

Étude des dégradations potentielles des ESS dans un micro-réseau d'éclairage autonome

Margot GAETANI-LISEO * [†], Corinne ALONSO * [†] et Bruno JAMMES * [†]

* LAAS-CNRS, 7 avenue du Colonel ROCHE, 31031 Toulouse

[†] Université TOULOUSE 3 - Paul SABATIER, 118 route de Narbonne, 31062 Toulouse

margot.gaetani-liseo@laas.fr

RÉSUMÉ - Le premier objectif de ce papier est de présenter une méthode simple permettant de faire le dimensionnement optimal de la source d'énergie renouvelable et de la quantité de stockage nécessaire pour le développement d'un micro-réseau. Nous appliquerons cette méthode dans le cas du dimensionnement d'un micro-réseau pour l'autonomie de l'éclairage, avec des sources photovoltaïques et intégré au bâtiment. La démarche de dimensionnement proposé permet de déterminer des profils de puissance de charge/décharge, quelle que soit la technologie de stockage utilisée, à partir de 2 années de données réelles de production et de consommation. Le second objectif est de montrer qu'avec ce dimensionnement et dans le cas de batterie scellée plomb-acide, nommée également "batterie qualité solaire", les fluctuations typiques de ces profils de puissance entraînent des mécanismes de dégradation sur les batteries, pouvant mener à leur vieillissement prématuré. Cependant certaines de ces dégradations sont réversibles si la phase de charge à tension constante est assurée. Nous montrons alors l'importance de prendre en compte cette phase à la fois dans la méthodologie de dimensionnement, mais également pendant le fonctionnement du système et ainsi augmenter la durée de vie de la batterie.

ABSTRACT - The first objective of this paper is to present a simple method to do the optimal sizing between the renewable energy sources we have to installed and the amount of storage needed for micro-grid development. We will apply this method in the case of sizing a DC micro-grid with photovoltaic sources, integrated to the building and dedicated to the lighting network self-sufficiency. The proposed sizing approach allows us to build the charge/discharge storage power profile, whatever the storage technology used, from 2 years of production and consumption real data. The second objective is to show that with this sizing and in case of sealed lead-acid battery technology, also called "solar batteries", the typical fluctuations of the power profiles cause degradation mechanisms on batteries, which can lead to premature aging. However, some of these degradations are reversible if the constant voltage charging phase is ensured. Thus, we show the importance of taking into account this charging phase both in the design methodology, but also during operating conditions in order to improve the battery lifetime.

MOTS-CLES - batterie plomb-acide, VRLA, vieillissement, LVDC MG, BiPV, ESS, charge CC-CV

1. Introduction

Avec la transition énergétique, nous assistons au développement croissant des sources d'énergie renouvelables (RES) et à l'émergence des bâtiments à énergie positive ou encore *net/nearly zero energy building*. La communauté scientifique s'accorde sur le fait qu'un mix énergétique gérable et efficace incluant des RES ne peut se faire qu'en intégrant des systèmes de stockage de l'énergie (ESS). Les RES et les ESS les plus couramment intégrés au bâtiment étant souvent de nature continu, nous observons un intérêt croissant pour le déploiement à l'échelle locale de micro-réseaux continu basse tension (LVDC MG) [1], [2]. Dans ce contexte, un des enjeux est d'améliorer les coûts économiques et environnementaux de ces LVDC MG et principalement des ESS, souvent des batteries, associés. La difficulté est alors de réussir à estimer leur durée de vie, sachant que celle-ci dépend du dimensionnement, de la technologie et de la stratégie de gestion mise en place au sein du LVDC MG.

Dans la littérature, les auteurs s'intéressent au dimensionnement du stockage électrochimique dans un LVDC MG ou à l'optimisation des échanges d'énergie au sein de celui-ci, font rarement de distinction entre les différentes phases de fonctionnement du chargeur de batterie (BMS). En effet, une batterie se charge en deux temps, premièrement à courant constant (CC) puis à tension constante (CV) afin d'atteindre la charge complète. Une des raisons de cette simplification est la complexité du modèle de la batterie dès lors que la phase à CV est considérée. D'autre part, certaines études dans le domaine de l'électrochimie [3], indiquent l'importance des phases à CV pour limiter la perte de capacité. Appliquer ces préconisations dès la phase de dimensionnement de l'ESS amènent à prendre en compte: 1-la dégradation du rendement faradique de la batterie dans cette phase [4], 2-la durée minimale à CV entre deux décharges consécutives assurant une charge complète, 3-la quantité d'ampère-heure maximale échangeable entre deux charges complètes permettant de limiter les dégradations, et 4-la limitation du courant injecté dans la batterie pendant la phase à CV. En effet la tension étant maintenue constante à la fin de la charge il en résulte une décroissance du courant et donc une limitation de la puissance admissible par la batterie [5]. Dans ce contexte, l'objectif de cet article

est d'étudier les fluctuations typique du profil de puissance de l'éclairage d'un bâtiment intégré PV (BiPV) dans le cas d'une application visant l'autonomie, et de mettre en évidence leurs impacts potentiels sur la durée de vie des ESS.

Dans la section 2. nous présentons les profils de puissances réels issues de la base de données du BiPV du LAAS-CNRS. A partir de ces données, nous détaillerons la méthodologie permettant de dimensionner la quantité de PV et de stockage. Cette première approche est faite au niveau énergétique afin d'éviter une modélisation complexe du LVDC MG et une pré-détermination de la technologie de l'ESS.

Dans la section 3., nous rappelons les principaux mécanismes de dégradation des batteries plomb-acide.

Enfin dans la section 4., nous montrerons les effet des fluctuations de la puissance sur les dégradations des batteries. Nous discuterons des limites de notre étude et de la faisabilité des solutions permettant d'assurer que la phase à CV soit effectuée correctement. Nous expliquerons les prochains travaux expérimentaux réalisables sur le banc de test émulant le LVDC MG développé au LAAS-CNRS.

2. Profils de puissance et dimensionnement

2.1 Profils de puissance du BiPV ADREAM

Le bâtiment ADREAM (fig. 1) a été construit en 2012 [6]. Il est doté d'une installation PV de 100kWc et de plus de 6500 capteurs permettant la collecte de données relatives à son fonctionnement (température, éclairage, production PV, consommations électriques, ...) toutes les minutes.



Figure 1: BiPV ADREAM et exemple de capteurs et de salles de travail

Un des objectifs de ce projet est de rendre autonome une partie du réseau d'éclairage du bâtiment en l'alimentant par une partie de la centrale PV. Pour construire le profil de charge/décharge de l'ESS nous avons utilisé, dans un premier temps, les mesures de la puissance consommée par l'éclairage du deuxième étage du bâtiment (200 m² et 31 luminaires). Puis, afin de déterminer le dimensionnement optimal du PV et du stockage pour répondre à ce profil de consommation, nous avons défini un ensemble de profils de production en multipliant par un coefficient k_{PV} la puissance PV fournie par 4 panneaux de la terrasse (1kWc). L'horizon de temps considéré est de 2 ans, car au delà, si nous conservons un pas de temps égal à la minute cela conduirait à une augmentation importante du temps de calcul. Pour considérer plus d'années avec un temps de calcul acceptable il faudrait augmenter le pas d'échantillonnage, ce qui aurait pour conséquence la perte de précision sur l'impact de l'intermittence du PV. Les années choisies pour l'étude sont 2016 et 2017, car elles présentent peu de pertes d'enregistrements au niveau de la base de données.

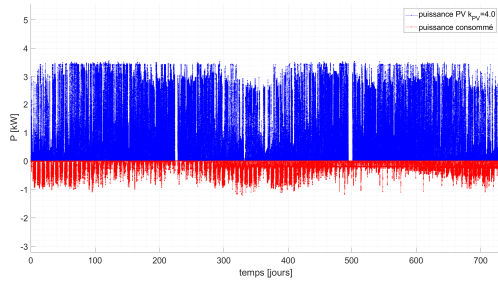
Nous définissons le profil $P_{BAL}(t)$ (eq. 1) comme la différence entre les puissances produite et consommée, respectivement notée $P_{PV}(t)$ et $P_{CH}(t)$ dans l'équation 1. Le signe des puissances faisant référence à la convention récepteur, l'ESS se charge lorsque $P_{BAL}(t)$ est positif.

$$P_{BAL}(t) = k_{PV} * P_{PV}(t) + P_{CH}(t) \quad (1)$$

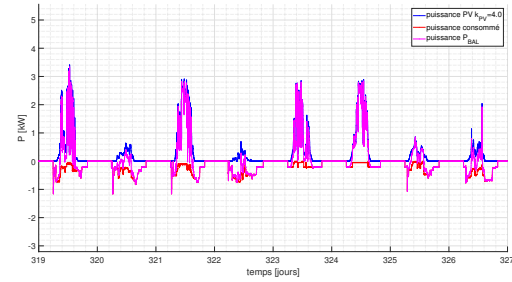
La figure 2(a) présente un exemple des profils $P_{PV}(t)$ et $P_{CH}(t)$ pour k_{PV} égal à 4. Nous pouvons observer les variations saisonnières de consommation et de production. Le zoom sur une semaine (fig. 2(b)) permet de visualiser la puissance $P_{BAL}(t)$, et met en évidence le besoin de stockage en montrant le déphasage sur une journée entre la charge et la production.

2.2 Choix du profil de production et dimensionnement de l'ESS

Le profil de production optimal est celui permettant le meilleur compromis entre la taille de l'ESS et le nombre de panneaux PV à installer (fonction de k_{PV}). Pour chaque valeur de k_{PV} il existe un profil $P_{BAL}(t)$ et une valeur ΔE_{ESS} , correspondant à la quantité minimale d'énergie que doit être capable de fournir l'ESS pour assurer l'autonomie sur un horizon de 2 ans, quelle que soit la technologie de stockage utilisée. Nous calculons donc $P_{BAL}(t)$ et ΔE_{ESS}



(a) Consommation et production sur 2 ans

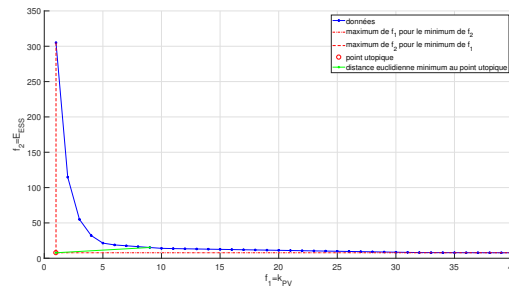


(b) Consommation, production et différence sur 1 semaine

Figure 2: Profils de puissance pour $k_{PV}=4$

pour une variation de k_{PV} entre 1 et 40. La valeur maximale de k_{PV} étant défini de manière à assurer que le calcul de ΔE_{ESS} se stabilise, ce qui est le cas à partir de k_{PV} supérieur à 32.

Dans le but de minimiser k_{PV} et ΔE_{ESS} nous appliquons la méthode d'optimisation multi-objectif de Pareto. Comme expliqué dans [7], [8], la configuration optimale correspond au point le plus proche du point utopique, au sens de la distance euclidienne. Les coordonnées du point utopique, qui ne pourra donc jamais être atteint, sont données par la plus faible valeur des objectifs, dans notre cas k_{PV} et ΔE_{ESS} . La figure 3 illustre la démarche effectuée et la configuration optimale qui en découle.


Figure 3: Choix de la configuration optimale par la méthode de Pareto

La configuration optimale résultant de cette optimisation multi-critères correspond à une source PV de 9 kWc et un ESS d'énergie utile de 15.2 kWh. A la suite de cette optimisation nous pouvons définir le profil $E_{ESS}(t)$, transitant dans l'ESS de capacité ΔE_{ESS} . Ce profil est calculée en intégrant la puissance $P_{BAL}(t)$ dont est retirée l'excédent de puissance PV qui ne peut pas être chargée dans l'ESS.

3. Dégradations des ESS

Dans le cas de l'intégration des RES dans le bâtiment, les ESS les plus couramment utilisés sont les batteries au plomb et au lithium [9], [10]. Nous nous concentrerons sur les batteries au plomb scellées ou étanches (VRLA en anglais), ces dernières présentant des avantages en termes de sécurité, de simplicité à implémenter mais surtout de recyclage et de coût [11]. Cependant un des inconvénients majeurs de ces batteries est leur faible durée de vie et la dégradation rapide de leurs performances lorsqu'elles sont soumises à des cycles incomplets autour de SoC partiels (pSoC) [3], [12], [13].

La figure 4 présente les 5 principales dégradations mentionnées dans la littérature. La liste suivante donne la description de ces phénomènes ainsi que les principales références associées. Nous ne traiterons pas dans cet article les défauts liés aux procédés de fabrication qui peuvent également influencer la durée de vie. Nous rappelons que la matière active (AM) est définie comme la matière maintenue par les grilles (ou collecteurs) pour former les électrodes (ou plaques).

- La corrosion est l'oxydation des métaux constituant les collecteurs [12], [14]. Ce mécanisme apparaît principalement quand la réaction parasite d'électrolyse de l'eau devient significative, c'est à dire en fin de charge à CC et lors des phases de charge à CV. C'est un dommage inévitable mais qui peut être ralenti si la batterie fonctionne en dehors de ces conditions.
- La sulfatation dure ou irréversible est une aggravation de la réaction normale et réversible de sulfatation [3]. Les cristaux de sulfate de plomb créés pendant la décharge se transforment normalement en plomb ou en oxyde de plomb durant la charge. Pour cette raison, il est important d'effectuer des charges totales (CC-CV) régulières afin

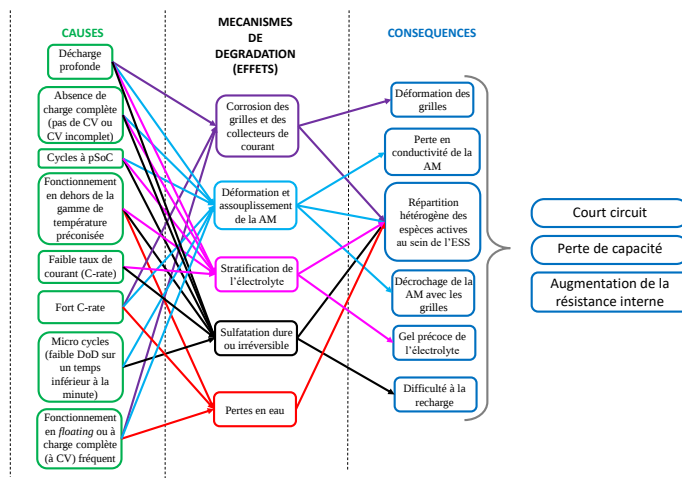


Figure 4: Synthèse des dégradations potentielles sur les batteries VRLA dues aux conditions de fonctionnement

que tout les cristaux soient transformés, sinon les cristaux encore présents augmentent de taille et persistent au sein de l'ESS recouvrant alors la matière active [13], [15], [16]. Par conséquent la surface d'échange est réduite et les réactions électrochimiques perturbées.

- La déformation ou l'assouplissement de la matière active est le résultat d'un changement excessif de sa morphologie en charge et en décharge [13]. Un cyclage fréquent à pSOC et une variation rapide de la température aggrave ce type de dégradation jusqu'à conduire à une perte des propriétés conductrices de la matière active ou encore à son décrochage des grilles.
- La stratification de l'électrolyte correspond à une répartition de densité non-homogène de l'électrolyte [17]. Cette stratification existe naturellement, mais elle est accentuée lors de fonctionnement à faible courant par exemple ou lors de différences importantes de température entre le haut et le bas de la batterie. Cependant la phase à CV peut permettre une homogénéisation des espèces en présence [13], [16].
- La perte en eau est engendrée soit par évaporation à cause de l'augmentation de la température de la batterie, soit par une mauvaise recombinaison des gazes à cause du blocage du cycle de l'oxygène [18]. De plus si l'oxygène ne parvient plus à l'électrode positive, il n'inhibe plus le dégagement d'hydrogène ce qui implique une augmentation de la température.

Il résulte de ces 5 phénomènes une perte de capacité et une augmentation de la résistance interne de la batterie entraînant à long termes sa fin de vie prématurée.

La sulfatation et la stratification sont des phénomènes réversibles, mais lorsque la batterie fonctionne dans des conditions de cyclage à pSoC ces phénomènes peuvent devenir irréversibles. Une des solutions pour minimiser ce risque est de procéder à des recharges complètes régulières en CC-CV. Néanmoins, pendant la phase de fin de charge la recombinaison des gazes et la prédominance des réactions parasites impliquent des pertes en eau favorisant la corrosion déjà prépondérante dans ces conditions. De ce fait, une baisse du rendement faradique est visible lors de la phase de charge à CV [4], ce qui modifie la valeur de l'énergie réellement chargée dans la batterie. Il semblerait également pertinent, bien que complexe, de réussir à quantifier le nombre de CV optimal permettant un compromis entre palier la sulfatation dure et la stratification et minimiser les phénomènes de corrosion et les pertes en eau.

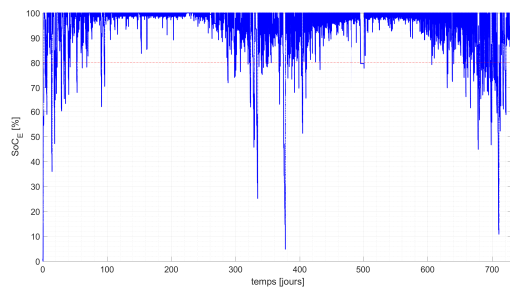
Nous soulignerons la forte dépendance entre ces mécanismes de vieillissement, en effet un phénomène peut en encourager un autre, par exemple l'augmentation de la température allié à une forte stratification augmente significativement la sulfatation irréversible [3]. Il est donc difficile de hiérarchiser et dissocier les dégradations.

4. Résultats, discussions et perspectives

4.1 Résultats, discussions et travaux en cours

Afin d'évaluer l'impact des profils de charge/décharge sur le fonctionnement des batteries nous faisons l'hypothèse que la batterie est en phase à CV dès que son état de charge $SoC_E(t)$ est supérieur à 80% [4], [5], où $SoC_E(t)$ est le rapport entre l'énergie $E_{ESS}(t)$ et la taille de l'ESS ΔE_{ESS} , ce qui correspond à l'état de charge de la batterie considérant la tension à ses bornes constante.

La courbe bleu de la figure 5(a) nous montre l'évolution de l'état de charge $SoC_E(t)$ en fonction du temps.



(a) Variation de l'état de charge pour 2 années

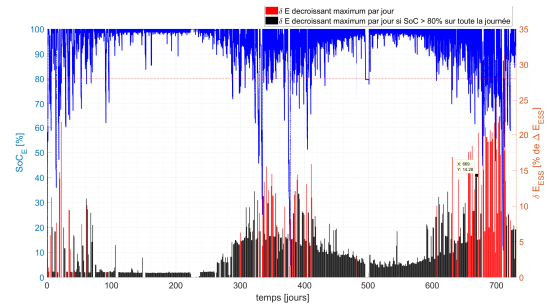

(b) Variation de $SoC_E(t)$ et de ΔE_{ESS} pour 2 années

Figure 5: Variation de l'état de charge et amplitude du plus grand cycle intra journalier pour 2 années

Nous remarquons que le dimensionnement assurant l'autonomie implique peu de décharges profondes, $SoC_E(t)$ étant inférieur à 40% uniquement en hiver et durant moins de 1% du temps entre septembre et mars sur les 2 années considérées.

En revanche nous observons que 98% du temps sur les mois d'été et de printemps des 2 ans, l'ESS fonctionne dans la gamme [80%;100%]. Ce comportement est dû à la forte production PV et à la faible consommation de l'éclairage pendant cette période. En première approche aucune pondération ni limitation sur la puissance injectée dans la batterie entre 80% et 100% n'a été faite. Cependant nous savons que dans cette zone le rendement faradique diminue et que la puissance admissible par la batterie peut être inférieure à la puissance disponible car, à tension constante, le courant décroît de manière exponentielle. Nous observons également des fluctuations de la courbe $SoC_E(t)$ dans cette gamme [80%;100%]. Dans ces conditions il n'y aucune garantie que la charge de la batterie soit menée à tension constante jusqu'à la charge complète, car l'amplitude du courant de charge peut être inférieure au courant nécessaire pour maintenir la tension constante. De plus, même si le courant disponible permet une charge à CV, le temps entre deux décharges consécutives peut être trop court pour assurer la charge complète de la batterie.

Afin de minimiser le nombre de décharges entre 80% et 100% de SoC_E et ainsi permettre à la batterie de rester en charge un maximum de temps pour tenter d'atteindre la charge complète, une solution serait d'hybrider l'ESS en 2 éléments de stockage. Un premier élément ayant comme ordre de grandeur ΔE_{ESS} et fournissant l'énergie à l'échelle de plusieurs jours, et un second élément de plus faible capacité (δE_{ESS}) égale au maximum à 20% de ΔE_{ESS} . Ce deuxième élément permettrait d'absorber les décharges dans la zone de fin de charge du premier élément. L'élément de taille δE_{ESS} peut être dimensionné en cherchant la plus grande décroissance de l'énergie à l'échelle de la journée, tout en imposant que cette quantité d'énergie ne dépasse pas l'énergie disponible à la charge sur la même journée. Ainsi cet élément permettrait d'effectuer le plus grand cycle charge/décharge intra-journalier. Lorsque la quantité d'énergie déchargée sur la journée est supérieure à la quantité d'énergie disponible pour la charge, nous considérons que c'est l'élément de taille ΔE_{ESS} qui se décharge. Idéalement l'élément de petite taille pourrait être composé de super-capacités afin de s'affranchir des problèmes de limitation de courant en fin de charge. L'explication détaillée de ce calcul sera fourni dans la version complète du papier. Le diagramme rouge présenté figure 5(b) montre l'amplitude du plus grand cycle charge/décharge pour chaque jour. Si nous considérons les jours où $SoC_E(t)$ est tout le temps supérieur à 80% (en noir sur la figure 5(b)) nous pouvons voir qu'il faudrait 14.3% de ΔE_{ESS} pour absorber toutes les décharges journalières. Cette solution reviendrait à installer dans notre cas un module de 2.2 kWh qui effectuerait au moins un cycle par jour dans le cas où l'élément ΔE_{ESS} se décharge dans la zone [80%;100%].

4.2 Limites et perspectives

Une des limites de notre analyse est l'hypothèse permettant de déterminer la gamme de $SoC_E(t)$ correspondant à la phase à CV. Basé sur des hypothèses trouvées dans la littérature, nous savons que la gamme [80%;100%] est une simplification permettant de se passer du modèle détaillé de la batterie, mais que cette limite dépend de la température, de la précédente décharge et du C-rate. Cependant prendre en compte toutes ces variables reviendrait à développer un modèle d'ESS complexe et spécifique à un type de batterie.

Ensuite pour être certain que le courant est suffisant pour charger l'ESS il faudrait modéliser la décroissance du courant dans la phase à CV. Nous sommes actuellement en train d'étudier cette évolution pour plusieurs technologies de batterie VRLA afin d'observer le comportement de cette décroissance en fonction de la technologie VRLA, du C-rate ou de la décharge précédente. L'objectif serait de fournir une loi simple, idéalement indépendante du type de batterie VRLA.

Une des perspectives du travail présenté dans cet article est de valider expérimentalement notre proposition de dimensionnement sur un banc de test émulateur, à échelle réduite, le LVDC MG développé par le laboratoire et présenté en

[19]. La méthode de gestion des flux énergétiques est basée sur le “bus signaling”, et permet de gérer plusieurs ESS en imposant un ordre de priorité en fonction d’un seuil de tension de bus et des limites de courant des convertisseurs connectant les ESS au bus. Une seconde étude liée à ce travail vise à quantifier la fréquence optimale de recharges complètes afin de satisfaire un compromis entre la récupération de la capacité et la minimisation des pertes en eau et de la corrosion. L’objectif à long termes étant de réussir à estimer l’optimum entre le coût d’une hybridation et le gain en durée de vie sur les batteries.

5. Conclusion

Dans le contexte des micro-réseaux autonomes alimentés par une source PV, cet article présente une méthode optimale de dimensionnement des unités de stockage et de production en évitant une modélisation complexe de l’ESS. Notre étude est basée sur des profils réels de production et de consommation (réseau d’éclairage). Grâce à ces profils réalistes de la puissance échangée avec l’ESS nous avons pu analyser les impacts sur le vieillissement des batteries pour notre application. Un bilan des phénomènes de dégradation des batteries au plomb, et plus particulièrement des technologies VRLA a été fait et nous avons mis en évidence les contraintes engendrées. Nous avons porté une attention particulière à la phase de charge à CV et proposons une première solution visant à répondre au problématiques liées à la prise en compte de cette phase.

References

- [1] T. Dragicevic, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “DC Microgrids—Part II: A Review of Power Architectures, Applications, and Standardization Issues,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, pp. 3528–3549, May 2016.
- [2] M. Sechilariu, B. Wang, and F. Locment, “Building-integrated microgrid: Advanced local energy management for forthcoming smart power grid communication,” *Energy and Buildings*, vol. 59, pp. 236–243, Apr. 2013.
- [3] F. Mattera, D. Benchettre, D. Desmettre, J. Martin, and E. Potteau, “Irreversible sulphation in photovoltaic batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 116, pp. 248–256, July 2003.
- [4] J. Büngeler, E. Cattaneo, B. Riegel, and D. U. Sauer, “Advantages in energy efficiency of flooded lead-acid batteries when using partial state of charge operation,” *Journal of Power Sources*, vol. 375, pp. 53–58, Jan. 2018.
- [5] M. Cugnet and B. Y. Liaw, “Effect of discharge rate on charging a lead-acid battery simulated by mathematical model,” *Journal of Power Sources*, vol. 196, pp. 3414–3419, Apr. 2011.
- [6] LAAS-CNRS, “ADREAM project - <https://www.laas.fr/public/fr/le-projet-adream>.”
- [7] M. Cheikh, B. Jarboui, T. Loukil, and P. Siarry, “A Method for Selecting Pareto Optimal Solutions in Multiobjective Optimization,” *Journal of Informatics and mathematical sciences*, vol. 2, no. 1, pp. 51–62, 2010.
- [8] T. Terlouw, T. AlSkaif, C. Bauer, and W. van Sark, “Multi-objective optimization of energy arbitrage in community energy storage systems using different battery technologies,” *Applied Energy*, vol. 239, pp. 356–372, Apr. 2019.
- [9] O. Palizban and K. Kauhaniemi, “Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications,” *Journal of Energy Storage*, vol. 6, pp. 248–259, May 2016.
- [10] A. Gallo, J. Simões-Moreira, H. Costa, M. Santos, and E. Moutinho dos Santos, “Energy storage in the energy transition context: A technology review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp. 800–822, Nov. 2016.
- [11] G. J. May, A. Davidson, and B. Monahov, “Lead batteries for utility energy storage: A review,” *Journal of Energy Storage*, vol. 15, pp. 145–157, Feb. 2018.
- [12] D. J. Spiers and A. D. Rasinkoski, “Predicting the service lifetime of lead acid bat in photovoltaic systems,” *Journal of Power Sources*, vol. 53, pp. 245–253, 1995.
- [13] V. Svoboda, H. Wenzl, R. Kaiser, A. Jossen, I. Baring-Gould, J. Manwell, P. Lundsager, H. Bindner, T. Cronin, P. Nørgård, A. Ruddell, A. Perujo, K. Douglas, C. Rodrigues, A. Joyce, S. Tselepis, N. van der Borg, F. Nieuwenhout, N. Wilmot, F. Mattera, and D. U. Sauer, “Operating conditions of batteries in off-grid renewable energy systems,” *Solar Energy*, vol. 81, pp. 1409–1425, Nov. 2007.
- [14] P. Ruetschi, “Aging mechanisms and service life of lead–acid batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 127, pp. 33–44, Mar. 2004.
- [15] A. Jossen, J. Garche, and D. U. Sauer, “Operation conditions of batteries in PV applications,” *Solar Energy*, vol. 76, no. 6, pp. 759–769, 2004.
- [16] E. Ebner, M. Gelbke, E. Zena, M. Wieger, and A. Börger, “Temperature-dependent formation of vertical concentration gradients in lead-acid-batteries under pSoC operation – Part 2: Sulfate analysis,” *Electrochimica Acta*, vol. 262, pp. 144–152, Feb. 2018.
- [17] E. Ebner, A. Börger, M. Gelbke, E. Zena, and M. Wieger, “Temperature-dependent formation of vertical concentration gradients in lead-acid batteries under pSoC operation – Part 1: Acid stratification,” *Electrochimica Acta*, vol. 90, pp. 219–225, Feb. 2013.
- [18] G. Lodi, J. McDowall, and S. Rosellini, “VRLA battery aging characteristics,” in *Proceedings of Intelec’96 - International Telecommunications Energy Conference*, (Boston, MA, USA), pp. 52–58, IEEE, 1996.
- [19] J. Dulout, C. Alonso, L. Séguier, and B. Jammes, “Development of a photovoltaic low voltage DC microgrid for buildings with energy storage systems,” in *ELECTRIMACS 2017*, vol. 2017, p. 6p, 2017.