



Batteries : modèles d'affaires et cadre réglementaire

3 février 2026

Auteurs :

Christoph Gatzen • christoph.gatzen@frontier-economics.com

Lino Sonnen • lino.sonnen@frontier-economics.com

Ann-Katrin Lenz • ann-katrin.lenz@frontier-economics.com

Andreas Thoma • andreas.thoma@frontier-economics.com

Stefan Rohm • stefan.rohm@frontier-economics.com

Fabian Tenhagen • fabian.tenhagen@frontier-economics.com

Avec la participation de Camilla Nienhaus

Contact auprès de l'OFATE :

Lucie Lochon • lucie.lochon@developpement-durable.gouv.fr

Soutenu par :

Soutenu par :



Résumé

En France et en Allemagne, les batteries revêtent une importance croissante. Cette tendance est encouragée par la baisse des coûts d'investissement et les progrès technologiques, ainsi que par un besoin toujours plus grand en flexibilité à court terme. Les nouvelles mises en service de batteries autonomes sont encouragées avant tout par les opportunités de recettes sur les marchés *day-ahead*, intrajournalier et des services système. Les projets de colocalisation – c'est-à-dire l'association d'installations photovoltaïques ou d'éoliennes avec des batteries – offrent également de nouvelles possibilités de recettes : ces projets augmentent la valeur de commercialisation de la production d'électricité renouvelable et permettent une utilisation plus efficace des raccordements au réseau existants. En France, il existe par ailleurs un marché de capacité, dont l'introduction est aussi débattue en Allemagne.

Dans le même temps, les batteries, dont la production est, généralement commercialisée sur les marchés à court terme, sont soumises à des risques économiques et réglementaires considérables. Du fait même de l'augmentation des capacités de stockage et d'autres technologies de flexibilité, les écarts de prix au sein d'une journée peuvent diminuer, réduisant ainsi les possibilités de recettes supplémentaires. La rentabilité dépend également du cadre réglementaire, tel que les tarifs d'utilisation des réseaux, le soutien aux énergies renouvelables ou les exigences en matière de raccordement au réseau, avec ici des différences importantes entre la France et l'Allemagne. Dans l'ensemble, les batteries sont en train de devenir une composante importante des marchés de l'électricité à court terme. Cependant, la poursuite du développement des capacités de stockage par batteries dépend pour une large part du contexte réglementaire, de même que de l'exploitation des potentiels de flexibilité, aussi bien existants que nouveaux.

Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets

Le présent texte utilise le masculin générique pour les désignations personnelles. Cette forme désigne explicitement toute personne, quel que soit son genre (f/m/n). Nous vous remercions pour votre compréhension.

Auteurs

Frontier Economics Limited est un cabinet de conseil économique spécialisé dans la concurrence, la réglementation, la conception de marché, la stratégie commerciale, le conseil en transactions et les litiges de nature contractuelle. Frontier travaille pour une large palette de grandes entreprises et de décideurs politiques majeurs dans le monde entier. Les principaux domaines d'expertise de Frontier sont l'énergie, le transport et les télécommunications. Frontier accompagne ses clients au sujet de questions diverses liées au domaine des batteries. Ce soutien recouvre des analyses commerciales, la modélisation de l'utilisation des batteries, des évaluations d'investissements, la conception du marché et la réglementation. Les clients de Frontier sont des investisseurs et des exploitants de batteries, de même que des gestionnaires de réseaux, des agences de régulation et des ministères.

Christoph Gatzien est ingénieur en économie et directeur exécutif chez Frontier Economics à Cologne.

Lino Sonnen est économiste et principal chez Frontier Economics à Cologne.

Ann-Katrin Lenz est économiste et consultante senior chez Frontier Economics à Berlin.

Andreas Thoma est économiste et consultant chez Frontier Economics à Berlin.

Stefan Rohm est économiste et principal chez Frontier Economics à Paris.

Fabian Tenhagen est ingénieur en économie et consultant senior chez Frontier Economics à Cologne.



Sommaire

Résumé.....	2
Disclaimer.....	3
Auteurs.....	3
I. Introduction.....	5
II. Contexte : évolution du marché et de la technologie.....	6
II.1. Développement des énergies renouvelables, recul de la production fossile et conséquences sur les prix de l'électricité.....	6
II.2. Aperçu de l'évolution du stockage par batterie.....	9
III. Champs d'application et modèles d'affaires des batteries.....	12
III.1. Commercialisation sur les marchés de gros et des services système.....	13
III.2. La colocalisation : optimisation (report dans le temps) de l'injection et/ou de la consommation.....	15
III.3. Autres possibilités de recettes pour les batteries.....	17
III.4. Risques pour la viabilité économique des projets de batteries.....	19
III.4.1. Risques pour la viabilité économique liés à la saturation du marché, aux flexibilités concurrentes et à la réglementation.....	20
III.4.2. Stratégies de réduction des risques.....	21
III.4.3. Risques techniques et opérationnels ayant une influence sur la rentabilité des batteries.....	22
IV. Cadre réglementaire et commercial pour les batteries en colocalisation en France.....	23
IV.1. Aspects du marché déterminant la rentabilité des batteries en France.....	23
IV.2. Cadre réglementaire pour les batteries en France.....	24
IV.3. Tarifs d'utilisation des réseaux, taxes, prélèvements en France.....	25
IV.4. Raccordement et intégration au réseau en France.....	26
IV.5. Conditions préalables légales et techniques en France.....	26
V. Cadre réglementaire et commercial pour les batteries en colocalisation en Allemagne.....	27
V.1. Aspects du marché jouant un rôle important pour la rentabilité des batteries en Allemagne.....	27
V.2. Cadre réglementaire pour les batteries en Allemagne.....	29
V.3. Tarifs d'utilisation des réseaux, taxes et prélèvements en Allemagne.....	31
V.4. Raccordement et intégration au réseau en Allemagne.....	32
V.5. Conditions préalables juridiques et techniques en Allemagne.....	33
VI. Conclusion et perspectives : rôle des batteries en France et en Allemagne.....	35



I. Introduction

Dans le contexte de la transition énergétique, le stockage par batterie joue un rôle de plus en plus essentiel. L'augmentation constante de la part d'énergies renouvelables dans le système électrique se traduit par des exigences accrues en matière de flexibilité et de stabilité du système. Les prix de l'électricité sont davantage volatils, d'une part ; d'autre part, les coûts des technologies de stockage par batteries diminuent continuellement, ce qui augmente significativement leur attractivité économique. Ces évolutions ont pour conséquence une forte croissance dans le domaine des batteries à grande échelle (*utility scale*), tant sous forme d'installations autonomes (*stand alone*) qu'en combinaison avec des installations de production d'énergies renouvelables (projets de colocalisation).

Combiner sur le même site des installations d'énergies renouvelables avec des batteries permet de développer de nouveaux modèles d'affaires rentables. Grâce aux batteries, il est possible d'optimiser la commercialisation de l'énergie produite et l'utilisation du raccordement au réseau. En outre, les batteries permettent d'exploiter des sources de revenus sur le marché de gros de l'électricité et sur le marché des services système. La faisabilité économique et la viabilité de tels modèles de colocalisation dépendent toutefois beaucoup du cadre réglementaire, de l'accès au réseau et des dispositions relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux. Les différences entre les réglementations nationales – par exemple, entre la France et l'Allemagne – ont une forte incidence sur la configuration et sur la rentabilité de ces projets.

Cette note de synthèse a pour objectif de fournir un aperçu des différents modèles commerciaux dans le domaine des batteries à grande échelle, en particulier lorsqu'elles sont associées à des installations d'énergie renouvelable. Elle se penche notamment sur le cadre réglementaire et les conditions de marché en France et en Allemagne. Ce document présente aussi les défis et les opportunités économiques propres à chaque contexte national tout en explorant différentes possibilités de combinaison entre capacités de stockage et capacités de production¹.

Cette note de synthèse fournira d'abord des explications relatives aux évolutions du marché et de la technologie dans le domaine du stockage par batteries ([chapitre 2](#)). Le document se penchera ensuite sur les principaux champs d'application et modèles d'affaires ([chapitre 3](#)). Dans le quatrième chapitre, il présentera en détail le cadre réglementaire et le cadre de marché en France ([chapitre 4](#)) et en Allemagne ([chapitre 5](#)) en mettant l'accent sur les projets de colocalisation. En conclusion, les principaux points de cette note seront résumés, et une perspective sur les évolutions futures des modèles d'affaires de colocalisation sera proposée ([chapitre 6](#)).

¹ Le cas de l'utilisation d'un système de stockage en aval du compteur, en association avec de grands consommateurs finaux dans le secteur industriel ou dans les ménages, par exemple, qui est fréquemment pertinent, n'est pas traité par cette analyse ; toutefois, il y est abordé ponctuellement.

II. Contexte : évolution du marché et de la technologie

II.1. Développement des énergies renouvelables, recul de la production fossile et conséquences sur les prix de l'électricité

Le marché européen de l'électricité connaît actuellement des bouleversements profonds. Les moteurs de cette évolution sont l'important développement des énergies renouvelables, couplé au recul simultané de la production fossile. En Allemagne, ce changement se caractérise notamment par la sortie du charbon et par les objectifs ambitieux de développement des énergies solaire et éolienne². C'est dans les segments du photovoltaïque, de l'éolien terrestre et, de façon croissante, de l'éolien offshore que sont ajoutées en priorité les nouvelles capacités de production. Cela entraîne une hausse constante de la part de l'injection intermittente dans le mix électrique, de même que, par conséquent, les besoins de flexibilité et de stockage. En 2024, la part de l'éolien et du photovoltaïque dans le mix électrique s'élevait à 13 % en France et à 43 % en Allemagne³.

Dans le même temps, on observe une baisse des capacités garanties et pilotables dans le système électrique en **Allemagne**. Désormais, un nombre croissant de centrales fossiles sont mises à l'arrêt ou ne sont exploitées que de manière limitée. Les capacités renouvelables, à l'inverse, sont en augmentation, mais leur production dépend des conditions météorologiques. D'autres facteurs viennent s'ajouter à cette situation, tels que les prix du gaz durablement plus élevés depuis l'attaque russe contre l'Ukraine, ainsi que la hausse des prix du CO₂ dans le système communautaire d'échange de quotas d'émission (SEQE-UE ou *Emissions Trading System*, ETS). Ces évolutions ont pour effet une augmentation des coûts de production des centrales thermiques fossiles, notamment des centrales au charbon et au gaz, et produisent donc un impact direct sur l'évolution des prix de l'électricité sur les marchés de gros. Cette augmentation accroît la volatilité des prix sur les marchés de l'électricité européens. Alors que, pendant les phases d'injection importante d'énergie renouvelable, les prix de gros baissent de façon significative, ils sont fortement en hausse pendant les phases de faible production éolienne et solaire du fait de la raréfaction de l'offre et de l'augmentation des coûts marginaux de nombreux producteurs pilotables.

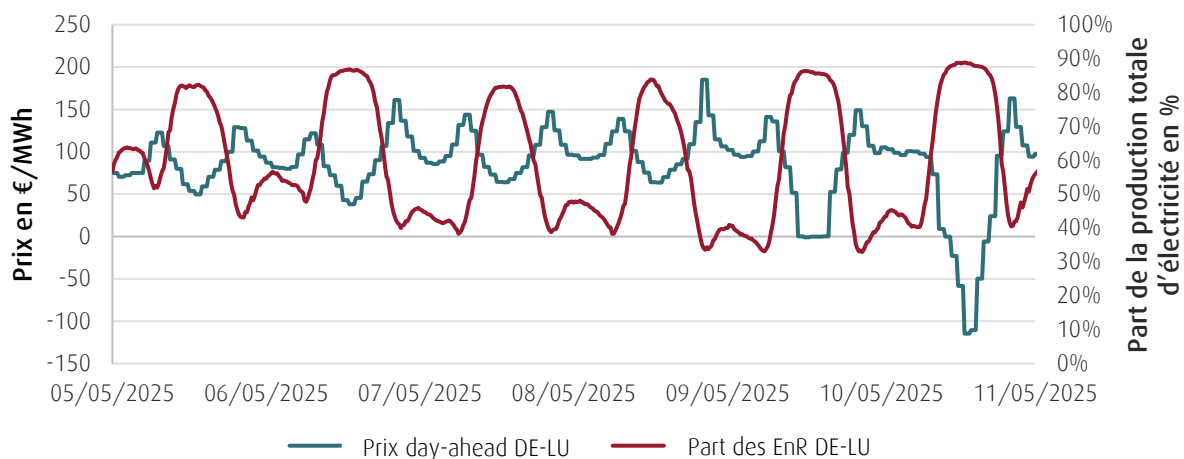


Figure 1 : Prix sur le marché day-ahead et parts de la production renouvelable dans la production totale du 5 au 11 mai 2025 dans la zone de prix Allemagne-Luxembourg. Frontier Economics, basé sur [ENTSO-E Transparency](#).

² D'ici à 2040, la puissance installée doit comprendre 115 GW provenant d'éoliennes terrestres et 215 GW provenant d'installations solaires. D'autre part, pour les éoliennes en mer, la capacité installée doit atteindre 30 GW d'ici à 2045. Cf. art. 4 al. 1 n° 1 et 3 de la loi sur les énergies renouvelables (EEG) ; art. 1 al. 2 phrase 1 de la loi sur l'éolien en mer (WindSeeG).

³ OFATE 2025, *Barometer der erneuerbaren Energien im französischen Stromsektor* [Baromètre des énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité en France] ([lien](#), en allemand), OFATE 2025, Baromètre de la transition énergétique dans le secteur de l'électricité en Allemagne ([lien](#)).



Parallèlement, la demande change également de façon fondamentale. Le degré d'électrification de nombreux secteurs devrait augmenter⁴, du fait de l'expansion des véhicules électriques et des pompes à chaleur, par exemple, ainsi qu'en raison de l'électrification des processus industriels. Cette évolution entraîne une augmentation des besoins en électricité et modifie les profils de demande. Parallèlement, la demande devrait devenir de plus en plus flexible, et sa réactivité au prix de l'électricité devrait donc augmenter⁵. Cette évolution sera favorisée par des incitations à la flexibilité plus importantes pour l'industrie et le commerce, par exemple, lesquelles pourraient être fixées dans le cadre de la réforme prochaine des tarifs d'utilisation des réseaux⁶ (*Netzentgelte*), ainsi que par la recharge bidirectionnelle (*Vehicle-to-Grid*). Le système électrique continue toutefois d'être soumis à des exigences élevées, devant compenser les variations de production et de charge et pouvoir réagir aux saturations du réseau. Dans un tel contexte, les batteries pourront considérablement gagner en importance, puisqu'elles sont à même de réagir rapidement et de fournir des services système à courte échéance⁷.

En **France**, on voit se dessiner des évolutions similaires, même si, pour des raisons structurelles, elles sont légèrement différentes. Comme en Allemagne, le gouvernement a encouragé le développement des énergies renouvelables au cours des dernières années, notamment de l'éolien et du solaire⁸. La nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) n'a pas encore été adoptée ; devant s'appliquer aux prochaines années, elle est actuellement en cours de négociation⁹. Le gouvernement a demandé un audit ayant pour objet d'examiner le soutien public aux énergies renouvelables et au stockage de l'électricité¹⁰. Dans le nouveau projet de PPE, les objectifs du gouvernement français concernant le développement des énergies renouvelables ont été modifiés. Ainsi, comparativement aux projets antérieurs, ceux concernant le développement du photovoltaïque ont été abaissés à 54 GW d'ici à 2030 (auparavant 54-60 GW), et à 65-90 GW d'ici à 2035 (75-100 GW, à l'origine)¹¹.

Parallèlement, la production d'électricité issue de l'énergie nucléaire occupe une place prépondérante dans le mix énergétique français¹². Depuis de nombreuses années, du fait de la part élevée du nucléaire dans le système électrique français, ces centrales sont exploitées avec une grande modularité (de façon « flexible ») afin de pouvoir faire face aux fluctuations des besoins en électricité¹³. Dans les dernières années, la disponibilité temporairement réduite des centrales nucléaires a entraîné une plus grande volatilité des prix et des pics de prix marqués (en 2022-2023, par exemple). Depuis 2024, la disponibilité des réacteurs s'est stabilisée à un niveau plus élevé, et la France se trouve aujourd'hui dans une phase de surcapacité de production. Dans le même temps, la demande d'électricité stagne, alors que le développement des énergies renouvelables s'accroît. En 2024 et en 2025, cette situation a entraîné un nombre élevé d'heures de prix négatifs, en particulier pendant les heures ensoleillées, et des prix de l'électricité bas, globalement. Dans son bilan prévisionnel de 2025, RTE, le gestionnaire de réseau de transport français, prévoit que les besoins en modularité des centrales nucléaires augmenteront de façon importante à partir de 2026 quelles que soient les décisions prochaines

⁴ Pour l'Allemagne, par exemple, le Plan décennal européen de développement du réseau de transport d'électricité 2024 ([TYDNP](#)) prévoit que, entre 2019 et 2040, la part de l'électricité dans la demande globale d'énergie passera de 19 % à plus de 43 % dans le secteur résidentiel, de 2 % à plus de 35 % dans le secteur des transports et de 22 % à au moins 29 % dans le secteur industriel.

⁵ Hirth et al. 2024, *How aggregate electricity demand responds to hourly wholesale price fluctuations*, *Energy Economics* ([lien](#), en anglais).

⁶ Agence fédérale des réseaux (BNetzA) 2025, *Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)* [Définition des règles générales applicables aux tarifs d'utilisation des réseaux électriques (AgNes)] ([lien](#), en allemand). Bundestag 2025, *Ausschuss billigt Änderungen am Energiewirtschaftsrecht* [Les modifications du droit du secteur de l'énergie approuvées par la commission] ([lien](#), en allemand).

⁷ Agence fédérale des réseaux (BNetzA), *Monitoringbericht 2024* [Rapport de suivi 2024] ([lien](#), en allemand). En 2023, les coûts nets des services système se sont élevés à 5,2 milliards d'euros, et à 5,8 milliards d'euros en 2022.

⁸ Ministère de la Transition écologique et solidaire 2020, *Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie, 2019-2023, 2024-2028* ([lien](#)).

⁹ État octobre 2025.

¹⁰ Gouvernement 2025, *Mission Lévy-Tuot – Repenser le soutien public aux énergies renouvelables et au stockage d'électricité* ([lien](#)).

¹¹ Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires 2025, *Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie, 2025-2030, 2031-2035, Projet de PPE n° 3 soumis à la consultation, mars 2025* ([lien](#)).

¹² OFATE 2025, *Baromètre des énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité en France* ([lien](#), en allemand)

¹³ Zimmermann & Keles (2023), *State or market: Investments in new nuclear power plants in France and their domestic and cross-border effects, Energy Policy* ([lien](#), en anglais).

concernant le mix de production¹⁴. Si, pour des raisons techniques ou organisationnelles, le parc de centrales n'est pas en mesure de faire face à ces besoins, RTE part du principe que les prix sur les marchés de l'électricité seront plus bas, et que les recettes provenant du nucléaire seront moins importantes. D'autre part, les besoins en flexibilité seront plus élevés pour pouvoir répondre à des situations où l'offre de production est excessive¹⁵.

Toutefois, les évolutions récentes sur le marché de l'électricité français révèlent que d'autres facteurs – tels que les importations et les exportations d'électricité – ont une influence croissante sur la formation des prix en France. Alors que, en France, le nombre d'heures de prix de l'électricité négatifs avait fortement augmenté au cours des dernières années, ceux-ci ont nettement reculé en juillet et en août 2025 (cf. [figure 2](#)). Cela pourrait être dû, entre autres, à l'augmentation des exportations vers le Royaume-Uni, de même que vers l'Allemagne et la Belgique¹⁶. Dans sa projection, RTE relève également les changements touchant les flux d'énergie aux interconnexions transfrontalières avec les pays voisins, et leur influence sur les prix de l'électricité français. Dans certaines conditions, les importations vers la France pourraient augmenter du fait de la forte croissance de la capacité d'énergie renouvelable à l'étranger, ce qui aurait alors des répercussions sur le niveau et la volatilité des prix en France¹⁷.

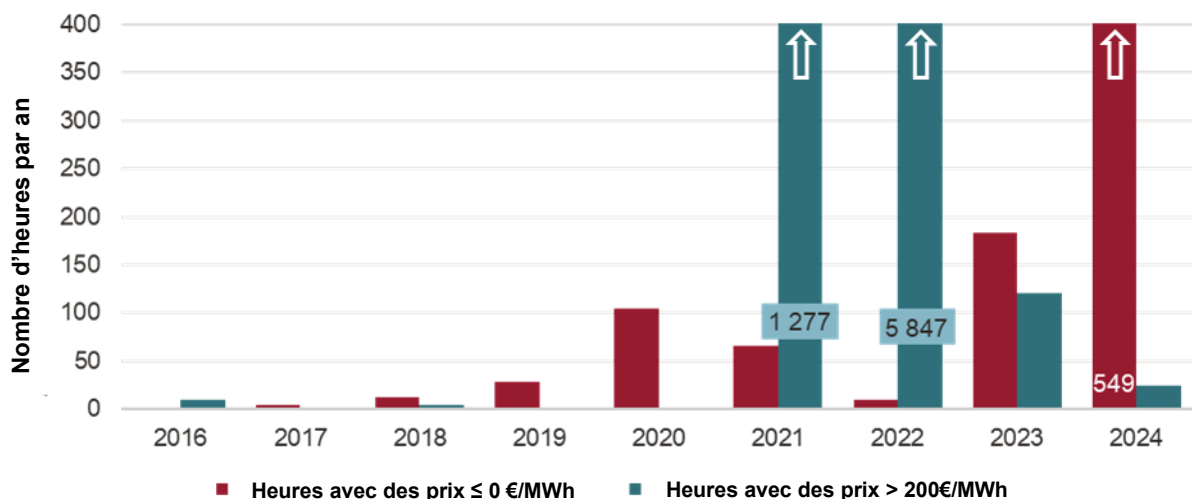


Figure 2 : Nombre d'heures avec prix inférieurs à 0 et supérieurs à 100 €/MWh, par an, sur le marché day-ahead. Frontier Economics, basé sur [ENTSO-E Transparency](#).

En France aussi, l'électrification des secteurs des transports, de la chaleur et industriel progresse. De ce fait, les besoins en flexibilité sur le marché de l'électricité augmentent, d'une part ; et d'autre part, cette évolution peut également créer des sources supplémentaires de flexibilité.

- Aujourd'hui, plus de 6,6 millions de pompes à chaleur sont installées en France¹⁸. Le nombre d'appareils vendus chaque année a augmenté continuellement jusqu'à 2023, où plus de 1,2 million de pompes à chaleur ont été installées¹⁹. L'année dernière, cette tendance a légèrement ralenti ; comparativement aux années

¹⁴ RTE 2025, Bilan prévisionnel – Édition 2025 ([lien](#)).

¹⁵ RTE 2025, Bilan prévisionnel – Édition 2025 – page 15 ([lien](#)).

¹⁶ Montel Energy (2025), *Increasing French power exports reducing negative price hours* ([lien](#), en anglais).

¹⁷ RTE 2025, Bilan prévisionnel – Édition 2025 – page 20 ([lien](#)).

¹⁸ European Heat Pump Association 2025, *Market intelligence – interactive platform* ([lien](#), en anglais).

¹⁹ Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires 2025, *Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie, 2025-2030, 2031-2035, Projet de PPE n° 3 soumis à la consultation, mars 2025* ([lien](#)).



précédentes, un nombre moins important de nouvelles installations ont été effectuées²⁰. Au total, 74 TWh d'énergie renouvelable devraient être fournis par des pompes à chaleur d'ici à 2030, et de 106 à 127 TWh d'ici à 2035²¹.

- En octobre 2025, la France comptait au total 2,4 millions de voitures électriques immatriculées : 1,6 million de véhicules à batterie (VEB) et 800 000 véhicules hybrides rechargeables (PHEV). Le nombre d'immatriculations de voitures électriques devrait continuer d'augmenter.
- Les infrastructures de recharge se développent aussi : représentant une puissance installée de 5,1 GW en 2024, la capacité des infrastructures de recharge a plus que doublé en l'espace de deux ans. Aujourd'hui, la France dispose de plus de 2,3 millions de points de recharge, ce qui en fait le pays proposant le deuxième réseau de recharge le plus fourni en Europe après les Pays-Bas²².

II.2. Aperçu de l'évolution du stockage par batterie

Au cours des dernières années, la puissance installée des batteries était en augmentation (cf. figure 3). Cette évolution a connu une très forte accélération du fait des progrès technologiques, de la baisse des coûts²³ et d'un environnement attractif sur le marché. En Allemagne, les batteries ont tout d'abord été utilisées dans certains segments du marché de l'électricité, principalement, afin d'optimiser l'autoconsommation des ménages ou de fournir de la réserve primaire, par exemple. Aujourd'hui, elles sont également envisagées de façon croissante sur le marché de gros comme une option de flexibilité pertinente pour le système²⁴.

En France, jusqu'à présent, cette montée en puissance est plus modérée (cf. figure 3). L'accent est mis avant tout sur les projets à grande échelle, les batteries installées à domicile ne jouant qu'un rôle minime. Parmi les raisons de cet écart, il faut, entre autres, mentionner les différences de conditions-cadre – sur le marché d'ajustement, par exemple – ainsi que des soutiens moins importants²⁵ et des prix de l'électricité facturés au client plus bas. Malgré tout, les batteries gagnent en importance en France aussi, notamment dans le contexte de la sécurité du réseau et d'approvisionnement.

²⁰ European Heat Pump Association 2025, *Market intelligence – interactive platform* ([lien](#), en anglais).

²¹ Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires 2025, *Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie, 2025-2030, 2031-2035, Projet de PPE n° 3 soumis à la consultation, mars 2025* ([lien](#)).

²² Enedis 2025, 2024: *5.5 GW of renewable energy and 5.1 GW of electric mobility* ([lien](#), en anglais).

²³ Pour certains types de batteries, également du fait des retombées du secteur des transports.

²⁴ Ministère fédéral de l'Économie et de la Protection du climat 2024, *Speicher für die Energiewende* [Des batteries pour la transition énergétique] ([lien](#), en allemand).

²⁵ SolarPower Europe 2024, *European Market Outlook for Battery Storage 2024-2028* ([lien](#), en anglais).

Batteries de grande puissance

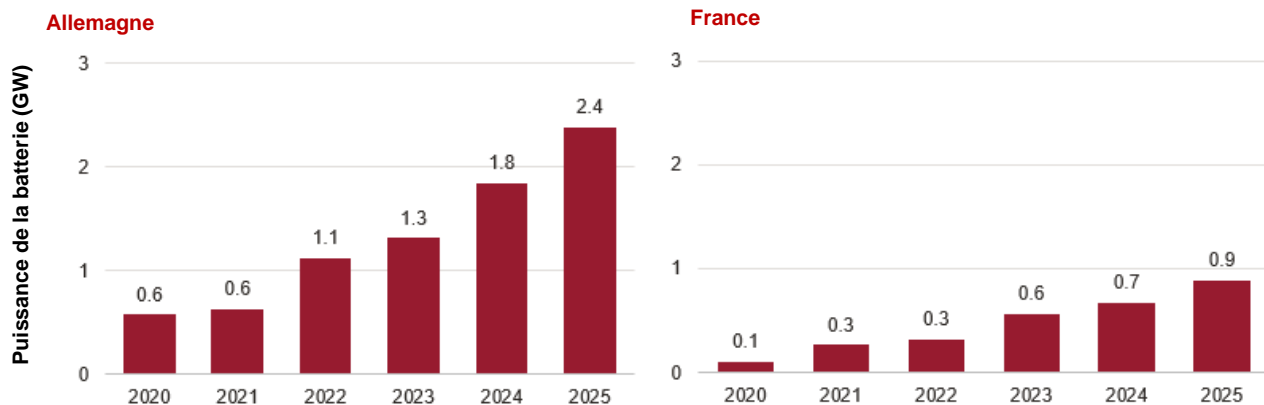


Figure 3 : Puissance de stockage installée pour les batteries de grande puissance en France et en Allemagne. Source : Frontier Economics, basé sur [RWTH Aachen](#) et [RTE](#).

Remarque : Pour le graphique, les batteries de grande puissance sont définies comme des batteries ayant une capacité ≥ 1 MWh et une puissance ≥ 1 MW. Par ailleurs, parallèlement aux batteries de grande puissance, l'Allemagne dispose de batteries pour les applications commerciales et pour le stockage à domicile, avec une puissance installée supplémentaire de 14 GW.

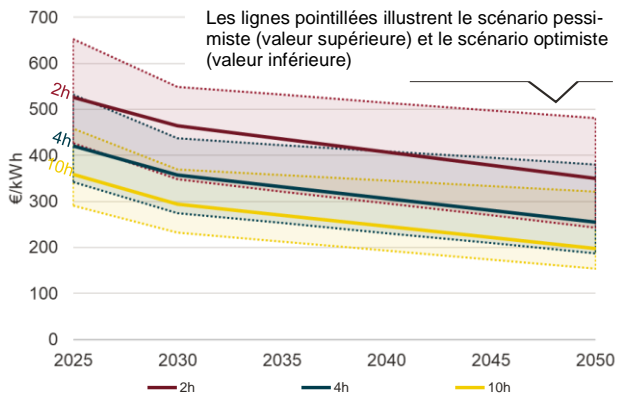
Pour une grande part, ce sont les **progrès technologiques** dans le domaine des batteries qui ont contribué à cette évolution. Actuellement, les différents types de batteries lithium-ion (notamment les batteries au lithium-fer-phosphate (LFP)) s'imposent comme la technologie dominante dans le secteur des batteries stationnaires ; grâce à leur haute densité d'énergie, leur efficacité et leur temps de réaction rapides, ils conviennent à des applications multiples. Les améliorations touchant la chimie de cellule, les systèmes de gestion de batteries et les technologies de fabrication ont conduit à des rendements plus élevés et à des durées de vie plus longues. En parallèle, le développement de technologies alternatives est en progression, telles que les batteries au sodium-ion, à électrolyte solide ou à flux redox, lesquelles pourraient, à long terme, dégager de nouveaux potentiels en termes de coûts, d'efficacité des ressources et de durabilité²⁶.

La **baisse continue des prix** constitue un autre facteur de l'attractivité croissante des batteries. Au cours des dix dernières années, les coûts spécifiques des systèmes de stockage lithium-ion ont baissé de plus de 80 %²⁷. Cette tendance s'explique par les courbes d'apprentissage technologiques, les économies d'échelle croissantes et le développement mondial de la fabrication de cellules. Du fait de cette évolution, la rentabilité des batteries s'est de plus en plus rapprochée d'une exploitation exclusivement fondée sur le marché. Les baisses des coûts d'investissement devraient se poursuivre à l'avenir. La méta-étude du NREL (2024) montre que les coûts d'investissement attendus des batteries de 4 heures pourraient diminuer de 29 à 56 % entre 2025 et 2050 (cf. [figure 4](#)).

²⁶ Battery Tech Association 2024, *Batteries in Stationary Energy Storage Applications* ([lien](#), en anglais).

²⁷ IEA 2024, *Batteries and Secure Energy Transitions* ([lien](#), en anglais).

Coûts d'investissement par kWh des batteries lithium-ion, 60 MW



Coûts d'investissement par kWh des batteries lithium-ion, 60 MW

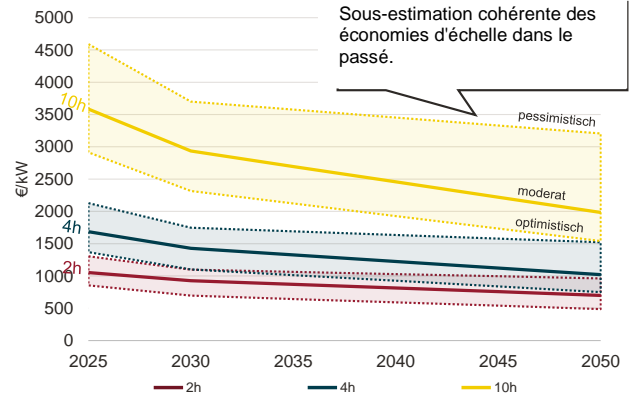


Figure 4 : Évolution attendue des coûts d'investissement pour les batteries lithium-ion. Source : Frontier Economics, basé sur des données de [NREL – Electricity Annual Technology Baseline \(ATB\) Data \(2024\)](#).

Remarque : Batterie : durée de vie de 15 ans. Toutes les indications en euros réels 2024. Dans ses prévisions, la méta-étude du NREL s'appuie sur 16 autres études consacrées aux batteries lithium-ion (NMC et LFP). L'hypothèse de réduction de coûts a été calculée comme suit : scénario pessimiste : projections les plus élevées des 16 projections de coûts jusqu'en 2050 ; scénario modéré : médianes des 16 projections de coûts jusqu'en 2050 ; scénario optimiste : projections les plus basses des 16 projections de coûts jusqu'en 2050.

Ces évolutions et ces attentes sont reflétées par la croissance rapide du volume de marché. En Allemagne, on observe actuellement une dynamique exceptionnelle par son ampleur : la puissance cumulée des demandes de raccordement au réseau est de l'ordre de plusieurs centaines de gigawatts (GW)²⁸. Environ la moitié de ces demandes ont été déposées auprès des gestionnaires de réseaux de transport, et l'autre moitié auprès des gestionnaires de réseaux de distribution²⁹. Cette puissance dépasse largement les capacités des réseaux : ces dernières années, en Allemagne, la pointe de consommation annuelle était d'environ 75 GW, par exemple. Si certaines demandes concernent les enregistrements multiples d'un même porteur de projet, ou encore des sites alternatifs, ce chiffre révèle en tout état de cause une volonté d'investir très importante, signalant ainsi l'intérêt du marché. Les modélisations suggèrent que, à long terme, la puissance de stockage sur le marché de l'électricité pourrait plutôt se situer dans une fourchette entre 50 et 80 GW³⁰. Une tendance à la hausse similaire est également confirmée par le scénario cadre actuel pour le plan de développement du réseau pour l'électricité 2025-2037/2045, avec de 41 à 94 GW de batteries de grande puissance estimées pour 2037 ainsi que pour 2045³¹.

Si la dynamique générale du marché va également s'accélérer en France, le développement des batteries affiche actuellement une tendance de moindre ampleur qu'en Allemagne. Concrètement, RTE, le gestionnaire du réseau de transport national, prévoit une puissance de stockage par batteries d'une valeur moyenne à un chiffre, en GW, pour la période 2030-2035. Jusqu'à présent, des capacités à hauteur de 13 GW environ ont été attribuées ; la mise en œuvre des différents projets reste toutefois incertaine³².

²⁸ BNetzA 2025, *Vom Antrag zum Netzanschlussvertrag – Status quo der Batteriespeicheranfragen 2024* [De la demande de raccordement au réseau au contrat – Le statu quo des demandes pour les batteries] ([lien](#), en allemand).

²⁹ BNetzA 2025, *Vom Antrag zum Netzanschlussvertrag – Status quo der Batteriespeicheranfragen 2024* [De la demande de raccordement au réseau au contrat – Le statu quo des demandes pour les batteries] ([lien](#), en allemand).

³⁰ Frontier Economics 2023, *Wert von Großbatteriespeichern im Deutschen Stromsystem* [Valeur des batteries de grande puissance dans le système électrique allemand], brève étude commandée par BayWa r.e. AG, ECO STOR GmbH, enspired GmbH, Fluence Energy GmbH et Kyon Energy Solutions GmbH ([lien](#), en allemand).

³¹ BNetzA 2025, *Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045* [Approbation du scénario cadre pour le plan de développement du réseau électrique 2025-2037/2045] ([lien](#), en allemand).

³² RTE 2025, Réseau de transport – Capacités de raccordement des batteries ([lien](#)).



Les nouvelles mises en service montrent qu'il existe actuellement un environnement d'affaires attractif pour les batteries, aussi bien pour une exploitation autonome que pour une colocalisation avec des installations d'énergies renouvelables. La rentabilité commerciale est particulièrement marquée en Allemagne ; en France, en revanche, la part plus importante de production pilotable (issue des centrales nucléaires et hydroélectriques, notamment) a pour conséquence un développement du stockage présentant une dynamique comparativement moins affirmée par rapport à l'Allemagne. Dans les prochaines années, le rôle du stockage par batteries devrait néanmoins continuer de gagner en importance en France comme en Allemagne³³.

III. Champs d'application et modèles d'affaires des batteries

De façon croissante, les batteries jouent un rôle multifonctionnel dans le système énergétique, permettant différents modèles d'affaires. Fondamentalement, on peut distinguer deux stratégies de commercialisation principales, occupant des positions différentes dans le système énergétique et présentant des mécanismes de revenus sous-jacents distincts : « valeur ajoutée en amont du compteur » et « valeur ajoutée en aval du compteur ». Par ailleurs, les deux approches peuvent être combinées ; désignée par le terme de *revenue stacking* (diversification des revenus), cette solution est le regroupement, au sein d'une seule exploitation de stockage, de différentes sources de revenus.

- **La valeur ajoutée « in front of the meter »** recouvre des modèles d'affaires avec lesquels les batteries participent au marché de l'électricité en tant qu'installations autonomes (*stand alone*). Ces installations opèrent de façon indépendante d'un producteur ou d'un consommateur spécifiques. Elles réalisent des recettes en participant aux marchés de gros, notamment aux marchés *day-ahead* et intrajournalier, ainsi qu'aux marchés des services système (produits de réserve primaire, mais aussi de plus en plus de réserve secondaire). L'accent est mis tout particulièrement sur une optimisation du comportement de recharge et de décharge fondée sur le marché, afin de tirer parti des différences de prix sur le marché de gros ou de fournir des services système. Le principe est ici semblable à celui des centrales de pompage-turbinage (STEP), qui pratiquent ce modèle d'affaires depuis de nombreuses années déjà. De telles installations sont souvent exploitées par des porteurs de projets spécialisés ou par des entreprises de trading d'énergie qui ont recours à des modèles de prévision et à des stratégies d'optimisation complexes, en vue de maximiser le rendement économique. Il s'agit souvent de projets de taille importante, avec des volumes d'investissements et des effets d'échelle en découlant.
- **La valeur ajoutée « behind the meter »** désigne des modèles d'affaires avec lesquels le stockage est installé derrière le point de raccordement au réseau d'un acteur, et sert également à l'optimisation de l'autoproduction ou de l'autoconsommation. Dans ce cas, la solution de stockage est directement couplée avec l'installation de production ou de consommation de l'exploitant. L'objectif est de mieux aligner dans le temps la production ou la consommation d'électricité sur l'autoproduction ou sur les prix du marché, afin d'optimiser les recettes et de réduire également les tarifs d'utilisation des réseaux et les coûts d'achat d'énergie. Des exemples typiques incluent les grands consommateurs industriels, les entreprises commerciales, les ménages ou encore les exploitants d'installations d'énergie renouvelable qui souhaitent flexibiliser leur injection grâce au stockage intermédiaire, et augmenter ainsi leurs tarifs d'achat, réduire leurs coûts de fourniture par le réseau, voire diminuer le coût des taxes et des redevances, par exemple.

La présente note de synthèse met l'accent en particulier sur la **colocalisation de batteries et d'installations d'énergies renouvelables**. Dans ces projets, la batterie est exploitée conjointement avec une installation photovoltaïque et/ou

³³ Institut der deutschen Wirtschaft 2024, *Batteriespeicherzubau in Deutschland: Mit Preissignalen und Flexibilitätszielen zur Energiewende* [Nouvelles mises en service de batteries en Allemagne : vers la transition énergétique à l'aide de signaux de prix et d'objectifs de flexibilité] ([lien](#), en allemand). Tennet TSO 2024, Quo Vadis, Groß-Batteriespeicher? [Quo vadis, batteries de grande puissance ?] ([lien](#), en allemand), RTE 2025, Bilan prévisionnel – Édition 2025 ([lien](#)).

éolienne sur le même site. L'utilisation coordonnée de la production et du stockage permet de reporter (partiellement) l'injection et d'augmenter ainsi les recettes de vente, notamment via l'injection ciblée pendant les heures de prix de marché élevés ou en évitant les prix négatifs et, le cas échéant, la perte des revenus de soutien qui y sont liés³⁴. De plus, en France, suite à l'entrée en vigueur du nouveau régime de soutien pour le stockage (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, TURPE) à compter du 1^{er} août 2026, la colocalisation pourra être utilisée pour éviter les pics d'injection photovoltaïque, et éviter ainsi les paiements liés à l'utilisation des réseaux³⁵. À l'heure actuelle, ce dernier modèle d'affaire n'est pas possible en Allemagne car aucune redevance n'est perçue pour l'injection, même si cette éventualité a été évoquée par l'Agence fédérale des réseaux allemande (BNetzA) dans le contexte de la réforme AgNes³⁶.

Dans l'ensemble, on constate une diversité croissante des champs d'application et des modèles d'affaires dans le domaine des batteries. Alors que, par le passé, le principal moteur était le marché d'équilibrage classique (en Allemagne), aujourd'hui, ce sont les concepts axés sur le marché spot et sur la colocalisation qui gagnent en importance.

III.1. Commercialisation sur les marchés de gros et des services système

Un domaine d'application important des batteries, en particulier dans le segment des installations autonomes à grande échelle, est leur commercialisation sur les marchés de gros et des services système. Ces batteries fonctionnent de manière indépendante d'une installation de production ou d'un consommateur spécifique et génèrent leurs recettes en participant à différents segments de marché.

L'accent est mis en particulier sur deux segments de marché : le commerce de gros et les services système. Sur les marchés de gros, notamment les marchés *day-ahead* et infrajournalier, les batteries tirent parti des variations de prix. Elles se rechargent aux heures où les prix de l'électricité sont bas, et se déchargent pendant les périodes où les prix sont élevés. Grâce à leur temps de réaction très court et à un rendement cyclique élevé, elles peuvent exploiter les fluctuations du marché à court terme. Se basant sur la modélisation de Frontier sur l'exploitation des batteries, la figure 5 illustre comment une batterie se décharge lorsque les prix *day-ahead* sont élevés et se recharge lorsqu'ils sont bas, tout en exploitant également les variations de prix à plus court terme sur le marché infrajournalier.

³⁴ En raison des exigences concernant les aides d'État, aucun complément de rémunération n'est versé dans le cadre de nombreux programmes de soutien aux énergies renouvelables si l'injection de l'installation EnR est effectuée pendant des périodes prolongées avec électricité excédentaire dans le système, lesquelles sont signalées par des prix de gros de l'électricité négatifs. Cf. par exemple l'art. 51 de la loi EEG en Allemagne, ou encore CRE 2024, Analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelable ([lien](#)).

³⁵ CRE 2025, La CRE publie ses projets de décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 7) ([lien](#)).

³⁶ BNetzA 2025, *Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)* [Procédure pour la définition des règles générales applicables aux tarifs d'utilisation des réseaux électriques (AgNes)] ([lien](#), en allemand).

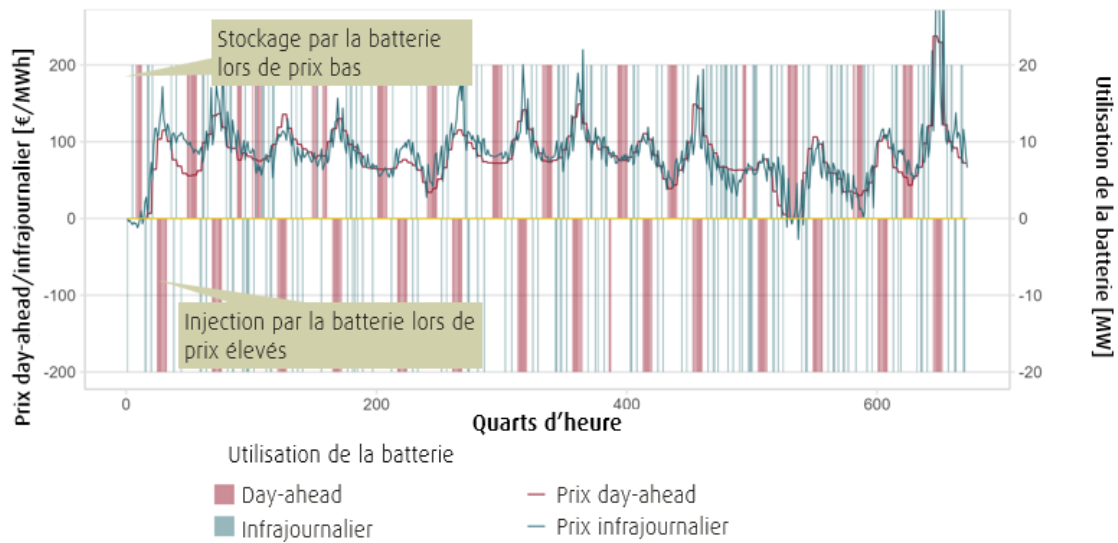


Figure 5 : Utilisation des batteries sur les marchés day-ahead et infrajournalier au cours d'une journée. Source : Frontier Economics – Modèle d'optimisation de batterie.

Remarque : Les valeurs positives de l'utilisation de la batterie indiquent la puissance de recharge du système, tandis que les valeurs négatives indiquent sa puissance de décharge.

Par ailleurs, ces batteries jouent un rôle important sur les marchés des services système, notamment en ce qui concerne la fourniture de réserve primaire (FCR) et de réserve secondaire (aFRR). Du fait de leur flexibilité élevée et de la précision de leur pilotabilité, elles peuvent réagir rapidement aux écarts de fréquence et contribuer ainsi à la stabilisation du réseau électrique. Par le passé, la participation à ces marchés était le principal moteur économique du développement des batteries en Allemagne. Si le marché de la réserve primaire est aujourd'hui en grande partie saturé³⁷, la réserve d'ajustement reste, elle, un segment attractif. Parallèlement à leur utilisation sur les marchés de gros et sur les marchés des services système, les batteries peuvent également être exploitées dans leur propre périmètre d'équilibre en vue de compenser les déséquilibres à court terme et de réduire ainsi les coûts de l'énergie d'ajustement pour le propre portefeuille.

La combinaison, l'utilisation et la commercialisation d'une même batterie sur plusieurs marchés (*revenue stacking* ou diversification des revenus) revêt une importance croissante. La participation parallèle aux marchés de gros et à la fourniture (en partie simultanée) de services système – réserve de puissance et/ou d'énergie – permet de maximiser les recettes. Ces stratégies requièrent toutefois un degré élevé d'expertises technique et opérationnelle : le fonctionnement doit être constamment optimisé, les signaux de marché et de prix doivent faire l'objet de prévisions et les dispositions réglementaires doivent être respectées. Par conséquent, de nombreux exploitants s'appuient sur des systèmes d'injection automatisés, des algorithmes basés sur des données et des stratégies commerciales sophistiquées dans le but de positionner de façon optimale sur le marché leurs batteries, et la flexibilité qu'elles offrent.

³⁷ En Allemagne, la puissance préqualifiée fournie par les batteries dépasse la totalité des besoins en services d'ajustement. pv magazine 2024, *Aktuelle Entwicklungen auf dem Regelleistungsmarkt – Update 2024* [Évolutions actuelles sur le marché d'ajustement – Mise à jour 2024] ([lien](#), en allemand)



III.2. La colocalisation : optimisation (report dans le temps) de l'injection et/ou de la consommation

Un modèle d'affaires revêtant une importance croissante dans le domaine du stockage par batterie est la colocalisation, c'est-à-dire l'utilisation en commun d'un raccordement au réseau par une batterie et une ou plusieurs autres installations. En pratique, cela signifie que la batterie est utilisée typiquement en combinaison avec une installation de production (photovoltaïque ou éolienne, entre autres), avec une installation de consommation (consommateurs industriels, commerciaux ou privés, par exemple) ou encore avec une combinaison des deux. Grâce à cette intégration, il est possible d'utiliser de manière ciblée le système de stockage afin de reporter dans le temps l'alimentation et la consommation, et d'optimiser ainsi la valeur économique de l'énergie produite ou utilisée. Les concepts de colocalisation sont avant tout motivés par l'**utilisation commune d'un raccordement au réseau existant**. Compte tenu du fait que l'accès au réseau est, de façon croissante, un facteur limitant, coupler la production et le stockage présente des avantages considérables. D'une part, la capacité de raccordement existante peut être utilisée de manière plus efficace. D'autre part, on évite ainsi l'investissement nécessaire pour de nouveaux raccordements, lesquels signifient fréquemment des procédures d'autorisation longues et des moyens financiers supplémentaires nécessaires à la construction. Compte tenu du manque croissant de capacités de raccordement au réseau, en particulier pour les projets de grande envergure, cet argument joue désormais un rôle essentiel pour les investissements dans les colocalisations.

Basée sur la modélisation de Frontier sur l'exploitation des batteries, la [figure 6](#) montre comment une batterie interagit avec la production photovoltaïque locale et avec les prix sur les marchés *day-ahead* et intrajournalier³⁸. La batterie se recharge et se décharge de telle sorte qu'elle peut exploiter les écarts de prix sur le marché *day-ahead* (*spreads*). En outre, elle utilise la cotation en continu sur le marché intrajournalier pour exploiter d'autres écarts de prix. De plus, elle stocke l'électricité photovoltaïque qui serait sinon injectée dans le réseau lorsque les prix sont bas, voire négatifs. Cette approche permet une injection optimale, d'un point de vue économique, de l'énergie photovoltaïque. Par ailleurs, la perte de complément de rémunération en cas d'heures de prix négatifs peut être évitée grâce au report de l'injection.

Optimiser l'utilisation de systèmes de stockage en colocalisation est une question complexe, du fait de l'interaction entre les marchés. Chaque mode d'exploitation sollicite de la puissance et de la capacité de stockage, générant ainsi des coûts d'opportunité sur d'autres marchés ou à d'autres heures. Par conséquent, les recettes des différents segments de marché dépendent les unes des autres.

³⁸ Le graphique a été généré à l'aide d'une méthode d'optimisation en variables mixtes développée par Frontier, programmée en GAMS et résolue avec le solveur CPLEX.

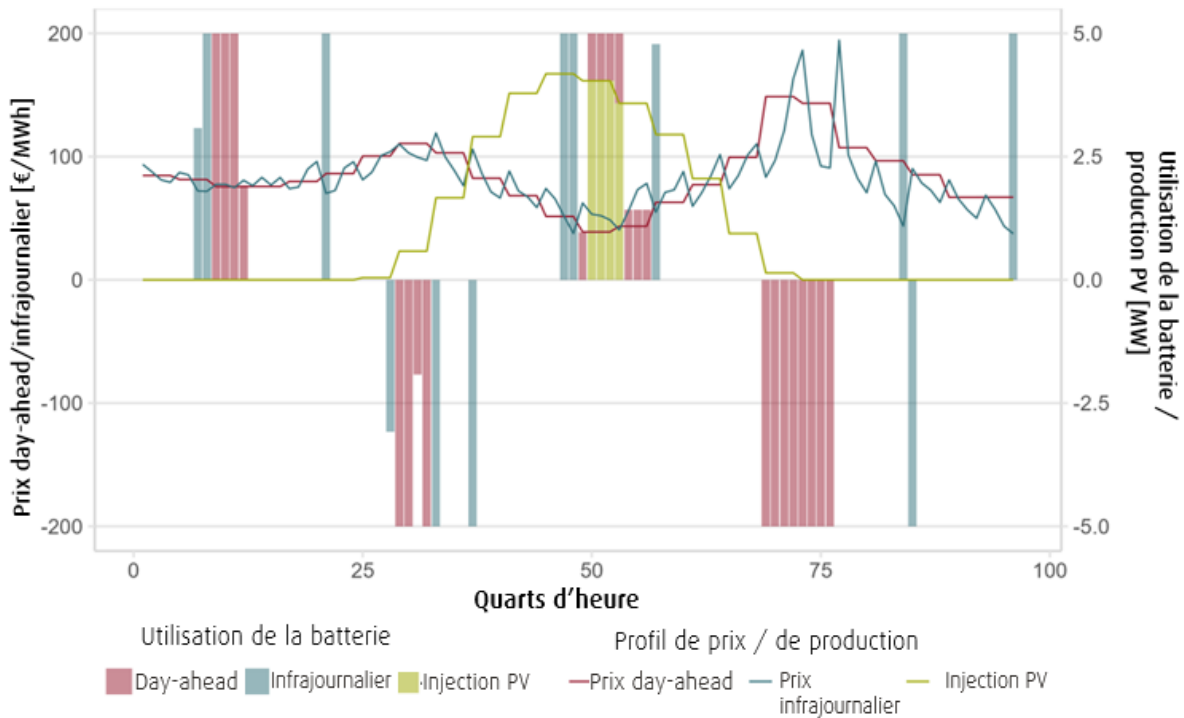


Figure 6 : Utilisation des batteries sur les marchés day-ahead et infrajournalier au cours d'une journée. Source : Frontier Economics – Modèle d'optimisation de batterie.

En « absorbant » l'injection de la production EnR à l'aide du système de stockage, il est possible non seulement d'exploiter la volatilité des prix, mais aussi d'**éviter la perte du soutien public** (en fonction d'éventuelles restrictions légales et réglementaires³⁹). Dans de nombreux régimes de soutien (en France et en Allemagne, pour la plupart des installations bénéficiant d'un soutien basé sur les compléments de rémunération, par exemple⁴⁰), la rémunération est retirée si le prix spot est négatif au moment de l'injection. Pour l'Allemagne, des calculs effectués à titre d'exemple pour la modélisation de Frontier sur l'exploitation des batteries⁴¹ indiquent des recettes supplémentaires conséquentes grâce au report de l'injection lors des heures de prix négatifs, et donc un contournement de la perte du complément de rémunération en fonction de la conception et de la situation sur le site (cf. [figure 7](#)). En outre, l'utilisation flexible de la batterie peut permettre d'éviter les coûts de l'énergie d'ajustement (par les écarts entre l'injection réelle et l'injection prévue dans le périmètre d'équilibre).

³⁹ Jusqu'à présent, en Allemagne, il reste impossible de tirer simultanément parti du marché spot, en raison de la perte du soutien EEG qui en résulterait ; toutefois, cette stratégie sera possible à l'avenir. Cf. [section 4.2.2](#).

⁴⁰ Art. 51 de la loi EEG en Allemagne. CRE 2024, Analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables ([lien](#)). Voir aussi OFATE 2025, Note de synthèse sur les prix négatifs aux bourses de l'électricité ([lien](#)).

⁴¹ Notre modèle d'utilisation de batteries optimise de façon itérative les marchés infrajournalier et day-ahead en prenant en compte les prix day-ahead des trois prochains jours sur 365 jours (*imperfect foresight* ou « prévision imparfaite »), avec une résolution de 15 minutes.

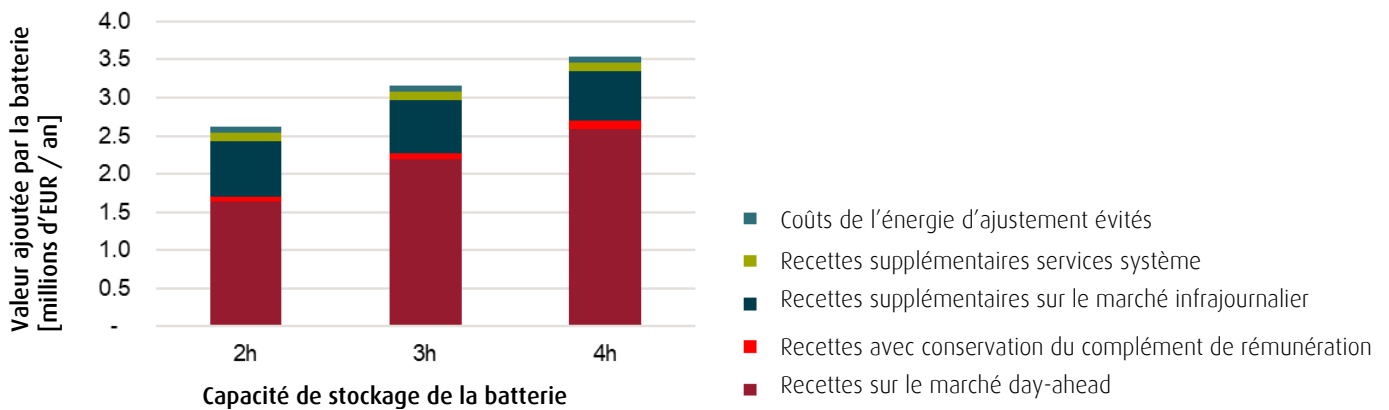


Figure 7 : Batterie « en aval du compteur » (20 MW), en combinaison avec une installation photovoltaïque. Source : Frontier Economics – Modèle d'optimisation de batterie.

En revanche, si le système de stockage est combiné avec des **installations de consommation**, c'est la réduction des coûts d'achat de l'électricité qui est privilégiée. Par le report dans le temps de la consommation d'électricité – en chargeant pendant les périodes de prix bas et en injectant pendant les périodes de prix élevés, par exemple –, il est possible de réduire non seulement les coûts de l'énergie, mais également les tarifs d'utilisation des réseaux. Cette approche est particulièrement appropriée pour les entreprises industrielles énergivores et les clients commerciaux qui, de façon croissante, doivent flexibiliser leurs profils de charge afin de pouvoir profiter de prix dynamiques sur le marché.

Dans les **systèmes hybrides**, comprenant à la fois la production et la consommation (zones industrielles avec autoproduction photovoltaïque, par exemple), la batterie permet d'augmenter la part d'autoconsommation. La production excédentaire peut être stockée et utilisée ultérieurement pour les besoins propres, ce qui permet de réduire l'achat d'électricité externe, d'améliorer la rentabilité de l'installation de production et d'éviter les tarifs d'utilisation des réseaux, ainsi que les taxes et les prélèvements liés au soutirage d'électricité sur le réseau.

III.3. Autres possibilités de recettes pour les batteries

Parallèlement à la participation aux marchés de gros et aux services système, ainsi qu'à l'optimisation associée à des concepts de colocalisation, d'autres possibilités de recettes voient le jour pour les batteries. Avec les progrès de la transition énergétique, ces modèles d'affaires complémentaires jouent un rôle de plus en plus important du fait de leur contribution à la stabilité du système, à l'optimisation du réseau et à la sécurité d'approvisionnement.

Un autre usage important est celui des **mécanismes de capacité**, qui jouent un rôle essentiel en France, notamment⁴². Sur le marché de l'électricité français, il existe depuis 2017 un marché de capacité, rémunérant la fourniture de capacités garanties. L'objectif est de garantir à tout moment des capacités de production et de flexibilité suffisantes pour couvrir la charge. Les batteries peuvent servir ici de fournisseurs de capacité et mettre à disposition des « certificats de capacité » en garantissant la fourniture ou l'absorption d'énergie dans des situations de congestion. Pour la fourniture de ce service, ces systèmes sont dotés d'une rémunération supplémentaire qui est accordée indépendamment de la participation aux marchés de gros ou aux marchés d'ajustement. C'est donc une source de revenus supplémentaire qui est générée ainsi, apportant un soutien à l'exploitation économique des systèmes de stockage et contribuant dans le même temps à la sécurité d'approvisionnement. En parallèle, en France, il est également possible de participer à des appels d'offres de flexibilité à long terme, lors desquelles de la puissance flexible est mise à disposition sur une période

⁴² OFATE 2025, Note de synthèse sur les mécanismes et réserves de capacité ([lien](#)). À l'heure actuelle, il n'existe pas de marché de capacité en Allemagne ; toutefois, son introduction est en cours de discussion.



de six mois ou d'un an. Introduit en 2025, un appel d'offres de flexibilités décarbonées⁴³ représente une incitation supplémentaire, dont les batteries peuvent profiter.

Les **marchés de flexibilité locaux** peuvent également être pris en compte – sur les réseaux de distribution, par exemple. L'idée est que les batteries contribuent à éviter les saturations locales et à garantir la stabilité du réseau grâce à l'injection ou à l'absorption d'électricité ciblées. Dans plusieurs pays européens – en Allemagne, entre autres –, des projets pilotes concernant de tels marchés ont été réalisés par le passé, et sont mis en œuvre aujourd'hui : enera, SINTEG ou DA/RE⁴⁴. De nouvelles possibilités de revenus sont ainsi dégagées pour les exploitants des systèmes de stockage, davantage axées sur des services utiles au réseau et valorisant la flexibilité régionale.

De plus, les batteries peuvent fournir des **services réseau** spécifiques au-delà de la réserve d'ajustement classique (également en combinaison avec d'autres actifs, tels que les centrales hydroélectriques au fil de l'eau, par exemple⁴⁵). Ces **services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence** (nfSDL) comprennent notamment la capacité de redémarrage autonome, c'est-à-dire la capacité de redémarrer un réseau, après une panne de courant à grande échelle, sans approvisionnement en énergie externe, ainsi que le maintien de la tension et la fourniture de puissance réactive. Pour les exploitants de réseaux, ces services revêtent une importance croissante : en effet, le recul des centrales conventionnelles signifie également que ces services système ne sont plus fournis. Par conséquent, les batteries peuvent représenter une alternative moderne et décentralisée, tout en générant des rémunérations supplémentaires.

Une application particulière, ce sont les **projets de batteries pour le « renforcement du réseau »**, déjà mis en œuvre en Allemagne. Ces systèmes de stockage sont construits sur demande des gestionnaires de réseaux de transport et servent à décongestionner certaines lignes électriques. Ils fournissent ou absorbent de l'énergie à court terme afin d'optimiser l'utilisation du réseau et de réduire temporairement les besoins en développement. Les batteries pour le renforcement du réseau sont donc des composants d'infrastructure stratégiques ; elles ne sont, dans ce cas, pas financées par le marché, mais par la régulation. Ces projets illustrent le fait que les batteries ne sont pas seulement des ressources économiques, mais également des ressources systémiques pouvant être employées à l'exploitation du réseau.

Focus : interaction avec la gestion du réseau et avec son développement

Dues aux nouvelles mises en service de capacités de stockage par batteries, les interactions avec la gestion du réseau et avec son développement ont des conséquences importantes. Les systèmes de stockage peuvent aider de manière décisive à l'exploitation du réseau, et ce à différents niveaux, aussi bien dans le réseau de transport que dans le réseau de distribution. Toutefois, ils posent également de nouveaux défis concernant l'exploitation et la planification du réseau.

L'utilisation des batteries basée sur le prix de l'électricité n'est pas nécessairement utile pour le réseau de transport ; en fonction de l'emplacement de la batterie et du moment de l'injection ou du soutirage, elle peut se traduire par une contrainte pour le réseau, ou au contraire le décongestionner. Dans le cas de congestions du réseau Nord-Sud avec injection élevée dans le nord, les batteries « financées par le marché » dans le sud peuvent renforcer ces **congestions** lorsqu'elles soutirent de l'électricité pendant ces périodes, par exemple. Dans ce cas précis si la situation du marché incitait à l'injection d'électricité stockée par les batteries, celles-ci pourraient réduire la saturation du réseau dans le sud de l'Allemagne.

⁴³ RTE 2025, L'appel d'offres flexibilités décarbonées ([lien](#)).

⁴⁴ enera, projet pilote pour un système énergétique numérisé en Allemagne du Nord-Ouest ([lien](#), en allemand) ; SINTEG, programme de soutien „*Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende*“ [Vitrine de l'énergie intelligente – Agenda numérique pour la transition énergétique] ([lien](#), en allemand) ; DA/RE, plate-forme de données cloud « Échange de données/redispaching » ([lien](#), en allemand).

⁴⁵ Ministère fédéral de l'Économie et de la Protection du climat 2023, *Roadmap Systemstabilität* [Feuille de route pour la stabilité du système] ([lien](#), en allemand).

Par ailleurs, les batteries posent d'autres défis à la gestion du réseau. Avec plusieurs centaines de gigawatts de projets annoncés rien qu'en Allemagne, l'afflux actuel de demandes pour les **raccordements au réseau** représente un enjeu de taille pour les gestionnaires de réseaux et pour le régime actuel d'attribution des capacités. Par conséquent et de façon croissante, le raccordement au réseau représente un facteur critique pour les décisions d'investissement. Les goulets d'étranglement au niveau des autorisations et de la capacité de réseau peuvent considérablement retarder les projets ou augmenter leur coût.

Les batteries pourraient jouer un rôle important dans l'exploitation du réseau en tant que **ressource système flexible**. Elles peuvent lisser les pointes de charge, stabiliser la tension et la fréquence, et être utilisées de manière ciblée pour atténuer les saturations du réseau. Dans le cadre de la réglementation Redispatch 2.0, les systèmes de stockage peuvent activement être intégrés dans la gestion des congestions en Allemagne.

Ces fonctions sont synonymes de potentiels de décongestion pour l'exploitation du réseau. C'est dans les régions avec injection élevée d'énergies renouvelables et capacité de réseau limitée, en particulier, comme dans le nord de l'Allemagne ou dans le sud de la France, que les systèmes de stockage peuvent éventuellement réduire temporairement les **besoins en lignes supplémentaires, le cas échéant**. Dans le même temps, leur utilisation nécessite des incitations utiles au système, ou un pilotage et une coordination avec les gestionnaires de réseaux afin d'éviter les conflits entre une exploitation basée sur le marché et une exploitation axée sur les besoins du réseau. Les systèmes de stockage peuvent ainsi réduire temporairement la sollicitation du réseau ; cependant, ils ne peuvent constituer qu'une aide restreinte face au défi posé par l'injection de volumes importants de production renouvelable dans le nord de l'Allemagne (*offshore* compris) avec centres de consommation dans l'ouest et le sud du pays. Pour résoudre ce problème, il est incontournable de poursuivre le développement du réseau.

L'intégration croissante des batteries a également des répercussions sur la **rentabilité** des projets de stockage. D'une part, l'utilisation utile au réseau dégage des sources de revenus supplémentaires (par la disposition *Nutzen statt Abregeln* [utiliser plutôt qu'écrêter] de l'art. 13k de la loi allemande sur la gestion de l'énergie, EnWG, par exemple⁴⁶). D'autre part, les limitations de l'exploitation – du fait, par exemple, de spécifications techniques liées au réseau – peuvent restreindre la flexibilité et donc diminuer la valeur de marché.

III.4. Risques pour la viabilité économique des projets de batteries

Malgré l'évolution dynamique du marché et l'importance croissante des batteries, les modèles d'affaires sous-jacents s'accompagnent de risques économiques et réglementaires très importants. Une grande partie des projets de stockage actuellement planifiés et réalisés en Allemagne sont mis en œuvre en tant que projets dits *merchant*, c'est-à-dire sans rémunération garantie à long terme ni soutien par l'État. Les recettes proviennent soit de façon directe, par la participation à des marchés à court terme, dont les marchés de gros et de services système, soit de façon indirecte, par l'optimisation de flux d'énergie locaux dans des projets de colocalisation. En outre, le traitement réglementaire (concernant les tarifs d'utilisation des réseaux, par exemple) a une influence considérable sur la rentabilité. Par conséquent, les projets de batteries sont face à une incertitude élevée, pouvant être influencés aussi bien par l'évolution des prix sur les marchés de l'énergie que par des changements d'ordre réglementaire.

⁴⁶ La disposition « Nutzen statt abregeln » [Utiliser plutôt qu'écrêter] prévoit que, dans les régions appropriées, des charges activables ciblées soient activées afin de générer une consommation électrique supplémentaire et réduire ainsi l'écrêtement des énergies renouvelables se produisant du fait de saturations du réseau.

III.4.1. Risques pour la viabilité économique liés à la saturation du marché, aux flexibilités concurrentes et à la réglementation

Les incertitudes sur les recettes dans le cadre de la commercialisation sur les marchés de gros et des services système dépendent essentiellement de l'évolution future du marché. Actuellement, les batteries profitent des prix de l'électricité très volatils, lesquels rendent la fourniture de flexibilité à court terme économiquement attrayante. Toutefois, cet avantage peut diminuer avec le temps si des capacités flexibles supplémentaires arrivent sur le marché. Les facteurs d'influence les plus importants sont les suivants.

- **Alternatives technologiques** : parallèlement aux batteries, d'autres technologies de stockage, comme les centrales de pompage-turbinage ou, à l'avenir, les systèmes de stockage d'hydrogène, peuvent également fournir des services de flexibilité à court terme. Leur entrée sur le marché pourrait se traduire par une pression sur les prix plus élevée, réduisant ainsi les marges pour les batteries.
- **Producteurs flexibles côté offre** : le développement de centrales à gaz pilotables⁴⁷ ou, à l'avenir, de centrales fonctionnant à base d'hydrogène pourra réduire la volatilité des prix sur le marché de gros et limiter ainsi la rentabilité des systèmes de stockage. Les installations éoliennes et photovoltaïques avec options d'écrêtement peuvent aussi fournir de la flexibilité (*curtailment*).
- **Flexibilité côté demande** : de nouvelles sources de flexibilité apparaissent également avec les mutations technologiques du côté de la demande, telles que, par exemple, la gestion de la charge industrielle, les pompes à chaleur pilotables ou l'utilisation bidirectionnelle des véhicules électriques (y compris le *Vehicle-to-Grid*).

Les sources de flexibilité mentionnées ci-dessus devraient permettre de couvrir les besoins de flexibilité à long terme. Avec l'augmentation de la capacité de stockage, les écarts de prix tendent à se réduire, diminuant ainsi les revenus potentiels provenant des marchés spot et des services système (voir [figure 8](#)). Cette évolution structurelle réclame un ajustement stratégique des modèles d'affaires afin de rester rentable même en cas de baisse des valeurs de marché. D'autres évolutions ont également une influence importante sur la volatilité des prix, telles que le développement éolien et photovoltaïque, les prix du gaz élevés, les prix du carbone ou le développement de nouvelles lignes électriques, par exemple. En général, les effets de ces paramètres peuvent être estimés en s'appuyant sur une modélisation du marché de l'électricité et de l'utilisation des batteries.

⁴⁷ Les nouvelles mises en service de centrales à gaz de 20 GW initialement prévues par la ministre fédérale de l'Économie, Katherina Reiche, ont été réduites à 12 GW. Ces mises en service doivent également être approuvées par la Commission européenne, de sorte que les premiers appels d'offres ne doivent pas avoir lieu avant l'été 2026. À ce sujet, cf. : BMW 2026, *Grundsatzvereinbarung mit der Europäische Kommission über Eckpunkte der Kraftwerksstrategie* [Accord de principe avec la Commission européenne sur les grandes lignes de la stratégie pour les centrales électriques] ([lien](#), en allemand).

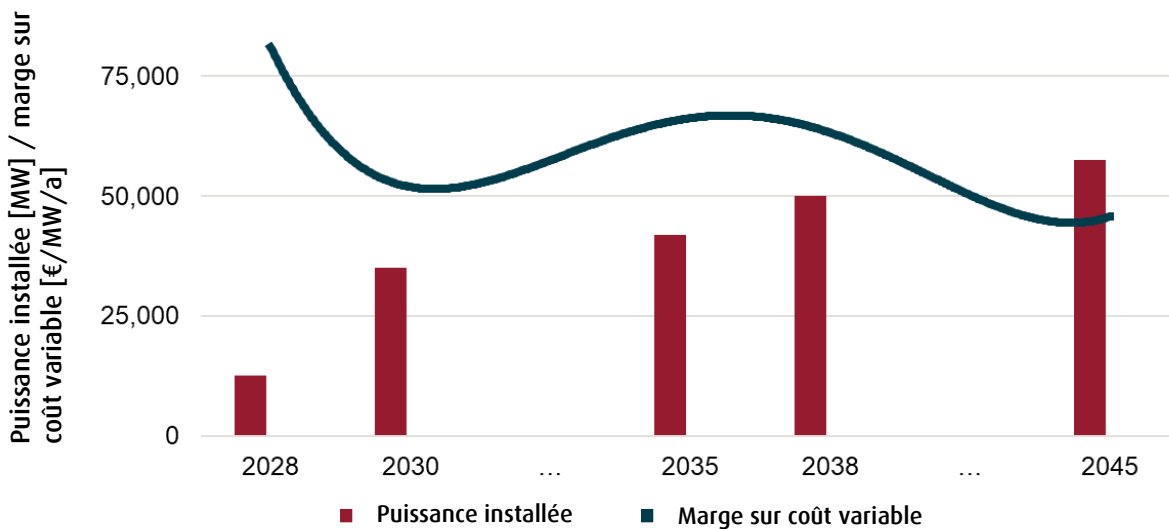


Figure 8 : Marge sur coût variable day-ahead d'une batterie et puissance installée des batteries en Allemagne (représentation schématique). Source : Modèle du marché de l'électricité Frontier Economics.

Remarque : Les exemples de calcul sont basés sur des valeurs day-ahead horaires. La valeur supplémentaire provenant d'une vente continue toutes les 15 minutes sur le marché intrajournalier, ou comme réserve d'ajustement, n'est pas illustrée.

La rentabilité des batteries en colocalisation dépend fortement du **cadre réglementaire**. Les modifications touchant les tarifs d'utilisation des réseaux, les prélèvements, le traitement fiscal ou les exigences relatives aux autorisations peuvent avoir des répercussions très importantes sur la rentabilité. Les questions concernant les tarifs d'utilisation des réseaux, les dispositions relatives à l'autoconsommation ou, pour les nouveaux projets, l'attribution des capacités de raccordement au réseau, par exemple, revêtent une importance particulièrement grande. En outre, une incertitude existe quant à la mesure dans laquelle les futures réglementations du marché et du réseau incluront ou limiteront de façon active les systèmes de stockage en colocalisation (règles de *redispatching*, autres services pour les gestionnaires de réseaux tels que la réserve instantanée, par exemple).

III.4.2. Stratégies de réduction des risques

Dans l'ensemble, les projets de batteries continuent de présenter un profil de risque exigeant. L'attrait économique des investissements dans le stockage par batterie dépend de façon décisive de la faculté des exploitants à anticiper les incertitudes sur les marchés, les changements réglementaires et les évolutions technologiques, et à faire preuve de flexibilité pour adapter leurs modèles d'affaires en conséquence. Il existe différentes stratégies de réduction des risques qui peuvent être utilisées et combinées partiellement, en fonction de la situation du marché et des conditions-cadre.

- **Diversification des revenus (*revenue stacking*) :** la combinaison de plusieurs sources de revenus – notamment les marchés spot, les marchés d'équilibrage et d'ajustement, les services de flexibilité locaux, ainsi que l'optimisation de l'autoconsommation – stabilise les recettes et réduit la dépendance à des marchés individuels.
- **Modèles d'affaires hybrides :** les projets de colocalisation avec des installations de production ou de consommation permettent une utilisation plus efficace des capacités de réseau existantes et diversifient les flux de revenus.
- **Structures contractuelles et modèles *tolling* :** grâce à des modèles contractuels structurés, tels que les contrats de *tolling*, les contrats de capacité ou les contrats de disponibilité, le risque de marché peut être en partie transféré aux agrégateurs, aux fournisseurs ou aux clients industriels. Fondamentalement, l'exploitant

fournit l'infrastructure de stockage (puissance et/ou énergie), tandis qu'un partenaire contractuel prend en charge la commercialisation, effectuant en retour des paiements fixes ou partiellement fixes. Cette approche permet d'augmenter la prévisibilité des flux de trésorerie, réduit la volatilité des recettes et peut améliorer la rentabilité des projets.

- **Participation réglementaire et mécanismes de financement** : la participation à des appels à projets innovants en Allemagne ou à des appels à subventions en France peut sécuriser les investissements initiaux et améliorer la rentabilité.
- **Contrats à long terme et Power Purchase Agreements (PPA)** : les contrats à long terme pour l'achat d'électricité ou de flexibilité permettent de couvrir les risques de prix et de générer des flux de trésorerie stables.
- **Instruments de garantie financière (hedging)** : le recours à des produits financiers dérivés peut atténuer les variations de prix sur le marché de gros.
- **Approches de portefeuille** : le regroupement de plusieurs projets dans un portefeuille permet de réduire les risques.

III.4.3. Risques techniques et opérationnels ayant une influence sur la rentabilité des batteries

Parallèlement aux aspects économiques et réglementaires, la rentabilité tout comme le succès à long terme des projets de batteries sont également déterminés par des facteurs technologiques et opérationnels. Plus particulièrement, les propriétés physiques des cellules de batterie, le mode d'exploitation et la qualité du logiciel de commande influencent aussi bien la performance que la durée de vie des installations et, par suite, les modèles d'affaires sous-jacents.

Une question technique cruciale concerne la dégradation, ainsi que la durée de vie des batteries. Chaque opération de recharge et de décharge entraîne un vieillissement progressif des cellules, qui se traduit par une baisse de la capacité et de la performance au cours des années d'exploitation. Le taux de dégradation dépend, entre autres, du nombre de cycles de charge, de la profondeur de charge et de décharge, de la température de fonctionnement et de la vitesse de charge. Ces effets physiques ont des répercussions directes sur le modèle d'affaires : les exploitants doivent rechercher un équilibre entre utilisation fréquente et préservation de la valeur.

- Bien qu'une utilisation intensive – pour des opérations de gros à court terme ou pour la réserve d'ajustement, par exemple – puisse générer des recettes plus élevées à court terme, elle accélère également le vieillissement et réduit la durée de vie technique de la batterie.
- À l'inverse, un mode d'exploitation plus conservateur peut prolonger la durée de vie, mais réduit le flux de trésorerie potentiel à court terme.

Un enjeu majeur réside donc dans l'optimisation de la stratégie d'exploitation afin de maximiser la valeur globale de la batterie sur toute la durée du projet (indiquée en valeur actuelle nette, par exemple). Le contrôle par logiciel et l'utilisation d'algorithmes d'optimisation jouent, de plus en plus, un rôle crucial. Aujourd'hui, les batteries modernes sont contrôlées de manière numérique et exploitées à court terme sur la base des signaux du marché. De plus en plus fréquemment, l'optimisation du *dispatching*, c'est-à-dire la décision de savoir quand et dans quelle mesure recharger ou décharger, est effectuée de façon automatisée suivant la base de données. Dans ce contexte, le *machine learning* est utilisé de manière croissante pour analyser des données de marché et météorologiques complexes, pour réaliser des projections et pour calculer des plans de déploiement. Grâce à des algorithmes adaptatifs, les systèmes de stockage peuvent apprendre de façon continue à partir des données de marché et d'exploitation passées, et ainsi ajuster leurs stratégies de manière dynamique. Cette approche permet une rentabilité plus élevée et une meilleure efficacité technique ; en effet, aussi bien l'optimisation des recettes que l'usure des cellules peuvent alors être prises en compte.



IV. Cadre réglementaire et commercial pour les batteries en colocalisation en France

Le cadre réglementaire représente un facteur important qui influence la montée en puissance du marché et la rentabilité des batteries. Au cours des dernières années, des ajustements essentiels ont été réalisés, tant au niveau européen que national, afin de mieux intégrer l'utilisation des systèmes de stockage dans le système énergétique et de lever les obstacles à l'investissement. Dans la suite du document, nous nous pencherons en détail sur les conditions-cadre en France (section [4.1](#)) et en Allemagne (section [4.2](#)).

IV.1. Aspects du marché déterminant la rentabilité des batteries en France

Structurellement, le marché de l'électricité français est très différent du marché allemand, principalement en raison de la place très importante occupée par l'énergie nucléaire dans le mix énergétique national. Actuellement, en France, près de 70 % de la production d'électricité proviennent de centrales nucléaires⁴⁸. De nombreux réacteurs sont exploités de manière flexible et réagissent aux fluctuations infrajournalières de la demande. En outre, environ 5 GW de capacité flexible sont installés dans le pays, fournis par les centrales de pompage-turbinage⁴⁹. Même si la volatilité des prix est atténuée par ces facteurs, des évolutions parallèles l'amplifient : l'exploitation peu flexible des centrales hydroélectriques au fil de l'eau et l'augmentation de l'injection d'électricité d'origines photovoltaïque et éolienne peuvent avoir pour effet des prix de l'électricité volatils. De plus, les mouvements de prix sont influencés par les flux d'importation et d'exportation par les lignes d'interconnexion vers l'Espagne, l'Italie, l'Allemagne, la Belgique, ainsi que vers la Suisse et le Royaume-Uni⁵⁰.

Pour les batteries, la pression sur la volatilité des prix pourrait générer de nouveaux revenus potentiels : indépendamment des décisions prochaines concernant le mix de production français, il existe un besoin de modulation (flexibilité) accrue des centrales nucléaires pour les années à venir⁵¹. Toutefois, si le parc de centrales n'est pas en mesure de faire face à ces besoins pour des raisons techniques ou organisationnelles, RTE part du principe que les prix sur les marchés de l'électricité seront plus bas et que les recettes provenant du nucléaire seront moins importantes. D'autre part, les besoins en flexibilité seront plus élevés pour pouvoir répondre à des situations où l'offre de production est excessive, par exemple⁵². Cela pourrait induire des pics ou des creux de prix plus prononcés, qui pourraient être exploités pour des transactions à court terme sur le marché de gros. Dans sa projection, RTE montre que la flexibilité de la demande et les batteries peuvent jouer un rôle significatif en exploitant la volatilité des prix et en évitant l'écèlement des énergies renouvelables, par exemple⁵³.

Par ailleurs, les batteries peuvent être utilisées pour la gestion des saturations sur le réseau de transport. En principe, la rétribution pour un décongestionnement est effectuée par le mécanisme NEBCO de RTE⁵⁴, ainsi que par les enchères de flexibilité à long terme déjà mentionnées⁵⁵ (voir section [III.3](#)).

⁴⁸ OFATE 2025, Baromètre des énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité en France ([lien](#), en allemand). En 2024, la part de l'énergie nucléaire s'élevait à 67 %, ce qui représente une légère augmentation par rapport aux 65 % de 2023.

⁴⁹ Energy-Charts.info 2025, *Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Frankreich in 2024* [Puissance nette installée pour la production d'électricité en France en 2024] ([lien](#), en allemand).

⁵⁰ En 2024, par exemple, sur le marché day-ahead français, il y a eu plus de 500 heures avec des prix inférieurs ou égaux à 0 €/MWh. Cf. figure 2.

⁵¹ RTE 2025, Bilan prévisionnel – Édition 2025 ([lien](#)).

⁵² RTE 2025, Bilan prévisionnel – Édition 2025 ([lien](#)).

⁵³ RTE 2025, Bilan prévisionnel – Édition 2025 – page 24 ([lien](#)).

⁵⁴ Notification d'Échanges de Blocs de Consommation.

⁵⁵ RTE, Valoriser vos flexibilités ([lien](#)).

Dans le cadre réglementaire français, le marché de capacité introduit en 2017 joue également un rôle essentiel⁵⁶. À l'heure actuelle, le marché de capacité français continue d'évoluer vers une conception ouverte à toutes les technologies. Alors que, à ses débuts, les producteurs participant au mécanisme étaient avant tout des producteurs conventionnels, les flexibilités de courte durée – telles que les batteries – sont prises en compte de façon croissante. Cependant, la question de savoir si la méthodologie d'évaluation reflète de façon adéquate la disponibilité réelle, et l'importance systémique des batteries reste débattue par les spécialistes. En effet, à pleine charge, de nombreuses batteries ont une phase de décharge d'une à deux heures ; les discussions portent donc sur la mesure dans laquelle ces capacités peuvent effectivement contribuer à la sécurité de l'approvisionnement lors d'épisodes de productions éolienne et solaire quasi nulle ou de périodes de pénurie prolongées. En tout état de cause, l'importance de ces systèmes pour la couverture de la charge de pointe à court terme et la stabilité du réseau reste incontestée.

Parallèlement au marché de capacité, les marchés des services système offrent également des sources de revenus potentiels pour les batteries en France. Alors qu'en Allemagne, le recours à la réserve secondaire (aFRR) est fréquemment mobilisé, RTE, le gestionnaire du réseau de transport français, mise davantage sur les réserves tertiaires et manuelles (mFRR/RR), pouvant être activées avant les écarts prévus. Cela entraîne des volumes d'appel comparativement plus élevés sur le marché tertiaire, modifiant les sources de revenus des batteries : une part importante des revenus potentiels des batteries peuvent être générés sur le marché de la réserve tertiaire, faisant de celui-ci une composante de recettes importante, en comparaison avec le marché de gros et à l'aFRR⁵⁷.

IV.2. Cadre réglementaire pour les batteries en France

En France, le cadre réglementaire pour les batteries est majoritairement défini par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) ; cet organisme est l'autorité de régulation de l'énergie nationale pour le marché de l'énergie français. Il définit les règles d'accès au marché, certains systèmes de rémunération, ainsi que l'intégration technique des technologies de stockage.

Dans le domaine de la régulation des systèmes de stockage, la CRE a défini et classé les batteries avec une précision croissante au cours des dernières années. Cela recouvre en particulier les conditions de participation au mécanisme de capacité, lesquelles précisent sous quelles conditions et dans quelle mesure les systèmes de stockage peuvent être reconnus comme « capacité garantie ». La CRE fait ainsi la distinction entre les flexibilités à court terme, telles que les batteries lithium-ion, et les capacités disponibles à long terme, telles que celles provenant des centrales conventionnelles ou des STEP. Cette distinction est essentielle pour l'évaluation des certificats de capacité et, par conséquent, pour le montant des recettes supplémentaires potentielles.

Un autre principe de régulation essentiel concerne la séparation stricte entre production, exploitation du réseau et exploitation du stockage. La France respecte le principe de dégroupage vertical (*unbundling*) afin de garantir la neutralité concurrentielle et de supprimer les barrières empêchant l'accès au marché. En d'autres termes, les gestionnaires de réseaux ne sont autorisés à développer ou à exploiter leurs propres projets de stockage que si ceux-ci servent expressément à des fins techniques liées au réseau (stabilité du réseau dans les réseaux en îlotage, par exemple) et s'ils ont été approuvés par la CRE.

Par ailleurs, la CRE mène diverses initiatives pour promouvoir la flexibilité dans le système électrique conjointement avec le ministère de l'Énergie. Dans le cadre du Plan national énergie-climat (*National Energy and Climate Plan, NECP*), les batteries sont explicitement mentionnées comme une technologie clé pour l'intégration des énergies renouvelables et la stabilisation du système⁵⁸.

⁵⁶ OFATE 2025, Note de synthèse sur les mécanismes et réserves de capacité ([lien](#))

⁵⁷ RTE 2025, RTE report on balancing 2022-2023, ([lien](#)).

⁵⁸ Commission européenne 2024. France – Final updated NECP 2021-2030 (submitted in 2024) ([lien](#)).

Aujourd'hui, le marché des batteries à grande échelle est principalement porté par les revenus du marché, notamment provenant des mécanismes de capacité, des services système et de la volatilité des prix de gros. Toutefois, certains projets sont soutenus dans le cadre de programmes européens, par exemple par le Fonds européen d'innovation (*EU Innovation Fund*), Horizon Europe ou des fonds de développement régionaux. Ces moyens servent généralement à tester dans la pratique des technologies de stockage innovantes ou des solutions système hybrides.

Actuellement, une stratégie de soutien ciblée pour les batteries est en cours de discussion en France⁵⁹. Des appels d'offres ouverts à toutes les technologies, qui pourraient être conçus de manière analogue aux appels à projets innovants en Allemagne (voir section 4.2.2), seraient envisagée par les pouvoirs publics. L'objectif serait de créer des incitations à l'investissement pour les systèmes de stockage exploités en combinaison avec les énergies renouvelables, afin d'améliorer l'intégration au système des énergies éolienne et solaire.

IV.3. Tarifs d'utilisation des réseaux, taxes, prélèvements en France

En France aussi, les tarifs d'utilisation des réseaux, les prélèvements et le cadre fiscal jouent un rôle essentiel pour la rentabilité des projets de batteries. Comme dans d'autres pays européens, le traitement réglementaire des systèmes de stockage est complexe, ceux-ci pouvant être classés aussi bien comme consommateurs que comme producteurs en fonction de leur mode d'exploitation. Ce double rôle pose des défis sur les plans juridiques et financiers, notamment liés à d'éventuelles doubles impositions liées aux tarifs d'utilisation des réseaux et aux redevances.

Dans le droit de l'énergie français, les batteries sont considérées dans de nombreux cas comme des installations consommatrices d'énergie dès qu'elles soutirent de l'électricité au réseau. Elles sont donc soumises aux mêmes redevances et aux mêmes tarifs d'utilisation des réseaux que d'autres consommateurs finals. Si l'électricité stockée est ensuite réinjectée dans le réseau, cela peut entraîner une charge supplémentaire du côté de l'injection, ce qui équivaut donc à une double imposition.

En 2025, pour éviter ou pour atténuer cette double imposition, la CRE a introduit des dispositions spéciales concernant les tarifs d'utilisation des réseaux (TURPE) dans le cadre de la décision TURPE7. Sous certaines conditions, les exploitants de systèmes de stockage peuvent faire une demande d'exemption ou de réduction des tarifs d'utilisation des réseaux si l'électricité soutirée est exclusivement destinée à la réinjection. Cette disposition vise à empêcher que les systèmes de stockage soient désavantagés par rapport à d'autres options de flexibilité⁶⁰. Toutefois, son application exacte dépend de la configuration technique et du raccordement au réseau du projet : les installations de colocalisation, en particulier, dans lesquelles la production et le stockage sont exploités derrière le même point de raccordement au réseau, bénéficient ainsi d'une définition plus simple de l'autoconsommation tout comme d'une séparation plus claire entre le flux d'électricité basé sur le marché et celui sur le réseau.

Le traitement fiscal des batteries dépend en outre du site et de la structure de propriété. Dans un certain nombre de régions, des redevances communales peuvent être prélevées sur les installations construites, dont la taxe foncière ou la contribution économique territoriale (CET), par exemple. Ces charges supplémentaires revêtent une importance croissante pour les gros projets avec systèmes de batteries stationnaires dans la mesure où elles peuvent signifier une augmentation des coûts d'exploitation, en particulier dans les zones urbaines et les zones industrielles.

⁵⁹ Assemblée nationale 2025, Question écrite n° 10526 : Soutien à la filière de la batterie électrique ([lien](#))

⁶⁰ CRE 2025, Délibération N° 2025-40 ([lien](#)).

IV.4. Raccordement et intégration au réseau en France

En France, la montée en puissance du marché des batteries restant modérée pour l'instant, les défis actuels concernant le raccordement et l'intégration au réseau peuvent être surmontés sans grande difficulté. Lors d'une première période en mars 2025, RTE a autorisé plus de 3 GW de capacité de batteries, sans restriction au niveau du raccordement au réseau. Actuellement, environ 800-900 MW de capacités de raccordement au réseau sont disponibles, lesquelles seront attribuées selon de nouvelles conditions. Celles-ci introduisent des plages horaires contraignantes (gabarits) pendant lesquelles les batteries ne peuvent ni soutirer ni injecter d'électricité, afin de limiter les tensions sur le réseau durant les heures critiques. Concrètement, RTE distingue :

- un gabarit en soutirage, pendant lequel la charge des batteries est interdite chaque jour de 7 h à 13 h et de 17 h à 21 h, de novembre à mars, et
- un gabarit en injection, pendant lequel l'injection d'électricité est interdite de mars à octobre entre 10 h et 18 h.

Le respect de ces contraintes est une condition préalable au raccordement au réseau. Aucune compensation financière n'est prévue pour les limitations d'exploitation qui en résultent⁶¹.

IV.5. Conditions préalables légales et techniques en France

En France, l'installation et l'exploitation de batteries sont soumises à une série d'exigences légales et techniques, qui couvrent aussi bien les processus d'autorisation et le raccordement au réseau que l'exploitation. Ces prescriptions visent à faciliter l'intégration des systèmes de stockage dans le système énergétique d'une part et, d'autre part, à garantir que les aspects environnementaux, de sécurité et de stabilité du réseau soient pris en compte de manière suffisante.

Dans le cadre juridique français, les batteries sont définies comme des installations d'énergie autonomes soumises à des procédures d'autorisation spécifiques, à l'instar des installations photovoltaïques ou éoliennes. En général, un permis de construire est nécessaire pour les projets de stockage d'une puissance supérieure à 1 MW. Par ailleurs, une étude d'impact environnemental peut être obligatoire si le système de stockage doit être construit dans des zones spécifiques ou si répercussions importantes sur l'environnement au niveau local sont attendues. En général, ces études couvrent des aspects tels que les émissions sonores, l'utilisation des surfaces, la protection contre les incendies et le recyclage.

Concernant la fin de vie des installations, les batteries sont soumises à une obligation de démantèlement calquée sur la réglementation pour les installations éoliennes et photovoltaïques. Dans le cadre de la procédure d'autorisation, les porteurs de projet sont tenus de présenter un concept pour le démantèlement et l'élimination en toute sécurité. À l'heure actuelle, toutefois, il n'existe encore aucune spécification détaillée concernant le taux de recyclage ou la réutilisation des matériaux des batteries. Dans ce domaine, la France suit les évolutions au niveau européen : le règlement de l'UE sur les batteries (règlement (UE) 2023/1542) définit des exigences contraignantes futures en matière de taux de recyclage, d'obligations de reprise et d'utilisation de matières premières secondaires, qui concerneront également les projets de stockage français.

Sur le plan technique, il existe des directives précises pour le raccordement au réseau et l'exploitation des batteries. En fonction du site et de la taille du projet, le raccordement est effectué soit par RTE, le gestionnaire du réseau de transport, soit par Enedis, le gestionnaire du réseau de distribution. Le processus de raccordement comprend plusieurs tests techniques, parmi lesquels des analyses du flux de charge, des tests de compatibilité du réseau et la définition de la puissance de raccordement.

⁶¹ Article de l'OFATE de novembre 2025 ([lien](#)).

Les batteries doivent répondre à des exigences techniques spécifiques afin de pouvoir participer au marché ou d'être exploitées de manière utile pour le réseau. Parmi ces exigences, on relève en particulier les points ci-dessus.

- **Pilotabilité à distance** : les installations de stockage doivent, à tout moment, pouvoir être pilotées et appelées à distance afin d'être en mesure de réagir avec flexibilité aux exigences du réseau. C'est une condition préalable à la participation tant aux marchés d'ajustement qu'au mécanisme de capacité.
- **Maintien de la fréquence et de la tension** : les systèmes de stockage doivent être en mesure de compenser les écarts de fréquence et de contribuer à la stabilisation de la tension grâce à la fourniture de puissance réactive. Ces exigences sont conformes aux spécifications techniques du Code de réseau électrique et régulièrement mises à jour par RTE et par Enedis.
- **Disponibilités minimales et durée d'exploitation** : des durées d'exploitation minimales et des disponibilités techniques spécifiques sont exigées pour pouvoir participer au mécanisme de capacité. Les batteries doivent fournir la preuve qu'elles sont opérationnelles sur des périodes définies pendant des situations de congestions.

V. Cadre réglementaire et commercial pour les batteries en colocalisation en Allemagne

V.1. Aspects du marché jouant un rôle important pour la rentabilité des batteries en Allemagne

Le marché allemand des batteries se caractérise par son fort dynamisme. Parallèlement aux marchés *day-ahead* et intrajournalier, les batteries jouent un rôle essentiel sur les marchés d'ajustement ; comparativement aux deux marchés, il s'agit toutefois de petits segments. En Allemagne, les systèmes de stockage peuvent participer aux trois niveaux du marché d'ajustement : la réserve primaire (FCR), la réserve secondaire (aFRR) et la réserve-minute (mFRR).

Au cours des dernières années, c'est le marché de la réserve primaire (FCR) qui a représenté l'un des principaux moteurs du développement économique des batteries. Aujourd'hui, la puissance préqualifiée dépasse largement les besoins mis aux enchères. Jusqu'à présent, néanmoins, le niveau des prix de la réserve primaire est resté stable (en raison de l'effet des coûts d'opportunité, limitant les possibilités de commercialisation lors de la fourniture de réserve primaire, par exemple). Pour de nombreux exploitants, par conséquent, le marché de la réserve primaire reste intéressant, notamment dans le cadre d'une stratégie de diversification des revenus.

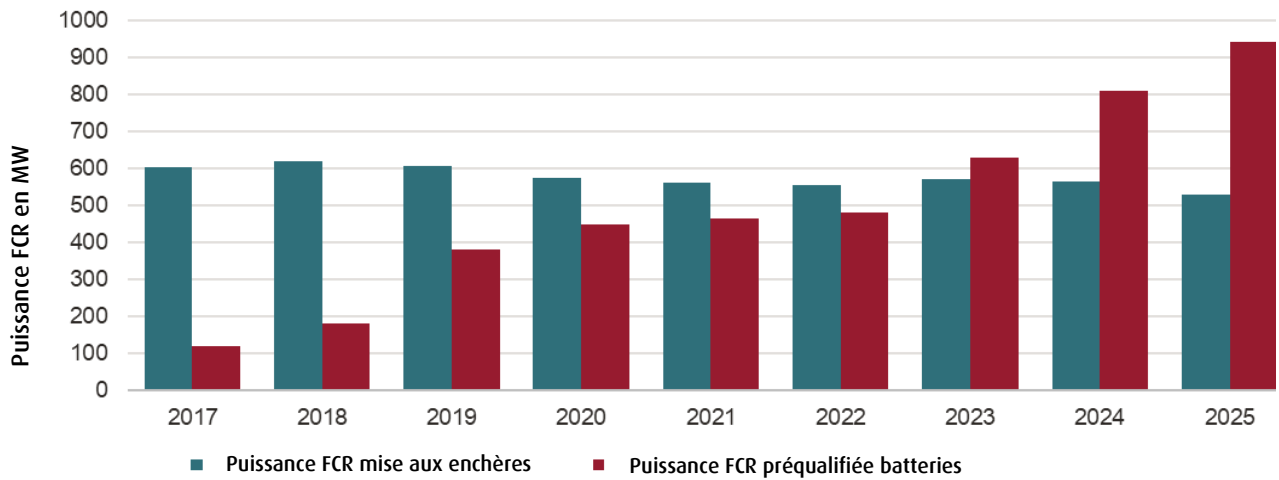


Figure 9 : Évolution de la puissance FCR mises aux enchères et de la puissance FCR préqualifiée des batteries en Allemagne. Source : Frontier Economics, basé sur des données de [regelleistung.net](https://www.regelleistung.net) et de [regelleistung.net](https://www.regelleistung.net) dans le rapport de l'Agence fédérale des réseaux (BNetzA).

Remarque : La valeur de 2021 pour la puissance préqualifiée provenant de batteries est interpolée à partir des valeurs de 2020 et 2022. Les autres valeurs de la puissance préqualifiée se rapportent à des mois quelconques au cours de l'année de référence respective.

La réserve secondaire (aFRR) représente un autre segment de marché intéressant pour les batteries. En 2024 et en 2025, la puissance préqualifiée provenant des batteries a augmenté de façon significative ; le marché affiche toutefois une saturation par les batteries moins importante que dans la réserve primaire. Dans le même temps, une partie des centrales fossiles quittent l'aFRR en raison de leur mise à l'arrêt. Comparativement à la réserve primaire, l'aFRR se distingue par des volumes plus élevés et des évolutions de prix dynamiques. Toutefois, le volume de marché pour l'aFRR est également limité et, à l'avenir, la pression sur les prix augmentera (en raison des nouvelles mises en service de capacités de batteries, entre autres). Les coûts d'opportunité dus à d'autres segments du marché (revenus potentiels sur le marché de gros, par exemple) devraient jouer un rôle important pour le niveau de prix à long terme.

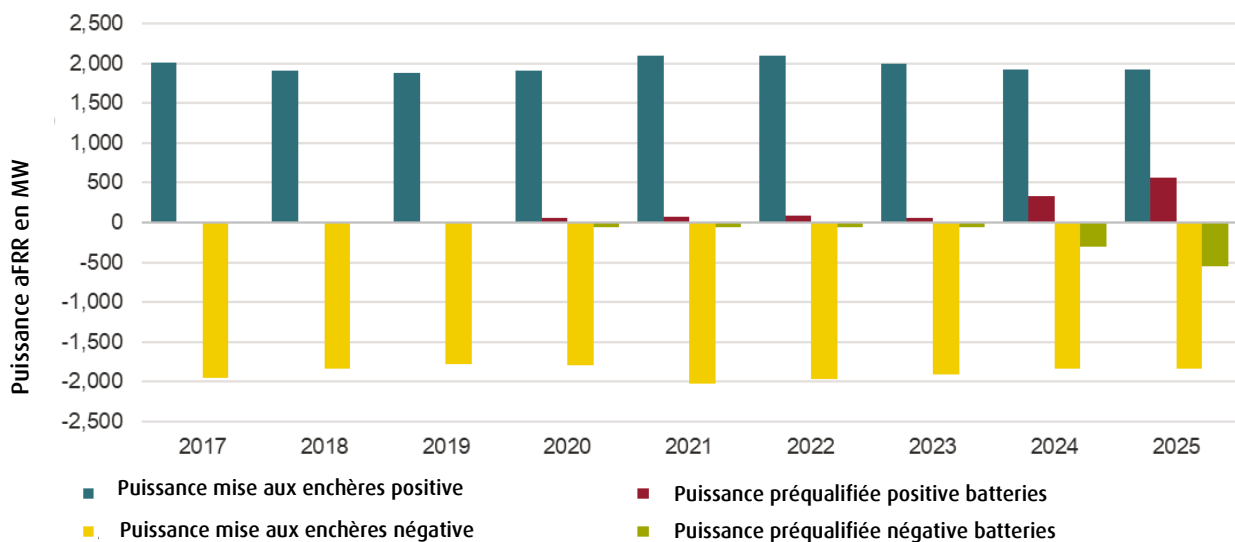


Figure 10 : Évolution de la puissance aFRR mise aux enchères et de la puissance aFRR préqualifiée des batteries en Allemagne. Source : Frontier Economics, basé sur des données de [regelleistung.net](https://www.regelleistung.net) et de [regelleistung.net](https://www.regelleistung.net) dans le rapport de l'Agence fédérale des réseaux (BNetzA).

Remarque : La valeur de 2021 pour la puissance préqualifiée provenant de batteries est interpolée à partir des valeurs de 2020 et 2022. Les autres valeurs de la puissance préqualifiée se rapportent à des mois quelconques au cours de l'année de référence respective.



La volatilité des prix de l'électricité dégage actuellement des possibilités de recettes intéressantes sur les marchés de gros pour les batteries. En s'appuyant sur des stratégies ciblées, elles peuvent charger de l'électricité aux heures où les prix sont bas et la réinjecter lors des périodes de prix élevés. La forte augmentation du nombre d'heures de prix négatifs ou très bas, ainsi que les envolées de prix parfois extrêmes sur le marché intrajournalier créent un environnement qui, de façon croissante, favorise cette forme d'utilisation de la flexibilité⁶².

À compter de juin 2026, notamment, les projets de colocalisation – donc la combinaison de batteries avec des installations d'énergie renouvelable – devraient pouvoir tirer parti de cette situation. Jusqu'à présent, l'utilisation simultanée d'un système de stockage en colocalisation sur le marché de gros n'était pas rentable du fait de la perte du soutien EEG qui en résultait. À l'avenir, cependant, cette possibilité sera donnée grâce à l'application de la fonction de délimitation⁶³ prévue à l'art. 19 al. 3 n° 2 et 3b de la loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG), dont la configuration précise fait actuellement l'objet d'une consultation organisée par l'Agence fédérale des réseaux⁶⁴.

Dans le cadre des dispositions Redispatch 2.0⁶⁵, la rétribution pour le décongestionnement se fait uniquement sur la base des coûts. Bien que, en principe, les batteries de plus de 100 kW soient tenues de participer au *redispatching* (sur instruction des gestionnaires de réseaux de transport) et que, la plupart du temps, les conditions techniques soient remplies, l'utilisation pratique des batteries dans le cadre du *redispatching* reste limitée, jusqu'à présent.

Par ailleurs, en Allemagne, des marchés de flexibilité locaux sont en cours d'expérimentation. Ces marchés sont destinés notamment aux acteurs du réseau de distribution, tels que les régies municipales, les gestionnaires de réseaux et les gros consommateurs, et doivent rémunérer les offres de flexibilité locales contribuant à la stabilité du réseau. Des exemples tirés de projets pilotes montrent que les batteries peuvent être utilisées de façon ciblée dans ce cadre afin d'éviter les saturations ou encore de réduire les pertes sur le réseau. À long terme, ces marchés pourraient dégager des options de revenus supplémentaires et renforcer l'exploitation économique des systèmes de stockage, en particulier dans le domaine décentralisé ; toutefois, il reste à voir si des marchés de la flexibilité vont réellement être créés, et dans quelle mesure.

V.2. Cadre réglementaire pour les batteries en Allemagne

Au cours des dernières années, en Allemagne, le cadre réglementaire pour les batteries a considérablement évolué. L'objectif de la réglementation actuelle est de faciliter l'intégration des systèmes de stockage dans le système énergétique, autrement dit de créer des conditions-cadre utiles au marché et au réseau tout en éliminant les mesures incitatives inopportunes. Le cadre réglementaire est influencé par différents textes, telles que la loi sur les énergies renouvelables, les règles de raccordement au réseau et les subventions à la construction, par exemple.

La reconnaissance du stockage d'électricité par les batteries comme présentant un « intérêt public majeur » souligne son importance. Cette mesure vise notamment à privilégier les projets de stockage d'électricité dans le cadre des

⁶² Ainsi, rien qu'en 2024, 457 heures avec prix day-ahead négatifs ont été enregistrées en Allemagne. Au premier semestre 2025, ce nombre s'élevait déjà à 389 heures, auxquelles se sont ajoutées des heures à exactement zéro euro. En mai 2025, le prix négatif, à lui seul, est apparu pendant 130 heures au cours du mois, avec parfois neuf heures consécutives de prix négatifs dans certains cas (jusqu'à -250 €/MWh). Parallèlement, la fréquence des envolées de prix extrêmes sur le marché intrajournalier est en augmentation : ces dernières années, des prix de plusieurs centaines d'euros par MWh ont été observés à plusieurs reprises. (PV Magazine 2025, Germany's day-ahead market posts 389 hours of negative prices in H1 ([lien](#), en anglais), Clean Energy Wire 2024, Short-term power prices spike amid new 'Dunkelflaute' in Germany, most customers unaffected ([lien](#), en anglais).) Voir aussi OFATE 2025, Note de synthèse sur les prix négatifs aux bourses de l'électricité ([lien vers le document](#)).

⁶³ Avec l'option de délimitation, la détermination des quantités d'électricité pouvant bénéficier du soutien EEG est effectuée sur la base d'une compensation et d'une répartition proportionnelle des quantités d'électricité enregistrées tous les quarts d'heure, selon les principes établis par l'Agence fédérale des réseaux. Alternativement, pour les systèmes de stockage < 30 kWp, il est également possible de déterminer de façon forfaitaire les quantités d'électricité éligibles (« option forfaitaire »), cf. art. 19 al. 3 n° 3 et al. 3c de la loi EEG.

⁶⁴ Cf. Agence fédérale des réseaux 2025, *Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiS-peL)* [Définition pour l'intégration sur le marché des systèmes de stockage et des points de recharge (MiSpeL)] ([lien](#), en allemand).

⁶⁵ Le *redispatching* désigne l'instruction visant à augmenter ou réduire la puissance injectée par les centrales électriques afin d'éviter une surcharge sur une section du réseau. Le système Redispatch 2.0 comprend une série de dispositions réglementant le déroulement de ce processus, avec une extension de l'application du *redispatching* aux petites installations, à partir d'une puissance de 100 kWp. Agence fédérale des réseaux 2025, *Redispatch* [Redispatching] ([lien](#), en allemand).

procédures de planification et d'autorisation et, à cet égard, à les mettre au même niveau que le développement des énergies renouvelables⁶⁶.

Loi EEG – Incitation au report dans le temps

La forte volatilité des prix sur le marché de l'électricité allemand est encore intensifiée par les mécanismes de soutien historiques. Les versions précédentes de la loi EEG prévoyaient une rémunération fixe pour l'injection qui était largement indépendante du prix de marché actuel ; par conséquent, de nombreux exploitants continuaient à injecter leur production même lorsque les prix de l'électricité étaient négatifs. Lors des périodes de forte production d'énergies renouvelables avec une demande faible, cette situation a entraîné un excédent de production d'électricité et des prix en partie négatifs. À partir de la loi EEG 2014, ces incitations ont été corrigées de manière progressive : c'est dans cette loi que la suspension de la rémunération en cas de six heures consécutives avec prix négatifs a été définie. Par la suite, le nombre d'heures a encore été réduit ; avec l'entrée en vigueur de la version de la loi EEG 2023, à compter du 25 février 2025, cette disposition a été entièrement supprimée : à l'exception du régime des cas de rigueur, le versement du soutien est supprimé pour les nouvelles installations pendant les périodes où le prix spot est négatif (art. 51 de la loi EEG 2023). Cette disposition crée une incitation pour le report dans le temps de l'injection d'électricité vers les heures économiquement plus intéressantes.

Les batteries en colocalisation offrent la possibilité d'utiliser ce mécanisme de façon ciblée, en chargeant de l'électricité lorsque les prix sont négatifs et en la réinjectant durant les heures éligibles, donc lorsque les prix du marché sont positifs. De cette manière, il est possible d'augmenter les recettes dues à la production et également d'éviter la perte de la rémunération EEG. Cela augmente la valeur économique des projets de colocalisation par rapport aux systèmes de stockage autonomes, en particulier si, à l'avenir, le dispositif de soutien EEG pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables avec commercialisation simultanée de la batterie sur le marché spot est maintenu (voir section [4.11](#)).

Mécanismes de soutien

Les appels à projets innovants au titre de l'art. 390 de la loi EEG ont été introduits pour encourager de façon ciblée les installations combinées. Ils permettent de soutenir des projets qui combinent production d'énergie renouvelable avec technologie de stockage⁶⁷. Lors des périodes d'appel d'offres précédentes, environ 4 GW de capacité installée ont été retenus depuis 2020, dont environ 3,4 GW de solaire/batterie et 11 MW d'éolien/batterie⁶⁸, créant ainsi une dynamique d'entrée sur le marché pour les concepts de colocalisation.

Par ailleurs, il existe des programmes de soutien complémentaires au niveau des Länder⁶⁹. Ces programmes accordent des subventions à l'investissement ou des prêts à taux d'intérêt avantageux pour les systèmes de stockage qui contribuent à l'optimisation de l'autoconsommation, par exemple. En outre, pour les gros projets, il existe des financements européens, tels que ceux d'Horizon Europe ou du Fonds européen d'innovation, entre autres.

⁶⁶ L'intérêt public majeur pour la construction d'installations de stockage d'électricité a été fixé à l'art. 11c de la loi sur le secteur de l'énergie (EnWG) avec la loi sur la modification de la loi sur l'aménagement du territoire et d'autres règlements (ROGÄndG) du 22 mars 2023.

⁶⁷ Les systèmes de stockage d'électricité sont considérés comme des installations au sens de la loi EEG s'ils utilisent exclusivement de l'électricité provenant d'énergies renouvelables lors de leur recharge (art. 3 n° 1 de la loi EEG 2023). Le droit au soutien EEG pour les quantités d'électricité issues d'une installation de production EnR existe toujours si les quantités d'électricité sont, avant leur injection dans le réseau, stockées temporairement dans un tel système de stockage, lequel est considéré comme une installation au titre de la loi EEG (art. 19, al. 3 EEG).

⁶⁸ Agence fédérale des réseaux (2025), *Beendete Ausschreibungen* [Appels d'offres clôturés] ([lien](#), en allemand).

⁶⁹ Le programme de soutien SolarPLUS de l'Investitionsbank Berlin ([lien](#), en allemand), par exemple, ou le programme de soutien à l'énergie solaire du Land de Hesse ([lien](#), en allemand).

Énergie d'ajustement et préqualification

Les conditions de participation à la fourniture d'énergie d'ajustement aussi sont soumises à un ajustement constant. Pour pouvoir participer au marché d'ajustement, les systèmes de stockage doivent répondre à certaines exigences techniques relativement à la catégorie de puissance, au temps de réaction et à la pilotabilité, par exemple. Au cours des dernières années, les exigences techniques relatives à la préqualification ont été régulièrement réexaminées et adaptées afin de faciliter l'accès au marché pour les nouvelles technologies.

V.3. Tarifs d'utilisation des réseaux, taxes et prélèvements en Allemagne

En Allemagne, les tarifs d'utilisation des réseaux, les taxes et les prélèvements représentent des variables essentielles dans le domaine de la réglementation pour les batteries. En particulier, la question de savoir si, et dans quelle mesure, les systèmes de stockage doivent s'acquitter de tarifs d'utilisation des réseaux et de redevances lors des processus de recharge et de décharge a une grande influence sur la rentabilité des projets. À cet égard, le législateur a apporté des précisions importantes au cours des dernières années pour éviter les doubles impositions et renforcer les incitations à l'investissement.

Tarifs d'utilisation des réseaux

Dans le droit de l'énergie allemand, les batteries jouent un double rôle : lors de la recharge, elles sont considérées comme des consommateurs, et lors de la décharge, comme des installations de production. Bien qu'aucune redevance d'injection ne soit perçue actuellement pour la production, des frais de soutirage sont cependant dus lors de l'achat sur le réseau. Dans ce cadre, l'électricité stockée temporairement pourrait en principe être soumise à une double charge (lors de l'injection et du soutirage, par exemple, ou lors de l'injection par une batterie et de la consommation finale ultérieure). Toutefois, il n'existe actuellement aucune double charge de ce type. La révision de la loi allemande sur le secteur de l'énergie (EnWG) a, entre autres, des implications importantes. En vertu de l'art. 118, al. 6 de la loi EnWG, les installations de batteries mises en service jusqu'au 4 août 2029 sont exemptées du paiement des tarifs d'utilisation des réseaux pendant 20 ans. De plus, un passage exigeant que les quantités soutirées au préalable sur le réseau soient réinjectées en totalité dans celui-ci a été supprimé ; l'exemption des tarifs d'utilisation des réseaux s'appliquera donc à l'avenir également aux quantités partiellement réinjectées.

Dans le même temps, des discussions sur un futur ajustement des règles applicables aux tarifs d'utilisation des réseaux sont déjà en cours⁷⁰. À moyen terme, il est prévu de continuer à protéger les systèmes de stockage contre la double imposition, mais de les faire participer proportionnellement aux tarifs d'utilisation des réseaux lorsqu'ils contribuent activement à l'utilisation du réseau ou mobilisent des capacités de réseau. L'objectif est une structure tarifaire qui valorise les avantages pour le réseau représentés par les systèmes de stockage, tout en répartissant de manière équitable les coûts des infrastructures de réseau.

Prélèvements et taxes

Parallèlement aux tarifs d'utilisation des réseaux, les batteries sont potentiellement soumises à des prélèvements et à des régimes fiscaux divers, dont l'application dépend du modèle d'exploitation respectif.

- **Taxe sur l'électricité** : les batteries stationnaires sont exemptées de la taxe sur l'électricité pour autant qu'elles injectent dans le réseau l'électricité produite et stockée (art. 5 al. 4 de la loi sur la taxe de l'électricité, StromStG).
- **Autres prélèvements** : depuis 2023, en vertu des art. 21 al. 1 et 2 de la loi sur le financement de l'énergie (EnFG), les systèmes de stockage d'électricité sont exemptés des prélèvements KWKG et *offshore*, ainsi que de la

⁷⁰ Agence fédérale des réseaux (BNetzA) 2025, *Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)* [Définition des règles générales applicables aux tarifs d'utilisation des réseaux électriques (AgNes)] ([lien](#), en allemand).

majoration pour l'utilisation particulière du réseau (jusqu'en 2024, prélèvement selon l'art. 19 StromNEV⁷¹), pour autant qu'ils sont utilisés de manière bidirectionnelle : en vertu du régime de péréquation, le prélèvement obligatoire est réduit pour autant que l'électricité consommée lors de la charge est soutirée sur le réseau, puis réinjectée dans celui-ci lors de la décharge de l'électricité produite. Les pertes de stockage bénéficient de aussi cet allègement.

V.4. Raccordement et intégration au réseau en Allemagne

Aujourd'hui, en Allemagne, le raccordement au réseau est l'un des principaux facteurs entravant le développement des batteries. Au cours des derniers mois, le nombre des demandes de raccordement a très fortement augmenté et dépasse de loin les capacités disponibles des infrastructures de réseau existantes (voir section 2.2).

Pour les gestionnaires de réseaux, cet énorme volume de demandes représente des défis d'ordre organisationnel et juridique considérables. Dans le cadre réglementaire actuellement en vigueur, qui est essentiellement axé sur le règlement relatif au raccordement au réseau des centrales électriques de 2007 (KraftNAV), les gestionnaires de réseaux sont tenus de vérifier chaque demande sur le plan formel et de les traiter dans l'ordre de réception (premier arrivé, premier servi). Jusqu'à présent, toutefois, une base juridique permettant d'évaluer la maturité du projet, ou si une demande est économiquement réaliste, fait défaut. Un nombre élevé de demandes est donc uniquement déposé par mesure de précaution afin de garantir des capacités de réseau à un stade précoce du projet, sans que sa réalisation concrète soit pour autant prévisible.

Dans la pratique, cette situation entraîne une surcharge des processus d'autorisation et un blocage de facto des capacités de raccordement au réseau pour les projets effectivement prêts à être menés à bien. Les gestionnaires de réseaux font part de difficultés pour faire la distinction entre les demandes concrètes et les demandes spéculatives, et doivent les traiter toutes selon les mêmes critères formels. Cette situation complique l'intégration des projets de stockage côté réseau.

Dans ce contexte, la question de la hiérarchisation et de la qualification des demandes de raccordement fait l'objet d'un débat de plus en plus animé aux niveaux politique et réglementaire. En l'absence d'un consensus, la rédaction d'une prise de position relative à la procédure concernée a été abandonnée par l'Agence fédérale des réseaux. Dans un premier temps, l'élaboration et l'application d'une procédure conforme aux exigences de l'art. 17 de la loi sur le secteur de l'énergie (EnWG⁷²) est donc à la charge de chaque gestionnaire de réseaux. En novembre 2025, la ministre fédérale de l'Économie, Katherina Reiche (CDU), a annoncé que les procédures de raccordement au réseau électrique seraient modifiées sous peu. Les batteries de grande puissance doivent être sorties des réglementations actuelles⁷³.

Coûts du raccordement au réseau et subvention à la construction

Lors de la mise en œuvre des projets de stockage, l'un des facteurs de coûts les plus importants est le raccordement au réseau. Les porteurs de projets participent aux coûts de raccordement par le biais de subventions aux frais de construction, lesquelles sont prélevées par les gestionnaires de réseaux⁷⁴. Suivant le niveau du réseau et la région, ces coûts peuvent être très élevés.

⁷¹ 50Hertz/Amprion/Tennet TSO/TransnetBW (2025), *Aufschlag für besondere Netznutzung / § 19 Strom-NEV-Umlage* [Majoration pour utilisation particulière du réseau/prélèvement au titre de l'art. 19 StromNEV] ([lien](#), en allemand).

⁷² Agence fédérale des réseaux (2025), *Konsultation zu einem Verfahren zur Zuteilung von Entnahmeleistungen aus Netzebenen oberhalb der Niederspannung* [Consultation relative à une procédure d'attribution des puissances de soutirage sur les niveaux de réseau supérieurs à la basse tension] ([lien](#), en allemand).

⁷³ Energate Messenger (2024), *Reiche kündigt Änderungen bei Netzanschlussverfahren an* [Reiche annonce des modifications touchant les procédures de raccordement au réseau] ([lien](#), en allemand).

⁷⁴ Cette subvention à la construction est controversée depuis longtemps ; cependant, elle a été confirmée par la Cour fédérale de justice (BGH) en juillet 2025. Cf. à ce sujet energate (2025), *Rechtssicherheit für wen? BGH-Urteil polarisiert* [Sécurité juridique pour qui ? La décision de la BGH divise] ([lien](#), en allemand).

Les projets de colocalisation présentent ici un avantage économique ; par l'utilisation conjointe d'un raccordement au réseau existant avec une installation de production (photovoltaïque ou éolienne, par exemple), en effet, il est possible de réduire significativement les coûts du raccordement. Par ailleurs, cela permet d'utiliser de manière plus efficace les capacités de réseau existantes. Outre l'avantage économique mentionné, cette solution contribue également à une utilisation plus efficace de l'infrastructure de réseau.

Conventions flexibles de raccordement au réseau

Les conventions flexibles de raccordement au réseau définies à l'article 17, paragraphe 2b de la loi EnWG et à l'article 8a de la loi EEG constituent un facteur réglementaire important. Celles-ci permettent aux gestionnaires de réseau et aux exploitants d'installations de convenir d'une puissance active maximale (§ 8a EEG) ou d'une limitation statique ou dynamique de la puissance maximale prélevée ou injectée (§ 17, al. 2b EnWG) qui peut être injectée dans le réseau. Par exemple, cette puissance d'alimentation maximale fixée peut être inférieure à la puissance nominale installée de l'installation.

Cette réglementation vise à permettre aux installations, par exemple les installations solaires combinées à des batteries de stockage, d'être raccordées plus rapidement au réseau et, le cas échéant, avec un besoin moindre en matière d'extension ou de renforcement du réseau. Par ailleurs, les conventions flexibles de raccordement au réseau peuvent contribuer à une meilleure utilisation du raccordement au réseau ou des zones de réseau concernées.

Les conventions flexibles de raccordement au réseau offrent à la fois des opportunités et des risques pour les batteries. Ils peuvent contribuer à accélérer le raccordement au réseau de ces dernières. De plus, les gestionnaires de réseau et les exploitants de batteries peuvent convenir d'une réglementation qui réponde aux exigences d'un fonctionnement sûr du réseau et d'une exploitation rentable des batteries. Dans la pratique, cependant, les conventions flexibles de raccordement au réseau peuvent poser des défis importants et réduire considérablement la rentabilité des systèmes de stockage par batterie. Il est possible que de nombreux projets de batteries échouent en raison des effets de ces conventions. Cela dépend de la conception de la convention flexible de raccordement, dont l'effet sur la rentabilité doit être analysé avec précision au cas par cas.

V.5. Conditions préalables juridiques et techniques en Allemagne

En Allemagne, le cadre juridique et technique pour les batteries se trouve actuellement dans une phase de développement. Alors que la dynamique de marché s'accélère, la systématique technico-légale n'est, en partie, pas encore entièrement adaptée aux exigences spécifiques des installations de stockage à grande échelle.

Jusqu'à présent, il n'existe pas de loi fédérale spécifique sur le stockage de l'énergie ; par conséquent, la qualification juridique de ces systèmes varie selon le cas d'application. Comme évoqué plus haut, en fonction du mode d'exploitation, les batteries peuvent être considérées soit comme une installation de production (lors de la décharge), soit comme un équipement de consommation (lors de la recharge). En pratique, cette double fonction se traduit par des incertitudes en ce qui concerne les obligations d'autorisation, les conditions de raccordement au réseau et le régime de redevances.

Les procédures d'autorisation se distinguent par la taille de l'installation et par leur site.

- **La plupart du temps, les petites installations** (en général inférieures à 10 MW) se voient attribuer une autorisation dans le cadre réglementaire de la construction dans les Länder. Ici, ce sont notamment les prescriptions légales en matière de construction, les règles de distance, la protection contre le bruit et la protection contre l'incendie qui importent le plus.
- **Les grosses installations** peuvent être soumises à l'obligation d'autorisation en vertu de la loi fédérale de protection contre les nuisances environnementales (BImSchG), en particulier si leur impact est particulièrement important sur le plan de l'environnement ou de la sécurité. Cela concerne en premier lieu les batteries

lithium-ion, pour lesquels certains aspects, tels que la protection contre les incendies, les distances de sécurité et le stockage des substances dangereuses, doivent être pris en compte.

- Dans de nombreux cas, une **étude environnementale liée au site** est requise, en particulier lorsque de grandes surfaces sont artificialisées ou se trouvent à proximité de zones protégées.

Relativement à la fin de vie des installations, une obligation de démantèlement pourrait être stipulée pour les batteries, en vertu de l'art. 35 du code de la construction allemand (BauGB) ; toutefois, cette disposition doit encore être examinée sur le plan juridique avant qu'il soit possible de statuer définitivement⁷⁵. Dans cette éventualité, les exploitants devraient donc s'assurer que les systèmes de stockage soient dûment démontés et éliminés après la cessation d'exploitation. Actuellement, il n'existe pas encore de règlement spécifique concernant le démantèlement des batteries. Dans le contexte d'un démantèlement, il faut tenir compte du fait qu'avec le nouveau règlement sur les batteries de l'UE (règlement (UE) 2023/1542), des exigences plus strictes entreront progressivement en vigueur, comprenant des taux de recyclage obligatoires pour le lithium, le nickel, le cobalt et le plomb, ainsi que des obligations de reprise et de *reporting* des flux de matériaux. À l'avenir, cela implique des exigences supplémentaires pour les exploitants concernant les obligations de justification et la logistique de recyclage.

Conditions techniques préalables

Les exigences techniques appliquées aux batteries découlent principalement des règles de raccordement techniques (TAR), lesquelles régissent l'exploitation sûre des installations de production et de stockage sur le réseau. Toutefois, ces normes ont été établies il y a plusieurs années, à un moment où la montée en puissance actuelle des systèmes de stockage à grande échelle n'était pas prévisible. Au vu de la croissance massive du marché et des nouveaux enjeux auxquels le réseau se trouve confronté sur le plan technique, les TAR font actuellement l'objet d'une révision visant à mieux intégrer les BESS dans le système électrique.

La révision des TAR s'étendant sur plusieurs années, toutefois, les gestionnaires de réseaux ont d'ores et déjà défini des exigences techniques supplémentaires, en concertation avec l'Agence fédérale des réseaux. Ces exigences concernent essentiellement la contribution des systèmes de stockage à la stabilité du système et aux services réseau. Parmi ces exigences, on relève en particulier⁷⁶ les suivantes.

- **Propriétés formatrices de réseau** : à l'avenir, les systèmes de stockage devront être capables de contribuer activement à la stabilisation de la fréquence, notamment par la fourniture de réserve instantanée.
- **Fourniture de puissance réactive** : pour éviter les variations de tension dans le réseau, les systèmes de stockage doivent pouvoir injecter ou absorber de la puissance réactive, de la même manière que les centrales électriques conventionnelles.
- **Limitation des gradients de puissance** : afin d'éviter des variations subites de charge ou de production, des prescriptions relatives au contrôle de rampe sont définies, avec pour but de stabiliser le point de raccordement au réseau.
- **Capacité de démarrage autonome** : pour les gros projets au niveau des réseaux de transport, il est de plus en plus fréquemment exigé que les systèmes de stockage soient en mesure de redémarrer un réseau partiel après un *blackout*. Cette fonction joue un rôle croissant : en effet, les centrales conventionnelles disposant d'une capacité de démarrage autonome sont progressivement retirées du réseau.

⁷⁵ Ainsi, de nombreuses autorités délivrant les autorisations classent les systèmes de stockage autonomes comme des installations d'approvisionnement en énergie au titre de l'art. 35, al. 1, n° 3 du code de la construction allemand (BauGB). Les systèmes de stockage en colocalisation avec des installations éoliennes ou solaires pourraient relever de l'art. 35, al. 1, n° 5 ou art. 35 al. 1 n° 8/9 du code de la construction. Dans ce cas, l'obligation de démantèlement au titre de l'art. 35 al. 5 du code de la construction pourrait également s'appliquer aux batteries, dans certaines circonstances. Toutefois, une évaluation définitive requiert une analyse juridique, laquelle ne fait pas partie du présent document.

⁷⁶ 50Hertz/Amprion/Tennet TSO/TransnetBW (2024), *Anforderungen an Batteriespeicher. Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz* [Exigences concernant les batteries. Exigences techniques supplémentaires concernant les systèmes de batteries avec raccordement au réseau très haute tension] ([lien](#)).



Parallèlement à l'intégration physique dans le réseau, les batteries doivent également être intégrées de façon numérique dans les systèmes de pilotage du réseau et de gestion du marché. La condition préalable est une connexion informatique aux appareils de pilotage des gestionnaires de réseaux. Les systèmes de stockage doivent disposer d'interfaces de communication appropriées afin d'appliquer en temps réel les valeurs prescrites de puissance de recharge et de décharge, les consignes de fréquence et les réactions du réseau.

De plus, une interface compatible avec le système Redispatch 2.0 est nécessaire. Les systèmes de stockage d'une puissance supérieure à 100 kW sont tenus de signaler leurs flux de puissance aux gestionnaires de réseaux et, si cela s'avère nécessaire, doivent être intégrés dans la gestion des congestions de manière active. Cette intégration numérique est une condition *sine qua non* afin que les systèmes de stockage puissent, à l'avenir, être exploités de façon à la fois axée sur le marché et utile pour le réseau.

VI. Conclusion et perspectives : rôle des batteries en France et en Allemagne

Le stockage par batteries est en passe de devenir une composante essentielle de la transition énergétique en Europe. Il revêt une importance croissante pour l'intégration des énergies renouvelables, la stabilisation des réseaux électriques et la flexibilisation du système électrique, aussi bien en France qu'en Allemagne. La baisse des coûts d'investissement, l'augmentation des besoins de flexibilité, ainsi que de nouvelles incitations réglementaires posent les bases pour une forte croissance du marché, notamment dans le domaine des projets de stockage à grande échelle.

Les projets de colocalisation, c'est-à-dire la combinaison de batteries avec des installations d'énergie renouvelable, présentent un potentiel élevé. Ils permettent une utilisation plus efficace des raccordements au réseau existants, une optimisation dans le temps de l'injection et une plus grande valeur économique pour l'énergie produite. La possibilité d'exploiter en commun la production et le stockage fait émerger un modèle d'affaires hybride, réagissant aussi bien à la production locale qu'à la situation du marché. À l'avenir, une utilisation utile au réseau pourra également gagner en importance.

À l'heure actuelle, en Allemagne, la volatilité élevée sur le marché de gros, la liquidité des marchés de gros, le cadre réglementaire défini entre autres par la loi EEG 2023 et les exemptions en vigueur relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux créent des conditions favorables aux investissements dans les systèmes de stockage. Dans le même temps, les acteurs sont confrontés à des défis importants : l'augmentation très élevée des demandes de raccordement pour les projets de batteries dépasse largement les capacités de réseau actuellement disponibles – même si, pour de nombreuses demandes, il s'agit probablement d'inscriptions multiples de porteurs de projets individuels ou de sites alternatifs pour un projet donné. Les modélisations du marché de l'électricité indiquent que la puissance de stockage sur le marché de l'électricité pourrait à long terme se situer dans une fourchette de 50 à 80 GW⁷⁷, avec une forte dépendance des conditions réglementaires (dispositions relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux, traitement et rémunération des installations d'énergies renouvelables, par exemple) et des technologies flexibles concurrentes, du côté de la production comme du côté de la demande.

Structurellement, le marché de l'électricité français est très différent du marché allemand. La part élevée du nucléaire et une part importante de centrales de pompage-turbinage (avec disponibilité élevée) freinent le niveau de prix et également, en partie, la volatilité des prix sur le marché de gros. En parallèle, le développement des énergies renouvelables et l'intensification des échanges d'électricité transfrontaliers se traduisent par une volatilité des prix néanmoins accrue et réclame une flexibilité plus importante. En outre, à l'avenir, la modularité limitée des centrales nucléaires pourrait ne pas pouvoir répondre à la flexibilité requise. Dans ce contexte, des opportunités économiques pour les

⁷⁷ Frontier Economics (2023) *Wert von Großbatteriespeichern im Deutschen Stromsystem* [Valeur des batteries de grande puissance dans le système électrique allemand] ([lien](#), en allemand).



batteries voient également le jour en France. La CRE joue ici un rôle clé en définissant les conditions-cadre pour l'intégration au marché, la neutralité concurrentielle et l'encouragement de la flexibilité.

À moyen et à long terme, toutefois, les risques pour les revenus et les effets de saturation du marché entraîneront une modification des modèles d'affaires. Avec l'augmentation de la capacité de stockage, la concurrence sur les marchés de gros et des services système se fera plus intense, ce qui pourrait avoir pour conséquence de réduire les écarts de prix (*spreads*). Par conséquent, la diversification des flux de revenus – grâce au *revenue stacking*, aux modèles de colocalisation et à la participation aux marchés de capacité, par exemple –, s'impose comme un facteur clé pour la stabilité des modèles d'affaires. Dans le même temps, les applications utiles pour le réseau et les marchés de flexibilité (locaux) pourraient gagner en importance.

Globalement, l'évolution actuelle montre que les batteries, qui n'étaient jusqu'ici qu'une technologie complémentaire, sont en passe de devenir un élément important de l'approvisionnement en électricité. Il est évident que le rôle des batteries dépasse largement la simple optimisation des coûts d'achat de l'électricité au niveau local ; les systèmes de stockage contribuent également à la stabilité du réseau, à la sécurité d'approvisionnement et à une gestion de la flexibilité basée sur le marché. Du point de vue des investisseurs comme du point de vue du système, toutefois, leur contribution future pourra varier très fortement et dépendra en grande partie du cadre réglementaire, des tarifs d'utilisation des réseaux, ainsi que des règles d'accès à ceux-ci et, enfin, de l'architecture du marché (comprenant également les produits destinés à la stabilité du réseau et à la sécurité d'approvisionnement).