

Gestion et Dimensionnement d'un Système de Stockage Participant aux Marchés de l'Energie et de Réserve

Ahmed MOHAMED^a, Rémy RIGO-MARIANI^a, Vincent DEBUSSCHERE^a, Lionel PIN^b

^a Univ. Grenoble Alpes, CNRS, Grenoble INP, G2Elab, 38000 Grenoble, France

^b Atos Worldgrid Solutions for Energy and Utilities, Grenoble, 38130, France

Email: ahmed.mohamed@grenoble-inp.fr

Email: remy.rigo-mariani@grenoble-inp.fr

Email: vincent.debusschere@grenoble-inp.fr

Email: lionel.pin@atos.net

RESUME - Cette étude porte sur la gestion et le dimensionnement d'un système de stockage participant aux marchés de l'énergie « day-ahead » (DA) et réserve primaire de fréquence (FCR). Des simulations annuelles avec historiques de prix et signaux d'activation démontrent un potentiel de revenus supplémentaires lors de la fourniture de services multiples (DA+FCR) par rapport à une participation découpée aux marchés individuels (+76 %). Une pénalité d'oscillation de puissance est introduite dans l'optimisation afin de limiter la dégradation de la batterie, ce qui entraîne une perte annuelle marginale de seulement 4 % des revenus. Finalement, une analyse de sensibilité est réalisée pour déterminer la taille optimale de la batterie, révélant l'intérêt des rapports puissance/énergie élevés en termes de rentabilité et de périodes de récupération.

Mots-clés— *Marchés de l'énergie, Reserve Primaire Stockage d'énergie, Services de fréquence, Optimisation.*

1. INTRODUCTION

L'intégration croissante des sources d'énergie renouvelable dans le mix de production d'électricité nécessite une plus grande flexibilité pour faire face à la variabilité des profils et leur difficile prédiction. En réponse à cette problématique, l'intégration de systèmes de stockage d'énergie (BESS) permet d'améliorer significativement la fiabilité et la flexibilité du réseau, de par la réserve d'énergie supplémentaire qu'ils mettent à disposition [1]. Les BESS ont donc le potentiel de jouer divers rôles pour les systèmes électriques, tels que la régulation de fréquence, la réduction des pics de charge, le contrôle de tension, le report d'investissement pour le système électrique, et l'arbitrage d'énergie [2]. En parallèle, la gestion de ressources de flexibilités distribuées a entraîné l'apparition de nouveaux acteurs, tels que les agrégateurs d'énergie, qui peuvent participer activement aux marchés de l'énergie en utilisant leurs actifs localisés tels que les installations photovoltaïques et les batteries [3].

De nombreuses recherches ont été menées pour analyser la pertinence technico-économique de BESS participant à plusieurs services en raison de leur forte densité énergétique, de leur temps de réponse rapide et de leur bon potentiel de déploiement à l'échelle du réseau [4]. Il est possible d'utiliser, par exemple, la programmation linéaire mixte en nombres entiers (MILP) pour modéliser la participation des BESS à différents marchés de l'énergie [5], [6]. Plus particulièrement, [7] examine le potentiel des BESS à participer à l'arbitrage de l'énergie sur le marché PJM, tandis que [8] se concentre sur l'évaluation de la participation des BESS aux services de fréquence sur le marché CAISO. La fourniture d'un ensemble

de services d'arbitrage de l'énergie a également été proposée dans [9] sur un autre marché américain. En plus de fournir des services de distribution en tant que réponse à la demande, [10] présente un cadre d'optimisation du stockage d'énergie et de la réponse à la demande du point de vue d'un agrégateur.

Les études mentionnées ont proposé des stratégies de contrôle pour les BESS permettant leur participation à plusieurs services. Ces schémas visent à évaluer la faisabilité technique des BESS dans divers marchés de l'énergie tout en veillant à ce que leur rentabilité ne soit pas compromise pour un service individuel. La plupart des études se basent sur les réglementations des marchés américains [7], nordiques [11] et allemands [12], sans qu'il n'y ait de travaux récents présentant les marchés intégrant les nouvelles réglementations européennes [13], notamment les nouvelles règles d'enchères pour les services de fréquence. Aussi, si les aspect gestion de BESS sur plusieurs marchés ont été largement étudié, les travaux n'abordent pas de manière approfondie l'effet du dimensionnement des BESS en fonction des services envisagés.

Cet article vise donc à intégrer une simulation de BESS participant aux marchés d'énergie et de fréquence dans une boucle de prédimensionnement. Le travail se rapporte donc à un problème de conception optimale avec dimensionnement et gestion cointégrés. Les principales contributions de l'article sont les suivantes :

- Modélisation conjointe des marchés de l'énergie « day-ahead » (DA) et de réserve primaire de fréquence, ou « frequency containment reserve » (FCR), dans le cadre européen.
- Introduction d'une pénalité pour limiter les oscillations de puissance du BESS afin d'introduire qualitativement la dégradation des moyens de stockage.
- Prédimensionnement en puissance et énergie du BESS sur base d'une simulation à l'année.

Le reste de l'article est organisé comme suit. La section II décrit la modélisation du BESS et de sa participation aux marchés DA et FCR. La section III présente l'étude de cas avec les simulations annuelles et les résultats pour différents dimensionnements. La section IV conclut le papier concernant la pertinence des modèles et propose des perspectives de travaux futurs.

2. MODELISATION BESS ET MARCHES

2.1. Modèles MILP pour le Stockage

Le modèle considéré pour le BESS prend en compte la capacité de stockage d'énergie, les taux de charge et de décharge

maximum, les rendements de charge et de décharge, les limites d'état de charge de la batterie, ainsi que les états de charge initial et final.

$$0 \leq p_t^+ \leq p_{max} \times u_t \quad (1)$$

$$0 \leq p_t^- \leq p_{max} \times (1 - u_t) \quad (2)$$

$$soc_t = soc_{t-1} + (p_t^- \times \eta^- - p_t^+ \times \eta^+) \times dt \times (100 / E_{cap}) \quad (3)$$

$$soc_{min} \leq soc_t \leq soc_{max} \quad (4)$$

$$soc_{t=T} = soc_{t=0} \quad (5)$$

Les contraintes (1) et (2) limitent les flux de puissance de charge et décharge (p_t^+ , p_t^-) à la capacité de puissance maximum de la batterie. La variable binaire u_t est introduite pour éviter les potentielles charge et une décharge simultanées ($u_t = 1$ pour le mode charge). A noter qu'une alternative classique aurait pu consister à introduire deux variables distinctes pour les modes de charge et de décharge. Cela n'a pas été pris en compte ici pour réduire la complexité du problème. L'énergie stockée est mise à jour à chaque pas de temps en tenant compte des rendements de charge et de décharge (η , η^+) dans l'équation (3). Cette énergie stockée est limitée par (4) entre des niveaux de charge maximale et minimale prédefinis. L'équation (5) garantit que l'état de charge (SOC) de la batterie à la fin de la journée est égal à celui du début de la journée pour permettre une optimisation quotidienne.

2.2. Marché « Day-ahead »DA (Day Ahead)

Ce marché vise à fournir un programme d'exploitation initial à l'opérateur du réseau de transport pour répondre à la demande quotidienne prévue. Il a une horizont de 24 h ($t \in T$) et une résolution d'une heure (dt^{da}) dans tous les pays européens, sauf au Royaume-Uni, où la résolution est de 30 min [14]. Les BESS peuvent participer au marché DA en soumettant des offres horaires pour des produits énergétiques, que ce soit en charge ou en décharge. La rémunération de ces produits est exprimée en (€/MWh) et est positive en cas de décharge et négative en cas de charge. Ainsi, il appartient à l'opérateur du BESS d'exploiter la volatilité des prix du marché pour générer des revenus par arbitrage [14]. La fonction objectif (6) tient compte de la participation du BESS au marché DA, où son fonctionnement est optimisé pour se charger aux prix les plus bas, puis se décharger aux prix de pointe.

$$\max_{p_t^{da,-}, p_t^{da,+}} \mathcal{C}_{da} = \sum_{t \in T} \pi_t^{da} \times (p_t^{da+} - p_t^{da-}) \times dt^{da} \quad (6)$$

avec π_t^{da} , p_t^{da+} , p_t^{da-} les prix de l'énergie et les contributions en charge/décharge du BESS dans le marché DA.

2.3. Réserve Primaire – « Frequency containment reserve »FCR (Frequency Containment Reserve)

Les BESS peuvent également être utilisés pour fournir des services de fréquence en modulant leur puissance de sortie en réponse aux écarts de fréquence du réseau. Plus précisément, dans le contexte des marchés de réserve de régulation de fréquence, la batterie peut répondre à une régulation à la hausse ou à la baisse en ajustant ses valeurs de puissance de charge ou de décharge par rapport aux engagements pris sur le marché de gros de l'énergie (DA et « Intra-Day ») [14]. Les bénéfices tirés de ce service se composent généralement de deux éléments :

- Une rémunération pour la capacité réservée, l'opérateur étant rémunéré par mégawatt réservé sur la base d'une demi-heure (€/MW/30min).
- Une rémunération pour l'énergie activée dans le processus de rétablissement de la fréquence (€/MWh). Cette dernière compensation est versée à l'opérateur du BESS lorsqu'il fournit une régulation à la hausse, tandis que dans le cas d'une régulation à la baisse, l'opérateur est facturé pour l'énergie injectée dans le réseau [15].

Le produit FCR est symétrique, ce qui signifie que la même puissance de réserve doit être engagée à la fois dans les directions ascendantes et descendantes (« upward/downward reserves »). L'engagement de réserve se fait sur six pas de temps de quatre heures chacun [16]. Cependant, l'énergie activée change en fonction des écarts de fréquence du réseau mesurés sur un intervalle de 30 s. Cette énergie activée est constante pendant une durée de 15 min après la réception des signaux d'activation basés sur des mesures d'écart en fréquence [16]. La fonction objective (7) maximise les revenus de réserve et de l'énergie activée pour la FCR tout au long de la journée. La première partie représente la puissance de réserve où $t \in T$ est un ensemble temporel avec une résolution de 4 h. La seconde partie représente la rémunération pour l'énergie activée, où $j \in J$ est un sous-ensemble de T à une résolution de 15 min.

$$\max_{p_t^{fcr}} \mathcal{C}_{fcr} = \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \pi_t^{fcr,r} \times p_t^{fcr} + \pi_{t,j}^{fcr,a} \times dt^{fcr} \times (\Delta p_{t,j}^{fcr,+} - \Delta p_{t,j}^{fcr,-}) \quad (7)$$

avec $\pi_t^{fcr,r}$, $\pi_t^{fcr,a}$ les prix pour la puissance réserve et l'énergie active.

La capacité de puissance de la réserve est limitée par la capacité de puissance de la batterie, telle qu'elle est exprimée dans l'équation (9). Les quantités activées dans les régulations à la hausse et à la baisse ($\Delta p_{t,j}^{fcr,+}$, $\Delta p_{t,j}^{fcr,-}$) sont définies dans les équations (9) et (10), où $a_{t,j}^{fcr,+} = 1$, si les mesures de fréquence sont inférieures à 50 Hz et qu'une régulation à la hausse est donc nécessaire. De la même manière, $a_{t,j}^{fcr,-} = 1$, si les mesures de fréquence sont supérieures à 50 Hz et qu'une régulation à la baisse doit être fournie à une résolution de 15 min (dt^{fcr}). L'énergie activée (en MWh) est considérée comme une partie fixe de la capacité de réserve de fréquence (en MW), et un coefficient fixe β est utilisé pour représenter ce rapport pour la régulation à la hausse et à la baisse avec une valeur supposée de 0,15 [7], [9].

$$p_t^{fcr} \leq p_{max} \quad (8)$$

$$\Delta p_{t,j}^{fcr,+} = p_t^{fcr} \times \beta \times a_{t,j}^{fcr,+} \quad (9)$$

$$\Delta p_{t,j}^{fcr,-} = p_t^{fcr} \times \beta \times a_{t,j}^{fcr,-} \quad (10)$$

2.4. Participation conjointe aux marchés DA et FCR

La participation conjointe aux marchés DA et FCR est finalement représentée dans (11), où toutes les fonctions objectives introduites précédemment sont simplement additionnées. Les produits énergétiques correspondants pour chaque marché sont également additionnés pour estimer l'énergie totale déchargée et chargée de la batterie dans les équations (12) et (13). Ces deux dernières équations sont utilisées pour mettre à jour l'état de la batterie à chaque pas de temps, comme indiqué dans (3). L'indice de temps fixe (t) n'est utilisé qu'à des fins de clarification, mais la mise en œuvre de la

simulation suit des ensembles temporels et des résolutions distinctes pour chaque produit.

$$f_{obj} = \max_{p_t^+, p_t^-} (c_{da} + c_{fcf}) \quad (11)$$

$$p_t^+ = p_t^{da,+} + \Delta p_t^{fcf,+} \quad (12)$$

$$p_t^- = p_t^{da,-} + \Delta p_t^{fcf,-} \quad (13)$$

2.5. Pénaliser les oscillations de puissance

L'utilisation de batteries avec des régimes répétés de charge/décharge entraîne un vieillissement prématûre des équipements, qui à terme peut impacter les performances techniques (et in fine économiques) du système. Sans pour autant expliciter un modèle de vieillissement, une prise en compte qualitative de la dégradation du stockage est introduite via une pénalisation des oscillations de puissance [17]. En pratique, une variable supplémentaire est introduite pour calculer les déviations de puissance entre pas de temps successifs (14). Une pénalisation quadratique de cette variable sur l'horizon d'optimisation est finalement introduite dans la fonction objective avec un poids α (15). Il y a donc un arbitrage à faire entre utilisation de la batterie et revenus potentiels qui sera discuté plus en détail dans la section 3.2.

$$\Delta p_t = (p_{t+1}^+ - p_{t+1}^-) - (p_t^+ - p_t^-) \quad (14)$$

$$f_{obj} = f_{obj} - \sum_{t \in T} \alpha \times \Delta p_t^2 \quad (15)$$

3. SIMULATIONS ET RÉSULTATS

Dans cette étude, la participation du BESS aux marchés DA et FCR est simulée quotidiennement et annuellement pour estimer les revenus potentiels et l'impact de la pénalité sur les oscillations de puissance et la taille du stockage sur les résultats. Les données simulations sont effectuées pour le marché français avec les prix et mesures de fréquences de 2021 – données collectées sur les sites de RTE et Entso-e [18]. Les paramètres du BESS et les prix de l'énergie sont les entrées du modèle. Nous avons choisi avec une batterie de 10 MW/MWh, $\eta^+ = \eta^- = 0.9$, $soc_{min} = 0.2$, $soc_{max} = 0.9$, $soc_0 = soc_T = 0.5$. L'hypothèse de 15% de la réserve FCR à activer à chaque moment de livraison est faite (i.e. $\beta = 0.15$).

3.1. Simulation annuelle

Les résultats d'une simulation annuelle (par optimisations journalières successives) montrent que participer aux services de fréquence est plus rémunérateur qu'au marché DA. Comme le montre la Fig. 1, les revenus annuels du FCR sont trois fois plus élevés que ceux du DA. Cela est dû aux revenus générés par la réserve en puissance où le BESS gagne de l'argent en n'activant pas toute l'énergie disponible ($\beta < 1$). En revanche, les bénéfices de l'activation (en énergie) du FCR sont presque nuls. Cela est dû à l'activation symétrique du FCR qui fait que les quantités de régulation à la hausse et à la baisse sont presque égales (i.e. déviations homogènes en sur- et sous-fréquence). Plus significativement, l'analyse révèle que la fourniture couplée des produits DA et FCR apporte le plus de revenus. Les résultats montrent que les bénéfices de cet « empilement » des services sont supérieurs de 76 % à la somme des bénéfices générés par deux batteries séparées. La simulation montre que l'algorithme BESS utilise le marché DA pour charger la batterie et utilise cette énergie pour les réserves FCR. Cela conduit à une

augmentation des bénéfices en DA de 48 % et des bénéfices FCR de 84 %.

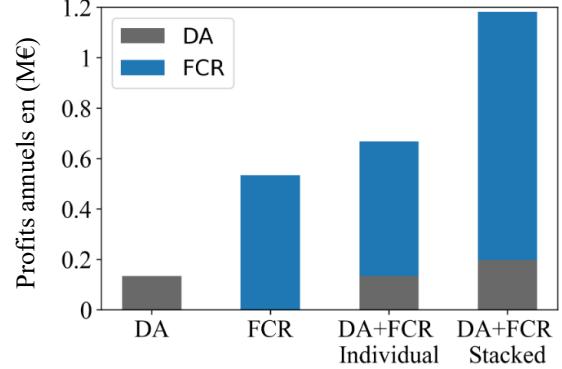


Fig. 1 Profits annuels des marchés DA et FCR

3.2. Simulation avec pénalité d'oscillation

La Fig.2 montre les profils en puissance et état de charge du BESS sur une journée test. Sans pénalité sur les oscillations de puissances, les profils présentent de fortes variations. Il s'agit de fluctuations et de pics de puissance à plusieurs moments de la journée qui entraînent une augmentation du nombre de cycles de la batterie et donc une dégradation physique potentiellement plus importante du système. En augmentant le facteur de pénalité α pour une prise en compte qualitative de la dégradation du stockage, le nombre de cycles de la batterie diminue et les pics de puissance pendant la charge ou la décharge sont évités. La même quantité d'énergie est fournie sur une période plus longue.

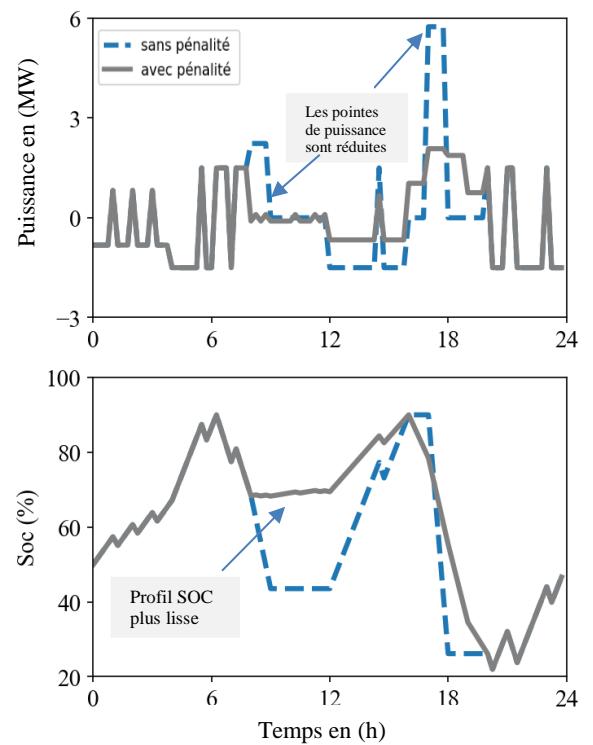


Fig.2 Séries temporelles pour le soc de la batterie et les profils de puissance ($\alpha = 10$, day = 347)

Une plus faible sollicitation du BESS se paie par une perte potentielle de revenus avec un arbitrage à définir entre utilisation du système de stockage et performances économiques. La Fig.3 montre que ces revenus sont potentiellement divisé par quatre. En outre la Fig.3, montre les

résultats de simulations effectuées pour différentes valeurs de rendement (charge/décharge) du BESS. Il a également un fort impact sur les revenus attendus –pertes importantes en cyclage pour de faibles rendement. Il faut noter que le modèle de BESS en puissance/énergie tient compte d'un rendement constant. Ces résultats tendent à nous orienter vers des modèles plus précis à rendement variables, ce qui sera l'objet de travaux futurs.

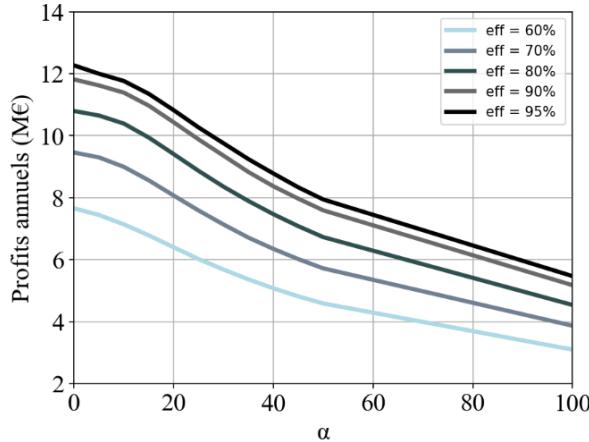


Fig.3 Effet de l'augmentation du facteur de pénalité sur les recettes annuelles

3.3. Dimensionnement optimal et analyse économique

3.3.1. Analyse de sensibilité sur la taille du BESS

Dans cette section, une analyse de sensibilité est menée à propos de la taille du BESS participant aux marchés DA et FCR. Les simulations annuelles sont effectuées en changeant les capacités de puissance (MW) et d'énergie (MWh), avec les mêmes paramètres de simulation que ceux présentés dans la section 3.1. Le coût total de possession (« total cost of ownership », TCO) est calculé pour chaque taille de batterie comme la différence entre les coûts annuels et les revenus annuels (r_y). Les coûts annuels comprennent les coûts fixes (c_0) qui ont été calculés sur la base de la capacité énergétique pour le coût de la batterie et de la capacité de puissance pour les coûts du convertisseur [19]. Étant donné que les coûts fixes sont évalués sur la durée de vie du projet N_y , cette analyse les actualise en paiements annuels. Un taux d'actualisation égal à la somme du taux d'intérêt et du taux d'inflation a été utilisé pour actualiser le total des coûts fixes annuels. De plus, le coût opérationnel (c_y) est estimée à 2,5 % du coût fixe de la capacité électrique [20]. La formulation totale du TCO est introduite dans (16), en plus des paramètres économiques du BESS présentés dans Table 1.

$$TCO = \frac{c_0 \times i}{1 - (1+i)^{-N_y}} + c_y - r_y \quad (16)$$

le coûts annuels

Les résultats présentés dans la Fig. 4 illustrent le TCO pour différentes tailles de BESS – les valeurs négatives indique que le système est estimé rentable. L'analyse met en évidence l'absence de rentabilité dans la majorité des combinaisons de dimensionnement, en particulier lorsque la capacité énergétique dépasse la capacité en puissance. On peut donc en déduire qu'un rapport de dimensionnement de 1:1 (puissance/énergie) représente l'exigence minimale pour atteindre la rentabilité dans les services empilés DA et FCR. Notamment, les deux points les plus bas coïncident avec l'utilisation de la capacité de puissance maximale, ce qui souligne la dépendance à l'égard des produits de réserve FCR pour la génération de revenus.

Inversement, les dépenses associées à l'acquisition d'une plus grande capacité énergétique dépassent les revenus tirés des produits énergétiques DA et FCR. La simulation révèle que le dimensionnement optimal implique une batterie de 10 MW, 6 MWh, résultant en un TCO de -242 k€.

Table 1 Paramètres BESS pour le dimensionnement et l'analyse économique

	Value
Coûts fixes du BESS (c_0)	400 €/KWh, 300 €/KW [x]
Coûts opérationnels du BESS (c_y)	8 €/KWh [x]
Garantie à vie (N_y)	10 ans[x]
Taux d'intérêt	3,5 % [x]
Taux d'inflation	2,07 % (en 2021)
Taux de dépréciation (d)	12% [x]

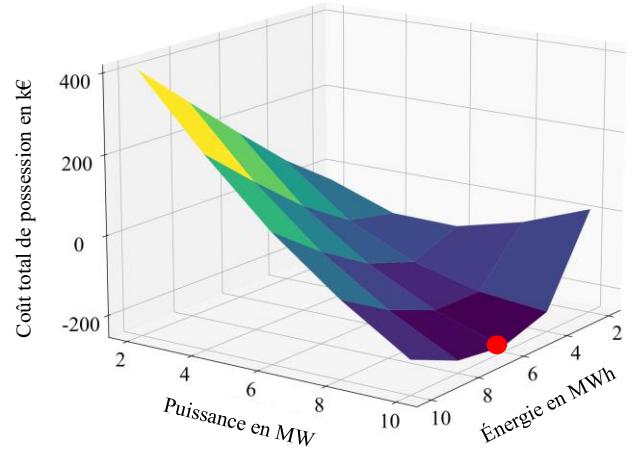


Fig. 4 ESS (Energy Storage System) Analyse de sensibilité pour différentes tailles de BESS en fonction du coût total de possession

3.3.2. Analyse économique sur les marchés DA+FCR

Une analyse économique est ensuite menée concernant la viabilité de l'investissement dans le BESS. La valeur actuelle nette (« net present value », NPV) est utilisée comme outil d'évaluation. La NPV permet de déterminer la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs générés par le projet, en incorporant à la fois les coûts d'investissement initiaux et les flux de revenus attendus tout au long de la durée de vie du projet [21]. La NPV est calculée avec (17) où C_0 désigne le coût initial (la batterie et les convertisseurs de puissance), C_t représente le coût opérationnel annuel, i est de taux d'actualisation, englobant une combinaison du taux d'intérêt et du taux d'inflation. En outre, r_t représente les revenus annuels du BESS provenant des marchés DA et FCR, y indique le nombre d'années, N_y indique la durée de vie prévue du BESS, et s_{N_y} reflète la valeur de récupération du système de stockage à la fin du projet. Il est important de noter que la valeur résiduelle, s_n , est étroitement liée au taux de dépréciation de la batterie (d), qui peut être déterminé à l'aide d'une formule correspondante (17).

$$NPV = -c_0 + \sum_{y=0}^{N_y} \frac{r_y - c_y}{(1+i)^y} + \underbrace{\frac{c_0 \times (1-d)^{N_y}}{(1+i)^{N_y}}}_{\text{la valeur de récupération}} \quad (17)$$

La NPV est analysée pour deux scénarios distincts, i) un dimensionnement aléatoire d'une batterie de 10 MW, 10 MWh, et ii) une batterie de 10 MW, 6 MWh correspondant au dimensionnement optimal précédent. Les résultats présentés en

Fig. 5 indiquent que les deux cas ont produit des valeurs de NPV positives en fin de vie, validant ainsi la rentabilité du projet en fournissant des services multiples englobant les marchés DA et FCR. En outre, l'analyse révèle que le dimensionnement optimal a permis de réduire le délai de récupération d'un an, le ramenant de 8 à 7 ans par rapport à l'approche de dimensionnement à priori.

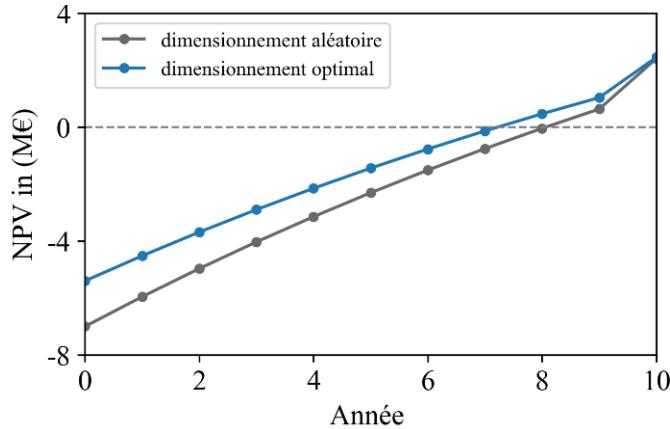


Fig. 5 Évaluation économique à l'aide de la VAN pour différents dimensionnements de BESS

4. CONCLUSION

Cet article présente une analyse conjointe des marchés de l'énergie et de la réserve pour un système de stockage d'énergie par batterie (BESS). Les simulations annuelles démontrent l'important potentiel de revenus de la fourniture couplés de produits multiples (DA+FCR), conduisant à une augmentation de 76 % des revenus par rapport à la somme des profits générés par la fourniture de produits distincts. Une pénalité d'oscillations de puissance batterie a été introduite pour tenir implicitement compte de la dégradation du stockage. Dans en réduisant les pics de puissance quotidiens de 50 % avec une perte marginale de 4 % des revenus annuels. L'étude met également en évidence l'importance d'un dimensionnement optimal, en soulignant les avantages d'un rapport puissance/énergie élevé en termes de rentabilité et de délais de récupération. Ces résultats fournissent des informations précieuses aux parties prenantes impliquées dans le déploiement de batteries connectées au réseau, permettant une prise de décision éclairée afin d'optimiser la génération de revenus tout en garantissant une performance optimale de la batterie.

5. REMERCIEMENTS

Ce travail a été réalisé dans le cadre du projet OSS platform, financé par La Région, Auvergne Rhône Alpes, France. Ce projet a reçu un financement du FEDER (Fonds européen de développement régional) de l'Union européenne.

6. RÉFÉRENCES

- [1] Electricity Storage And Renewables: Costs And Markets to 2030, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, 2017. Tech. rep.
- [2] M. Zidar, P. S. Georgilakis, N. D. Hatziargyriou, T. Capuder, and D. Škrlec, "Review of energy storage allocation in power distribution networks: applications, methods, and future research," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 3, pp. 645–652, Feb. 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0447.
- [3] S. Gährs and J. Knoefel, "Stakeholder demands and regulatory framework for community energy storage with a focus on Germany," *Energy Policy*, vol. 144, p. 111678, Sep. 2020.
- [4] M. Baumann, M. Weil, J. F. Peters, N. Chibeles-Martins, and A. B. Moniz, "A review of multi-criteria decision making approaches for evaluating energy storage systems for grid applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 107, Jun. 2019.
- [5] R. H. Byrne, R. J. Concepcion, and C. A. Silva-Monroy, "Estimating potential revenue from electrical energy storage in PJM," in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, USA: IEEE, Jul. 2016, pp. 1–5.
- [6] D. McConnell, T. Forcey, and M. Sandiford, "Estimating the value of electricity storage in an energy-only wholesale market," *Appl. Energy*, vol. 159, pp. 422–432, Dec. 2015.
- [7] M. Salles, J. Huang, M. Aziz, and W. Hogan, "Potential Arbitrage Revenue of Energy Storage Systems in PJM," *Energies*, vol. 10, no. 8, p. 1100, Jul. 2017, doi: 10.3390/en10081100.
- [8] R. H. Byrne, T. A. Nguyen, and R. J. Concepcion, "Opportunities for Energy Storage in CAISO," in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Portland, OR: IEEE, Aug. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2018.8586088.
- [9] Y. Tian, A. Bera, M. Benidris, and J. Mitra, "Stacked Revenue and Technical Benefits of a Grid-Connected Energy Storage System," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 4, pp., Jul. 2018.
- [10] J. Engels, B. Claessens, and G. Deconinck, "Optimal Combination of Frequency Control and Peak Shaving With Battery Storage Systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 3270–3279, Jul. 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2963098.
- [11] B. Zakeri and S. Syri, "Value of energy storage in the Nordic Power market - benefits from price arbitrage and ancillary services," in *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Porto, Portugal: IEEE, Jun. 2016, pp. 1–5.
- [12] B. Zakeri, S. Syri, and F. Wagner, "Economics of energy storage in the German electricity and reserve markets," in *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Dresden, Germany: IEEE, Jun. 2017, pp. 1–6.
- [13] "ENSTO-E Balancing Report," 2022, [Online]. Available: https://ee-public-nc-downloads.azureedge.net/strapi-test/assets/strapiassets/2022_ENTSO_E_Balancing_Report_Web_2bddb9ad4f.pdf
- [14] "EPEX Spot - Operational Rules 2022." EPEX SPOT, Oct. 22, 2021. [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/regulation>
- [15] "Frequency and Ancillary services regulations." 2021. [Online]. Available: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/providing-frequency-ancillary-services.html>
- [16] "Standard certification framework for primary frequency control capability 'Storage Only.'" RTE, [in french : Annexe 15 : Trame type de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence « Agrégats » ou « Stockage Seul »], 2021. [Online]. Available: https://www.cre.fr/content/download/22614/file/2007_22_2020185_Approbation_Regles_Annexe15_TrameTypeAptitudesFCR.pdf
- [17] A. D. Mustika, R. Rigo-Mariani, V. Debusschere, and A. Pachurka, "A two-stage management strategy for the optimal operation and billing in an energy community with collective self-consumption," *Appl. Energy*, vol. 310, p. 118484, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.118484.
- [18] "EPEX Spot market data results - France," 2022, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/market-data>
- [19] A. Saez-de-Ibarra, A. Milo, H. Gaztanaga, V. Debusschere, and S. Bacha, "Co-Optimization of Storage System Sizing and Control Strategy for Intelligent Photovoltaic Power Plants Market Integration," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1749–1761, Oct. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2555704.
- [20] W. Cole, A. W. Frazier, and C. Augustine, "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update," *Renew. Energy*, 2021.
- [21] A. A. R. Mohamed, R. J. Best, X. Liu, and D. J. Morrow, "A Comprehensive Robust Techno-Economic Analysis and Sizing Tool for the Small-Scale PV and BESS," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 37, no. 1, pp. 560–572, Mar. 2022.

