

Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables

L. Stoyanov ^{1*}, G. Notton ² et V. Lazarov ¹

¹ Faculté d'Ingénierie Electrique (B1.12), Université Technique de Sofia, 8, Boulevard K1., Ohridski, 1000 Sofia, Bulgarie

² Equipe Energies Renouvelables, Laboratoire SPE UMR, CNRS 6134, Université de Corse, Centre Scientifique de Vignola, Route des sanguinaires, 2000 Ajaccio, France

(reçu le 20 Décembre 2006 – accepté le 25 Mars 2007)

Résumé - *L'objectif principal de ce papier est d'analyser les transferts d'énergie qui ont lieu au sein du système hybride photovoltaïque/groupe électrogène/batteries. Une simulation du comportement énergétique d'un tel système est développée et plusieurs paramètres sont analysés tels que: énergie perdue, consommation de carburant, part du photovoltaïque dans la production globale. L'analyse a montré que les différentes énergies sont plus dépendantes de la taille du champ PV que de la capacité de stockage des batteries et qu'une capacité de stockage supérieure à deux ou trois jours d'autonomie n'est pas nécessaire car une augmentation du stockage au-dessus de cette valeur n'a pas un impact suffisant sur les performances du système hybride. Enfin, une étude économique a été réalisée pour déterminer la configuration optimale du système hybride, c'est-à-dire celle qui conduit au plus faible coût de production.*

Abstract - *The main objective of this paper is to analyse the energy transfers taking place in a stand alone hybrid photovoltaic/engine generator/battery system. A simulation of the energy behaviour of such a system is developed and several parameters are analysed such as wasted energy, fuel consumption, part of the PV subsystem in the global production. The analysis shows that the various energies are more dependent from the PV modules areas than the storage capacity and that more than two or three days of autonomy is not necessary because an increase of the storage beyond this value have not a sufficient impact on the performance of the hybrid system. At last an economical study is performed to determine the optimized configuration of the PV hybrid system i.e. the system configuration conducting to the lowest kWh cost.*

Mots clés: Systèmes hybrides photovoltaïques - Dimensionnement - Optimisation.

1. INTRODUCTION

De récentes estimations ont montré qu'actuellement près de 2,2 milliards d'individus ne sont toujours pas raccordés aux grands réseaux d'électricité [1, 2], (soit environ 44 % de la population mondiale), pour la plupart situés dans les pays du Tiers Monde (Fig. 1). La forte croissance de la population prévue dans les années à venir (11 milliards d'individus à la fin de ce siècle) devrait encore augmenter les besoins. Ne serait-ce qu'en Europe, plus de 900 000 personnes vivent encore sans électricité, 95 % d'entre eux résidant dans la partie sud du continent du fait des plus faibles revenus, de la présence de régions rudes et d'une faible densité de population [3]. Selon les estimations de la Banque Mondiale [2], dans les prochaines vingt cinq années, 800 millions d'individus devraient accéder à l'électricité dans les pays en voie de développement 'PVD' en zones rurales. Les énergies renouvelables bien adaptées à une production décentralisée d'électricité peuvent contribuer à résoudre ce problème et ouvrir de vastes marchés notamment pour les entreprises du secteur photovoltaïque et éolien.

Pour illustrer ces propos, précisons que l'électrification des sites isolés représentait en 1994, 60 % de la production des modules photovoltaïques, 24 MW pour l'électrification domestique (35%) et 17 MW pour les applications professionnelles (25%) [4].

* Stoyanov_ludmil@abv.bg _ gilles.notton@univ-corse.fr _ vl.lazarov@tu-sofia.bg

La production des modules photovoltaïques a fortement augmentée: quelques dizaines de kWc en 1970, plus de 100 MWc en 1997 [5] et 740 MWc en 2003 dont 30 % de la communauté européenne. En 2004, le cumul des productions depuis 1978 s'établissait à 4090 MWc, dont 1700 (42%) produits au Japon, 940 (23%) aux États-Unis, 1070 (26%) en Europe et 380 (9%) essentiellement depuis l'Inde et l'Australie [6].



Fig. 1: Pourcentage de la population non raccordée au réseau de distribution d'électricité [1, 3]

Dans le même temps, ces marchés prometteurs ont permis de réduire le prix des cellules photovoltaïques en quelques années, de plus de 100 \$/Wc au début des années 70 à 5 \$/Wc à la fin des années 80 et à près de 3-4 \$/Wc aujourd'hui. Le prix de vente moyen des grands modules au silicium cristallin s'établit entre 2,5 et 2,8 €/Wc dépendant des quantités. Il baisse de 20% chaque fois que double la production cumulée. De même, le rendement moyen des cellules passait de 7-8% à 13-14% en production industrielle [4].

Potentiellement, l'électrification photovoltaïque des populations rurales non raccordées au réseau dans les PVD représente un marché de l'ordre de 15 à 20 GWc [4], pour des ventes annuelles dans ce secteur de l'ordre de 15 à 20 MWc.

Comme l'a spécifié Ciscar [7], un des buts principaux des différents programmes d'électrification rurale dans les PVD est de stimuler le développement rural [8], ce qui est un formidable objectif. Puisque l'énergie est un besoin humain essentiel, fournir de l'électricité à des zones rurales devrait être un moteur de croissance. En fait, il s'agit d'un outil nécessaire au développement, mais pas suffisant car ce problème de développement est complexe et nécessite une approche intégrant plusieurs facteurs faisant appel à différents domaines et notamment aux sciences humaines. Cela a été confirmé par la Banque Mondiale [9] dans une étude basée sur un retour d'expérience sur l'électrification rurale dans plus d'une dizaine de pays: *'l'électrification n'a pas, par elle-même, stimulé le développement, mais la disponibilité de l'électricité est une nécessaire, mais non suffisante, condition de développement'*.

Le rôle des énergies renouvelables dans les régions en développement n'est donc pas seulement d'apporter 'une puissance énergétique', mais un outil de développement social et économique des zones rurales. Le nombre de kilowattheures produits peut paraître insignifiant devant la capacité de production énergétique du pays, mais ces quelques dizaines ou centaines de kilowattheures peuvent ranimer tout l'espoir d'un village ou d'une communauté. Les services

qu'ils peuvent apporter (eau potable, conservation des vaccins, télécommunications,..) ont un impact important sur le développement et la qualité de la vie.

Dans cet article, après avoir fait une présentation des différentes configurations possibles de systèmes hybrides, nous étudierons l'évolution de différents paramètres relatifs à des flux d'énergie mis en jeu dans le système et également à des caractéristiques de fonctionnement des groupes électrogènes en fonction de la configuration du système hybride.

2. LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES HYBRIDES - GENERALITES

2.1 Pourquoi un système hybride

Dans les zones rurales, le coût élevé de l'extension du réseau électrique oblige les institutions à envisager d'autres solutions alternatives. Parmi elles, on trouve l'utilisation de groupes électrogènes (GE) diesel souvent considérés comme une solution économique et fiable, mais générant quelques nuisances d'ordre environnementale et pratique pour l'utilisateur :

- coûts élevés de fonctionnement,
- dépendance énergétique (pays de l'OPEP),
- problème d'approvisionnement en carburant (éloignement des fournisseurs de carburants);
- maintenance compliquée et coûteuse,
- faible durée de vie (environ 5 ans et parfois moins),
- impossibilité d'une production électrique continue sur 24 heures (ou nécessité de disposer de plusieurs GE),
- nuisances sonores et problèmes de gestion des huiles de vidange.

Les systèmes photovoltaïques (PV) fournissent de l'électricité de manière ininterrompue, sans bruit, ni nuisances environnementales (excepté la présence des accumulateurs électrochimiques difficiles à recycler). Faciles à installer, ils nécessitent peu de maintenance et font preuve d'une grande fiabilité. Leurs problèmes résident dans le coût d'investissement élevé nécessaire à leur installation et la limitation de la charge électrique à satisfaire.

Les systèmes photovoltaïques (PV) peuvent être associés à d'autres sources d'énergie, la plupart du temps contrôlable comme un groupe électrogène, mais parfois aléatoires (association PV-éolien). Dans cette configuration, association de plusieurs sources, les avantages de chacune des sources d'énergie sont ainsi ajoutés :

- le système photovoltaïque réduit la consommation, le temps de fonctionnement et donc de la maintenance du groupe,
- la présence du stockage par batteries réduit la puissance nominale du groupe,
- la présence du groupe réduit la taille du champ photovoltaïque et la capacité de stockage des batteries diminuant ainsi le coût du système,
- la fiabilité du système global est augmentée,
- les puissances et les énergies mises en jeu sont plus importantes et la charge à alimenter plus élevée.

Se posent alors les problèmes suivants :

- choisir correctement la taille de chaque composant du système énergétique,
- optimiser la gestion de l'énergie au sein de ce système,
- et enfin, rechercher la configuration optimale, c'est-à-dire le coût de production minimal.

2.2 Les différentes configurations des systèmes photovoltaïques hybrides [10]

Le champ photovoltaïque génère du courant continu, mais la consommation domestique exige le plus souvent du courant alternatif, c'est pourquoi il est souvent nécessaire d'adjoindre au système un onduleur. De cette façon, le générateur photovoltaïque travaille en parallèle ou en alternance avec le générateur diesel. On distingue les configurations suivantes :

- Système hybride PV - Diesel série
- Système hybride PV - Diesel commuté
- Système hybride PV - Diesel parallèle.

Nous présenterons ci-après, les avantages et les inconvénients de chaque configuration.

Configuration série

Dans cette configuration, l'énergie produite par le générateur diesel est d'abord redressée et puis convertie de nouveau en alternatif pour être fournie à la charge, ce qui implique des pertes de conversion significatives. Lorsque l'énergie produite par le champ photovoltaïque et l'énergie stockée sont suffisantes pour répondre à la demande de la charge, le diesel est débrayé. La puissance en courant continu fournie par le champ et la batterie est convertie en courant alternatif par un onduleur. De plus, il faut noter que dans la plupart des systèmes de ce type, le rendement du système est diminué à cause du transit d'une grande partie de l'énergie par la batterie, augmentant ainsi le nombre des cycles charge – décharge (Fig. 2).

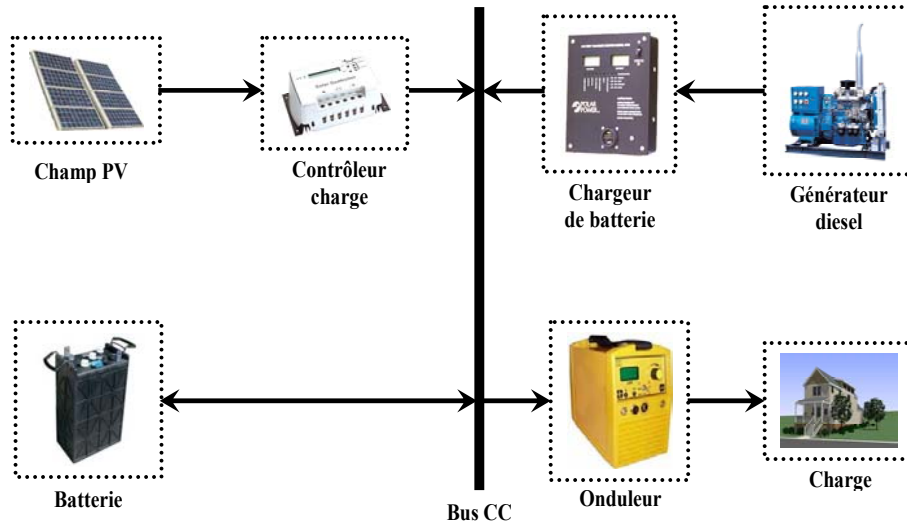


Fig. 2: Système hybride PV - Diesel série

Le régime de fonctionnement du générateur dépend d'une part de la demande d'énergie et d'autre part, de l'état de charge de la batterie et de la production du champ PV. La batterie se charge quand de l'énergie est produite en excès par le champ. Au contraire, quand l'énergie produite n'est pas suffisante, alors la batterie se décharge. Le contrôleur solaire prévient la surcharge de la batterie et sa décharge trop profonde. On peut également faire appel à un convertisseur CC/CC (MPPT) qui permettra au champ PV de faire fonctionner le champ à son point maximum de puissance. Le système hybride peut travailler de manière automatique si on ajoute un système de mise en marche et arrêt du générateur diesel.

Les avantages sont:

- La puissance du GE peut être optimale lorsqu'il approvisionne la charge et qu'en plus il charge la batterie jusqu'à un niveau de charge de la batterie de 70 - 80 %.
- Le système électrique est simplifié à cause de l'absence de changement de la source d'électricité en courant alternatif.
- La mise en marche du générateur diesel ne provoque pas d'interruption de l'alimentation de la charge.
- Grâce à l'onduleur, on peut obtenir différentes formes du courant selon les besoins (sinusoïdal, carré,...).

Les inconvénients sont:

- L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur diesel, c'est pourquoi il doit être dimensionné pour satisfaire la puissance de pointe de la charge.

- La durée de vie de la batterie est diminuée à cause de l'augmentation du nombre des cycles charge - décharge.
- Le rendement total du système est faible à cause des pertes de conversion dues au fait que le générateur diesel ne peut pas fournir son énergie directement à la charge.
- La détérioration de l'onduleur provoque l'arrêt complet de l'alimentation.

Configuration commutée

Cette configuration est très fréquemment utilisée malgré ses limitations opérationnelles. La charge peut être alimentée soit par le générateur diesel, soit par l'onduleur alimenté par le photovoltaïque ou la batterie mais le fonctionnement en parallèle n'est pas encore possible. La batterie peut être chargée de nouveau par le champ PV et le diesel. L'avantage principal de cette configuration par rapport à la configuration série consiste dans l'élimination de la conversion de l'énergie fournie par le générateur d'où l'élimination des pertes supplémentaires de conversion. En principe, la puissance produite par le générateur est supérieure à la demande de la charge et l'excès est utilisé pour la charge de la batterie. Comme dans le cas précédent, le diesel est arrêté, lorsque la demande est faible et peut être satisfaite par le champ photovoltaïque et la batterie. La complexité du système implique l'utilisation d'un contrôle automatique à la place de la commande manuelle (Fig. 3).

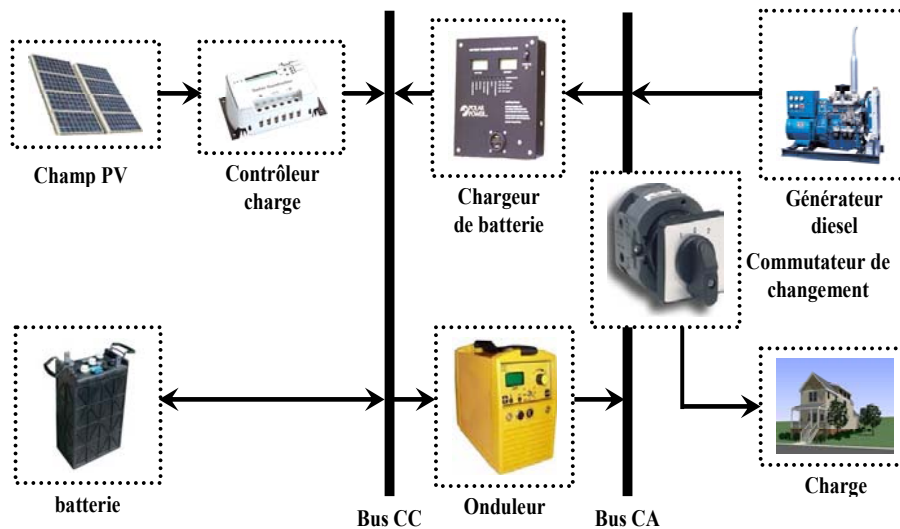


Fig. 3: Système hybride PV - Diesel commuté

Les avantages de cette configuration sont:

- Différentes formes du courant sont possibles, selon les besoins (sinusoïdal, signal carré, ..).
- Le générateur peut fournir l'énergie produite directement à la charge, ce qui augmente le rendement du système et diminue la consommation de carburant.

Par contre, les inconvénients sont:

- Il y a une coupure instantanée, lors de la commutation des sources alternatives.
- Le générateur et l'onduleur sont dimensionnés pour la puissance pointe de la charge, ce qui réduit leurs rendements en fonctionnement à faible charge.

Configuration parallèle

Dans la configuration parallèle, toutes les sources peuvent alimenter la charge séparément à faible et moyenne demande mais également suppléer les pointes en combinant les sources. L'onduleur bi-directionnel peut fonctionner, soit comme un redresseur lorsqu'il y a un excès d'énergie produite par le diesel pour charger la batterie, soit comme un onduleur, pour transférer

l'énergie fournie par le champ photovoltaïque ou par la batterie vers la charge. Grâce à l'onduleur bi-directionnel, le système parallèle peut alimenter une charge supérieure à la puissance nominale du générateur (Fig. 4).

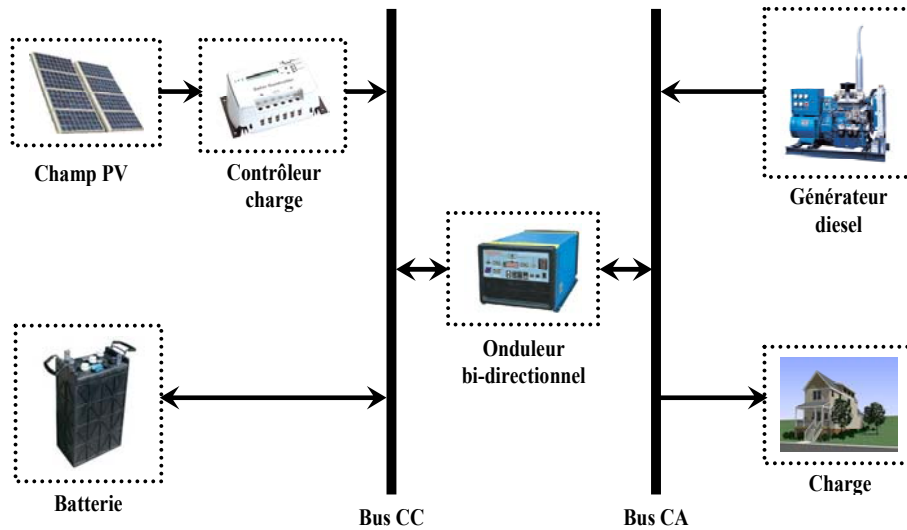


Fig. 4: Système hybride PV - Diesel parallèle

Ce système possède deux améliorations par rapport aux configurations série et commutée.

L'association du générateur diesel et de l'onduleur permet l'alimentation d'une charge supérieure à la charge alimentée par chaque élément seul. En principe, la capacité du système est deux fois plus grande dans cette configuration. La possibilité de synchroniser l'onduleur avec le générateur diesel permet une meilleure flexibilité du système et de plus, la puissance nominale du générateur diesel peut être diminuée, ce qui augmente la partie de l'énergie directement utilisée d'où on obtient une augmentation du rendement du système.

En utilisant un seul convertisseur comme onduleur et redresseur, on diminue le nombre des éléments dans le système. De plus, les coûts du câblage et l'installation du système peuvent être diminués par l'intégration de toutes les composantes dans une seule unité, ce qui est avantageux, mais peut empêcher l'augmentation de la taille du système par l'ajout de nouveaux composants si la demande en électricité augmente.

Avantages:

- L'alimentation de la charge peut être faite d'une manière optimale.
- Le rendement du générateur diesel peut être augmenté.
- Le besoin d'une maintenance du diesel est réduit.
- Les puissances nominales des différents éléments peuvent être diminuées par rapport aux puissances nominales dans les autres configurations, en alimentant toujours la même charge.

Désavantages:

- Le contrôle automatique est indispensable pour le fonctionnement du système.
- L'onduleur doit fournir un courant sinusoïdal pour que la synchronisation avec le générateur diesel soit possible.
- Le fonctionnement du système n'est pas évident pour une personne non formé.

Dans ce papier, nous avons choisi d'étudier un système hybride photovoltaïque fonctionnant selon la configuration série et nous étudierons les différents flux d'énergie qui prennent place au sein de ce système.

3. ETUDE PREALABLE SUR LE DIMENSIONNEMENT DE SYSTEMES PV

Un dimensionnement ou un calcul de productivité ne peut se faire qu'à partir de modèles simulant le fonctionnement de l'installation pendant une durée statistiquement suffisante par pas de temps assez fin, car tous les phénomènes de déphasage doivent pouvoir être quantifiés; or, s'ils sont tous fonction du temps, cela ne peut se faire qu'au travers de relations complexes qui régissent les interactions des composants de la chaîne qui va de la source (soleil ou vent) à l'utilisation et qui fonctionnent en permanence en régime transitoire. Cependant, cela n'implique pas que ces modèles doivent être complexes: au contraire, car ils sont appelés à 'tourner' de façon répétitive sur de longues périodes et il est plus important de pouvoir exprimer des conclusions que de connaître la valeur d'un paramètre de fonctionnement à un instant donné. En ce qui concerne le principe de simulation, nous avons utilisé une méthode [11-13] basée sur un bilan énergétique au sein du système et sur les équations de continuité au niveau du stockage d'énergie.

Nous présentons ici une rapide synthèse des études, qui ont été réalisées et qui nous ont conduit à l'étude des systèmes hybrides.

Dans un premier temps, nous avons analysé le fonctionnement des systèmes photovoltaïques et avons déterminé l'ensemble des configurations permettant d'obtenir une production ininterrompue d'électricité, c'est-à-dire rendant le système autonome. Au cours d'une préalable étude, nous avons mis en évidence la nécessité d'utiliser des données de rayonnement solaire et de consommation à un pas de temps au moins horaire [14].

La modélisation du comportement du système nous a conduit à déterminer un ensemble de couples (surface de module, capacité de stockage) répondant à notre contrainte d'autonomie. Afin de déterminer la configuration optimale, nous avons réalisé une étude de coût actualisé du kilowattheure produit [15] et avons stipulé que la configuration optimale du système était celle qui permettait de produire l'énergie demandée au plus faible coût.

Ainsi, nous avons pu constater qu'un système photovoltaïque ainsi optimisé produisait une énergie en sortie de champ PV plus de deux fois supérieure à celle requise par la charge et donc qu'un kilowattheure sur deux était perdu.

Cette constatation nous a naturellement amenée à nous intéresser à l'influence du taux de couverture de la charge sur le dimensionnement du système hybride. Nous présentons sur la figure 5, le pourcentage d'énergie perdue en fonction du taux de couverture, pour différentes capacités de stockage de batteries et une charge de 1 kWh/jour.

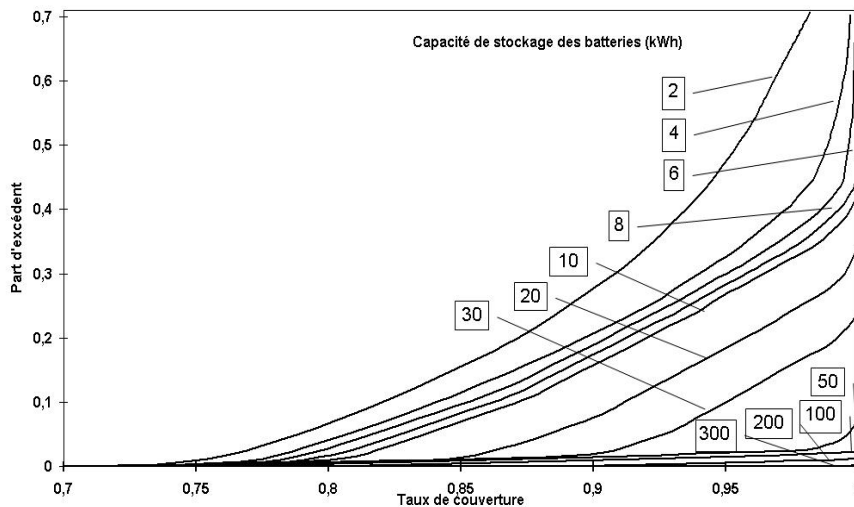


Fig. 5: Evolution de l'excédent énergétique en fonction de la couverture solaire

On remarque que, pour une capacité de batteries techniquement réalisable, la part d'excédent représente entre 50 et 70 % de l'énergie produite par le champ PV. Or, si le taux de couverture diminue à 95 %, l'excédent chute à 20-30 % et pour 75 % de couverture, l'excédent devient nul. Cependant, l'utilisateur ne peut se satisfaire d'un système ne répondant pas totalement à ces besoins, il est donc nécessaire d'adjoindre une source d'énergie supplémentaire pour compléter son approvisionnement et donc d'utiliser un système hybride.

4. DIMENSIONNEMENT DE SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES HYBRIDES

4.1 Description du système hybride

Le choix du groupe électrogène dépend de la puissance et de la nature de la charge à alimenter. Un groupe électrogène à essence peut être utilisé pour de faibles puissances et de manière continue. La vitesse du GE diesel pourra être de 3000 tours/mn si il est utilisé occasionnellement (pour charger une batterie, par exemple, c'est le cas dans le système hybride) et de 1500 tours/mn pour une utilisation plus intensive. Dans notre configuration, le GE est utilisé comme chargeur de batterie par l'intermédiaire d'un convertisseur AC/DC. Selon le Sandia National Laboratories [16], le courant de charge ne doit excéder 1/5 de la capacité coulomb métrique de la batterie C_{bat} , ainsi le GE pour des considérations de rendement optimal doit fonctionner le plus près possible de sa puissance nominale P_G^0 :

$$P_G^0 = (C_{bat} / 5) / \eta_{AC/DC} \quad (1)$$

avec C_{bat} la capacité énergétique de la batterie et $\eta_{AC/DC}$ le rendement moyen du convertisseur AC/DC pris égal à 0,85. La puissance nominale des GE considérés varie de 0,5 à 7 kW pour l'essence et débute à 2 kW pour le diesel. Quand P_G^0 est inférieure à 2 kW, un GE de 2 kW sera choisi. La stratégie de fonctionnement du GE est la suivante: quand l'état de charge 'SOC' de la batterie descend au-dessous de la profondeur maximum de décharge choisi, le GE est mis en marche et quand le 'SOC' atteint la capacité maximum de la batterie, le GE est arrêté.

4.2 Comportement global du système hybride et hypothèses des modèles

La conception d'un système hybride PV passe par la détermination des valeurs optimales de la puissance crête du champ PV (P_{pv}), de la capacité des batteries (C_{bat}) et de la puissance du générateur auxiliaire qui permettent à ce système de satisfaire la demande énergétique totale. Etant donné un profil de charge (ELOAD), P_{pv} , C_{bat} et P_c^0 , nous calculons divers paramètres, à savoir: -START: nombre de mises en marche; -RT: temps de fonctionnement; -FUEL: consommation du GE; -EPV: production du champ PV; -EAUX: production du GE; -EWAS: énergie gaspillée; -UEPV: énergie utile.

Ces grandeurs ont été calculées à partir d'une simulation énergétique du comportement du système, qui a été présentée précédemment. Les rendements de charge et décharge des accumulateurs ont été pris égaux à 85 % [15, 17], le rendement de conversion du champ photovoltaïque à 11 %. La consommation du GE est estimée à partir des formules bien connues [18-20]. Pour chaque triplet (P_{pv} , C_{bat} , P_c^0), une analyse de coût [15] permet de calculer le coût de production du kWh.

4.3 Présentation du site et caractéristiques de la charge

La méthode décrite précédemment est appliquée à une étude de cas: le système doit approvisionner un site sur l'île de Corse (41°55'N, 8°39'E) en Méditerranée. Le dimensionnement est basé sur 20 ans de données horaires d'irradiations solaires sur un plan incliné.

Nous avons choisi de déterminer la configuration du système hybride pour un profil de consommation (Fig. 6) utilisant des appareils à haute efficacité énergétique (lampes fluorescentes, réfrigérateur à forte isolation,..) et conduisant à un niveau de confort moyen [21].

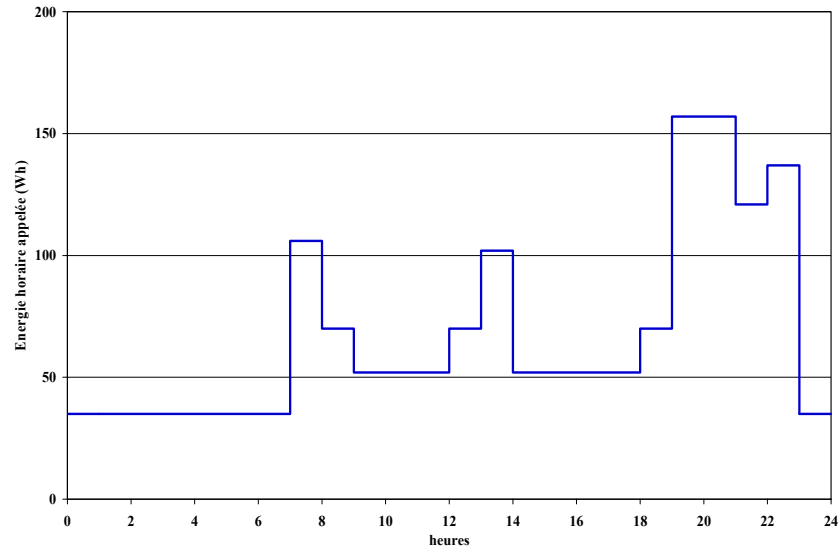


Fig. 6: Profil de consommation utilisé dans notre étude

5. EVOLUTION DES GRANDEURS PHYSIQUES

Les performances d'un système énergétique utilisant des sources renouvelables peuvent être caractérisées par deux paramètres: la fraction solaire (SOLF) et le rapport de l'énergie d'origine renouvelable sur l'énergie appelée par la charge (PRG) [22, 23]:

$$\text{SOLF} = \frac{\text{EPV} - \text{EWAS}}{\text{EPV} - \text{EWAS} + \text{EAUX}} \quad (2)$$

$$\text{PRG} = \frac{\text{EPV}}{\text{ELOAD}} \quad (3)$$

Observons tout d'abord sur la figure 7, l'influence de la taille du stockage d'énergie sur la fraction solaire. On constate que ce paramètre est peu sensible à une variation de la capacité de stockage et qu'au-delà d'une capacité de 2 à 3 jours d'autonomie, la variation de SOLF devient faible. Ainsi, il semble, comme l'avait déjà remarqué Sidrach de Cardona et Mora Lopez [11], ainsi que Lois *et al.* [24], qu'il ne soit pas nécessaire d'installer un stockage d'énergie plus important. Notons également qu'un jour d'autonomie ne permet pas d'obtenir une sécurité suffisante d'approvisionnement.

Par contre, la fraction solaire est très sensible à une augmentation de la surface des capteurs (Fig. 8), constatation tout à fait logique, car une telle augmentation influe directement sur la production du champ photovoltaïque (EPV) en diminuant celle du groupe (EAUX) et donc en augmentant par là même la fraction solaire.

Si on observe la répartition des flux d'énergie au sein du système en fonction de la capacité de stockage (Fig. 9), on constate que dès que le système devient autonome sans l'aide du GE (quand EAUX = 0), EWAS reste constante.

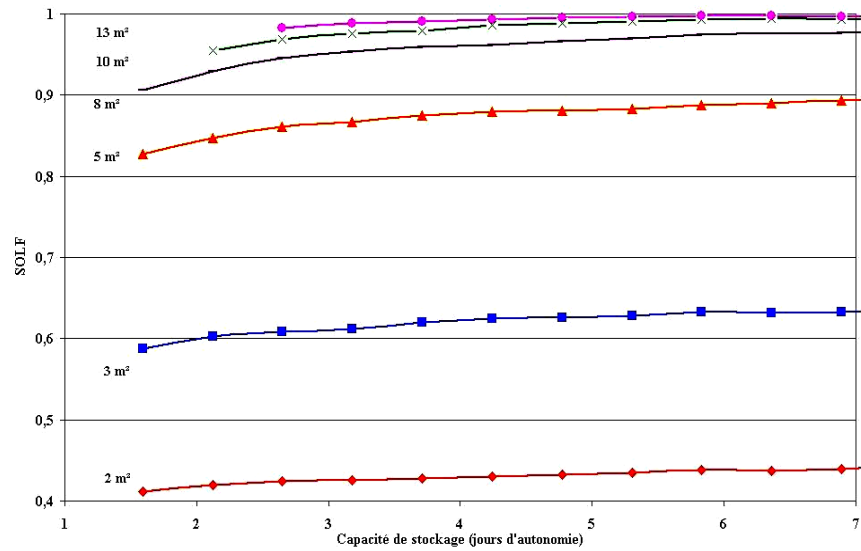


Fig. 7: Influence de la taille du stockage sur la fraction solaire

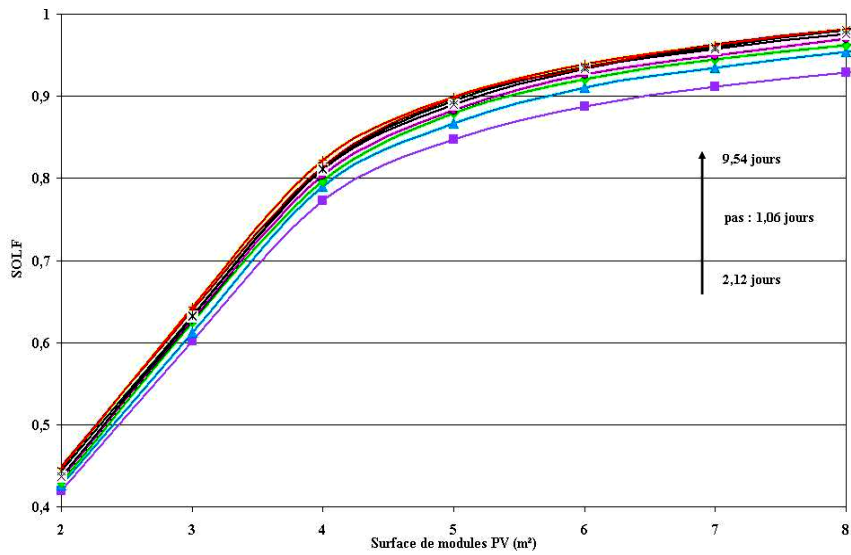


Fig. 8: Influence de la surface des modules PV sur la fraction solaire

En fait, pour une surface donnée de modules, il existe une capacité de stockage C^0 qui permet au système d'être autonome sans l'aide du groupe électrogène, ainsi tout système avec une capacité de stockage $C^* > C^0$ sera également autonome mais l'état énergétique de cette batterie variera entre $(C^* - C^0)$ et C^* et par conséquent une partie $(C^* - C^0)$ du stockage ne sera pas utilisée. Ainsi, les deux batteries C^0 et C^* atteindront leur capacité maximale au même instant et les deux systèmes produiront alors la même énergie perdue. EWAS diminue quand la capacité de stockage augmente car plus d'énergie peut être stockée et utilisée pour suppléer la charge. Pour

EAUX, la même constatation peut être faite. La figure 10 représente les différentes énergies en fonction de la surface des modules PV pour différentes capacités de stockage. On constate qu'en comparaison avec la figure 6, ces énergies sont beaucoup plus sensibles à une variation de la surface des modules photovoltaïques qu'à celle de la capacité de batteries.

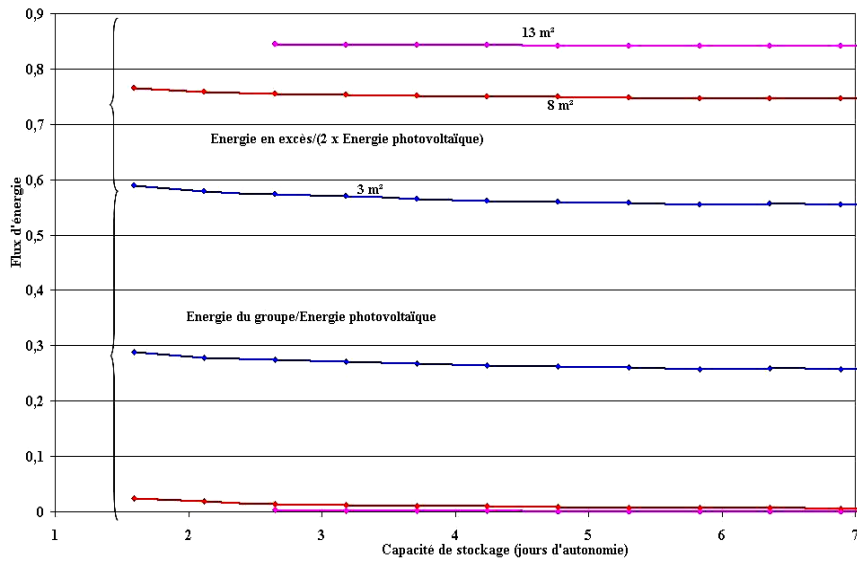


Fig. 9: Répartition des flux d'énergie

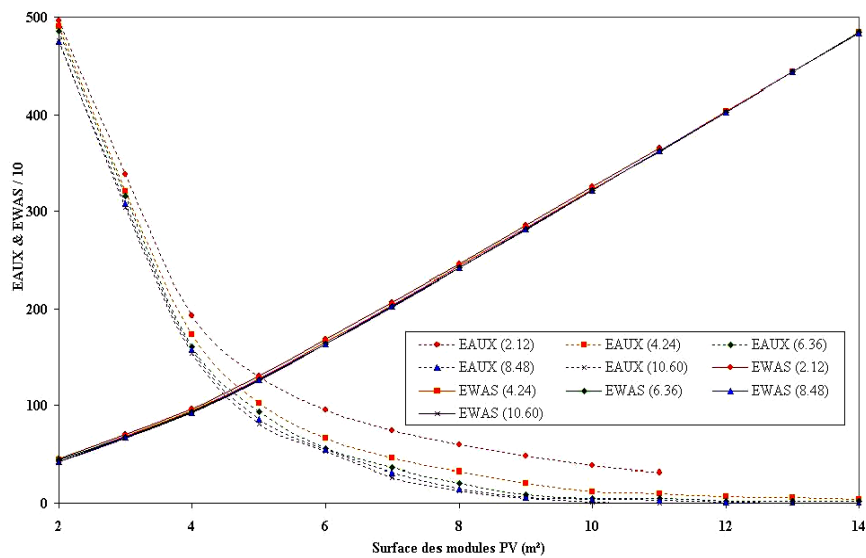


Fig. 10: Répartition des flux d'énergie - Influence de la surface de modules PV

Les paramètres de fonctionnement du groupe électrogène sont bien évidemment également sensibles aux variations de taille des modules photovoltaïques et des batteries. C'est ce qu'illustre la figure 11.

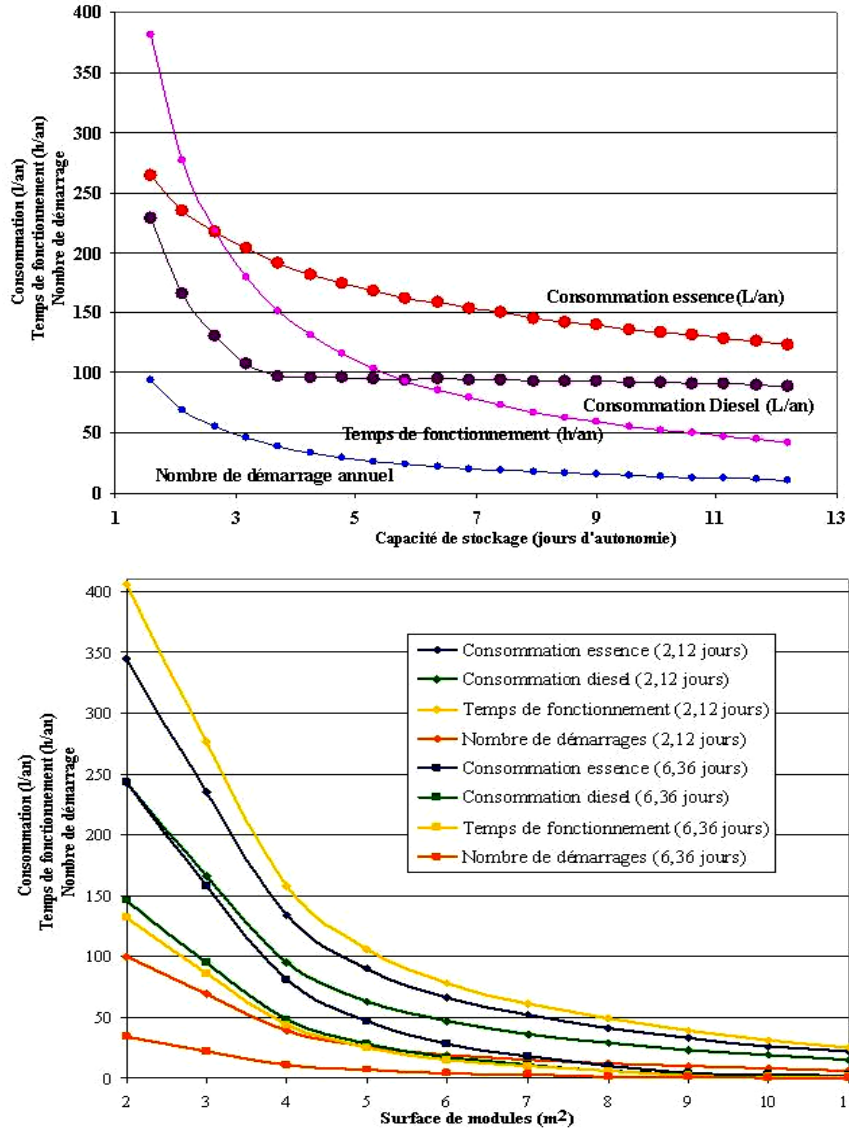


Fig. 11: Evolution des paramètres du groupe électrogène

START diminue régulièrement quand le stockage augmente, car plus la batterie est petite, plus souvent elle se retrouve vide et plus souvent le groupe électrogène doit démarrer. La diminution de RT est moins régulière car pour chaque capacité de stockage, la puissance nominale du générateur auxiliaire et le temps de recharge de la batterie changent. La consommation en carburant dépend du type de carburant et de la puissance nominale du groupe. L'influence de la surface de modules PV est plus aisée à comprendre, car une augmentation de celle-ci se traduit automatiquement par une augmentation de l'énergie photovoltaïque produite et ainsi par une diminution du nombre de démarrage du groupe.

Sur la figure 12, le pourcentage d'énergie perdue est représenté par rapport à la fraction solaire pour différentes surfaces de modules PV. On constate qu'un système photovoltaïque

autonome (sans GE, SOLF = 1) produit plus de 60 % d'énergie en excès et par conséquent la plus grande partie de l'énergie produite par le champ PV est perdue. Par conséquent, la présence d'un GE en tant que source auxiliaire réduit de façon importante cette énergie gaspillée.

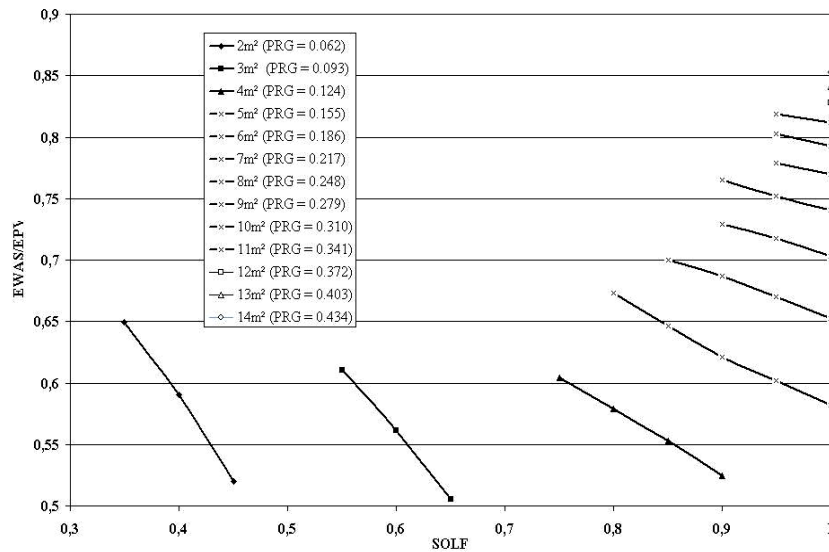


Fig. 12: Evolution de la part de l'énergie perdue en fonction du taux de couverture solaire

6. OPTIMISATION ECONOMIQUE

Le critère d'optimisation utilisé dans notre méthode de dimensionnement est la minimisation du coût de production du kilowattheure électrique, il est donc important de préciser comment cette étude de coût a été menée.

Le calcul du coût sur la durée de vie '*life-cycle cost*' est une forme de calcul économique qui permet une comparaison directe des coûts induits par les diverses solutions envisagées. Dans ce type de calcul, les coûts initiaux ne sont pas les seuls à être pris en compte, tous les coûts futurs sur la durée de vie de l'installation sont également envisagés, ceux-ci comprennent la maintenance et l'exploitation 'O&M', les dépenses en carburant, les remplacements de certaines parties du système. La période d'analyse sera la durée de vie du sous-système qui bénéficie de la plus longue durée de vie. Pour établir une comparaison valable, tous les coûts qui interviendront ultérieurement au jour de l'installation devront être ramenés à leur coût du jour de l'installation ou autrement dit 'actualisés'.

Les calculs du coût sur la durée de vie nécessitent la connaissance d'un certain nombre d'expressions [25] que nous passerons en revue.

- La période d'analyse: durée de vie du système bénéficiant de la plus grande espérance de vie.
- L'investissement initial / capital: comprenant l'achat du matériel et l'installation du système.
- Le taux d'actualisation: représentatif de la 'préférence pour le présent' et qui permet de rendre équivalentes des sommes dépensées à des moments différents dans le temps.
- La maintenance et l'exploitation 'O&M': somme dépensée chaque année pour faire fonctionner le système.
- Le coût en carburant: prix dépensé annuellement pour l'approvisionnement en carburant, si carburant il y a.

- Les coûts de remplacement: les coûts de remplacement de chacun des composants ayant une durée de vie inférieure à celle du système.

Dans la plupart des cas, l'investissement initial est considéré comme combinaison linéaire des variables essentielles du dimensionnement du système énergétique (surface ou puissance crête du champ PV, capacité de stockage des batteries, puissance nominale du groupe,...) [26-29]. Il comprend le coût initial brut composé des coûts des matériels et du coût de l'installation souvent estimé comme proportionnel au coût initial brut.

Le coût d'installation est dans la plupart des cas considéré comme proportionnel au coût initial brut c'est-à-dire au coût des composants. A ce coût, vient parfois s'ajouter un terme de coût indirect qui comprend divers postes, dont en particulier l'engineering et le management.

Le coût annuel des 'O&M' pour un système PV ou éolien est considéré très souvent lui aussi comme proportionnel au coût brut du système [25, 27, 30-32]. Pour un groupe électrogène, il sera soit proportionnel au coût brut [19], soit proportionnel au temps de fonctionnement [33].

Enfin, le coût en carburant dépend de la consommation du groupe FUEL et du prix du carburant. Ce dernier dépend fortement de la politique énergétique du pays où celui-ci est vendu. Il s'agit donc d'une donnée dont la valeur pourra changer, selon l'année d'étude et le site d'implantation du système étudié.

Pour terminer, le coût du kWh actualisé est calculé en utilisant une méthodologie bien connue qu'il serait trop long d'exposer ici [15].

A titre d'exemple, nous avons reporté dans le Tableau 1, un exemple de calcul de coût pour un système hybride utilisant un groupe électrogène diesel.

Un exemple d'optimisation est présenté sur la figure 13, où l'on peut voir le coût de production pour différentes configurations du système. On constate la présence d'un minimum de coût de production pour chaque taille de champ PV et qui plus, est une configuration optimale qui dans le cas représenté ici correspond à 2 m² de module PV et 5,7 kWh pour un coût de production de 2 €/kWh.

Tableau 1: Exemple d'étude de coût de production du kWh

Charge		
Type de charge 1-3	Nombre de maisons	Energie consommée sur 20 ans
1	1	13769,48

Caractéristiques techniques					
Surface PV (m ²)	Stockage (kWh)	Type GE	Régime charge (%)	AC/DC P _{nom} (kW)	GE P _{nom} (kW)
3	5,71	D1500	20	1,14	1,34

Fonctionnement GE	
Temps de fonctionnement sur 20 ans	Consommation sur 20 ans
5253,39 heures	3152 litres

Investissements					
Modules PV	Batteries	Régulation	Supports	Installation PV	Total (€)
1590,00	857,14	865,00	300,00	903,04	4515,18
	GE	Réservoir	AC/DC	Installation GE	Total (€)
	4152,56	42	1057,28	1054,37	6306,21 10821,39

Paramètres économiques					
Taux actualisation (%)	Facteur actualisation (%)	Remplacement GE (nombre)	GE	Batteries	Electronique
6	11,47	0	0,56	1,72	0,56

Coût carburant			Coût de remplacement				
Coût Carburant (€/litre)	1 ^{ère} année (€)	Total (€)	Batteries (€)	Régulation (€)	AC/DC (€)	GE (€)	Total (€)
1	165,90	1902,82	1476,86	482,67	589,96	0	2540,49

Coût O&M				
GE 1 ^{ère} année (€)	GE Total (€)	PV 1 ^{ère} année (€)	PV Total (€)	Total (€)
62,27	714,26	93,39	1071,16	1785,42

Coût kWh		
Coût sur la vie (€)	Coût annuel actualisé (€)	Coût kWh actualisé (€/kWh)
17079,11	1489,03	2,16

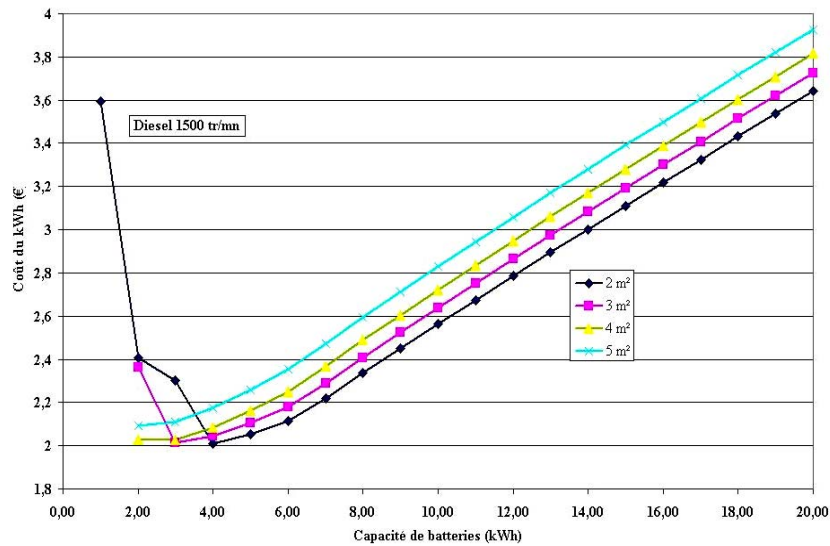


Fig. 13: Evolution du coût de production

7. CONCLUSION

Les différentes énergies mises en jeu dans le fonctionnement de ce système hybride dépendent plus de la surface des modules photovoltaïques que de la capacité de stockage des batteries. Il semble à travers cette étude qu'il n'est pas souhaitable de configurer le système avec une capacité de stockage supérieure à trois jours d'autonomie car au delà de cette valeur l'impact d'une augmentation de la capacité devient négligeable.

L'étude économique du coût de production du kWh électrique a montré que celui-ci variait beaucoup et que le meilleur système était celui qui permettait d'obtenir un kWh au plus bas prix.

Remerciements: Les auteurs tiennent à remercier l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) pour le soutien financier apporté à cette étude dans le cadre du réseau d'échanges scientifiques ADEME PECO sur les Energies Renouvelables.

NOMENCLATURE

C_{bat}	: Capacité des batteries, kWh
EAUX	: Production du GE, kWh
ELOAD	: Energie de la charge, kWh
EPV	: Production du champ PV, kWh
EWAS	: Energie gaspillée, kWh
FUEL	: Consommation du GE, litres
P_G^0	: Puissance nominale du GE, kW
P_{pv}	: Puissance crête du champ PV, kWc
PRG	: Rapport de l'énergie renouvelable sur l'énergie appelée par la charge
RT	: Temps de fonctionnement, heures
START	: Nombre de mises en marche
UEPV	: Energie utile, kWh
$\eta_{AC/DC}$: Rendement de conversion
SOLF	: Fraction solaire

REFERENCES

- [1] L. Barozzi and D. Guidi, 'Prospects for the Expansion of Solar PV Technology in the Developing Country', Rapport WWF, 1993.
- [2] The World Bank, 'Rural Energy and Development, Improving Energy Supplies for Two Billions People', 1996.
- [3] A. Hänel, L. Kallivrousis, H. Ossenbrink, C. Helmke, M. Sala, S. Magne, A. Gomez Gotor, G. Pienavieja Izquierdo, L. Guimarães and M. Santos, 'Assessment of Non-electrified Houses in Southern Europe and Identification of PV System Requirements for Accelerated Large-Scale Deployment of Photovoltaic Energy', REDEC & APAS-RENA Contractors Meeting, Venise, Italie, pp. 402 - 407, 1995.
- [4] EPIA, European PV Industry Association: 'Photovoltaics in 2010', European Commission – Directorate General for Energy, Bruxelles, 1996.
- [5] P. Menanteau, 'Apprentissage de la Diversité et Compétition entre Options Technologiques pour la Production d'Electricité Photovoltaïque', Grenoble: IEPE, Cahier de Recherche, pp. 97 - 15, Mai 1998.
- [6] A. Ricaud, 'Modules Photovoltaïques: les Filières Technologiques', Editions Sciences et Techniques de l'Ingénieur, www.techniques-ingenieur.fr, 2006.
- [7] J.C. Ciscar, 'Photovoltaic Technology and Rural Electrification in Developing Countries: the Socio-Economic Dimension', The IPTS Report, 19, 1997.
- [8] Proceedings du Séminaire de Marrakech sur l'Electrification Rurale Décentralisée, Actes du séminaires, ADEME, Paris, 1995.
- [9] The World Bank, 'The rural Electrification: a Hand Look at Costs and Benefits', Précis du OED, N°90, Operation Evaluation Department, <http://www.worldbank.org/html/oed/pr090.htm>, 1995.
- [10] B. Wickert, C.V. Nayar and W.B. Lawrance, 'Photovoltaic-Diesel Hybrid Energy Systems for Off-Grid Rural Electrification', International Journal of Renewable Energy Engineering, Vol. 1, N°1, pp. 7 - 17, 1999.

- [11] M. Sidrach de Cardona and L.L. Mora Lopez, 'Optimization of Hybrid Photovoltaic/Auxiliary Generator Systems for Installations of Rural Electrification', Proceedings of the 11th Photovoltaic E.C. Solar Energy Conference, Montreux, Suisse, pp. 1287 - 1290, 1992.
- [12] J. Kaye, 'Optimising the Value of Photovoltaic Energy in Electricity Supply Systems with Storage', Proceedings of the 12th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, Pays-bas, pp. 431 - 434, 1994.
- [13] R. Ramakumar, I. Abouzahr and K. Ashenayi, 'A Knowledge-Based Approach to the Design of Integrated Renewable Energy Systems', IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, N°4, pp. 648 - 659, 1992.
- [14] G. Notton, M. Muselli, P. Poggi and A. Louche, 'Autonomous Photovoltaic Systems: Influencies of Some Parameters on the Sizing: Simulation Time-step, Input and Output Power Profiles', Renewable Energy, Vol. 7, N°4, pp. 353 - 369, 1996.
- [15] G. Notton, M. Muselli and P. Poggi, 'Costing of a Stand-Alone Photovoltaic System', Energy, The International Journal, Vol. 23, N°4, pp. 289 - 308, 1998.
- [16] Sandia National Laboratories, 'Stand-Alone Photovoltaic Systems: A Handbook of Recommended Design Practices', Sandia National Laboratories Report, SAND87-7023, Albuquerque, New Mexico, 1990.
- [17] C. Armenta, 'Cycling Efficiency Improvement in Photovoltaic Lead-Acid Storage Batteries', Solar & Wind Technology, Vol. 6, N°5, pp. 541 - 549, 1989.
- [18] T. Schott, A. Zeidler and K. Reiniger, 'Hybrid System Wind / Photovoltaic / Diesel / Battery, Theoretical and Experimental Results', Proceedings of Wind / Diesel Workshop, Rutherford Appleton Laboratory, U.K, 1987.
- [19] T.M. Calloway, 'Design of an Intermediate-Sized Autonomous Photovoltaic-Diesel Power Plant', Sandia Report, SAND85-2136, 1986.
- [20] A.R. Musgrove, 'The Optimization of Hybrid Energy Conversion Systems Using the Dynamic Programming Model RAPSODY', International Journal of Energy Research, Vol. 12, pp. 447 - 457, 1988.
- [21] G. Notton, M. Muselli, P. Poggi and A. Louche, 'Sizing Reduction Induced by the Choice of Electrical Appliances Options in a Stand-Alone Photovoltaic Production', International Journal of Renewable Energy, Vol. 15, pp. 581 - 584, 1998.
- [22] H.G. Beyer, H. Gabler, G.J. Gerdes, J. Luther and W. Schmidt, 'Autonomous Electrical Supply Systems Based on Renewable Energy Sources – Results from a Simulation Model and Experiences with a Small Scale System', Proceedings of the 4th International Conference of Energy for Rural and Island Communities, Inverness, 1985.
- [23] H. Gabler and J. Luther, 'Wind-Solar Hybrid Electrical Supply Systems, Results from a Simulation Model and Optimization with Respect to Energy Pay Back Time', Solar & Wind Technology, Vol. 5, N°3, pp. 239 - 247, 1988.
- [24] G. Loois, T.C.J. Van der Weiden and K.J. Hoekstra, 'Technical Set-up and Use of PV Diesel Systems for Houseboats and Barges', Solar Energy Material and Solar Cells, Vol. 35, pp. 487 - 496, 1994.
- [25] O. Paish, B. MacNellis and A. Derrick, 'Solar Electricity, Chapitre V: Applications', Edition T. Markvat, John Wiley & Sons, ISBN: 0-471-98852-9, Chichester, Royaume Uni, 1994.
- [26] J.M. Gordon, 'Optimal Sizing of Stand-Alone Photovoltaic Solar Power Systems', Solar Cells, Vol. 20, pp. 295 - 313, 1987.
- [27] PP. Groumpos, G. Papageorgiou, 'An Optimal Sizing Method for Stand-Alone Photovoltaic Power System', Solar Energy, Vol. 38, N°5, pp. 341 - 351, 1987.
- [28] L. Barra, S. Catalanotti, F. Fontana and F. Lavorante, 'An Analytical Method to Determine the Optimal Size of a Photovoltaic Plant', Solar Energy, Vol. 33, N°6, pp. 509 - 514, 1984.
- [29] B. Bartoli, V. Cuomo, F. Fontana, C. Serio and V. Silvestrini, 'The Design of Photovoltaic Plants : An Optimization Procedure', Applied Energy, Vol. 18, pp. 37 - 47, 1984.

- [30] C. Soras and V. Makios, '*A Novel Method for Determining the Optimum Size of Stand-Alone Photovoltaic Systems*', Solar Cells, Vol. 25, pp. 127 - 142, 1988.
- [31] Z. Benyahia, '*Economic Viability of Photovoltaic Systems as an Alternative to Diesel Power Plants*', Proceedings of the 9th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Freiburg, pp. 173 - 175, 1989.
- [32] R.I. Abenavoli, '*Technical and Economic Comparison of Electric Generators for Rural Area*', Solar Energy, Vol. 47, N^o2, pp. 127 - 135, 1991.
- [33] J.G. McGowan, J.F. Manwell and S.R. Connors, '*Wind/Diesel Energy Systems: Review of Design Options and Recent Developments*', Solar Energy, Vol. 41, N^o6, pp. 561 - 575, 1988.