

Impact des hypothèses de modélisation sur les performances économiques d'un stockage participant aux marchés de l'énergie et réserve primaire

Ahmed MOHAMED, Rémy RIGO-MARIANI, Vincent DEBUSSCHERE
Univ. Grenoble Alpes, CNRS, Grenoble INP, G2Elab Grenoble, 38000, France

RESUME – Cet article étudie l'impact des hypothèses de modélisation pour le dimensionnement d'un système de stockage batterie (BESS) participant aux marchés d'énergie et de réserve. La plupart des études de la littérature supposent des simplifications des conditions d'exploitation lors du calcul des revenus attendus des BESS dans la phase de conception. Ces considérations consistent souvent en (i) un rendement constant du BESS, (ii) la négligence des pertes de profit dues aux incertitudes de la phase d'exploitation, et (iii) des effets de dégradation qui sont calculés dans une analyse a posteriori sans être intégré dans l'objectif d'exploitation. Ce document propose d'évaluer successivement l'impact de ces hypothèses de modélisation, à partir d'un scénario intégrant l'ensemble des simplifications. Dans un premier temps, les résultats sont analysés en termes de diminution attendue des revenus par rapport au scénario de base pour différentes tailles de BESS, et avec la participation aux marchés Day-Ahead (DA) et Frequency Containment Reserve (FCR). L'analyse révèle qu'une surestimation tenir compte d'hypothèses simplifiées peut entraîner de 20 % à 30 % (plus de 60 % dans les pires cas) de surestimation du profit pendant la durée de vie du projet. Enfin, une analyse de sensibilité réalisée avec différents compromis entre l'utilisation des BESS (c'est-à-dire la dégradation) et les bénéfices montre que les systèmes affichant des rapports puissance/énergie de 1 ou 0,5 sont les plus rentables sur les marchés étudiés.

Mots-clés—stockage, marchés, réserve, dimensionnement

1. INTRODUCTION

La fourniture simultanée de plusieurs produits (marchés d'énergie, capacité, réserve) permet aujourd'hui de maximiser le retour sur investissement pour les opérateurs de BESS [1]. En phase de dimensionnement, l'évaluation des profits attendus prend typiquement la forme d'un problème d'optimisation et souffre de plusieurs hypothèses de simplifications. Tout d'abord, le BESS est typiquement modélisé en puissance/énergie avec des rendements constant/idéaux, et le recours à l'optimisation convexe interdit l'utilisation de représentation plus fines. De plus, l'estimation des profits se fait bien souvent sur la base de profils déterministes pour les prix (énergies et réserve) et signaux de fréquence. En phase opérationnelle, une d'enchère en J-1 pour les marchés DA et FCR précède le contrôle. En temps-réel, la charge/décharge du BESS dépend des écarts en fréquence mesurée et peut entraîner le stockage dans une zone où il lui est impossible de fournir la réserve prévue, menant des pénalités

financières [2]. Ceci ajouté aux différences entre les prix réels et prévus en J-1 entraîne in-fine une perte de profits par rapport à un cas idéal (« perfect forecast ») [3]. Enfin, la prise en compte de la dégradation du BESS avec pertes de capacité au fil du temps et remplacements éventuels ont évidemment un impact significatif sur le calcul des profits attendus.

2. METHODOLOGIE

Le point de départ de cet article est une estimation des profits d'un BESS sur 10 ans avec une optimisation « baseline » sur base de modèle simple (rendement fixe), avec profils déterministes (prix/fréquence) et sans prise en compte du vieillissement. Le premier objectif est de quantifier l'impact de ces différentes hypothèses simplificatrices.

2.1. Equations de Base

Avant de discuter les différentes hypothèses de modélisation, cette section présente les équations de bases permettant de simuler la participation simultanée d'un BESS aux marchés DA et FCR. Sur le marché DA, le BESS soumet des offres d'énergie par pas horaire pour la charge ($p_{t^{da}}^{da+}$) ou la décharge ($p_{t^{da}}^{da-}$) à une résolution horaire dt^{da} en fonction du prix de marché $\pi_{t^{da}}^{da}$ en €/kWh. Sur le marché FCR le BESS est rémunéré pour la puissance réservée ($p_{t^{res}}^{res}$) par périodes de 4 h ($t^r \in T^r$) au prix $\pi_{t^{res}}^{res}$ (en €/MW/h). Il y a également une rémunération/paiement pour la réserve activée en phase opérationnelle dans la régulation à la hausse ($p_{t^a}^{fcr+}$) ou à la baisse ($p_{t^a}^{fcr-}$) à un prix $\pi_{t^a}^{fcr}$ (en €/MWh) – mesures de fréquence à la minute dans cet article $t^a \in T^a$). Au final, le revenu à maximiser peut s'exprimer suivant (1) dans le cadre d'une optimisation.

$$\begin{aligned} \max_{p_{t^{da}}^{da-}, p_{t^{da}}^{da+}, p_{t^{res}}^{res}} R = & \underbrace{\sum_{t^{da} \in T^{da}} \pi_{t^{da}}^{da} \times (p_{t^{da}}^{da+} - p_{t^{da}}^{da-}) \times dt^{da}}_{\text{Revenue from DA}} \\ & + \underbrace{\sum_{t^r \in T^r} \sum_{t^a \in T^a} \pi_{t^r}^{res} \times p_{t^r}^{res} + \pi_{t^a}^{fcr} \times dt^a \times (p_{t^a}^{fcr+} - p_{t^a}^{fcr-})}_{\text{Revenue from FCR}} \end{aligned} \quad (1)$$

Des contraintes permettent de rendre compte de spécificités réglementaires pour l'activation de la réserve en fonction des déviations en fréquence mesurées (Δf_a). En particulier les BESS sont autorisé à ne pas fournir de réserve si les déviations sont inférieures à 10 mHz, et la totalité de la puissance réservée

doit être activé dans le cas de déviations extrêmes au-delà de 200 mHz (2). En plus, une contrainte impose d'être capable à tout instant de fournir la puissance réservée pendant 15 min, ce qui se traduit par des limites spécifiques sur l'état de charge du BESS (soc_t) calculé à partir de la capacité du BESS (E_{cap}) (3).

$$p_{t^e}^{cr+}, p_{t^e}^{cr-} = \begin{cases} p_{t^e}^{res}, & \text{if } |\Delta f_{t^e}| \geq 200 \text{ mHz} \\ 0, & \text{if } |\Delta \hat{f}_{t^e}| \leq 10 \text{ mHz} \\ (|\Delta f_{t^e}| / 200 \text{ mHz}) \times p_{t^e}^{res}, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (2)$$

$$0.25h \times p_{t^e}^{res} \times (1/E_{cap}) \leq soc_t \leq 1 - 0.25h \times p_{t^e}^{res} \times (1/E_{cap}) \quad (3)$$

Au final les puissances de charge (p_t^-) décharge (p_t^+) sont les sommes des contributions en produits DA et FCR, limitée par la capacité en puissance (p_{max}) (4) – variables binaires de charge/décharge (u_t^-, u_t^+). La contrainte (5) permet de mettre à jour l'état de charge du BESS avec un modèle linéaire classique tenant compte de rendements constants (η^-, η^+).

$$p_t^+ = p_{t^e}^{da+} + p_{t^e}^{cr+} \leq p_{max} \times u_t^+ \quad (4)$$

$$p_t^- = p_{t^e}^{da-} + p_{t^e}^{cr-} \leq p_{max} \times u_t^-$$

$$soc_t = soc_{t-1} + (p_t^- \times \eta^- - p_t^+ / \eta^+) \times dt \times (100/E_{cap}) \quad (5)$$

2.2. Rendement Variable

La première hypothèse de modélisation considérée dans cet article concerne le rendement variable du BESS. Cette hypothèse peut en effet avoir un impact non négligeable sur le profit dans le cas où le BESS opère dans des régimes à rendements faibles. Cela est notamment le cas pour la participation à la réserve primaire ou la puissance est activée proportionnellement aux mesures de fréquences observées. Les déviations restent faibles, inférieures à 50 mHz 95 % du temps (Fig. 1 avec mesures de fréquences en France en 2021). Pour tenir compte de rendements variables avec le régime de charge/décharge, un terme de perte en puissance est calculée par régressions d'une la courbe de rendement (6) ($R^2 = 0,875$). Dans le cas où le BESS ne fonctionne pas (c'est-à-dire pas de charge/décharge), le terme de perte est annulé avec des variables binaires de charge/décharge. Le SoC mis à jour peut alors être calculé en ajoutant cette perte à l'équilibre charge/décharge de la batterie dans (7).

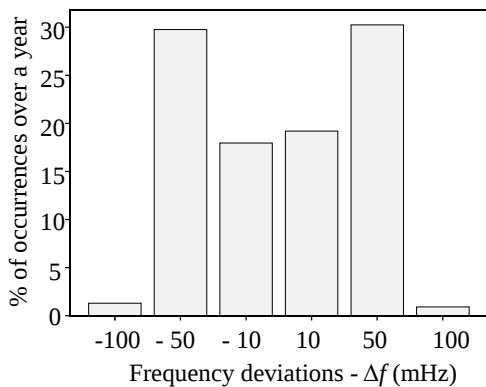


Fig. 1. Distribution des déviations en fréquences mesurées en France, 2021.

$$p_t^{loss} = \left(0.0379 \times \frac{p_t^+ + p_t^-}{p_{max}} + 0.01174 \times (u_t^- + u_t^+) \right) \times p_{max} \quad (6)$$

$$soc_t = soc_{t-1} + (p_t^- - p_t^+ - p_t^{loss}) \times dt \times (100/E_{cap}) \quad (7)$$

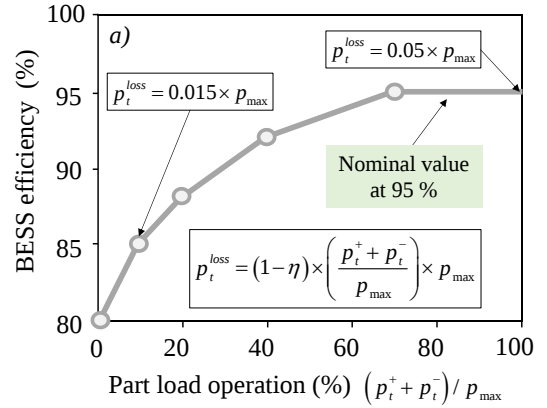


Fig. 2. Régression linéaire des pertes en fonction du régime de charge/décharge

2.3. Phase Opérationnelle

Pour tenir compte de l'impact des incertitudes, l'opération du BESS est simulée en deux étapes. Une première partie prédictive représente la phase d'offres en J-1 tient compte de prévisions de prix DA et FCR. Concrètement, cette phase résout le problème d'optimisation décrit dans la section 2.1 sur la base de prédictions de signaux de prix et fréquence. La précision de ces prévisions dégrade le revenu final par rapport à un scénario idéal (c'est-à-dire une prévoyance parfaite). À titre d'exemple, des travaux antérieurs des mêmes auteurs montrent qu'en cas de mauvaises prévisions, le bénéfice peut chuter de plus de 40 % par rapport à un scénario idéal. En particulier, plusieurs techniques de génération de prévisions et stratégies d'enchères ont été étudiées afin de garantir un maximum. Ainsi, pour le marché DA, 70 % des bénéfices maximaux ont pu être réalisés dans [3] et plus de 90 % pour le marché FCR [6]. Dans cet article, l'accent est mis sur l'impact des hypothèses de modélisation. Les prévisions restent simples grâce à une technique de prévision rétrospective naïve (c'est-à-dire que les mesures du jour J sont considérées comme des prévisions pour le jour J+1). Pour les prix considérés, l'erreur absolue moyenne en pourcentage des prévisions rétrospectives en 2021 est de 38 % pour le DA et de 51 % pour le FCR. Une seconde phase opérationnelle fréquence et maximise le profit attendu sur les marchés DA et FCR. À noter que le scénario « baseline » procède de même avec les valeurs réelles prix/fréquences (i.e. sans prédictions émulées). La deuxième étape opérationnelle repose sur une activation temps-réel du BESS en réponse aux déviations de fréquence observées (résolution t^a de 1 min) et en fonction de règles de contrôle. En fin de journée une étape d'évaluation économique estime le profit final en tant compte des valeurs réelles des prix et des activations de réserve en réponse aux écarts de fréquence observés.

Le profit peut être ensuite réduit si les engagements ne sont pas respectés. Dans un premier temps, des pénalités s'appliquent lorsque la réserve prévue n'est pas fournie. En

pratique, dans le contexte français, le gestionnaire du réseau de transport impose une pénalité élevée pour encourager les fournisseurs à assurer la disponibilité de la réserve programmée. La pénalité est égale à cinq fois le prix de la capacité régulée (PFC), fixé au début de chaque année. La pénalité est calculée toutes les 30 minutes, avec un ratio de défaillance qui représente le nombre de défaillances de provision sur le nombre total d'incidents de fréquence. Un défaut de provision est comptabilisé lorsque le soc de la batterie dépasse les limites et qu'il n'y a donc pas de réserve disponible - c'est-à-dire que l'énergie contenue dans le stockage est en dehors de la plage qui permet de remplir à tout moment la capacité de réserve pendant 15 minutes (règle spécifique dans le contexte français) (8).

$$\rho_t = 5 \times PFC \times \alpha_t^{fail} \times p_t^{res}$$

$$\text{with } \alpha_t^{fail} = \begin{cases} 1 & \text{if } soc_t \notin [0.25 \times p_t^{res} \times 1h, 0.75 \times p_t^{res} \times 1h] \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (8)$$

À la fin de chaque période de livraison (30 minutes), l'énergie réelle livrée/absorbée par le BESS est mesurée $(p_t^+ + p_t^-) \times dt$ et comparée aux engagements sur les marchés DA $(p_t^{da+} + p_t^{da-}) \times dt$ et à la réserve prévue sur la base des écarts de fréquence mesurés $\sum_{t^a} (p_{t^a}^{fcr+} + p_{t^a}^{fcr-}) \times dt^a$. Si l'énergie mesurée par le BESS est supérieure aux engagements, le système est considéré comme étant en déséquilibre positif (i_t^+). Si cette mesure est inférieure aux attentes, le système est considéré comme étant en déséquilibre négatif (i_t^-). Le déséquilibre est payé au GRT qui fixe les prix du déséquilibre positif/négatif avec une résolution de 30 minutes (π_t^{i+}, π_t^{i-}) (9).

$$\begin{cases} i_t^+ = \max \left(0, (p_t^+ + p_t^-) \times dt - (p_t^{da+} + p_t^{da-}) \times dt^{da} - \sum_{t^a} (p_{t^a}^{fcr+} + p_{t^a}^{fcr-}) \times dt^a \right) \\ i_t^- = \max \left(0, (p_t^{da+} + p_t^{da-}) \times dt + \sum_{t^a} (p_{t^a}^{fcr+} + p_{t^a}^{fcr-}) \times dt^a - (p_t^+ + p_t^-) \times dt \right) \end{cases} \quad (9)$$

A final, le profit peut être calculé selon (13) comme le revenu R dans (1) pour la participation au DA et au FCR avec les prix réels, et les activations de fréquence en réponse aux écarts de fréquence réels moins le paiement pour les pénalités potentielles et les déséquilibres (1).

$$Profit = R - \sum_t \rho_t + i_t^+ \times \pi_t^{i+} + i_t^- \times \pi_t^{i-} \quad (10)$$

2.4. Dégradation du BESS

La modélisation de la dégradation du BESS tient compte de la baisse des performances dans le temps due à l'utilisation de la batterie. A noter que le vieillissement des batteries n'est pas au cœur de l'article proposé et dépasse le champ d'expertise des auteurs. Un modèle de dégradation simple de référence est considéré [5]. Ce modèle évalue la perte de capacité de

stockage due au vieillissement calendaire ($cap^{loss,cal}$) en fonction du niveau soc « au repos » (soc^l) et de la durée en mois (m) (11). La perte de capacité due au cyclage ($cap^{loss,cyc}$) est estimée selon (12) en fonction de la profondeur de décharge (DoD), du nombre de cycles survenus à des DoD donnés (n) et du soc moyen pendant ces cycles (soc^{av}), comme indiqué dans.

$$cap^{loss,cal} = 0.1723 \times e^{0.0073 \times soc^l} \times m^{0.8} \quad (11)$$

$$cap^{loss,cyc} = 0.021 \times e^{-0.0194 \times soc^{av}} \times dod^{0.716} \times n^{0.5} \quad (12)$$

Ce modèle exponentiel n'est pas utilisable tel quel dans la formulation MILP en raison de la nécessité d'énumérer les cycles du BESS à tous les niveaux du DoD (utilisation typique d'un algorithme Rainflow). Une version linéarisée est ainsi ensuite introduite dans (13) avec la perte de capacité globale (cap^{loss} comme la somme de la perte de capacité calendaire et cyclique) mise à jour mensuellement sur la base de l'énergie échangée par le BESS (E_m^{exch}) en suivant la méthodologie introduite dans [5]. En pratique, plusieurs courbes de fonctionnement des BESS sur des mois individuels sont générées pour différentes capacités de puissance des BESS (5 MW, 10 MW et 20 MW) tout en exécutant le problème de maximisation du profit sur les marchés DA et FCR. Les profils de soc correspondants sont ensuite donnés comme entrée au modèle de dégradation de référence (c'est-à-dire l'algorithme de comptage des cycles + exponentielle et non-convexités). Pour chaque échantillon mensuel (400 au total), l'énergie échangée est calculée pour la mettre en correspondance avec la perte de capacité correspondante avant d'effectuer une régression linéaire standard (13) (Fig. 3).

$$E_m^{exch} = \sum_{t \in T} \frac{(p_t^+ + p_t^-) \times \Delta t}{E_{cap}} \quad (13)$$

L'énergie échangée mensuellement peut alors être considérée comme un « proxy » de la dégradation de la batterie et être intégrée dans la formulation MILP à l'étape de planification DA + FCR avec un facteur de pénalité α (à ajuster) (14).

$$\max_{p_t^{da-}, p_t^{da+}, p_t^{fcr-}, p_t^{fcr+}, p_t^{res}} R - \alpha \times E_m^{exch} \quad (14)$$

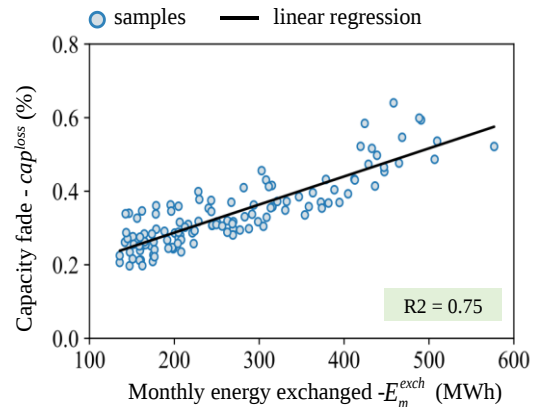


Fig. 3. Linéarisation du modèle de vieillissement

2.5. Simulations

A partir des hypothèses de modélisation et des formulations discutées dans la section précédente, il est alors possible d'effectuer des simulations tout au long de la durée de vie du projet BESS. La méthodologie générique utilisée est illustrée à la Fig. 4 avec une phase opérationnelle suivie d'une évaluation économique après dix ans. A partir de la méthodologie proposée, différentes études de cas sont donc simulées, tout en reproduisant les prix annuels et les mesures de fréquence d'une année à l'autre (année 2021 en France).

- **Baseline** : simulation de base avec l'ensemble des hypothèses simplificatrices. Les profits calculés avec des données réelles.
- **PL (Rendement variable « Part-Load »)** : ajout du rendement variable selon la charge dans la planification et la mise à jour du SoC.
- **PL+OP (« Operational Uncertainties »)** : Ajout des incertitudes (prévisions de prix/fréquence) et contrôle en temps réel du soc. Risque de pénalités si les engagements ne sont pas tenus.
- **PL+OP+DR (Dégradation)** : Intègre aussi la dégradation et le remplacement du BESS. Le modèle met à jour l'usure mensuelle, avec remplacement à 20 % de perte de capacité nominale. Le coefficient α influence le compromis entre utilisation/valorisation du stockage et sa dégradation.

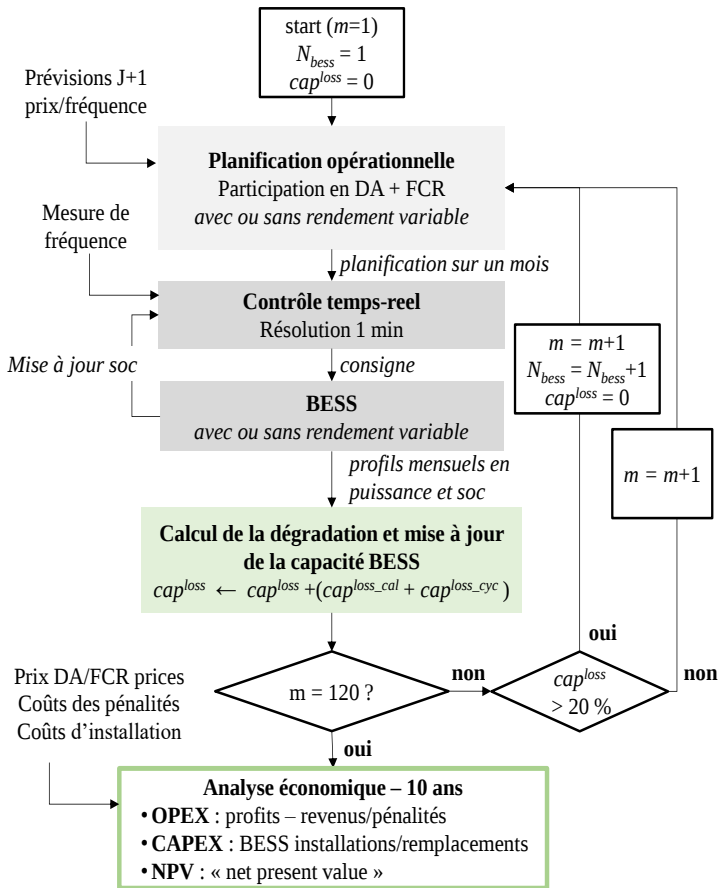


Fig. 4. Simulation de l'opération du BESS sur 10 ans et analyse économique

3. ESULTATS

3.1. Profits en DA et FCR

En guise de résultats préliminaires, la Fig. 5 présente les bénéfices obtenus par (BESS) de 1 MW / 1 MWh participant sur 10 ans aux marchés Day-Ahead (DA) et Frequency Containment Reserve (FCR), individuellement ou simultanément – « simulation baseline ». Un résultat notable est que plus de 85 % des bénéfices proviennent de la capacité réservée sur le marché FCR, le revenu lié à l'énergie elle-même étant quasi nul sur le long terme. En effet, alors que le BESS paie pour l'activation à la baisse, le revenu global de l'énergie sur le marché FCR est presque nul (c'est-à-dire que les écarts de fréquence à la hausse/à la baisse sont presque égaux sur le long terme). Surtout, la participation conjointe aux deux marchés génère un bénéfice global supérieur à la somme des bénéfices obtenus séparément. Cela s'explique par la possibilité d'utiliser le marché DA pour ajuster l'état de charge (SoC). Au final, il est possible de garantir les provisions de réserve sur des périodes plus longues (plus de créneaux de 4 heures) et de générer donc des revenus plus importants.

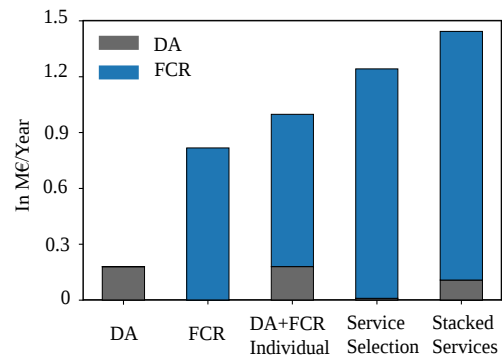


Fig. 5. Profits en DA et FCR.

3.2. Profits sur 10 ans

Dans un premier temps, la méthodologie expliquée dans la section précédente est appliquée pour estimer le bénéfice attendu d'un BESS en M€ sur 10 ans pour une puissance nominale de 1 MW avec différentes capacités d'énergie. Ces capacités sont exprimées en heures par rapport à la puissance nominale - par exemple, un BESS de 2-H correspond à un système de 2 MWh. Les résultats pour les différents scénarios simulés sont présentés sur la Fig. 6.

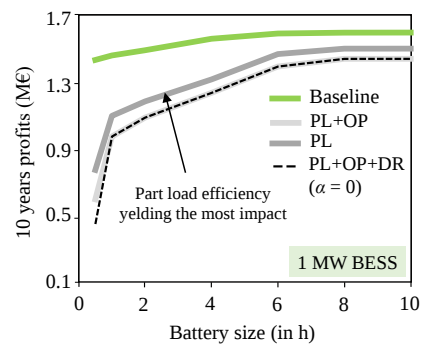


Fig. 6. Profits sur 10 ans pour différentes tailles de BESS selon les hypothèses de simulation

Nous observons d'abord qu'il n'y a pas d'intérêt significatif à augmenter la taille du stockage. La contrainte d'être capable de fournir la puissance réservée (limitée à 1 MW ici) pendant au moins 15 min rend les profits. La prise en compte de rendement variable (PL) réduit considérablement les revenus attendus, en particulier pour les petits systèmes BESS qui fonctionnent souvent à de faibles niveaux de puissance. L'ajout des incertitudes opérationnelles (PL+OP) diminue encore les bénéfices d'environ 10 %, bien que cet effet s'atténue avec l'augmentation de la taille des BESS, qui sont plus résistants aux écarts de fréquence. La prise de la dégradation mensuelle du BESS (PL+OP+DR), sans pénalisation de l'utilisation dans la gestion (i.e. $\alpha = 0$) n'a pas d'impact supplémentaire sur les bénéfices sauf pour les petits BESS (0.5 h), pour lesquels la perte de capacité peut empêcher de répondre aux exigences du FCR.

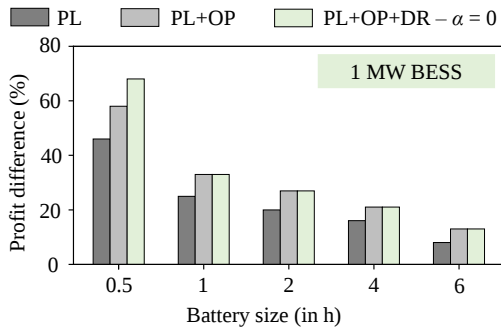


Fig. 7. Réduction des profits estimé sur 10 ans par rapport à la baseline

La Fig. 7 montre l'impact cumulé des hypothèses de modélisation considérées sur les bénéfices à 10 ans – en termes de réduction par rapport au scénario « baseline ». Comme indiqué précédemment, l'impact est plus important pour les petits BESS - une diminution de 67 % par rapport au scénario théorique idéal pour les BESS de 0.5H. L'efficacité de la charge partielle entraîne les différences les plus importantes. Globalement, le fait de ne pas tenir compte des hypothèses de modélisation examinées dans le présent document entraîne une surestimation de 20 à 30 % des bénéfices, et l'impact est d'autant plus important que le rapport électricité/énergie est faible.

3.3. Impact de la Pénalité d'Utilisation du BESS

Cette section évalue l'impact des termes de pénalité pour l'utilisation du BESS dans le problème de programmation DA et FCR. Différentes valeurs pour le facteur de pénalité α sont considérées et les résultats sont présentés dans la Fig. 8. Il est évident que l'augmentation de ce facteur de pénalité réduit significativement l'utilisation du BESS. Il en résulte une réduction de 28 à 35 % des bénéfices par rapport aux scénarios PL+OP+DR étudiés précédemment.

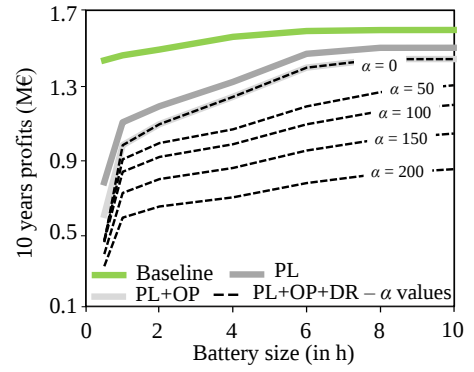


Fig. 8. Profits attendus sur 10 ans pour différentes tailles de BESS et différentes valeurs de pénalité sur l'utilisation.

3.4. Investissement Optimal

Suite aux résultats de la section précédente, une analyse supplémentaire est nécessaire afin d'identifier les valeurs α les plus pertinentes en termes de rentabilité du BESS. En particulier, les résultats précédents ne tiennent pas compte des coûts d'investissement et remplacements du BESS à Net Present Value du système est donc ensuite calculée pour les différentes tailles étudiées et les différentes valeurs α (en supposant une durée de vie du projet de 20 ans et un taux d'intérêt de 4 %). Les résultats présentés dans la Fig. 9 montrent que dans les cas où l'utilisation du BESS n'est pas limitée (i.e. $\alpha = 0$), la rentabilité n'est assurée que pour les BESS de 1H. Sans pénalisation de l'utilisation du BESS, la VAN est alors affectée par la dégradation excessive des stockages, ce qui entraîne plusieurs remplacements et donc une augmentation du CPAEX. Quelles que soient les valeurs α étudiées, les BESS affichant une capacité énergétique supérieure à 4-H ne sont jamais rentables. En effet, la majorité des revenus provenant de la puissance réservée par le FCR, il n'y a pas d'intérêt à surdimensionner le BESS en capacité énergétique au-delà d'un certain point. Cela reviendrait à acheter une quantité d'énergie qui ne peut pas être suffisamment valorisée sur le marché visé. AU premier ordre les revenus dépendent de la capacité en puissance installée (ici fixé à 1 MW).

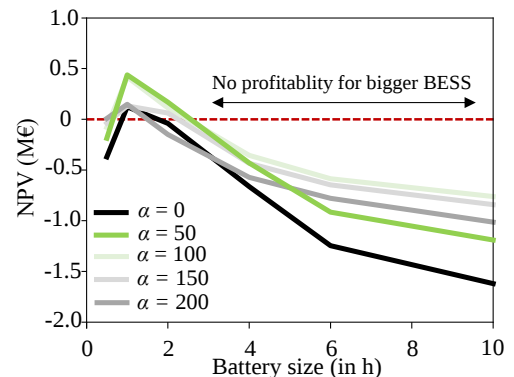


Fig. 9. Net present value après 20 ans pour différentes tailles de batteries et scénarios de modélisations

Tableau 1 : NPV sur 20 ans d'un BESS 1 MW / 1 MWh

Pénalité (α)	CAPEX (k€)	Remplacements BESS	NPV (k €)	ROI
0	539	2	121	11 ans
50	539	1	438	5 ans
100	539	1	417	6 ans

Globalement, pour une puissance nominale de 1 MW, les tailles de BESS 1-H et 2-H sont rentables pour des facteurs de pénalité de $\alpha = 50$ et 100. La NPV la plus élevée correspond à $\alpha = 50$, rapportant 438 116 € et un retour sur investissement (ROI) au bout de 5 ans (tableau 1). A noter que les CAPEX renseigné dans le tableau ne reflète que l'investissement initial avec des coûts tirés du NREL¹ et sans le remplacement de l'électrochimie (i.e. capacité en énergie). On peut également montrer que l'augmentation de la pénalité jusqu'à 100 n'augmente le délai de récupération que d'un an, tout en ajoutant deux années supplémentaires à la durée de vie du BESS.

4. CONCLUSIONS

Cette étude montre que la participation simultanée des systèmes de stockage par batteries (BESS) aux marchés de l'énergie et des réserves est rentable, comme déjà établi dans la littérature. Cependant, la phase d'investissement repose souvent sur des hypothèses simplifiées qui surestiment les profits attendus. En analysant trois facteurs clés — rendement variable, incertitudes opérationnelles, et dégradation des batteries — nous avons démontré que ces revenus peuvent être surestimés de 20 % à 30 % en moyenne, et jusqu'à 60 % dans les pires cas. Intégrer une pénalisation de l'utilisation des BESS dans la phase de gestion réduit les profits immédiats mais prolonge leur durée de vie, abaissant ainsi les coûts de remplacement et augmentant la NPV du système. Globalement les BESS de 1-H et 2-H sont les plus rentables, ce qui est cohérent avec la littérature. Le retour sur investissement est estimé à 5 ans pour un système de 1MW/1MWh et 4 ans pour un système de 10MW/10MWh (non illustrée dans cet article). Enfin, il semble important de signaler deux limitations importantes dans l'effort de modélisation mené dans l'article. Dans un premier temps, les tarifs d'utilisation du réseau sont complètement ignorés dans le calcul des profits. Ensuite, une hypothèse forte (et irréaliste) consiste à considérer les mêmes profils annuels de prix DA et FCR au long de la vie du projet. A titre d'exemple, un rapport de la CRE en France en 2023 évoquait une réduction des prix FCR par 3 en 3 ans dû à la saturation du marché FCR ouvert depuis 2017 à la participation des BESS².

5. REFERENCES

- [1] A. Mohamed, R. Rigo-Mariani, V. Debusschere, and L. Pin, "Stacked revenues for energy storage participating in energy and reserve markets with an optimal frequency regulation modeling," *Appl. Energy*, vol. 350, p. 121721, Nov. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121721.
- [2] P. Astero and C. Evens, "Optimum Operation of Battery Storage System in Frequency Containment Reserves Markets," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 6, pp. 4906–4915, Nov. 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.2997924.

- [3] A. Mohamed, R. Rigo-Mariani, V. Debusschere, and L. Pin, "Operational Planning Strategies to Mitigate Price Uncertainty in Day-Ahead Market for a Battery Energy System," *IEEE Access*, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3415811.
- [4] D.-I. Stroe, M. Swierczynski, A.-I. Stroe, R. Teodorescu, R. Laerke, and P. C. Kjaer, "Degradation behavior of Lithium-ion batteries based on field measured frequency regulation mission profile," in *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Montreal, QC, Canada: IEEE, Sep. 2015, pp. 14–21. doi: 10.1109/ECCE.2015.7309663.
- [5] P. V. H. Seger, R. Rigo-Mariani, P.-X. Thivel, and D. Riu, "A storage degradation model of Li-ion batteries to integrate ageing effects in the optimal management and design of an isolated microgrid," *Appl. Energy*, vol. 333, p. 120584, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.1
- [6] A. Mohamed, R. Rigo-Mariani, V. Debusschere, and L. Pin, "Operational Planning and Heuristic Controls of a Battery Storage System Participating in Frequency Containment Reserve Market," in *2024 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Seattle, WA, USA: IEEE, Jul. 2024, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM51994.2024.10688576.

¹ <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>

² <https://atee.fr/system/files/2023-10/3%20CRE%20Colloque%20Stockage%20ATEE%20Soc2023.pdf>

