-ci ont été calculées de la manière suivante:

- Entre panneaux et boîtier de raccordement

$$P_1(t) = N_{pv} \times \left(2 \times \rho_c \times \frac{L_1}{S_1} \right) \times I_{mp}^2(t) \quad (21)$$

- Entre boîtier et onduleur-chargeur

$$P_2(t) = N_{pv}^2 \times \left(2 \times \rho_c \times \frac{L_2}{S_2} \right) \times I_{mp}^2(t) \quad (22)$$

- Entre onduleur-chargeur et rame de batteries

$$P_3(t) = 2 \times \rho_c \times \frac{L_3}{S_3} \times I_{mp}^2(t) \quad ((23)$$

où, ρ_c est la résistivité du cuivre ($\Omega.m$). S_1 , S_2 , S_3 représentent respectivement la section du câble entre module et boîtier, entre boîtier et onduleur-chargeur et entre onduleur-chargeur et batterie (m^2). L_1 , L_2 , L_3 représentent respectivement les longueurs du câble correspondantes (m).

4. CRITERES D'EVALUATION DES PERFORMANCES DU SYSTEME

4.1 Définition des critères

Le choix des critères est une étape cruciale dans la formulation d'un problème d'optimisation. Ainsi, les critères retenus dans le cadre de cette étude proviennent d'une enquête que nous avons menée au près d'un panel d'évaluateurs constitués des responsables qui s'occupent des questions d'électrification en milieu rural au Bénin, des associations locales bénéficiaires des systèmes photovoltaïques au Bénin, des techniciens et des usagers de ces systèmes.

Le but du questionnaire est de recueillir des données afin d'identifier les facteurs de décision et de déterminer leur importance globale dans le processus décisionnel de mise en oeuvre de système photovoltaïque en milieu rural. A la suite de cette analyse, se dégagent deux fonctions contraintes FC1 et FC2 et une fonction de service FS. Pour satisfaire ces fonctions, il est indispensable de définir les critères d'aide à la décision. Les critères retenus à la suite de cette enquête sont résumés sur la figure 5.

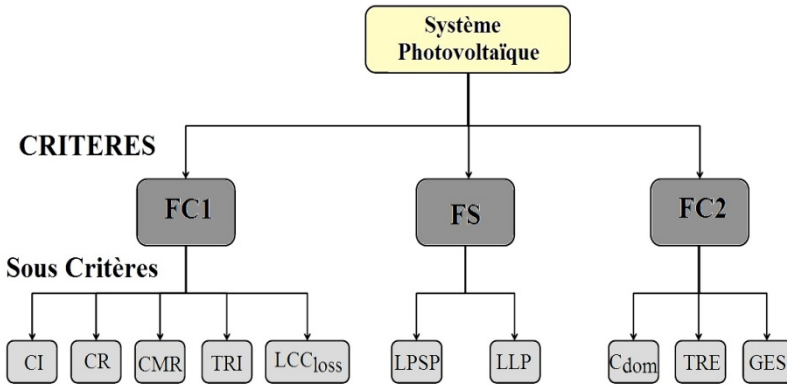


Fig. 5: Arbre hiérarchique pour l'évaluation Multi critère du système photovoltaïque

Le problème d'optimisation est donc structuré en arbre hiérarchique. Dans notre cas d'étude, l'arbre comporte plusieurs niveaux qui sont:

- Niveau 0: le système photovoltaïque à concevoir et qui reflètera le meilleur compromis possible pour répondre au mieux aux différents critères simultanément.
- Niveau 1: les critères de décision FC1, FC2 et FS.

où, FC1 permet de garantir un seuil de viabilité économique du système, FC2 permet de garantir un seuil de viabilité écologique du système et FS permet de garantir un seuil de couverture des besoins du consommateur.

- Niveau 2: les caractéristiques des critères sont: CI, CR, CMR, TRI, LCC_{loss}, LPSP, LLP, C_{dom}, TRE, GES.

où, CI est le coût d'investissement initial, CR : le coût de remplacement de composant, CMR : le coût de maintenance et de réparation, TRI : le temps de retour sur investissement, LCC_{loss} : le coût relatif à l'indisponibilité du système, LPSP : le taux de délestage énergétique, LLP : le taux de délestage temporel, C_{dom} : le coût lié aux dommages sur la santé et sur l'environnement, TRE est le temps de retour énergétique, GES sont les émissions de CO₂ relative à la fabrication des composants du système.

4.2 Modèles des critères

Le caractère aléatoire qui caractérise la production du système a rendu indispensable son analyse sur toute sa durée de vie. Ainsi, on a pris en compte les coûts économique et énergétique sur cycle de vie du système.

4.2.1 Coût économique sur cycle de vie du système

Ce coût intègre le coût d'investissement initial, le coût de remplacement du composant, le coût de maintenance et de réparation, et le coût d'indisponibilité du système. Pour un composant i du système, le coût économique sur cycle de vie peut être exprimé par l'équation suivante [Nav_10], [Deh_09], [Kha_05]:

$$LCC_i = N_i (CI_i + CR_i \times K_i + CMR_i \times PWA(ir, R_v)) \quad (24)$$

avec,

$$K_i = \sum_{n=1}^{y_i} \frac{1}{(1 + ir)^{nL_i}} \quad (25)$$

$$y_i = \left(\frac{R_v}{L_i} \right) - 1 \quad \text{Si } R_v \text{ est divisible par } L_i \quad (26)$$

$$y_i = \frac{R_v}{L_i} \quad \text{Si } R_v \text{ n'est pas divisible par } L_i \quad (27)$$

$$PWA(ir, R_v) = \frac{(1 + ir)^{R_v} - 1}{ir \times (1 + ir)^{R_v}} \quad (28)$$

où N_i est le nombre du composant i , CI_i , le coût d'investissement initial, CR_i , le coût de remplacement du composant, K_i , le coefficient d'actualisation de la valeur, CMR_i , le coût de maintenance et de réparation, PWA , le coefficient d'actualisation annuelle de la valeur, ir , le taux réel d'intérêt, R_v , la durée de vie du système, y_i , le nombre de remplacement du composant et L_i , la durée de vie du composant.

Pendant le temps de fonctionnement T du système, le déficit énergétique LOEE (Wh) peut s'exprimer par:

$$LOEE = \sum_{i=1}^T LPS(t) \times \Delta t \quad (29)$$

où, $LPS(t)$ est la différence entre la puissance appelée et la puissance fournie par le générateur PV et la batterie à un instant t , (W) et Δt est le pas de simulation (h).

Le coût relatif à l'indisponibilité du système pendant le temps de simulation T peut s'exprimer par [Kas_07]:

$$LCC_{loss} = LOEE \times NPC_{loss} \times PWA(ir, R_v) \quad (30)$$

On déduit alors le coût économique global sur cycle de vie du système:

$$\text{Coût}_{total} = \sum_i LCC_i + LCC_{loss} \quad (31)$$

Dans cette étude, on a pris $ir = 6\%$ et $R_v = 20$ ans. Les coûts économiques des différents composants du système sont résumés dans le **Tableau 4**.

Le câble électrique choisi dans cette étude est le cuivre. Le coût d'investissement élémentaire retenu est de 0.45 €/an pour un câble de section 2.5 mm², 0.55 €/an pour un câble de 4 mm², 3.03 €/an pour un câble de 25 mm², 4.84 €/an pour un câble de 35 mm² et 12.88 €/an pour un câble de 50 mm².

Tableau 4: Coûts économiques des différents composants du système [Thi_10], [kha_05], [Nav_10]

Compo. PV	CI	CR	CMR	Rendement (%)	Durée de vie (an)
Module PV	4 €/W	4 €/W	0	13	20
Batterie	0.4 €/Wh	0.4 €/Wh	7 €/an	85	4
Onduleur	0.5 €/VA	0.5 €/VA	28 €/an	90	15

Câble	0	0	50
-------	---	---	----

4.2.2 Coût du kilowattheure non fourni NPC_{loss}

Ce coût intègre toutes les conséquences économiques induites par un arrêt d'un composant ou du système. Dans notre étude, ce coût est pris égal à 5.6 \$US/kWh [Gar_06].

4.2.3 Temps de retour sur investissement du système

Il représente le ratio entre le coût économique global sur cycle de vie du système et le coût de l'énergie produite par le système en une année. On a:

$$TRI = \frac{Coût_{total}}{P_{kWh} \times \sum_0^T P_{mp}(t) \times \Delta t} \quad (32)$$

4.2.4 Coût énergétique sur cycle de vie

L'analyse du cycle de vie est un outil d'aide à la décision en éco conception permettant d'évaluer l'impact environnemental du système, de l'extraction des matières premières jusqu'à la fin de vie du système. Les indicateurs que nous avons retenus dans le cadre de notre étude sont le TRE, le GES et le C_{dom} .

4.2.4.1 Coût lié aux dommages sur la santé et l'environnement C_{dom}

Il permet d'apprécier de façon globale, l'impact de la mise en place du système sur la santé et l'environnement dont il fait partie intégrante. Les dommages relatifs à la mise en place d'une installation photovoltaïque peuvent être évalués financièrement.

Ces coûts peuvent être estimés à 0.15 centime d'euro par kWh en Europe du Sud [Fth_06].

4.2.4.2 Temps de retour énergétique

Il est exprimé comme le rapport entre l'énergie totale consommée pour la construction du système et sa production annuelle. On a:

$$TRE = \frac{GER}{\sum_0^T P_{mp}(t) \times \Delta t} \quad (33)$$

4.2.4.3 Emission de CO_2

La consommation d'énergie durant la mise en œuvre du système engendre une émission de CO_2 que nous pouvons aussi évaluer. Les données relatives à la consommation d'énergie et à l'émission de CO_2 sont résumées dans le **Tableau 5**.

Tableau 5: Energie consommée et émission de CO_2 [Als_06], [Thi_10], [Abb_10], [Bal_05]

Composants PV	Energie consommée	Emission de CO_2
Module PV	9.73 kWh/W	2.98 kg CO_2 /W
Batterie	359 kWh/kWh	0.06 kg CO_2 /Wh
Onduleur	0.4 kWh/VA	0.125 kg CO_2 /W
Câble	144 kWh/m	65 kg/m

4.2.5 Taux de délestage énergétique

Il peut être défini comme la fraction de l'énergie déficitaire sur celle demandée par la charge. Pour une période d'analyse T, la LPSP est le rapport de la somme de toutes les valeurs de perte d'énergie LPS(t) pour la même période sur l'énergie demandée.

La perte d'énergie LPS(t) est exprimée par:

$$LPS(t) = E_L(t) - (E_{mp}(t) + E_B(t-1) - E_{B,min}) \times \eta_{ond} \tag{34}$$

La LPSP est exprimée par [Pow_81], [Bor_96]:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \tag{35}$$

4.2.6 Taux de délestage temporel

Le délestage en temps correspond au rapport du temps cumulé où le consommateur n'est pas fourni en énergie alors qu'il en demande, sur le temps total d'utilisation du système:

$$LLP = t_{LPSP} / T \tag{36}$$

5. MODELES DES TAUX DE SATISFACTION

Les différents critères retenus dans cette étude, ne sont pas de même dimension. Pour régler ce problème de mise à l'échelle, nous utilisons des fonctions de désirabilité qui permettent de transformer les critères en grandeurs adimensionnelles. Elles permettent aussi d'exprimer les niveaux de satisfaction des critères à partir des différents modèles élaborés. Mais le choix d'une fonction de désirabilité dépend des impératifs de l'étude à mener ; dans notre cas, tous les critères sont à minimiser comme le montre le **Tableau 6**. A cet effet, nous utilisons la fonction de désirabilité de Harrington [Seb_10], [Wag_10]:

$$d(Y_m) = \frac{\exp(-\exp(\beta + \alpha \times Y_m))}{\ln(\ln(0.01)/\ln(0.09))} \tag{37}$$

avec $\alpha = \frac{AUC - USL}{AUC - USL}$

$$\beta = \ln(-\ln(0.09)) - \alpha \times USL$$

où, d est la désirabilité associée au critère Y_m, AUC est la tolérance supérieure pour le critère et USL est la valeur limite supérieure pour le critère. Les niveaux de critères utilisés sont regroupés dans le **Tableau 6**.

Tableau 6: Niveaux de critères

Critères	But	Limite sup. ' USL '	Tolérance sup. ' AUC '
CI	Minimiser	100 euros	8000 euros
CR	Minimiser	100 euros	8000 euros
CMR	Minimiser	0 euro	100 euros
TRI	Minimiser	2 ans	20 ans
LCC _{loss}	Minimiser	0 euro	100000euros
LPSP	Minimiser	1 %	50 %
LLP	Minimiser	1 %	50 %
C _{dom}	Minimiser	0	10 euros
TRE	Minimiser	3 ans	20 ans

GES	Minimiser	10 ⁶ g CO ₂	10 ⁸ g CO ₂
-----	-----------	-----------------------------------	-----------------------------------

La présence de plusieurs critères antagonistes et l’absence de relation d’ordre total entre les solutions suscitent le déploiement de stratégies susceptibles de prendre en compte ces particularités. La méthode que nous présentons dans cet article consiste à transformer le problème multi critère en un problème monocritère.

Il s’agit d’une méthode d’agrégation axée sur la moyenne géométrique pondérée des fonctions de désirabilité associées aux différents critères [Der_80]:

$$DOI_k = \prod_{r=1}^q d_r^{v_r} \tag{38}$$

où, DOI_k désignent les indices de désirabilité et v_r les coefficients de pondération relatifs aux critères.

On obtient alors trois indices de désirabilité liés aux trois fonctions précitées (FC1, FC2 et FS). Ils expriment les niveaux de satisfaction des fonctions. On agrège suivant le même principe les indices de désirabilité pour enfin obtenir la fonction objectif globale OF. On a:

$$OF = \prod_{r=1}^3 DOI_k^{w_k} \tag{39}$$

Où w_k désignent les coefficients de pondération relatifs aux indices de désirabilité.

Les coefficients de pondération utilisés sont indispensables, parce qu’ils représentent les souhaits exprimés par la population dans la mise en œuvre du système photovoltaïque. Nous avons utilisé la méthode du Processus d’Analyse Hiérarchique (AHP) [Saa_77] pour déterminer ces coefficients. La méthode AHP originale comporte quatre étapes dont la première est relative à l’hiérarchisation des critères par importance du plus important au moins important.

Nous avons donc voulu améliorer cette étape en introduisant une nouvelle approche d’hiérarchisation des critères. Pour cela, nous avons utilisé la méthode d’Analyse des Modes de Défaillances de leurs Effets et de leur criticité (AMDEC), qui nous permet d’analyser l’évaluation des critères d’aide à la décision. On s’est donc intéressé à l’indice de criticité (C) qui exprime le degré de gravité lié à la non satisfaction d’un critère dans la conception du système. Il est déterminé à partir du produit de trois autres indices [Fau_04], [Bel_11], soit:

$$C = G \times O \times D \tag{40}$$

où G est la gravité de l’effet, O la probabilité d’occurrence et D la probabilité de non-détection. Nous avons demandé à nos évaluateurs de s’appuyer sur une échelle de note variant de 1 à 10 [Fau_04], [Bel_11] pour noter chaque critère au regard de ces trois indices. A partir des indices de criticité, on a procédé au classement des fonctions, ainsi que des critères, puis à une comparaison par paires suivant une échelle de note allant de 1 à 10. Les résultats sont regroupés dans les **Tableaux 7 et 8**.

Tableau 7: Classement des fonctions

Fonctions	Criticité	Rang
FS	426	1 ^{er}

FC1	261	2 ^{ème}
FC2	196	3 ^{ème}

Logiquement, aux yeux de nos évaluateurs, la performance arrive en première position.

Tableau 8: Classement des critères

Critères	Criticité	Rang
FS		
LPSP	426	1 ^{er}
LLP	426	1 ^{er}
FC1		
CI	326	1 ^{er}
CMR	294	2 ^{ème}
CR	274	3 ^{ème}
TRI	225	4 ^{ème}
LCC _{loss}	185	5 ^{ème}
FC2		
C _{dom}	225	1 ^{er}
TRE	208	2 ^{ème}
GES	155	3 ^{ème}

Pour la comparaison binaire, on a demandé à nos évaluateurs s'ils estiment, par exemple, que CI est trois fois plus important que CMR, d'encercler le chiffre 3 (Fig. 6). Cette étape permet d'élaborer les matrices des jugements qui ont servi de tremplin à la détermination des coefficients de pondération. Les résultats sont regroupés dans les **Tableaux 9, 10, 11** et **12**.

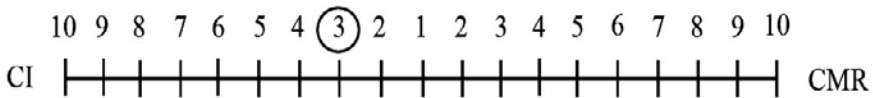


Fig. 6: Comparaison binaire des critères

Tableau 9: Poids des trois fonctions

Fonctions	FS	FC1	FC2
Poids (%)	67.38	22.55	10.07

Tableau 10: Poids des critères liés à FC1

Critères	CI	CR	CMR	TRI	LCC _{loss}
Poids (%)	52.24	24.93	13.4	6.79	3.64

Tableau 11: Poids des critères liés à FS

Critères	LPSP	LLP
Poids (%)	50	50

Tableau 12: Poids des critères liés à FC2

Critères	C _{dom}	TRE	GES
Poids (%)	62.67	27.97	9.36

Les ratios de cohérence RC sont calculés dans chaque cas et on constate qu'ils sont inférieurs à 10%; ce qui suppose que les jugements émis par nos évaluateurs sont cohérents.

6. CLASSEMENT DES SOLUTIONS

Dans cette étude, dix critères sont considérés. Il s'agit:

- De la minimisation de tous les critères définis au regard de FC1 (CI, CR, CMR, TRI, LCC_{loss});
- De la minimisation de tous les critères définis au regard de FS (LPSP, LLP);
- De la minimisation de tous les critères définis au regard de FC2 (C_{dom}, TRE, GES).

Après la modélisation, le problème à optimiser par notre approche multi critère, peut être résumé de la manière suivante.

Le traitement du modèle ainsi élaboré se fait par un balayage systématique des variables de conception. Ainsi, pour différents jeux de combinaison de variables de conception, nous déterminons toutes les fonctions objectif globales correspondantes.

On obtient au total 3840 solutions candidates que nous classons par ordre décroissant suivant leur taux de satisfaction correspondant.

Nous résumons sur la figure 7, les différentes étapes de la méthode d'optimisation utilisée.

$$\begin{aligned}
 &\text{Trouver } x = [N_{pv}, N_b, T_{pv}, T_{bat}, T_{c\grave{a}ble1}, T_{c\grave{a}ble2}, T_{c\grave{a}ble3}]^T \\
 &\text{Qui maximise } OF(x) = \{CI(x), CR(x), \dots, GES(x)\} \\
 &\text{Sujet \grave{a } } 100 \leq CI(x) \leq 8000 \\
 &100 \leq CR(x) \leq 8000 \\
 &\dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\
 &10^6 \leq GES(x) \leq 8 \times 10^6 \\
 &1 \leq N_{pv} \leq 12 \\
 &1 \leq N_b \leq 12 \\
 &1 \leq T_{pv}, T_{bat}, T_{c\grave{a}ble1}, T_{c\grave{a}ble2}, T_{c\grave{a}ble3} \leq 2
 \end{aligned} \tag{41}$$

7. RESULTATS ET ANALYSE

Sur la figure 8, nous avons considéré deux critères: le c t sur cycle de vie du système et le taux de délestage énergétique. Cette figure est une illustration du caractère contradictoire qui caractérise la plupart de nos critères.

En effet, on constate que plus le c t sur cycle de vie diminue, plus le taux de délestage énergétique augmente et vice-versa. Ainsi, pour un taux de délestage nul, le c t sur cycle de vie avoisine les 6000 euros, alors que pour un taux de délestage de 50 %, ce c t n'est que de 4000 euros.

Les figures 9 et 10 montrent respectivement les courbes de niveau et la représentation en 3D pour différentes combinaisons de modules et de batteries pour différentes valeurs de LPSP. On constate que la combinaison optimale varie d'une courbe de niveau à une autre. Plus le nombre de modules et de batteries augmente, plus le taux de délestage diminue.

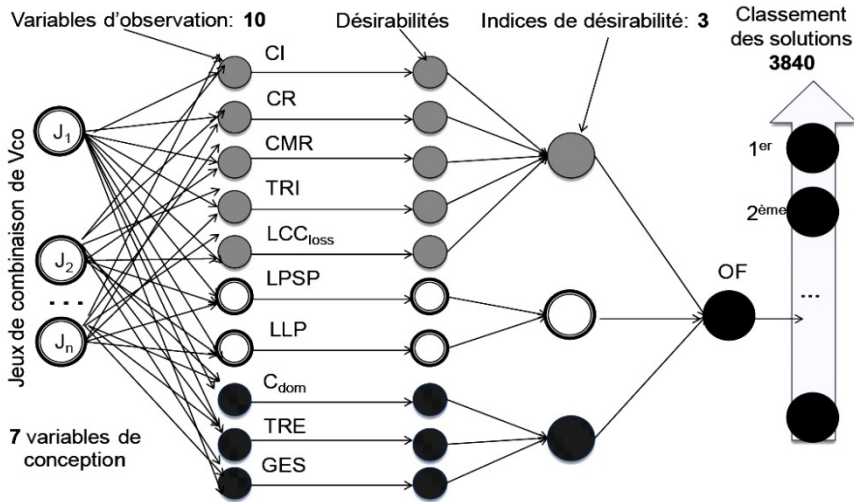


Fig. 7: Présentation globale de la méthode d'optimisation

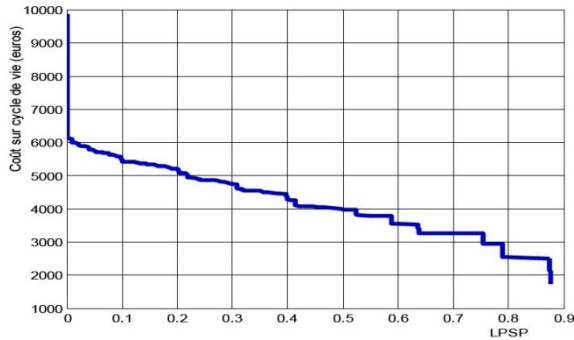


Fig. 8: Evolution du coût sur cycle de vie du système pour différentes valeurs de LPSP

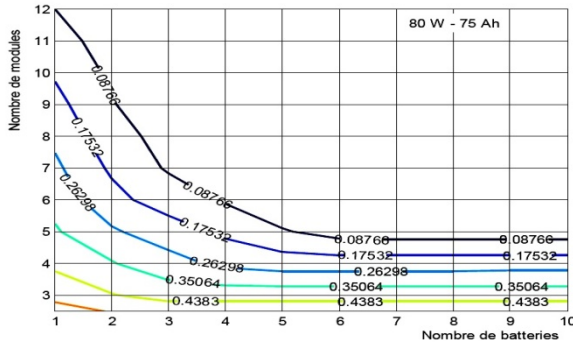


Fig. 9: Courbes de niveau pour différentes combinaisons de modules et de batteries pour différentes valeurs de LPSP (80 W, 75 Ah)

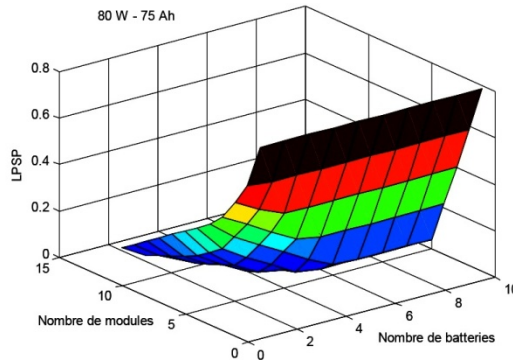


Fig. 10: 3D pour différentes combinaisons de modules et de batteries pour différentes valeurs de LPSP (80 W, 75 Ah)

Sur la figure 11, nous avons tracé l'indice de désirabilité (DOI_1) relatif au critère économique en fonction de tous les jeux de combinaison de variables de conception possibles. Nous avons considéré dans cette partie de notre étude comme variable de conception, le nombre de modules, le nombre de batteries, le type de module et le type de batterie.

La combinaison optimale correspond à un indice de désirabilité de valeur 0,8648. Cette valeur est encadrée en rouge sur cette figure et correspond à cinq (05) panneaux de 80 W et une batterie de 100 Ah, soit un ratio de 0.25 Ah/W.

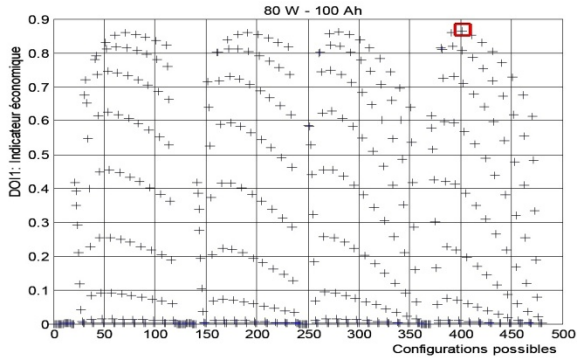


Fig. 11: Evolution de l'indice de désirabilité (DOI_1) au regard du critère économique en fonction des différentes configurations possibles

La figure 12 est une représentation en 3D de l'indice de désirabilité DOI_1 pour différentes combinaisons de modules et de batteries. La figure 13 est une représentation des courbes de niveau de DOI_1 pour différents jeux de combinaison du nombre de modules et de batteries de types fixés.

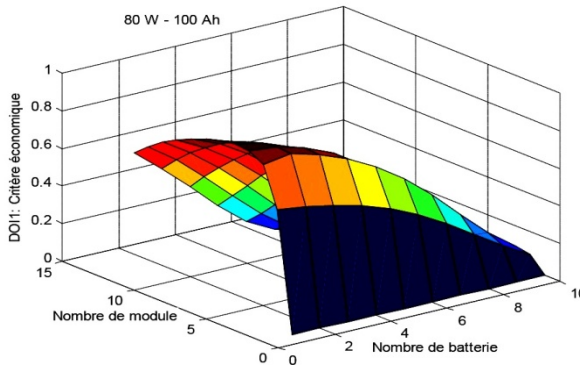


Fig. 12: 3D pour différentes combinaisons de modules et de batteries pour différentes valeurs de DOI_1 (80 W, 100 Ah)

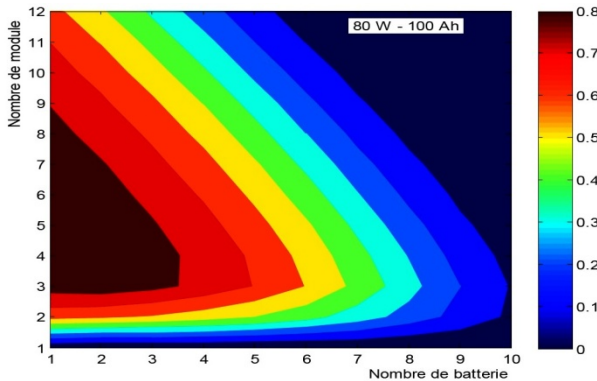


Fig. 13: Courbes de niveau pour différentes combinaisons

de modules et de batteries pour différentes valeurs de DOI_1 (80 W, 100 Ah)

Tableau 13: Caractéristiques des dix meilleures solutions

N_{pv}	N_b	I_{pv}	I_{bat}	$I_{câble}$	CI	CR	CMR	LCC_{loss}	TRI	TRE	GES	LPSP	LLP	OF
9	2	2	2	1	5079	4990	42	102	14,6	1,7	4422900	0,054	0,041	0,9043
7	3	2	2	1	4913	4830	49	37	13,6	2,2	4169500	0,019	0,041	0,9011
10	2	2	2	1	5402	5310	42	60	10,5	1,6	4693600	0,032	0,041	0,8961
11	1	2	2	1	5245	5150	35	168	15,3	1,4	4676300	0,089	0,097	0,8959
10	2	2	1	1	5162	5070	42	134	14,9	1,6	4549600	0,071	0,083	0,8958
8	3	2	2	1	5236	5150	49	0	9	2	4440200	0	0	0,8933
12	3	1	2	1	5088	4990	49	44	14,4	2,3	4451100	0,023	0,041	0,8910
11	2	2	1	1	5485	5390	42	93	11,3	1,5	4820300	0,049	0,041	0,8899
9	3	2	1	1	5199	5110	49	65	12,2	1,8	4494900	0,034	0,041	0,8897
12	1	2	2	1	5568	5470	35	125	11,8	1,4	4947000	0,066	0,083	0,8886

Nous procédons maintenant à une extension des variables de conception en incluant la section des câbles entre les différents composants du système, uniquement sur la partie courant continu. On constate qu'en termes de nombre de modules et de batteries nécessaires, les résultats obtenus sont différents de ceux précédemment évoqués.

Ainsi, on observe dans le présent cas que l'on enregistre pour la configuration optimale, les nombre les plus élevés de modules et de batteries: neuf (09) panneaux de 80 W et deux (02) batteries de 100 Ah, ce qui correspond à un ratio de 0.26 Ah/W, un câble de 2,5 mm² entre module et boîtier de raccordement, un câble de 35 mm² entre boîtier et onduleur-chargeur et un câble de 25 mm² entre onduleur-chargeur et batterie.

Les caractéristiques des dix meilleures solutions sont regroupées dans le **Tableau 13**. Ce tableau met en œuvre des solutions favorisant le délestage et des solutions assurant la couverture continue des besoins du consommateur

Les travaux sur le dimensionnement des systèmes PV autonomes prenant en compte le choix des câbles sont rares. La plupart de ces travaux se limitent seulement à la taille des systèmes photovoltaïques et la capacité de stockage des batteries, nécessaires pour couvrir les besoins du consommateur sans se soucier du type de câble à utiliser entre les différents composants.

Néanmoins, nous avons confronté nos résultats à ceux présentés par [Ai_03]. Ainsi, dans les travaux présentés par l'auteur, on constate que pour un taux de délestage de 0,01 (ce taux représente le cinquième du taux que nous avons obtenu pour notre configuration optimale), le ratio de la capacité des batteries sur la puissance photovoltaïque installée est de 0,84 Ah/W.

On constate une légère différence entre ce ratio et celui que nous avons trouvé. Plusieurs facteurs peuvent être à l'origine de cette différence. Les conditions climatiques et le profil de consommation utilisés par l'auteur cadrent avec le contexte de Hong Kong, alors que nos travaux se rapportent au contexte béninois. Contrairement à l'auteur, nous avons étudié le système photovoltaïque sur son cycle de vie. De plus, le système étudié dans [Ai_03] est hybride: éolien/photovoltaïque sans la prise en compte des câbles électriques.

9. CONCLUSION

Dans ce papier, nous avons visé la définition des critères d'évaluation des performances d'un système photovoltaïque autonome sur son cycle de vie. Pour y

parvenir, nous avons mis au point une méthode originale qui combine les méthodes AHP et AMDEC, afin d'établir la liste des critères indispensables à la mise en œuvre d'une part et de procéder à la détermination des poids correspondants d'autre part.

Le panel d'évaluateurs que nous avons constitué à cet effet paraît à nos yeux représentatif, car tous les experts à divers degrés ont été pris en compte. Par ailleurs, la méthode d'optimisation utilisée nous paraît simple et efficace.

Ainsi, après la modélisation des composants et la définition des critères d'aide à la décision, nous avons implémenté tous les modèles dans l'environnement Matlab®. On détermine toutes les solutions envisageables sans restriction par le biais d'un balayage systématique des variables de conception. Par exemple, une des solutions correspondant à une installation photovoltaïque complète, nécessite environ 5300 Euros comme coût d'investissement initial sans compter les coûts de remplacement de composant, de maintenance et de réparation et d'indisponibilité du système, pour un taux de délestage de 0%.

Elle est la meilleure solution à partir des critères initiaux en termes de couverture des besoins. Cette solution impose un niveau de vie élevé. Une restriction des contraintes initiales en termes de besoins est donc nécessaire et elle permettra de disposer de nouvelles solutions économiques, adéquates avec les possibilités de paiement des villageois.

REFERENCES

- [Abb_03] Technical Report, '*Environmental Product Declaration: Converter Module DSC 400*', ABB, Automation Division Drives, Lampertheim, Germany, 2003.
- [Ai_03] B. Ai, H. Yang, H. Shen and X. Lia, '*Computer-Aided Design of PV/Wind Hybrid System*', Renewable Energy, Vol. 28, N°10, pp. 1491 – 1512, 2003.
- [Als_06] E.A. Alsema and M.J. de Wild-Scholten, '*Environmental Impact of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production*', Presented at 13th CIRP Intern. Conference on Life Cycle Engineering, Leuven, 31 May - 2 June 2006.
- [Bal_05] J.M. Baldasano Recio, '*Estimate of Energy Consumption and CO₂ Emission Associated with the Production, Use and Final Disposal of PVC, XLPE and PE Cables*', Report: PVC-Cab-200411-2. Barcelona, 2005.
- [Bel_11] A. Belhomme, 2011. <http://btsmiforges.free.fr/>
- [Boi_05] A. Boitier et C. Alonso, '*Dimensionnement d'un Système Photovoltaïque*', CETSIS'2005, Nancy, 25-27 Octobre 2005.
- [Bor_96] S.B. Bogdan and Z.M. Salameh, '*Methodology for Optimally Sizing the Combinaison of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System*', IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 11, N°2, pp. 367 - 375, 1996.
- [Deh_09] S. Dehghan, B. Kiani, A. Kazemi and A. Parizad, '*Optimal Sizing of a Hybrid Wind/PV Plant Considering Reliability Indices*', World Academy of Sciences, Engineering and Technology, Vol. 32, pp. 527 – 535, 2009.
- [Der_80] G. Derringer and R. Suich, '*Simultaneous Optimization of Several Response Variables*', Journal of Quality Technology, Vol. 12, N°4, pp. 214 – 219, 1980.
- [Fau_04] J. Faucher, '*Pratique de l'AMDEC – Assurer la qualité et la sûreté de fonctionnement de vos produits, équipements et procédés*', Edition Dunod, Paris, 2004.

- [Gar_06] R.S. Garcia and D. Weisser, 'A Wind-Diesel System with Hydrogen Storage: Joint Optimization of Design and Dispatch', *Renewable Energy*, Vol. 31, N°14, pp. 2296 – 2320, 2006.
- [Kas_07] K. Kassmi, M. Hamdaoui et F. Olivié, 'Conception et Modélisation d'un Système Photovoltaïque Adapté à une Commande MPPT Analogique', *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 10, N°4, pp. 451 – 462, 2007.
- [Kha_05] M.J. Khan and M.T. Iqbal, 'Pre-Feasibility Study of Stand-Alone Hybrid Energy Systems for Applications in Newfoundland', *Renewable Energy*, Vol. 10, N°6, pp. 835 - 854, 2005.
- [Nav_10] A. Navaeefard, S.M. Moghaddas Tafreshi, M. Derafshian Maram, 'Distributed Energy Resources Capacity Determination of a Hybrid Power System in Electricity Market', 25th International Power System Conference, 10-E-EPM-2163, PSC 2010.
- [Not_00] G. Notton et M. Nusselli, 'Utilisation Rationnelle de l'Energie et Energies Renouvelables, des Alliés Contestables: Application à une Production Décentralisée d'Electricité Photovoltaïque', Université de Corse – Centre de Recherches, 'Energie et Systèmes' U.R.A. CNRS2053, France, 2000.
- [Saa_77] T.L. Saaty, 'A Scaling Method for Priorities in Hierarchical Structures', *Journal of Mathematical Psychology*, Vol. 15, pp. 234 - 281, 1977.
- [Seb_10] P. Sebastian, T. Quirante, V. Ho Kon Tiat and Y. Ledoux, 'Multi-Objective Optimization of the Design of Two-Stage Flash Evaporators: Part 2. Multi-Objective Optimization', *International Journal of Thermal Sciences*, Vol. 49, N°12, pp. 2459 – 2466, 2010.
- [She_09] W.X. Shen, 'Optimally Sizing of Solar Array and Battery in a Stand-Alone Photovoltaic System in Malaysia', *Renewable Energy*, Vol. 34, N°1, pp. 348 - 352, 2009.
- [Thi_10] Y. Thiaux, 'Optimisation des Profils de Consommation pour Minimiser les Coûts Economique et Energétique sur Cycle de Vie des Systèmes Photovoltaïques Autonomes et Hybrides. Evaluation du Potentiel de la Technologie Li-Ion', Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure de Cachan, 2010.
- [Fth_06] V. Fthenakis and E. Alsema, *Progress in Photovoltaics, (PV data) and Dones and Heck, MRS' Symposium proceedings*, 2006.
- [Wag_10] T. Wagner and H. Trautmann, 'Integration of Preferences in Hypervolume-Based MultiObjective Evolutionary Algorithms by Means of Desirability Functions', *IEE Transactions on Evolutionary Computation*, Vol. 14, N°5, 2010.
- [Yan_08] H. Yang, W. Zhou, Lin Lu and Z. Fang, 'Optimal Sizing Method for Stand-Alone Hybrid Solar-Wind System with LPSP Technology by Using Genetic Algorithm', *Solar Energy*, Vol. 82, N°4, pp. 354-367, 2008.
- [Yon_03] H. Yong and J. Burnett, 'Weather Data and Probability Analysis of Hybrid PV-Wind Power Generation Systems in Hong Kong', *Renewable Energy*, Vol. 28, N°11, pp. 1813 – 1824, 2003.

