

Impact de l'orientation des panneaux photovoltaïques sur la durée de vie des batteries dans un micro-réseau

Arnaud MINNE^{1 2}, Raphaël CHENOUARD¹, Mickaël HILAIRET¹, Olivier BETHOUX²

¹ Nantes Université, École Centrale de Nantes, LS2N, CNRS UMR 6004

² Sorbonne Université, CentraleSupélec, GeePs, CNRS UMR 8507

Dans les micro-réseaux, la dégradation des batteries employées pour le stockage de l'électricité est un facteur à prendre en compte dès la phase de préconception. Dans l'optique de diminuer cette dégradation, le choix courant consiste à augmenter leur capacité afin de réduire l'amplitude de chaque cycle. Cette étude explore une autre piste : celle du système de production d'électricité, en s'interrogeant sur l'orientation des panneaux photovoltaïques. En comparant l'orientation optimisée pour réduire la diminution de capacité de la batterie avec l'orientation standard, cette étude établit un allongement de quelques mois de la durée de vie de la batterie.

Micro-réseau, Photovoltaïque, Batteries, Vieillessement, Modélisation

1. INTRODUCTION

Les communautés isolées ne pouvant être connectées à un réseau électrique de grande ampleur sont historiquement alimentées grâce à un groupe électrogène installé sur place. Cette solution technique est choisie pour sa capacité à réguler de manière instantanée la puissance à fournir, en suivant la demande des consommateurs. Cependant, le développement actuel des énergies renouvelables (ENR) permet de remettre en question l'utilisation d'un générateur émetteur de gaz à effet de serre [1]. De plus, ces communautés se trouvent généralement dans des régions riches en gisements renouvelables [2]. Néanmoins, pour permettre l'alimentation totale du réseau grâce aux ENRs, il est nécessaire d'introduire un moyen de stockage de l'électricité (BSS, Battery Storage System). Les batteries acide-plomb, historiquement utilisées pour remplir ce rôle dans les installations solaires individuelles, sont aujourd'hui remplacées par des technologies à base de Lithium, plus performantes, et dont le coût ne cesse de diminuer.

Pour être compétitifs et attirer les investissements, une des premières étapes dans la préconception d'un micro-réseau consiste à optimiser le dimensionnement de ses composants. Dans le cas d'un système solaire autonome, la phase d'optimisation cherche à réduire la surface de panneaux photovoltaïques à installer ainsi que la capacité nominale du BSS. Cette réduction permet de minimiser les coûts mais doit se faire dans la limite du bon fonctionnement du réseau. En effet, un sous-dimensionnement du générateur solaire ou de la batterie peut conduire à un système peu robuste, n'étant pas capable de fournir une source d'électricité fiable aux consommateurs. Il est donc nécessaire de définir un certain nombre de contraintes sur le problème d'optimisation, pour éliminer les solutions trop optimistes, qui pourraient se révéler inadéquates en phase d'usage. Certaines contraintes peuvent être définies sur la performance du réseau, estimées grâce à des simulations. Un des principaux indicateurs de la fiabilité d'un micro-réseau autonome est le LPSP (Loss of Power Supply Probability), défini comme le ratio entre l'énergie non fournie et celle demandée par les consommateurs [3, 4, 5]. D'autres contraintes peuvent être exprimées lors de la définition du problème d'optimisation. Ces contraintes reflètent la réalité technique à laquelle le système doit faire face. C'est par exemple le cas d'une surface maximum auto-

risée pour l'installation des panneaux solaires. Cette contrainte limite directement l'ensemble des solutions envisageables par un algorithme d'optimisation. Une autre contrainte qui permet de prendre en compte un aspect technique de l'installation des panneaux photovoltaïques concerne leur orientation. Il est généralement admis que les panneaux solaires seront installés faisant face au Nord (étude située dans l'hémisphère Sud), avec une inclinaison égale à la valeur absolue de la latitude [6] :

$$Azimut = \begin{cases} 0^\circ & \text{si latitude} > 0 \\ 180^\circ & \text{si latitude} < 0 \end{cases} \quad (1)$$

$$Inclinaison = |latitude| \quad (2)$$

Cette orientation par défaut est proche de l'orientation optimale (i.e. qui permet de capter le maximum d'énergie solaire au long de l'année). Cependant, cette orientation standard ne prend pas en compte le climat local réel. L'approche heuristique de [6] utilise des relevés météorologiques ainsi qu'un algorithme génétique afin de déterminer l'orientation permettant de convertir la quantité d'énergie maximale. Il montre que cette orientation optimale est proche, mais différente de celle utilisée par défaut. Aussi, il est possible que la configuration physique du micro-réseau empêche l'installation des générateurs solaires en suivant cette orientation particulière. En effet, il se peut que des contraintes particulières n'autorisent l'installation des panneaux solaires que sur les toitures des bâtiments existants. Ainsi, l'orientation est fixée par celle du toit. Il se peut également que des contraintes architecturales limitent la possibilité de placer les panneaux suivant une orientation optimale. Par exemple, il existe des bâtiments dont les panneaux solaires sont installés en façade, forçant leur inclinaison proche de la verticale. Dans ces cas particuliers, la quantité d'énergie incidente est réduite, et doit être prise en compte lors du pré-dimensionnement. Il est alors nécessaire d'introduire un modèle plus précis d'estimation de la puissance électrique que peut fournir un générateur solaire, en tenant compte de son orientation. Le modèle utilisé dans [6] permet de calculer la quantité d'énergie solaire que reçoit une surface, en fonction de son orientation et de la position du soleil. En utilisant ce modèle, il devient possible de contraindre l'orientation des panneaux dans le problème d'optimisation. Mais il devient également possible de transformer cette contrainte en degré de liberté. Ainsi, s'il n'existe pas de contrainte pré-existante sur l'orientation des panneaux, il est possible de laisser l'optimiseur choisir une orientation particulière, visant à maximiser une fonction objectif différente. Dans ce cas, certains travaux ont déjà répondu à la question d'une orientation optimale pour maximiser la quantité d'énergie récupérable [7, 8, 9]. Cependant, dans le cas d'un micro-réseau autonome (i.e. sans connexion vers l'extérieur), il n'est pas toujours pertinent de choisir l'énergie récupérable comme fonction objectif. En effet, une fois la batterie remplie, le système solaire n'est nécessaire que pour fournir suffisamment d'énergie pour satisfaire les consommateurs. Au delà de ce point, toute l'énergie incidente sera rejetée en réduisant le rendement du MPPT (Maximum Power Point Tracking). Il devient alors possible de

choisir une nouvelle fonction objectif, qui tire profit de l'orientation libre des panneaux. Cet objectif peut être la réduction de l'utilisation de la batterie, de manière à limiter sa dégradation. En effet, les micro-réseaux isolés peuvent être difficiles d'accès, ce qui rend primordial la longévité du matériel, réduisant les coûts associés à son remplacement.

Les travaux présentés dans ce papier visent à explorer l'impact de l'orientation des panneaux photovoltaïques sur l'usure en cyclage d'une batterie d'un micro-réseau autonome.

2. MÉTHODE

Afin d'étudier l'impact de l'orientation des générateurs solaires sur la performance du micro-réseau, une étude de sensibilité est réalisée en simulant le système avec des données réelles. Le simulateur utilise les modèles décrits dans les parties 2.1 et 2.2. Les données d'entrée sont des relevés météorologiques du site réunionnais de Roche Plate. Celles-ci ont été extraites de la base de données NASA Power [10]. Les profils de consommation d'une habitation, relevés pendant une année [11], ont également été utilisés. Ces données sont utilisées pour simuler le système pendant une durée d'exploitation de 20 ans, en tenant compte du vieillissement des composants. A l'issue de chaque simulation, le taux de non-fouriture (LPSP) et la durée de vie de la batterie sont estimés.

2.1. Modélisation de la puissance photovoltaïque

Un modèle est nécessaire pour estimer l'irradiance reçue par une surface, en fonction de son orientation, de l'ensoleillement et de la position du soleil.

L'ensoleillement est décomposé en trois composantes, toutes mesurées au niveau du sol :

- L'irradiance normale directe (DNI), qui représente le rayonnement reçu dans la direction normale du panneau solaire.
- L'irradiance horizontale diffuse (DHI), qui représente le rayonnement diffusé par l'atmosphère, provenant de toutes les directions, sauf celle du soleil.
- L'irradiance globale horizontale (GHI), qui représente la quantité totale d'énergie reçue par une surface parallèle au sol.

Ces trois grandeurs sont disponibles dans la base de données utilisée. Pour chaque heure, il est nécessaire de connaître la position du soleil dans le ciel. Celle-ci est définie par l'azimut et l'élévation du soleil. La position du soleil peut être estimée pour chaque instant grâce au modèle de [12], ou en utilisant la bibliothèque Python pvlib [13]. C'est le modèle de [6] qui est choisi pour sa facilité de mise en oeuvre et sa précision suffisante dans le cadre d'une simulation au pas de temps horaire.

L'irradiance globale reçue par le panneau solaire en fonction de son orientation est donnée par :

$$I_t = DNI \cos(\theta) + DHI \left(\frac{1 + \cos(\alpha)}{2} \right) + GHI \rho_g \left(\frac{1 - \cos(\alpha)}{2} \right) \quad (3)$$

avec α l'inclinaison du panneau et ρ_g l'albédo du sol. L'angle θ entre la position du soleil et la direction normale du panneau est donné par :

$$\theta = \arccos(\cos(\beta) \cos(\varphi - \gamma) \sin(\alpha) + \sin(\beta) \cos(\alpha)) \quad (4)$$

avec β l'élévation du soleil, φ son azimut, γ celui du panneau et α son inclinaison.

Le rendement instantané du panneau est calculé avec :

$$\eta_{pv} = \eta_r (1 - \beta_r (T_a - T_r) + \left(\frac{9.5}{5.7 + 3.8 WS} \right) (T_{NOCT} - T_a) - \frac{I_t}{I_{NOCT}}) \quad (5)$$

avec η_r son rendement de référence, β_r son coefficient de température en K^{-1} , T_a , T_r et T_{NOCT} les températures ambiante,

de référence et $NOCT$ ($20^\circ C$), WS la vitesse du vent en m/s, I_t est l'irradiance reçue et I_{NOCT} l'irradiance de référence $NOCT$ (Normal Operating Cell Temperature) valant $800 W/m^2$.

La puissance électrique que le panneau est capable de fournir se calcule avec :

$$P_{pv} = I_t \eta_{pv} S_{pv} \quad (6)$$

avec I_t l'irradiance reçue par le panneau en W/m^2 , η_{pv} le rendement réel du panneau et S_{pv} sa surface en m^2 .

2.2. Modélisation de la batterie

A chaque instant t , l'énergie disponible dans la batterie $E(t)$ dépend de son état de charge antérieur $E(t-1)$ et de l'écart de puissance $\Delta P(t)$ entre celle fournie par les panneaux et celle consommée par le réseau sur l'intervalle de temps $[t-1; t]$: Le bilan de puissance $\Delta P(t)$ est défini par :

$$\Delta P(t) = P_{pv}(t) \eta_{MPPT} - \frac{P_{load}(t)}{\eta_{inverter}} \quad (7)$$

avec η_{MPPT} le rendement du MPPT et $\eta_{inverter}$ celui de l'onduleur. P_{load} représente la puissance consommée sur le réseau pendant la même heure. Quand la valeur de $\Delta P(t)$ est positive, la batterie est rechargée jusqu'au SOC_{max} (State Of Charge) défini. Dans le cas contraire, et si son état de charge le permet, elle est déchargée vers le réseau pour pallier le manque de puissance de la source principale. Dans ce cas, l'énergie que contient la batterie à l'instant t est donnée par :

$$E(t) = \begin{cases} E(t-1) + \Delta P(t) \eta_{Charge} & \text{si batterie en charge} \\ E(t-1) + \frac{\Delta P(t)}{\eta_{Decharge}} & \text{si batterie en décharge} \end{cases} \quad (8)$$

avec η_{Charge} et $\eta_{Decharge}$ les rendements de charge et décharge de la batterie (considérés constants).

À intervalles réguliers, l'algorithme du Rainflow [14, 15, 16] est utilisé pour analyser les cycles subis par la batterie. Cet algorithme a été développé sur la base des travaux de [17] pour quantifier la fatigue subie par un matériau soumis à des efforts mécaniques répétés. Il peut également être utilisé pour caractériser les cycles effectués par la batterie en fonction de l'état de charge moyen et de la profondeur de décharge du cycle. La figure 1 montre ce résultat après une simulation faite sur 20 ans. On constate que la batterie reste majoritairement chargée entre 80 et 90 % (zone "A" sur la figure 1). Cette zone correspond au fonctionnement normal du micro-réseau : la batterie ne sert qu'à alimenter les consommateurs pendant la nuit, ce qui ne représente qu'entre 10 et 20 % de sa capacité. Cependant, il existe des conditions exceptionnelles qui empêchent que la batterie ne soit rechargée pendant plusieurs jours de suite. Son SOC descend alors progressivement, ce qui correspond à une profondeur de décharge importante (zone "B"). Lorsque la période de faible irradiance est terminée, la batterie retourne graduellement vers un niveau de charge élevé, en réalisant des cycles de faible profondeur à des SOC moyens plus faibles (zone "C"). L'évolution du niveau de charge de la batterie correspondante est visible dans la figure 2.

Les cycles et leurs caractéristiques sont utilisés pour calculer la perte de capacité correspondante, grâce au modèle de [18] :

$$Q_{loss} = a e^{b \sigma Q_c} \quad (9)$$

avec a et b des paramètres de la batterie ($a = 5 \cdot 10^{-3}$ et $b = 2 \cdot 10^{-5}$), Q_c représente la quantité d'énergie qui transite par la batterie et σ est un paramètre qui dépend de la profondeur du cycle et de son SOC moyen, au travers de la relation :

$$\sigma = r_1 (< SOC >)^2 + r_2 < SOC > + r_3 + \Delta SOC \quad (10)$$

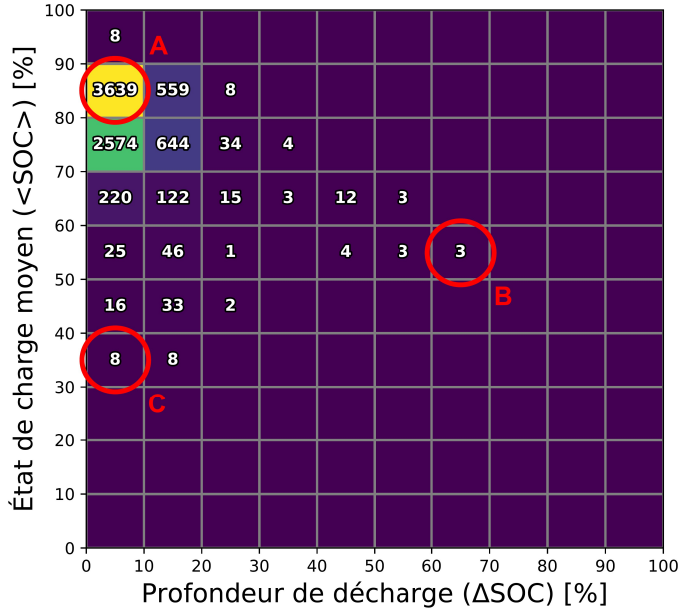


FIG. 1. Rainflow : classement des cycles en fonction de la profondeur de décharge et du SOC moyen.

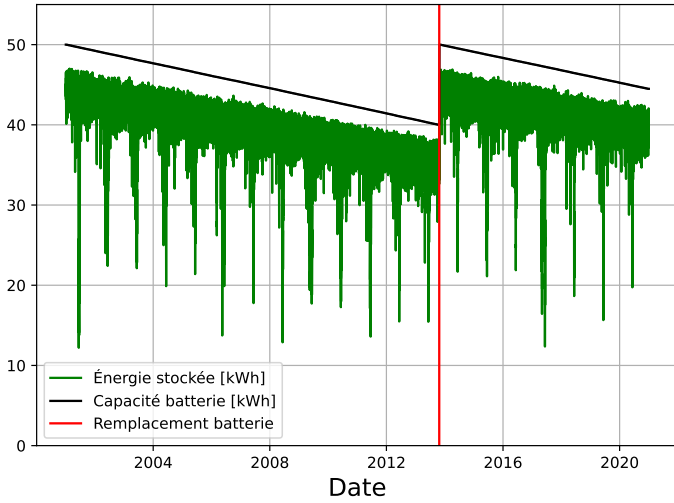


FIG. 2. Évolution du niveau de charge de la batterie au cours de la simulation.

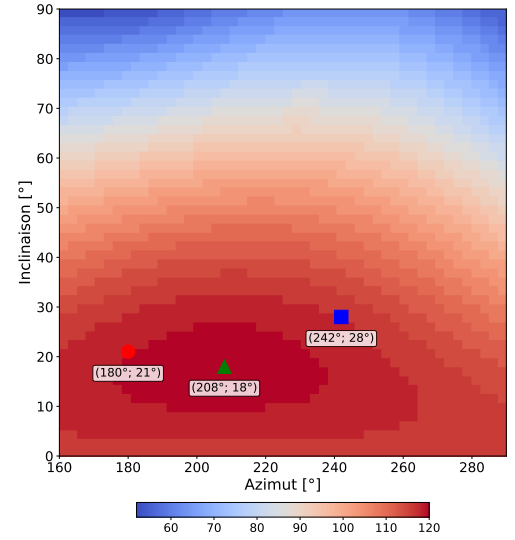
avec $r_1 = 1.5365 \cdot 10^{-4}$, $r_2 = -1.5365 \cdot 10^{-2}$ et $r_3 = 0.3841$

Après chaque comptage Rainflow, la nouvelle capacité de la batterie est mise à jour en retranchant la perte de capacité engendrée par chaque cycle. Lorsque le SOH (State Of Health) de la batterie atteint la valeur de 80 %, elle est considérée en fin de vie [19]. Celle-ci doit alors être remplacée (ligne verticale rouge sur la figure 2). Ce moment est caractérisé par $SOH(t) = 80\%$. Cette valeur de t correspond à la durée de vie de la première batterie utilisée sur le micro-réseau.

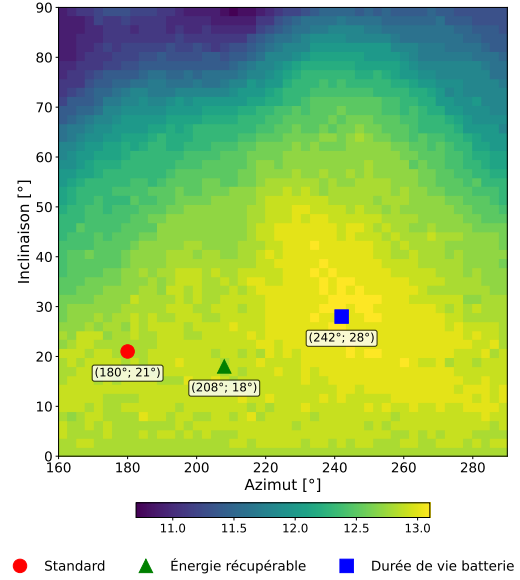
2.3. Impact de l'orientation

Pour cette étude, l'alimentation d'un unique foyer est considéré. La puissance crête du générateur solaire est fixée à $P_{pv} = 3$ kWc. La capacité nominale de la batterie est $C_{batt} = 50$ kWh. Pour chaque configuration azimut/inclinaison étudiée sont estimés le LPSP et la durée de vie de la batterie correspondants.

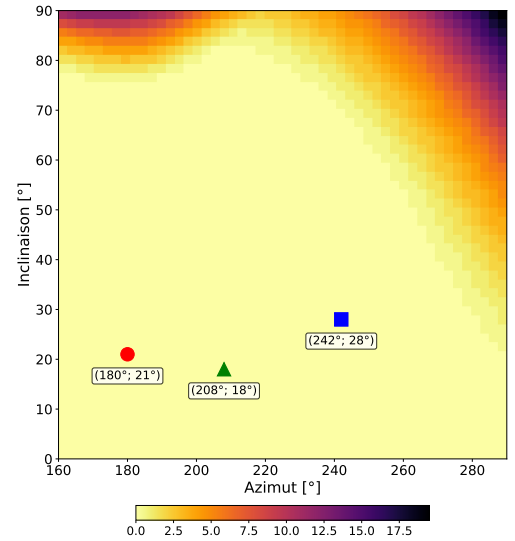
Trois orientations particulières sont à remarquer. La première correspond à l'orientation standard définie dans 1 et 2. Dans le cas d'étude présenté, elle correspond à un azimut de 180° et



(a) Énergie incidente en fonction de l'orientation [MWh].



(b) Estimation de la durée de vie de la batterie en fonction de l'orientation [années].



(c) Taux de non-fourniture en fonction de l'orientation [%].

FIG. 3. Sensibilité de trois indicateurs de performance en fonction de l'orientation des panneaux solaires (azimut ; inclinaison).

une inclinaison de 21° (repérée par un rond rouge sur les figures 3a à 3b). L'orientation représentée par le triangle vert correspond à celle qui permet de maximiser la quantité d'énergie que les panneaux solaires reçoivent (voir figure 3a). Celle-ci est proche de l'orientation standard, ce qui indique la pertinence de l'approche par défaut.

La figure 3b montre l'évolution de la durée de vie de la batterie en fonction de l'orientation. Le carré bleu y représente l'orientation qui maximise ce critère de performance.

La figure 3c représente la probabilité de perte d'alimentation. La zone jaune clair correspond à un LPSP nul, le système PV-batterie a été capable de produire et stocker suffisamment d'énergie pour alimenter les consommateurs. À l'inverse, la zone bleue représente les orientations qui ne permettent pas au système d'emmagasiner une quantité d'énergie suffisante pour alimenter le système sans interruption.

La consommation d'énergie par les habitants du village représente environ 60 MWh à la fin de la simulation. Chacune des trois orientations présentées permet amplement de couvrir ce besoin. Les trois coordonnées se trouvent effectivement dans la région définie par $LPSP = 0\%$ sur la figure 3c. Plus de la moitié de l'énergie incidente n'est pas absorbée par le micro-réseau dont la batterie est déjà pleine.

L'orientation qui permet de minimiser l'usure de la batterie permet d'augmenter sa durée de vie de 12,781 ans à 13,068 ans, soit un gain de 2,2 %. En choisissant cette orientation, la quantité d'énergie récupérable est réduite de 2,7 % par rapport au maximum, mais permet toujours d'assurer une alimentation sans faille. Cependant, cette installation rapproche le système de la limite de la zone de LPSP nul, ce qui le rend moins robuste face à des variations climatiques exceptionnelles. Il est intéressant de constater que si l'inclinaison du panneau s'approche trop de la verticale, la durée de vie de la batterie diminue de manière significative, même si le système est capable d'absorber suffisamment d'énergie pour assurer un LPSP nul. Dans ce cas précis, la fenêtre temporelle pendant laquelle les panneaux solaires produisent de la puissance est réduite, ce qui nécessite que la batterie assure l'alimentation plus longtemps. Les cycles plus profonds qui en résultent l'affectent de manière plus significative, pouvant réduire sa durée de vie plus considérablement. Ainsi, s'il existe des contraintes architecturales contraignant les panneaux à être installés presque à la verticale (e.g. en façade d'un bâtiment plutôt qu'en toiture), un sur-dimensionnement doit être envisagé, autant pour les panneaux solaires que pour la batterie.

Le faible gain obtenu sur la durée de vie de la batterie s'explique avec la consommation électrique du micro-réseau étudié. Le jeu de données choisi représente la consommation d'un foyer européen, avec un besoin de puissance constant chaque nuit. Toute cette énergie est intégralement fournie par la batterie, qui subit une décharge régulière la nuit et une recharge dès le début de journée. Cette utilisation nocturne de la batterie éclipse le gain généré par l'orientation des panneaux pour faire face au pic de consommation de début de journée. Dans le cas d'un micro-réseau présentant une charge pouvant être contrôlée et fortement limitée pendant la nuit, un gain plus significatif pourrait être observé.

3. CONCLUSION

Cette étude propose d'utiliser l'orientation des panneaux solaires dans un micro-réseau comme degré de liberté supplémentaire plutôt que comme contrainte. Une analyse de sensibilité sur cette variable est proposée puis analysée. Celle-ci révèle que l'orientation utilisée par défaut est proche de celle qui permet au générateur solaire de capter la quantité maximum d'énergie. La différence entre ces deux orientations s'explique par la situation géographique du micro-réseau et du climat local. En dépit de cette différence, l'orientation par défaut permet d'assurer une fourniture d'électricité fiable.

Cette étude montre que si l'orientation des panneaux solaires n'est pas contrainte par des critères techniques, il est possible

d'inclure ce paramètre comme une variable de conception, pour permettre d'optimiser le dimensionnement du micro-réseau en choisissant d'ajouter la durée de vie des batteries comme fonction objectif, sans coût supplémentaire. Ce résultat est à nuancer avec la perte de robustesse pouvant être observée avec la réduction de l'énergie solaire incidente. À l'inverse, si l'orientation des panneaux est contrainte, il est important de noter que la quantité d'énergie récupérable peut être grandement réduite, et peut accélérer la dégradation des batteries même si la fourniture en énergie est toujours assurée.

Cette étude comporte certaines limites. Le modèle de dégradation de la batterie ne prend en compte que la profondeur des cycles et le SOC moyen pour estimer la perte de capacité. Seul le vieillissement cyclique est effectivement pris en compte. En réalité, le vieillissement calendaire intervient également dans la perte de capacité, en particulier puisque la batterie reste fréquemment chargée proche du SOC maximum. Aussi, l'influence de la température n'a pas été prise en compte dans l'estimation de l'état de santé de la batterie.

Un autre problème de cette étude est que le modèle de vieillissement utilisé a été établi sur la base de données expérimentales pour des batteries Li-ion type 18650. Ces batteries diffèrent grandement de celles utilisées dans des contextes de micro-réseaux isolés en terme de chimie et de capacité. Le modèle et ses paramètres ne sont alors pas forcément transposables pour cette étude. Cependant, ces données expérimentales ne sont pas disponibles pour les types de batteries envisagées dans un micro-réseau. Aussi, lors de l'étape de dimensionnement, tous les paramètres de la batterie ne sont pas encore connus, ce qui limite la précision du modèle utilisable.

4. RÉFÉRENCES

- [1] Moslem Uddin. Microgrids : A review, outstanding issues and future trends.
- [2] Bo Zhao, Xuesong Zhang, Peng Li, Ke Wang, Meidong Xue, and Caisheng Wang. Optimal sizing, operating strategy and operational experience of a stand-alone microgrid on dongfushan island. 113 :1656–1666. ISSN 0306-2619. doi : 10.1016/j.apenergy.2013.09.015. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261913007629>.
- [3] Makbul A.M. Ramli, H.R.E.H. Boucekara, and Abdulsalam S. Alghamdi. Optimal sizing of PV/wind/diesel hybrid microgrid system using multi-objective self-adaptive differential evolution algorithm. 121 :400–411. ISSN 09601481. doi : 10.1016/j.renene.2018.01.058. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148118300648>.
- [4] Mansour Alramlawi and Pu Li. Design optimization of a residential PV-battery microgrid with a detailed battery lifetime estimation model. 56 (2) :2020–2030. ISSN 0093-9994, 1939-9367. doi : 10.1109/TIA.2020.2965894. URL <https://ieeexplore.ieee.org/document/8957102/>.
- [5] Ahmed A. Zaki Diab, Ali M. El-Rifaie, Magdy M. Zaky, and Mohamed A. Tolba. Optimal sizing of stand-alone microgrids based on recent metaheuristic algorithms. 10(1) :140. ISSN 2227-7390. doi : 10.3390/math10010140. URL <https://www.mdpi.com/2227-7390/10/1/140>.
- [6] Mohammad H. Naraghi and Ehsan Atefi. Optimum solar panel orientation and performance : A climatic data-driven metaheuristic approach. 15(2) : 624. ISSN 1996-1073. doi : 10.3390/en15020624. URL <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/2/624>.
- [7] Kairat A. Kuterbekov, Asset M. Kabyshev, Kenzhebatyr Zh. Bekmyrza, Marzhan M. Kubenova, and Abebe T. Ayalew. How can solar panels collectors enhance energy efficiency? utilization of the novel optimization techniques. 19 :1049–1059. ISSN 1748-1325. doi : 10.1093/ijlct/ctae048. URL <https://academic.oup.com/ijlct/article/doi/10.1093/ijlct/ctae048/7646962>.
- [8] Davut Solyali and Amir Mollaei. A simulation model based on experimental data to determine the optimal tilt angle for a fixed photovoltaic panel. 3(1) :11–21. ISSN 2972-4325. doi : 10.47852/bonviewAAES3202907. URL <https://ojs.bonviewpress>.

com/index.php/AAES/article/view/907.

- [9] H. Hartono, T.M. Hanoon, S.A. Hussein, H.A. Abdulridui, Z.S. Abdullaali Ali, N.Q. Mohammed, M.S. Alhassan, K.M. Mansur qizi, D. Abdullah, and Y. Yerkın. Optimal orientation of solar collectors to achieve the maximum solar energy in urban area : Energy efficiency assessment using mathematical model. 11. doi : 10.22098/joape.2024.14264.2096. URL <https://doi.org/10.22098/joape.2024.14264.2096>.
- [10] NASA. Prediction Of Worldwide Energy Ressources, 2025-03-28. URL <https://power.larc.nasa.gov/>.
- [11] Open Power System Data. Data Package Household Data, 2025-05-10. URL https://data.open-power-system-data.org/household_data/2020-04-15/.
- [12] I Reda and A Andreas. Solar position algorithm for solar radiation applications (revised). URL <http://www.osti.gov/servlets/purl/15003974/>.
- [13] Kevin S. Anderson, Clifford W. Hansen, William F. Holmgren, Adam R. Jensen, Mark A. Mikofski, and Anton Driesse. pvlb python : 2023 project update. *Journal of Open Source Software*, 8(92) :5994, 2023. doi : 10.21105/joss.05994. URL <https://doi.org/10.21105/joss.05994>.
- [14] Piotr Janiszewski. Rainflow. <https://pypi.org/project/rainflow/>, 2025-05-10. Version 3.2.0.
- [15] E08 Committee. Practices for cycle counting in fatigue analysis. URL <http://www.astm.org/cgi-bin/resolver.cgi?E1049-85R17>.
- [16] Juan Tejero-Gómez and Ángel Bayod-Rújula. Sizing of battery energy storage systems for firming PV power including aging analysis. 17(6) : 1485. ISSN 1996-1073. doi : 10.3390/en17061485. URL <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/6/1485>.
- [17] S Downing and D Socie. Simple rainflow counting algorithms. 4 (1) :31–40. ISSN 01421123. doi : 10.1016/0142-1123(82)90018-4. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0142112382900184>.
- [18] Pedro V.H. Seger, Rémy Rigo-Mariani, Pierre-Xavier Thivel, and Delphine Riu. A storage degradation model of li-ion batteries to integrate ageing effects in the optimal management and design of an isolated microgrid. 333 :120584. ISSN 03062619. doi : 10.1016/j.apenergy.2022.120584. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261922018414>.
- [19] Marcus Johnen, Simon Pitzen, Udo Kamps, Maria Kateri, Philipp Dechent, and Dirk Uwe Sauer. Modeling long-term capacity degradation of lithium-ion batteries. 34 :102011. ISSN 2352152X. doi : 10.1016/j.est.2020.102011. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X20318466>.