

Influence de la non-prise en compte du vieillissement d'un système de stockage de seconde vie sur le dimensionnement optimal d'un microréseau

Pedro V. H. Seger^a, Pierre-Xavier Thivel^b, Delphine Riu^a

^aUniversité Grenoble Alpes, CNRS, Grenoble INP, G2Elab, F-38000 Grenoble, France.

^bUniversité Grenoble Alpes, Université Savoie Mont Blanc, CNRS, Grenoble INP, LEPMI, F-38000 Grenoble, France.

Avec la croissance du marché du véhicule électrique, les batteries de seconde vie apparaissent comme une option prometteuse pour le stockage dans les applications stationnaires. Dans cet article, nous dimensionnons d'abord la taille d'un système de stockage et d'un parc PV pour un microréseau isolé, en faisant une optimisation à critère économique. Ensuite, nous simulons le fonctionnement d'un tel système tout au long de sa durée de vie, et nous associons le profil de sollicitation de la batterie à un algorithme de comptage de cycles et à un modèle de vieillissement en seconde vie. Les résultats montrent que, pour un système de stockage de seconde vie, le nombre de remplacements peut être conséquent à cause de leur vieillissement accru, ce qui induit un coût additionnel. Ainsi, une démarche d'optimisation doit prendre ce vieillissement en compte.

Batteries de Seconde Vie, Microréseau, Optimisation, Vieillessement.

1. INTRODUCTION

Le dimensionnement de systèmes de stockage pour des applications stationnaires est traditionnellement fait en prenant compte de caractéristiques telles que la capacité et la puissance nominale, comme expliqué dans [1]. Ceci est fait sous l'hypothèse qu'une batterie Li-ion peut durer plusieurs années dans une application stationnaire [2], permettant de négliger sa perte de capacité dans un premier temps.

Par ailleurs, la disponibilité croissante de batteries de seconde vie - c'est-à-dire, des batteries usagées principalement originaires de véhicules électriques - ouvre une voie intéressante de recherche : leur utilisation comme système de stockage stationnaire. Ces batteries peuvent retenir une capacité encore importante, avec une valeur d'État de Santé (SoH) classiquement autour de 80 % [3].

Pourtant, ces batteries de seconde ont par définition une perte de capacité plus rapide par rapport à une batterie neuve. Des études récentes ont étudié la faisabilité de batteries de seconde vie dans des applications stationnaires [4].

Par rapport aux méthodes disponibles dans la littérature pour le dimensionnement d'un tel système de stockage, nous pouvons mentionner d'abord des approches classiques, basées sur le calcul du surplus d'énergie générée par les sources d'énergie [1, 5]. D'autres auteurs traduisent ce dimensionnement dans un problème d'optimisation vis-à-vis de la consommation et de la production d'énergie [6, 7].

En ce qui concerne la durée de vie de ces batteries, très peu de travaux utilisent des modèles de vieillissement dans la démarche d'optimisation, comme montré par Weitzel et Glock [8]. Parmi ceux qui le font, nous retrouvons une majorité de modèles simples, comme les cycles équivalents ou l'énergie échangée par la batterie.

Ainsi, l'objectif de cet article est d'analyser l'impact de la perte de capacité accrue d'une batterie de seconde vie sur un système dimensionné sans prise en compte de ce vieillissement.

Pour le faire, nous allons d'abord nous appuyer sur une stratégie de dimensionnement classique, où un duo PV-stockage est installé dans un microréseau avec une taille optimisée à un critère économique.

Ensuite, nous simulons le fonctionnement de cette batterie au long de plusieurs années, obtenant son État de Charge (SoC). Nous utilisons un outil de comptage de cycles Rainflow [9] et un modèle de vieillissement développé précédemment [10] pour estimer la perte de capacité de la batterie au cours de son utilisation.

Cela nous permet, à la fin, d'évaluer l'impact de ce vieillissement sur le fonctionnement du système, ainsi que la sous-estimation du coût lors du dimensionnement initial. La méthode proposée est illustrée dans la Figure 1.

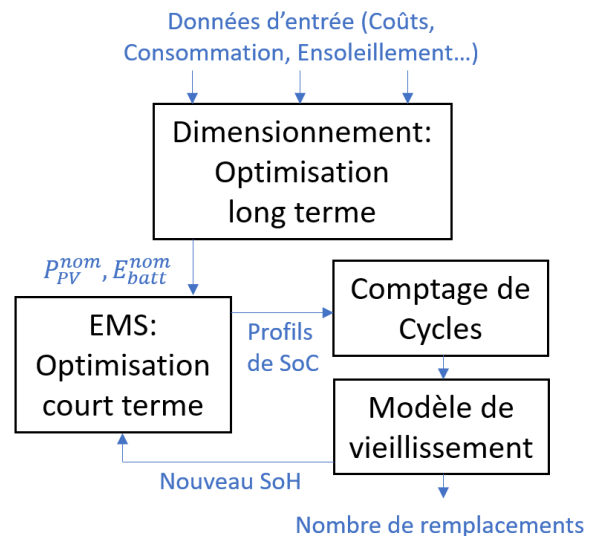


FIG. 1. Illustration de la méthodologie adoptée.

Cet article est organisé dans les sections suivantes : La Section 2 détaille la méthodologie utilisée ainsi que le problème d'optimisation choisi. La Section 3 présente les résultats de l'optimisation, les résultats de la simulation, le comptage de cycles et l'estimation du vieillissement des batteries. La Section 4 présente la conclusion de l'article.

2. MÉTHODOLOGIE

L'étude présentée dans cet article se concentrera sur un microréseau isolé, composé de consommateurs et d'un groupe diesel. À ce réseau, nous voulons ajouter un parc PV, des batteries et les éléments d'interface nécessaires, dans l'objectif de rendre ce microréseau plus autonome et moins dépendant du diesel. Ceci

est illustré dans la Fig. 2.

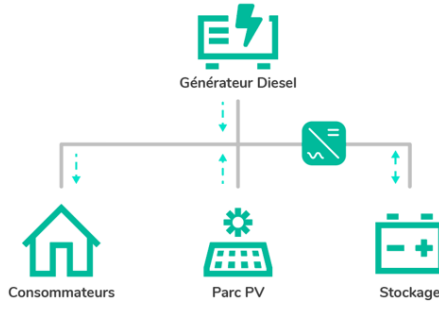


FIG. 2. Illustration du microréseau isolé étudié dans cet article.

Ce dimensionnement du duo PV-stockage est fait à partir d'un problème d'optimisation qui prend en compte les coûts d'installation (Capex) et les coûts d'opération et maintenance (Opex) de chaque composant du système. Nous utilisons pour cela des données moyennées et saisonnières de consommation et d'ensolaillement. Ces données correspondent à la situation réelle d'un petit village en Afrique du nord.

Nous avons ainsi, pour chaque mois de l'année, une *semaine-type* représentative de la consommation et de la production PV du système. La résolution temporelle (δt) est d'une heure. Ces données moyennées, bien que non représentatives du fonctionnement réel d'un système, permettent au problème d'optimisation d'être relativement léger. De plus, l'énergie totale échangée avec la batterie reste cohérente avec la réalité, permettant les analyses proposées dans cet article.

2.1. Définition du Problème d'Optimisation

L'objectif principal du problème d'optimisation est de trouver la puissance PV installée P_{PV}^{nom} et la capacité nominale de la batterie E_{batt}^{nom} pour une durée de projet de 10 ans.

Les variables d'optimisation pour le problème que l'on souhaite résoudre sont listées ci-dessous. La plupart de ces variables sont des vecteurs avec une longueur temporelle t correspondant à la durée totale du problème. Ces vecteurs auront donc une taille de 24 heures*7 jours*12 semaines = 2016 lignes.

- $P_{diesel}(t)$ - Puissance à la sortie du générateur diesel à l'instant t .
- $P_{batt}^{ch}(t)$ - Puissance absorbée par la batterie pendant une charge à l'instant t .
- $P_{batt}^{dch}(t)$ - Puissance fournie par la batterie pendant une décharge à l'instant t .
- $E_{batt}(t)$ - Énergie stockée dans la batterie à l'instant t .
- $P_{PV}^{true}(t)$ - Puissance injectée dans le réseau par les panneaux PV à l'instant t .
- N_{PV} - Nombre (entier) de panneaux PV. Chaque panneau a une puissance crête de $P_{panneau}^{nom} = 300$ W. Ainsi, la puissance nominale du parc PV est $P_{PV}^{nom} = N_{PV} * P_{panneau}^{nom}$.
- N_{batt} - Nombre (entier) de modules de stockage. Chaque module a une capacité nominale de $E_{module}^{nom} = 1$ kWh. Ainsi, la capacité nominale de la batterie est $E_{batt}^{nom} = N_{batt} * E_{module}^{nom}$.
- $u_{ch}(t), u_{dch}(t)$ - Variables binaires nécessaires pour piloter la batterie en mode charge ou décharge.

Deux autres variables sont importantes pour la formulation du problème en n'étant pas des variables d'optimisation : La puissance consommée $P_{load}(t)$ et la puissance à la sortie d'un panneau $P_{PV}(t)$.

Chacune de ces variables d'optimisation doit être mise sous contraintes. L'équation (1) sert à limiter la puissance du diesel. La puissance maximale de ce générateur est de $P_{diesel}^{max} = 120$ kW, suffisante pour alimenter seul le microréseau si néces-

saire. Le nombre de panneaux et de batteries qu'on souhaite installer doit être forcément positif (Eq. 2).

$$0 \leq P_{diesel}(t) \leq P_{diesel}^{max} \quad (1)$$

$$N_{PV}, N_{batt} \geq 0 \quad (2)$$

Ensuite, nous limitons les puissances en charge et en décharge de la batterie (Eqs. 3, 4). Les limites sont fonction de la taille du pack N_{batt} et de sa capacité nominale divisée par une heure. Cela a pour effet de limiter le courant à $\pm C$ - nous empêchons ainsi des décharges rapides, ce qui convient mieux à l'utilisation des batteries de seconde vie. Deux variables binaires (u_{ch}, u_{dch}) servent, à l'aide de l'Eq. 5, à empêcher que les vecteurs $P_{batt}^{ch}, P_{batt}^{dch}$ soient positifs en même temps - la batterie n'est jamais en charge et en décharge au même moment.

$$0 \leq P_{batt}^{ch}(t) \leq u_{ch} * N_{batt} * E_{batt}^{nom} / 1h \quad (3)$$

$$0 \leq P_{batt}^{dch}(t) \leq u_{dch} * N_{batt} * E_{batt}^{nom} / 1h \quad (4)$$

$$u_{ch}(t) + u_{dch}(t) \leq 1 \quad (5)$$

L'énergie stockée dans la batterie $E_{batt}(t)$ est également limitée selon l'Eq. 6, en supposant que le SoC est toujours limité entre deux valeurs arbitraires SoC_{min}, SoC_{max} .

$$SoC_{min} * N_{batt} * E_{batt}^{nom} \leq E_{batt}(t) \leq SoC_{max} * N_{batt} * E_{batt}^{nom} \quad (6)$$

L'équation 7 sert à distinguer la puissance produite par les panneaux ($N_{PV} * P_{PV}(t)$) et la puissance réellement fournie au réseau (P_{PV}^{true}). Elle est nécessaire pour qu'il soit possible d'écarter la puissance des PVs si nécessaire; en cas contraire, on risquerait une situation où la batterie serait complètement chargée avec un surplus de production, ce qui conduirait à un problème d'optimisation impossible à résoudre.

$$0 \leq P_{PV}^{true}(t) \leq N_{PV} * P_{PV}(t) \quad (7)$$

Deux autres équations sont nécessaires avant de pouvoir passer aux objectifs d'optimisation. D'abord, il faut relier deux de nos variables d'optimisation : la puissance absorbée/fournie par la batterie et l'énergie stockée. Pour cela, nous utilisons un modèle linéaire permettant de calculer la valeur de l'énergie stockée à chaque pas de temps (Eq. 8).

$$E_{batt}(t) = E_{batt}(t-1) + P_{batt}^{ch}(t) * \delta t * \eta_{ch} - P_{batt}^{dch}(t) * \delta t / \eta_{dch} \quad (8)$$

L'équilibrage des puissances du microréseau est aussi fondamental pour assurer l'alimentation des charges ainsi que la stabilité du réseau. L'équation 9 assure qu'à chaque instant t le système sera en équilibre : toute puissance produite soit alimente les charges, soit charge la batterie. Comme il s'agit d'un problème de dimensionnement, on ne s'intéresse pas à la dynamique du réseau (e.g. aux réglages primaire ou secondaire) - nous supposons donc que l'équilibre des puissances actives garantit le bon fonctionnement d'un point de vue électrique.

$$P_{PV}^{true}(t) + P_{diesel}(t) + P_{batt}^{dch}(t) = P_{load}(t) + P_{batt}^{ch}(t) \quad (9)$$

L'objectif de cette première optimisation est de le faire tout en minimisant l'ensemble des coûts, comme indiqué dans l'équation 10.

$$Obj = \min(Capex + \sum_t Opex) \quad (10)$$

Nous considérons que le Capex de ce problème consiste au coût d'installation des batteries, du parc PV et de son électronique de puissance (EP) - le diesel est considéré étant déjà présent sur le réseau. L'Opex représente notamment le coût d'opération du diesel, ainsi que les coûts de maintenance du stockage et des panneaux solaires. Des pondérations numériques sont ajoutées au calcul de l'Opex afin que les *semaines-type* utilisées soient représentatives d'une durée de projet de 10 ans.

Finalement, les données utilisées pour la résolution de l'Eq. 10 ainsi que leur source sont détaillés dans le Tableau 1 ci-dessous.

TABLEAU 1 – Paramètres utilisés pour le calcul de l'objectif économique

Élément	Variable	Valeur [Unité]	Source
Batterie 2 ^{de} vie	CAPEX _{batt}	100 [€/kWh]	[11, 12],
	CAPEX _{EP}	800 [€/kW]	[13, 14],
	OPEX _{batt}	8 [€/kWh/an]	[15, 16],
	Remplacement	75 [€/kWh]	[17]
Panneaux PV	CAPEX _{PV}	2 [€/Wp]	[15]
	OPEX _{PV}	1 [%CAPEX _{PV} /an]	
Groupe Diesel	OPEX _{diesel}	0.78 [€/kWh]	-
Durée du projet	Y	10 [ans]	-

2.2. Comptage de cycles et modèle de vieillissement

Une fois le système dimensionné, nous passons à une autre étape d'optimisation, à court terme : la simulation de l'opération du système à chaque semaine. La formulation de cet EMS (système de management d'énergie) reste un problème linéaire mixte en nombres entiers (MILP) ; la différence, en outre que la fenêtre temporelle plus courte, est que maintenant l'objectif d'optimisation est de minimiser la puissance demandée au groupe diesel.

L'excédent de la production PV est stocké dans la batterie, qui se décharge quand nécessaire pour assurer l'équilibre de puissance à chaque instant. Nous obtenons ainsi le profil de sollicitation de la batterie : l'évolution de son État de Charge. Nous nous appuyons ensuite sur un algorithme de comptage de cycles (Rainflow) et un modèle de vieillissement de batterie de seconde vie [10] pour estimer la perte de capacité de la batterie dans la période en question.

L'algorithme de *Rainflow Counting* est un outil capable de convertir une séquence de stress variable en un ensemble de cycles et demi-cycles. Pour une application "batterie", la séquence de stress est son profil de SoC, et l'algorithme est ainsi capable d'identifier et classer les cycles en fonction de leur profondeur (ΔSoC) et de leur SoC moyen (SoC_m). L'avantage majeure de l'utilisation de cet algorithme est sa capacité de traiter des profils réels, où le SoC de la batterie peut varier en créant, par exemple, des petits cycles dans un plus grand cycle de charge et/ou décharge.

En ce qui concerne le modèle de vieillissement, nous utilisons un modèle développé précédemment [10]. Il est une fonction de trois facteurs de stress en cyclage pour une batterie : le ΔSoC , le SoC_m et le C-rate (Eq. 11).

$$Q_{loss} = a e^{\sigma b \varepsilon Q_c} - c = f(\Delta SoC, SoC_m, C_{rate}) \quad (11)$$

Ce modèle est alors capable de traiter les cycles identifiés par le Rainflow et d'en associer une perte de capacité à chacun, en fonction de leurs caractéristiques.

Une fois cela fait, nous réalimentons l'optimisation de la prochaine semaine avec cette nouvelle valeur de SoH. En répétant ces étapes jusqu'à la fin de la durée de vie du projet, et en définissant un critère de fin de vie pour la batterie (e.g. SoH = 60 %), nous arrivons à estimer le nombre de remplacements nécessaires.

Nous rappelons ici (c.f. Fig. 1) que, dans cet article, l'utilisation de l'algorithme Rainflow et du modèle de vieillissement ne

fait pas partie de la démarche d'optimisation, étant effectué dans une deuxième étape. Nous précisons que cela est dû à un problème de complexité de calcul : l'algorithme de Rainflow n'est pas dans une forme fermée et le modèle de vieillissement est fortement non-linéaire.

3. RÉSULTATS

Nous procédons ainsi aux simulations proposées. D'abord, nous réalisons le dimensionnement à long terme du duo PV-stockage, et nous trouvons pour le système en question les valeurs suivantes : $P_{PV}^{nom} = 90kW$, $E_{batt}^{nom} = 200kWh$. Le coût total de l'opération de ce système, pendant les 10 ans, est d'environ 720 k€.

Avec la puissance installée du parc PV et les données d'ensoleillement, nous pouvons estimer la vraie puissance disponible pour le microréseau. Cela nous permet de passer à la simulation de l'EMS de façon hebdomadaire. En supposant l'installation d'un système de stockage en seconde vie (e.g. SoH = 80 %), nous trouvons ainsi les profils de SoC souhaités. La Figure 3 illustre le profil de SoC simulé pendant une année, ainsi qu'un histogramme des cycles identifiés en fonction de leur profondeur et de leur SoC moyen.

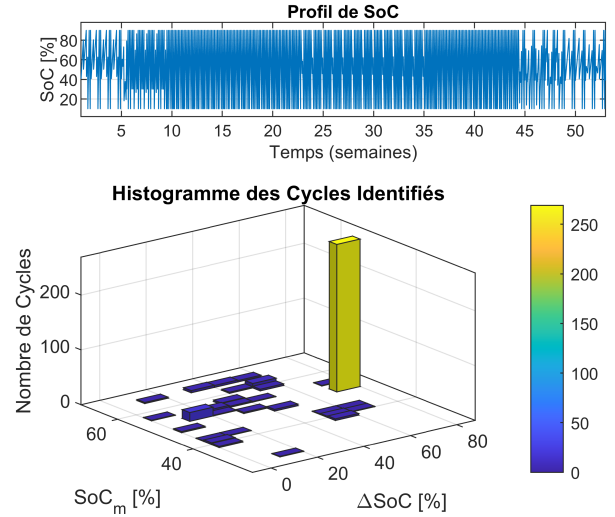


FIG. 3. Résultats de l'algorithme Rainflow pour le profil de SoC correspondant à une année d'opération du microréseau.

En raison de la nature du problème d'optimisation (à objectif économique), la solution de dimensionnement trouvée s'avère assez petite, car l'installation de modules PV et du stockage est chère (en termes de Capex) par rapport à l'utilisation du diesel (Opex). Ainsi, nous pouvons voir sur la Figure 3 que la batterie est soumise à des cycles profonds de décharge de façon répétitive, surtout dans les mois d'été où l'excédent d'énergie PV est important. Les cycles de décharge profonds sont connus comme un facteur important de vieillissement en cyclage.

Nous trouvons ainsi que pour cette solution de dimensionnement, le vieillissement des batteries est assez accéléré. Cela est illustré dans la Figure 4, où nous montrons d'abord les profils de production PV et de consommation (Fig. 4(a)), et ensuite l'évolution du SoH de la batterie de seconde vie (4(b)).

Un total de 5 remplacements est estimé nécessaire, et l'effet saisonnier sur la batterie est visible (vieillessement accentué pendant les mois d'été). Nous estimons que ces remplacements impliquent un coût supplémentaire de 75 k€, supérieur à 10 % du coût estimé lors de l'étape de dimensionnement.

Le vieillissement de la batterie impacte également les autres composants du système : avec moins d'énergie stockée, le groupe diesel est sollicité plus fréquemment, par exemple. Nous

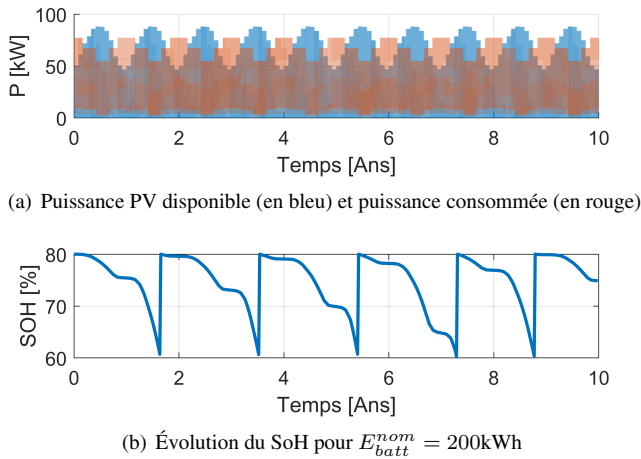


FIG. 4. Profils de génération PV, de consommation, et évolution du SoH pour le dimensionnement trouvé, pendant 10 ans.

concluons ainsi que les coûts induits par le vieillissement ne peuvent pas être négligés quand on utilise une batterie de seconde vie dans une telle application, et la solution initialement trouvée n'est possiblement pas optimale.

La méthode pour évaluer le vieillissement peut aussi être discutée : autant qu'elle est performante, elle est mieux adaptée à une analyse en "deux étapes" comme celle présentée dans cet article, où elle peut estimer le vieillissement après l'optimisation, une fois les profils de SoC connus.

Ces résultats semblent indiquer que le vieillissement doit être pris en compte dans le problème d'optimisation dès l'étape de dimensionnement. D'autres outils doivent être utilisés dans ce cas, comme ceux que nous proposons dans [18].

4. CONCLUSION

Dans cet article, nous avons étudié la problématique liée à l'installation d'un système de stockage de seconde vie et d'un parc PV dans un microréseau isolé. En s'appuyant sur un problème d'optimisation MILP classique, nous avons trouvé une solution de dimensionnement pour ce système.

Ensuite, nous avons utilisé un algorithme Rainflow et un modèle de vieillissement précédemment développé pour estimer l'évolution hebdomadaire du SoH de la batterie tout au long de la durée de vie du projet.

Les résultats montrent qu'un nombre important de remplacements peut être nécessaire et doit être impérativement considéré dans la démarche de dimensionnement. De plus, les résultats indiquent que la prise en compte du vieillissement des batteries doit faire partie du problème d'optimisation dès l'étape de dimensionnement.

5. REMERCIEMENTS

Cette étude est financée par l'Agence Nationale de la Recherche dans le cadre du programme "Investissements d'avenir" (ANR-15-IDEX-02) à travers le programme interdisciplinaire CIRCULAR.

RÉFÉRENCES

- [1] Tamer Khatib. A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system. *Energy Conversion and Management*, page 19, 2016.
- [2] Abraham Alem Kebede, Theodoros Kalogiannis, Joeri Van Mierlo, and Maitane Berecibar. A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 159 :112213, May 2022.
- [3] Eklas Hossain, Darren Murtaugh, Jaisen Mody, Hossain Mansur Resalat Faruque, Md. Samiul Haque Sunny, and Naem Mohammad. A Comprehensive Review on Second-Life Batteries : Current State, Manufacturing

- Considerations, Applications, Impacts, Barriers Potential Solutions, Business Strategies, and Policies. *IEEE Access*, 7 :73215–73252, 2019.
- [4] Joseph Lacap. Development and Demonstration of Microgrid System Utilizing Second-Life Electric Vehicle Batteries. *Journal of Energy Storage*, page 13, 2021.
- [5] Chun Sing Lai, Giorgio Locatelli, Andrew Pimm, Yingshan Tao, Xuecong Li, and Loi Lei Lai. A financial model for lithium-ion storage in a photovoltaic and biogas energy system. *Applied Energy*, 251 :113179, October 2019.
- [6] Yang Zhang, Anders Lundblad, Pietro Elia Campana, F. Benavente, and Jinyue Yan. Battery sizing and rule-based operation of grid-connected photovoltaic-battery system : A case study in Sweden. *Energy Conversion and Management*, 133 :249–263, February 2017.
- [7] Hossein Khorramdel, Jamshid Aghaei, Benyamin Khorramdel, and Pierluigi Siano. Optimal Battery Sizing in Microgrids Using Probabilistic Unit Commitment. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL INFORMATICS*, 12(2) :10, 2016.
- [8] Timm Weitzel and Christoph H. Glock. Energy management for stationary electric energy storage systems : A systematic literature review. *European Journal of Operational Research*, 264(2) :582–606, January 2018.
- [9] I Rychlik. A new definition of the rainflow cycle counting method. *International Journal of Fatigue*, 9(2) :119–121, April 1987.
- [10] Pedro V.H. Seger, Pierre-Xavier Thivel, and Delphine Riu. A second life Li-ion battery ageing model with uncertainties : From cell to pack analysis. *Journal of Power Sources*, 541 :231663, September 2022.
- [11] Reinhard Madlener and Alexander Kirmas. Economic Viability of Second Use Electric Vehicle Batteries for Energy Storage in Residential Applications. *Energy Procedia*, 105 :3806–3815, May 2017.
- [12] Tobiah Steckel, Alissa Kendall, and Hanjiro Ambrose. Applying leveled cost of storage methodology to utility-scale second-life lithium-ion battery energy storage systems. *Applied Energy*, 300 :117309, October 2021.
- [13] Wesley Cole, A Will Frazier, and Chad Augustine. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage : 2021 Update. Technical report, National Renewable Energy Laboratory, 2021.
- [14] Erin Minear. Battery Energy Storage Lifecycle Cost Assessment Summary : 2020. Technical report, 2020.
- [15] Amelia Nadal. *Influence des incertitudes sur l'optimisation technico-économique de systèmes énergétiques hybrides*. PhD thesis, Université Grenoble Alpes, 2019.
- [16] Kendall Mongird, Vilayanur Viswanathan, Jan Alam, Charlie Vartanian, Vincent Sprengle, and Richard Baxter. 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment. page 117, 2020.
- [17] Hanjiro Ambrose, Alissa Kendall, Margaret Slattery, and Tobiah Steckel. Battery Second-Life : Unpacking Opportunities and Barriers for the Reuse of Electric Vehicle Batteries, 2020.
- [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. *Applied Energy*, 333 :120584, March 2023.