



Batteriespeicher: Geschäftsmodelle und Regulatorischer Rahmen

03. Februar 2026

Autoren:

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

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

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

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

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

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

Unter Mitarbeit von Camilla Nienhaus

Kontakt beim DFBEW:

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

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Gefördert durch:


MINISTÈRE
DE L'ÉCONOMIE,
DES FINANCES
ET DE LA SOUVERAINETÉ
INDUSTRIELLE, ÉNERGÉTIQUE
ET NUMÉRIQUE
*Liberté
Égalité
Fraternité*



Zusammenfassung

Batteriespeicher gewinnen in Deutschland und Frankreich stark an Bedeutung. Sinkende Investitionskosten, technologische Fortschritte und ein wachsender Bedarf an kurzfristiger Flexibilität treiben diesen Trend. Der Zubau von Stand-Alone-Batteriespeichern wird vor allem durch die Erlösmöglichkeiten in den Day-Ahead, Intraday- und Systemdienstleistungs-Märkten getrieben. Co-Location-Projekte, die Kombination von PV- oder Windanlagen mit Batteriespeichern, eröffnen zudem weitere Erlösmöglichkeiten: Sie erhöhen die Vermarktungswerte erneuerbarer Erzeugung und machen bestehende Netzanschlüsse effizienter nutzbar. In Frankreich besteht zudem ein Kapazitätsmarkt, dessen Einführung in Deutschland auch diskutiert wird.

Gleichzeitig bestehen für Batteriespeicher, die in der Regel vollständig an den Kurzfrist-Märkten vermarktet werden, erhebliche wirtschaftliche und regulatorische Risiken. Zunehmende Speicherkapazitäten und andere flexible Technologien können die Preisspreads verringern und damit Erlösmöglichkeiten reduzieren. Regulatorische Rahmenbedingungen, etwa Netzentgelte, Erneuerbaren-Förderung oder Netzanschlussvorgaben, prägen ebenfalls die Wirtschaftlichkeit und unterscheiden sich deutlich zwischen Deutschland und Frankreich. Insgesamt entwickeln sich Batteriespeicher zu einem wichtigen Bestandteil der kurzfristigen Strommärkte. Der weitere Ausbau der Batteriespeicherkapazitäten hängt jedoch maßgeblich von den regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Erschließung bestehender und neuer Flexibilitätspotenziale ab.

Disclaimer

Der vorliegende Text wurde von einem externen Experten für das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Das DFBEW stellt dem Autor lediglich eine Plattform zur Veröffentlichung seines Beitrags zur Verfügung. Die vertretenen Standpunkte stellen deshalb ausschließlich die Meinung des Autors dar. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.

Aus Gründen der Lesbarkeit wird im vorliegenden Dokument das generische Maskulinum verwendet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für alle Geschlechter. Wir danken für Ihr Verständnis.

Autoren

Frontier Economics Limited ist eine auf Wettbewerb, Regulierung, Marktdesign, Geschäftsstrategie, Transaktionsberatung und Vertragsstreitigkeiten spezialisierte Wirtschaftsberatung. Frontier arbeitet für viele der größten Unternehmen und wichtigsten politischen Entscheidungsträger weltweit. Die wichtigsten Fachgebiete von Frontier sind Energie, Transport und Telekommunikation.

Frontier unterstützt Kunden im Bereich der Batteriespeicher in vielfältigen Fragestellungen. Dazu gehören kommerzielle Analysen, Batterieeinsatz-Modellierung, Investitionsbewertungen, Marktdesign und Regulierung. Frontier's Kunden umfassen Batterie-Investoren und -Betreiber sowie Netzbetreiber, Regulierer und Ministerien.

Christoph Gatzen ist Wirtschaftsingenieur und Executive Director bei Frontier Economics in Köln.

Lino Sonnen ist Ökonom und Senior Principal bei Frontier Economics in Köln.

Ann-Katrin Lenz ist Ökonomin und Senior Consultant bei Frontier Economics in Berlin.

Andreas Thoma ist Ökonom und Consultant bei Frontier Economics in Berlin.

Stefan Rohm ist Ökonom und Senior Principal bei Frontier Economics in Paris.

Fabian Tenhagen ist Wirtschaftsingenieur und Senior Consultant bei Frontier Economics in Köln.



Inhalt

Zusammenfassung.....	2
Disclaimer.....	3
Autoren.....	3
I. Einleitung.....	5
II. Kontext: Markt- und Technologieentwicklung.....	6
II.1. Ausbau erneuerbarer Energien, Rückgang fossiler Erzeugung und Folgen für Strompreise.....	6
II.2. Überblick über die Entwicklung der Batteriespeicherung.....	9
III. Anwendungsfelder und Geschäftsmodelle von Batteriespeichern.....	11
III.1. Vermarktung an Großhandels- und Systemdienstleistungsmärkten.....	12
III.2. Co-Location: Optimierung (zeitliche Verschiebung) von Einspeisung und/oder Verbrauch.....	14
III.3. Weitere Erlösmöglichkeiten für Batteriespeicher.....	16
III.4. Risiken für den Business Case von Batterieprojekten.....	18
III.4.1. Risiken für Business Case aus Marktsättigung, konkurrierenden Flexibilitäten und Regulatorik.....	18
III.4.2. Strategien zur Risikominderung.....	20
III.4.3. Technische und operative Risiken mit Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Batteriespeicher.....	20
IV. Regulatorischer und marktlicher Rahmen für Co-Location-Batteriespeicher in Frankreich.....	21
IV.1. Marktbezogene Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in Frankreich.....	21
IV.2. Regulatorischer Rahmen in Frankreich.....	22
IV.3. Netzentgelte, Steuern, Umlagen in Frankreich.....	23
IV.4. Netzanschluss und -integration in Frankreich.....	24
IV.5. Rechtliche und technische Voraussetzungen in Frankreich.....	24
V. Regulatorischer und marktlicher Rahmen für Co-Location-Batteriespeicher in Deutschland.....	25
V.1. Marktbezogene Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in Deutschland.....	25
V.2. Regulatorischer Rahmen in Deutschland.....	27
V.3. Netzentgelte, Steuern und Umlagen in Deutschland.....	29
V.4. Netzanschluss und -integration in Deutschland.....	30
V.5. Rechtliche und technische Voraussetzungen in Deutschland.....	31
VI. Fazit und Ausblick: Die Rolle stationärer Batteriespeicher in Deutschland und Frankreich.....	32

I. Einleitung

Die Batteriespeicherung spielt eine zunehmend zentrale Rolle im Kontext der Energiewende. Mit dem stetig wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem steigen auch die Anforderungen an Flexibilität und Systemstabilität. Während einerseits die Volatilität der Strompreise zunimmt, sinken andererseits die Kosten für Batteriespeichertechnologien kontinuierlich, was ihre wirtschaftliche Attraktivität deutlich erhöht. Diese Entwicklungen führen zu einem starken Wachstum, auch im Bereich der großskaligen Batteriespeicher (Utility-Scale) – sowohl in Form von eigenständigen Anlagen (Stand-Alone) als auch in Kombination mit Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien (Co-Location-Projekte).

Die Kombination von erneuerbaren Energieanlagen mit Batteriespeichern am gleichen Standort eröffnet neue, attraktive Geschäftsmodelle. Batteriespeicher können hier die Vermarktung der erzeugten Energie und Nutzung des Netzanschlusses optimieren. Zudem können sie Erlösquellen am Strom-Großhandelsmarkt und am Systemdienstleistungsmarkt erschließen. Allerdings hängt die wirtschaftliche Umsetzbarkeit und Tragfähigkeit solcher Co-Location-Modelle in erheblichem Maße von regulatorischen Rahmenbedingungen, dem Netzzugang und den Regelungen zu Netzentgelten ab. Unterschiede in der nationalen Regulierung, etwa zwischen Deutschland und Frankreich, wirken sich deutlich auf die Ausgestaltung und Profitabilität solcher Projekte aus.

Das Ziel dieses Hintergrundpapiers besteht darin, einen Überblick über die Geschäftsmodelle für großskalige Batteriespeicher, insbesondere in Kombination mit erneuerbaren Energieanlagen (*Co-Location*), zu geben. Im Mittelpunkt stehen dabei die regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen in Deutschland und Frankreich. Das Papier stellt dar, welche wirtschaftlichen Chancen und Herausforderungen sich aus den jeweiligen Rahmenbedingungen ergeben und wie sich die Kombination von Speicher- und Erzeugungskapazitäten gestalten lässt.¹

Im Folgenden wird zunächst der Kontext der Markt- und Technologieentwicklung im Bereich der Batteriespeicherung erläutert ([Kapitel 2](#)). Anschließend werden die zentralen Anwendungsfelder und Geschäftsmodelle von Batteriespeichern vorgestellt ([Kapitel 3](#)). Im vierten Kapitel werden die regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen in Frankreich ([Kapitel 4](#)) und Deutschland ([Kapitel 5](#)) vertieft dargestellt, mit besonderem Fokus auf Co-Location-Projekte. Abschließend folgt ein Fazit, das die zentralen Erkenntnisse zusammenfasst und einen Ausblick auf zukünftige Entwicklungen im Bereich der Co-Location-Geschäftsmodelle gibt ([Kapitel 6](#)).

¹ Der ebenfalls häufig relevante Fall der Nutzung eines Speichers „behind the meter“ im Zusammenhang z. B. mit großen Endverbrauchern aus dem Industriesektor oder bei Haushalten steht nicht im Fokus dieser Analyse, wird aber punktuell ebenfalls thematisiert.

II. Kontext: Markt- und Technologieentwicklung

II.1. Ausbau erneuerbarer Energien, Rückgang fossiler Erzeugung und Folgen für Strompreise

Der europäische Strommarkt befindet sich in einem tiefgreifenden Wandel. Treiber dieser Entwicklung sind der starke Ausbau erneuerbarer Energien und der gleichzeitige Rückgang fossiler Erzeugung. In Deutschland wird dieser Wandel insbesondere durch den Kohleausstieg und die ambitionierten Ausbauziele für Wind- und Solarenergie charakterisiert.² Der Zubau erfolgt dabei vorrangig in den Segmenten Photovoltaik, Onshore-Windenergie und zunehmend auch Offshore-Windenergie. Dadurch steigt der Anteil fluktuierender Einspeisung im Strommix stetig an, und mit ihm der Bedarf an Flexibilität und Speichern. In Frankreich betrug der Anteil von Photovoltaik und Windenergie am Strommix in 2024 bereits 13%, in Deutschland sogar 43%³.

Gleichzeitig sinkt in **Deutschland** die gesicherte, steuerbare Leistung im Stromsystem. Immer mehr fossile Kraftwerke werden stillgelegt oder nur noch eingeschränkt betrieben. Während Kapazitäten aus erneuerbaren Energien hingegen zunehmen, stehen sie nur wetterabhängig zur Verfügung. Hinzu kommen weitere Faktoren wie die anhaltend höheren Gaspreise seit dem russischen Angriff auf die Ukraine sowie steigende CO₂-Preise im europäischen Emissionshandelssystem (*EU Emissions Trading System*, EU ETS). Diese Entwicklungen erhöhen die Erzeugungskosten fossiler thermischer Kraftwerke, insbesondere bei Kohle- und Gaskraftwerken, und wirken sich direkt auf die Strompreisentwicklung an den Großhandelsmärkten aus. Dadurch nimmt die Preisvolatilität auf den europäischen Strommärkten zu. Während in Phasen mit hoher erneuerbarer Einspeisung die Großhandelspreise deutlich fallen, steigen sie in Phasen geringer Wind- und Solarproduktion, in Folge eines knapper werdenden Angebotes sowie steigender Grenzkosten vieler steuerbarer Erzeuger, entsprechend stark an.

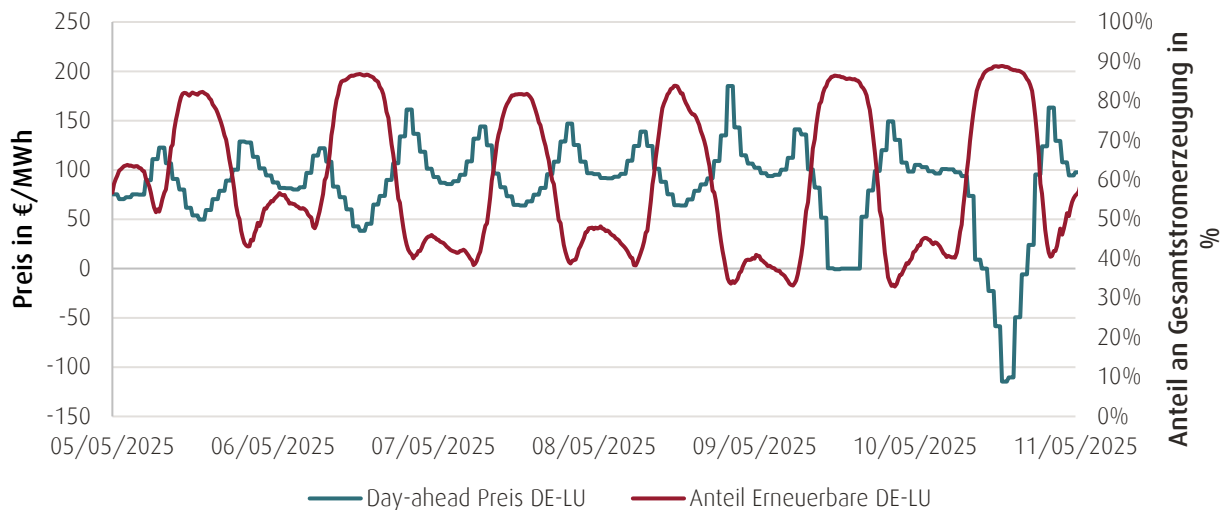


Abbildung 1: Day-Ahead Preise und Anteile Erneuerbarer Erzeugung an Gesamterzeugung in KW 19, 2025 in der Preiszone DE-LU. Frontier Economics auf Basis von [ENTSO-E Transparency](#).

Parallel dazu verändert sich auch die Nachfrageseite grundlegend. Es wird erwartet, dass der Elektrifizierungsgrad

² Bis 2040 soll eine installierte Leistung von 115 GW aus Windenergieanlagen auf Land und 215 GW aus Solaranlagen erreicht werden. Außerdem soll eine installierte Leistung von 30 GW für Windenergieanlagen auf See bis 2045 erreicht werden. Siehe § 4 Abs. 1 Nr. 1 und 3 [EEG](#), § 1 Abs. 2 Satz 1 [WindSeeG](#).

³ DFBEW 2025, Barometer der erneuerbaren Energien im französischen Stromsektor ([Link](#)),
DFBEW 2025, *Baromètre de la transition énergétique dans le secteur de l'électricité en Allemagne* ([Link](#)).



vieler Sektoren zunimmt⁴, etwa durch die Verbreitung von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und die Elektrifizierung industrieller Prozesse. Diese Entwicklung führt zu einem wachsenden Strombedarf und verändert die Nachfrageprofile. Zudem wird die Nachfrageflexibilität, und damit die Reaktion der Nachfrage auf den Strompreis, voraussichtlich steigen.⁵ Treiber dieser Entwicklung sind zum Beispiel erhöhte Flexibilitätsanreize für Industrie und Gewerbe, die beispielsweise im Rahmen der bevorstehenden Netzentgeltreform⁶ gesetzt werden könnten, sowie bidirektionales Laden (*Vehicle-to-Grid*). Dennoch bestehen weiterhin hohe Anforderungen an das Stromsystem, um Erzeugungs- und Lastschwankungen auszugleichen sowie auf Netzengpässe zu reagieren. Batteriespeicher können in diesem Zusammenhang erheblich an Bedeutung gewinnen, da sie kurzfristig reagieren und Systemdienstleistungen bereitstellen können.⁷

In **Frankreich** zeigen sich ähnliche, wenngleich strukturell leicht unterschiedliche Entwicklungen. Auch dort hat die Regierung den Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere von Wind- und Solarenergie, in den letzten Jahren vorangetrieben.⁸ Die mehrjährige Programmplanung für Energie (*programmation pluriannuelle de l'énergie*, PPE) für die kommenden Jahre (PPE3) wurde noch nicht final verabschiedet und wird derzeit verhandelt.⁹ Ein Audit wurde von der Regierung beauftragt, die die öffentliche Förderung erneuerbarer Energien und der Stromspeicherung prüfen soll.¹⁰ Im Entwurf der PPE3 wurde die Zielsetzung der französischen Regierung für den Ausbau erneuerbarer Energien wurde zuletzt angepasst: So wurden im Vergleich zu früheren Entwürfen die PV-Ausbauziele für 2030 auf 54 GW (von zuvor 54-60 GW) und für 2035 auf 65-90 GW (von ursprünglich 75-100 GW) abgesenkt.¹¹

Gleichzeitig spielt die Stromerzeugung aus Kernenergie eine zentrale Rolle im französischen Energiemix¹². Aufgrund des hohen Anteils von Atomkraft im französischen Stromsystem, werden diese Kraftwerke seit vielen Jahren bereits sehr modular („flexibel“) betrieben, um auf den schwankenden Strombedarf reagieren zu können.¹³ In den vergangenen Jahren führten zeitweise geringere Verfügbarkeiten der Kernkraftwerke (z.B. 2022-2023) zu einer erhöhten Preisvolatilität und zu ausgeprägten Preisspitzen. Seit sich die Verfügbarkeit der Reaktoren ab 2024 wieder auf einem höheren Niveau stabilisiert hat, befindet sich Frankreich nun in einer Phase der Erzeugungsüberkapazität, da die Stromnachfrage bei gleichzeitig verstärktem Ausbau der erneuerbaren Energien stagniert. Dies führte 2024 und 2025 zu einer hohen Zahl negativer Preisstunden, insbesondere in sonnenreichen Stunden, sowie insgesamt zu niedrigen Strompreisen. Der Übertragungsnetzbetreiber RTE geht in seiner Prognose aus dem Jahr 2025 davon aus, dass der Bedarf an Modularität der Atomkraftwerke ab 2026, unabhängig von den anstehenden Entscheidungen zum Erzeugungsmix, deutlich steigen wird¹⁴. Sollte der Kraftwerkspark dazu aus technischen oder organisatorischen Gründen nicht in der Lage sein, geht RTE davon aus, dass die Strompreise auf den Strommärkten und die Einnahmen aus der Kernenergie dann geringer wären, und der Flexibilitätsbedarf höher, um Situationen mit übermäßigem Erzeugungsangebot bewältigen zu können.¹⁵

⁴ Der [TYNDP 2024](#) bspw. nimmt für Deutschland an, dass der Stromanteil der Gesamtenergienachfrage von 2019 bis 2040 im Haushaltssektor von 19 % auf über 43 % steigt, im Verkehrssektor von 2 % auf über 35 % und im Industriesektor von 22 % auf mindestens 29 %.

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

⁶ Bundesnetzagentur 2025, Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) ([Link](#)),
Deutscher Bundestag 2025, Ausschuss billigt Änderungen am Energiewirtschaftsrecht ([Link](#)).

⁷ Bundesnetzagentur 2024, Monitoringbericht 2024 ([Link](#)).

Die saldierten Kosten für Systemdienstleistungen betragen im Jahr 2023 5,2 Mrd. Euro und im Jahr 2022 5,8 Mrd. Euro.

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* ([Link](#)).

⁹ Stand Oktober 2025.

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

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*, März 2025 ([Link](#)).

¹² DFBEW 2025, Barometer der erneuerbaren Energien im französischen Stromsektor ([Link](#)).

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

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

¹⁵ RTE 2025, *Bilan prévisionnel – Édition 2025* – Seite 15 ([Link](#)).

Jüngste Entwicklungen auf dem französischen Strommarkt zeigen jedoch, dass auch andere Faktoren wie Strom-Importe und -Exporte zunehmend Einfluss auf die Preisbildung in Frankreich nehmen. Während in den vergangenen Jahren die Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen in Frankreich stark zunahm (siehe [Abbildung 2](#)), gingen negative Strompreise im Juli und August 2025 deutlich zurück. Dies könnte unter anderem auf erhöhte Exporte ins Vereinigte Königreich sowie nach Deutschland und Belgien zurückzuführen sein.¹⁶ RTE weist in seiner Prognose auch auf die Veränderungen der Energieflüsse an den Grenzkuppelstellen zu den Nachbarländern und den Einfluss auf die französischen Strompreise hin. Die stark steigende EE-Kapazität im Ausland könnte unter bestimmten Bedingungen die Importe nach Frankreich erhöhen und Rückwirkungen auf Preisniveau und –volatilität in Frankreich haben¹⁷.

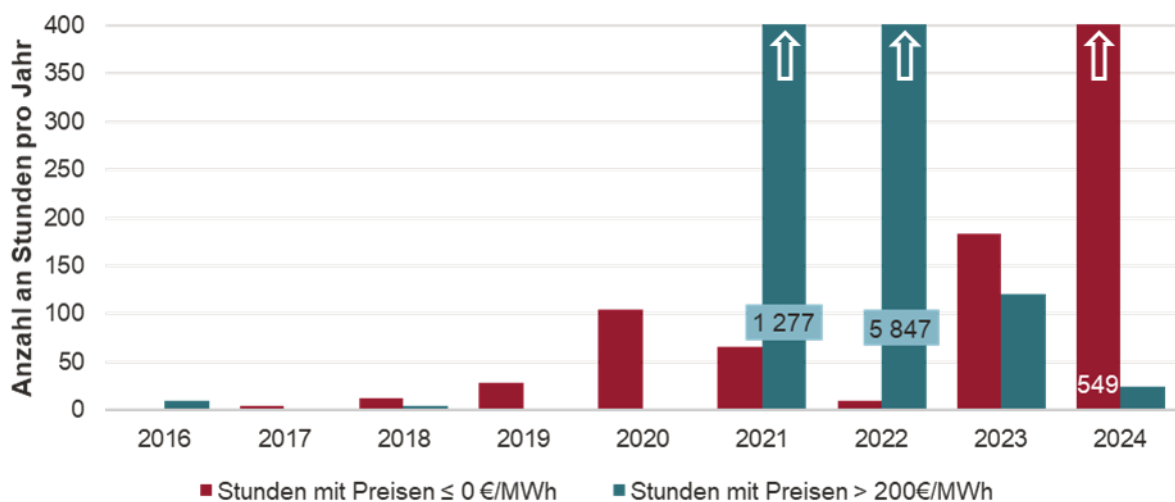


Abbildung 2: Anzahl an Stunden mit Preisen kleiner 0 und größer 100€/MWh pro Jahr in französischen Day-Ahead Markt. Frontier Economics auf Basis von [ENTSO-E Transparency](#).

Auch in Frankreich nimmt die Elektrifizierung des Verkehrs-, Wärme- und Industriesektors zu, was einerseits die Flexibilitätserfordernisse am Strommarkt weiter erhöhen, andererseits jedoch auch zusätzliche Flexibilitätsquellen bieten kann:

- Zurzeit sind in Frankreich bereits über 6,6 Millionen Wärmepumpen installiert.¹⁸ Bis 2023 stieg die Anzahl der jährlich verkauften Wärmepumpen kontinuierlich an, sodass 2023 über 1,2 Millionen Wärmepumpen installiert wurden.¹⁹ Dieser Trend ging im vergangenen Jahr leicht zurück, sodass weniger Neuinstallationen im Vergleich zu den Vorjahren erfolgten.²⁰ Insgesamt sollen bis 2030 74 TWh erneuerbare Energien über Wärmepumpen bezogen werden, und bis 2035 106-127 TWh.²¹
- Im Oktober 2025 waren in Frankreich insgesamt 2,4 Millionen E-Autos zugelassen, davon 1,6 Millionen batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und 800.000 Plug-in-Hybrid-Fahrzeugen (PHEV). Es wird erwartet, dass die Zulassungszahlen für E-Autos weiter steigen.

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

¹⁷ RTE 2025, *Bilan prévisionnel – Édition 2025* – Seite 20 ([Link](#)).

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

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*, März 2025 ([Link](#)).

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

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*, März 2025 ([Link](#)).

- Auch die Ladeinfrastruktur wächst: Mit einer installierten Leistung von 5,1 GW im Jahr 2024 hat sich die Ladeinfrastrukturkapazität innerhalb von zwei Jahren mehr als verdoppelt. Frankreich verfügt inzwischen über 2,3 Millionen Ladepunkte und damit nach den Niederlanden über das zweitgrößte Ladenetz in Europa.²²

II.2. Überblick über die Entwicklung der Batteriespeicherung

Die installierte Leistung von Batteriespeichern ist in den vergangenen Jahren gewachsen (siehe Abbildung 3). Technologische Fortschritte, sinkende Kosten²³ und ein attraktives Marktumfeld am Strommarkt haben die Entwicklung erheblich beschleunigt. In Deutschland wurden Batteriespeicher zunächst vor allem in einzelnen Teilbereichen des Strommarkts eingesetzt, etwa zur Eigenverbrauchsoptimierung in Privathaushalten oder in der Bereitstellung von Primärregelleistung. Inzwischen werden sie zunehmend auch als systemrelevante Flexibilitätsoption im Großhandelsmarkt betrachtet.²⁴

In Frankreich verläuft der Hochlauf bislang verhaltener (siehe [Abbildung 3](#)). Der Fokus liegt vor allem auf großskaligen Projekten, während Heimspeicher eine geringere Rolle spielen. Gründe dafür sind unter anderem unterschiedliche Rahmenbedingungen, etwa im Regelenergiemarkt, sowie geringere Förderungen²⁵ und niedrigere Stromendkundenpreise. Dennoch gewinnen Batteriespeicher auch in Frankreich an Bedeutung, insbesondere im Kontext der Netz- und Versorgungssicherheit.

Großbatteriespeicher

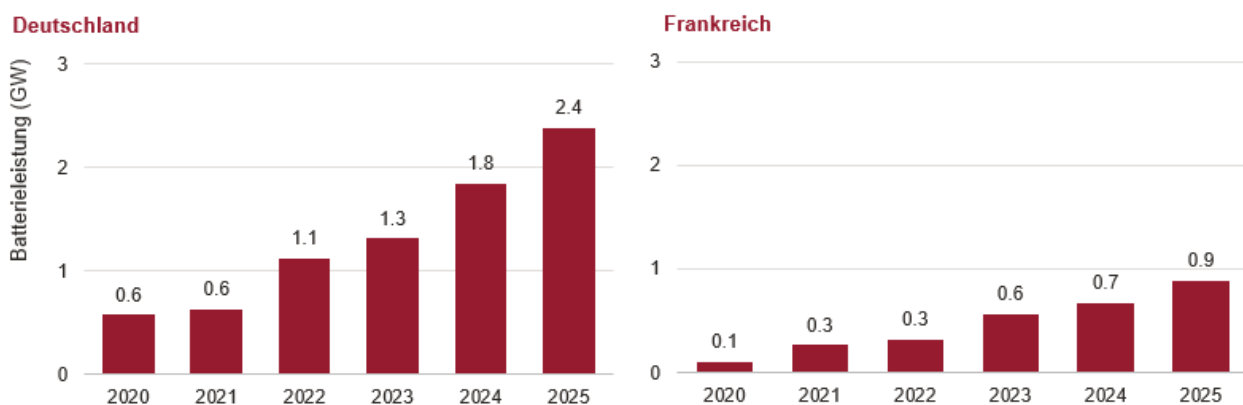


Abbildung 3: Installierte Speicherleistung von Großbatteriespeichern in Deutschland und in Frankreich. Quelle: Frontier Economics auf Basis von [RWTH Aachen](#) und [RTE](#).

Hinweis: Großbatteriespeicher werden für die Grafik als Speicher mit Kapazität ≥ 1 MWh und Leistung ≥ 1 MW definiert. Deutschland hat neben den abgebildeten Großbatteriespeichern zudem Gewerbe- und Heimspeicher mit einer installierten Leistung von weiteren 14 GW.

Technologische Fortschritte bei Batterien haben maßgeblich zu dieser Entwicklung beigetragen. Die dominierende Technologie im stationären Bereich sind derzeit die Gruppe der Lithium-Ionen-Batterien (und darin insbesondere, die der Lithium-Eisenphosphat (LFP)-Batterien), die aufgrund ihrer hohen Energiedichte, Effizienz und schnellen Reaktionszeiten für vielfältige Anwendungen geeignet sind. Verbesserungen in der Zellchemie, der Batteriemangementssysteme und der Fertigungstechnologien haben zu höheren Wirkungsgraden und längeren Lebensdauern geführt. Parallel dazu schreitet die Entwicklung alternativer Technologien voran, etwa Natrium-Ionen-, Feststoff- oder Redox-

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

²³ Bei einigen Batterietypen auch durch Spill-over-Effekte aus dem Transportbereich.

²⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Speicher für die Energiewende ([Link](#)).

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

Flow-Batterien, die langfristig zusätzliche Potenziale hinsichtlich Kosten, Ressourceneffizienz und Nachhaltigkeit eröffnen könnten.²⁶

Ein weiterer zentraler Treiber ist der **kontinuierliche Preisrückgang** bei Batteriespeichern. In den vergangenen zehn Jahren sind die spezifischen Kosten für Lithium-Ionen-Speichersysteme um mehr als 80 % gesunken.²⁷ Dieser Trend ist auf technologische Lernkurven, zunehmende Skaleneffekte und den globalen Ausbau der Zellfertigung zurückzuführen. Dadurch hat sich die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern zunehmend zum reinen marktbasierten Betrieb verschoben. Auch zukünftig wird von weiteren Investitionskostenenkungen ausgegangen. Die NREL-Metastudie (2024) zeigt, dass die prognostizierten Investitionskosten von 4h-Batteriespeichern von 2025 bis 2050 um 29% bis 56% fallen könnten (vgl. [Abbildung 4](#)).

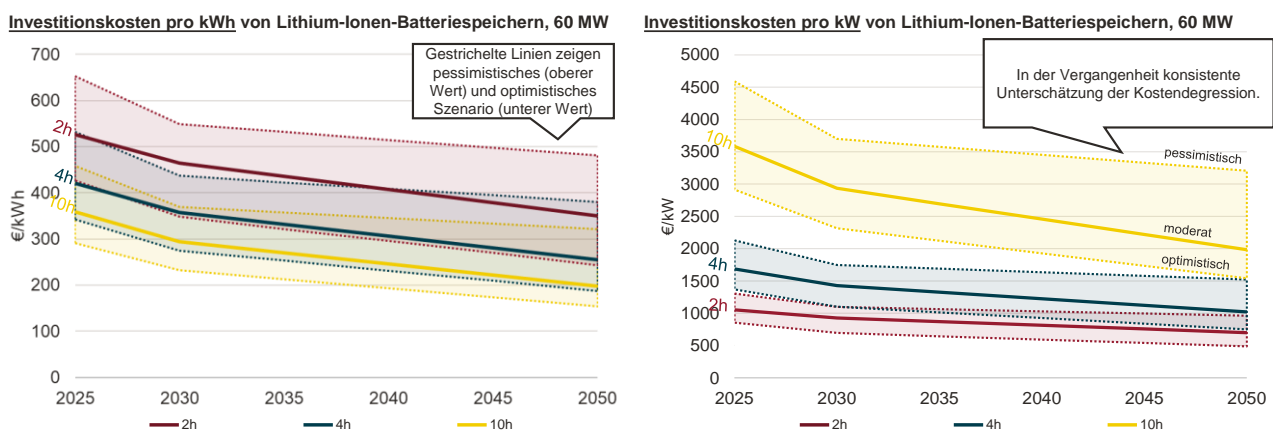


Abbildung 4: Erwartete Entwicklung von Investitionskosten für Lithium-Ionen-Batteriespeicher. Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten von [NREL – Electricity Annual Technology Baseline \(ATB\) Data \(2024\)](#).

Hinweis: Batterie: 15 Jahre Lebensdauer. Alle Angaben in EUR real 2024. Die NREL-Metastudie bezieht sich in ihrer Prognose auf 16 weitere Studien zu Lithium Ionen (NMC und LFP). Die angenommene Kostenreduktion wurde wie folgt berechnet: Pessimistisch: Höchste Prognosen der 16 Kostenprognosen bis 2050; Moderat: Mediane der 16 Kostenprognosen bis 2050; Optimistisch: Tiefste Prognosen der 16 Kostenprognosen bis 2050.

Diese Entwicklungen und Erwartungen spiegeln sich auch im rasant wachsenden Marktvolumen wider. In Deutschland ist derzeit eine außergewöhnlich hohe Dynamik zu beobachten: Die kumulierte Leistung der Netzanschlussanfragen beläuft sich auf mehrere Hundert Gigawatt (GW).²⁸ Etwa die Hälfte dieser Anträge wurde bei den Übertragungsnetzbetreiber eingereicht, die andere Hälfte bei den Verteilnetzbetreibern.²⁹ Diese Leistung überschreitet die Kapazitäten der Netze deutlich, so lag z. B. die Jahreshöchstlast in Deutschland in den letzten Jahren bei ca. 75 GW. Zwar handelt es sich bei den Anträgen teilweise um Mehrfachanmeldungen einzelner Projektentwickler oder Standortalternativen, dennoch zeigt diese Zahl die enorme Investitionsbereitschaft und das Marktinteresse. Modellierungen des Strommarkts deuten darauf hin, dass die Speicherleistung am Strommarkt langfristig eher im Bereich von 50-80 GW liegen könnte.³⁰ Auch der aktuelle Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045

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

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

²⁸ BNetzA 2025, Vom Antrag zum Netzanschlussvertrag – Status quo der Batteriespeicheranfragen 2024 ([Link](#)).

²⁹ BNetzA 2025, Vom Antrag zum Netzanschlussvertrag – Status quo der Batteriespeicheranfragen 2024 ([Link](#)).

³⁰ Frontier Economics 2023, Wert von Großbatteriespeichern im Deutschen Stromsystem, Kurzstudie im Auftrag von BayWa r.e. AG, ECO STOR GmbH, inspired GmbH, Fluence Energy GmbH, und Kyon Energy Solutions GmbH ([Link](#)).

bestätigt einen ähnlichen Aufwärtstrend mit – je nach Szenario – für 2037 sowie für 2045 41-94 GW an Großbatteriespeichern.³¹

Während die generelle Marktdynamik auch in Frankreich zunehmen wird, weist die aktuelle Tendenz auf eine geringere Größenordnung des Batterieausbaus als in Deutschland hin. Konkret erwartet der nationale Übertragungsnetzbetreiber RTE eine Batteriespeicherleistung von einem einstelligen mittleren GW-Wert für die Periode 2030-2035. Bislang wurden Kapazitäten über ca. 13 GW zugewiesen, jedoch ist die Umsetzung der einzelnen Projekte mit Unsicherheit behaftet.³²

Der Zubau zeigt, dass aktuell ein attraktives Geschäftsumfeld für Batteriespeicher besteht, sowohl im Stand-Alone-Betrieb als auch in Co-Location mit erneuerbaren Energien. Die kommerzielle Attraktivität ist in Deutschland besonders ausgeprägt, während in Frankreich ein höherer Anteil steuerbarer Erzeugung (z. B. aus Nuklear- und Wasserkraftwerken) zu einer schwächeren Dynamik im Speicherausbau, im Vergleich zu Deutschland, führen. Es wird erwartet, dass die Rolle der Batteriespeicherung in Deutschland und Frankreich in den kommenden Jahren voraussichtlich weiter zunehmen wird.³³

III. Anwendungsfelder und Geschäftsmodelle von Batteriespeichern

Batteriespeicher übernehmen im Energiesystem eine zunehmend vielseitige Rolle und ermöglichen unterschiedliche Geschäftsmodelle. Grundsätzlich lassen sich zwei übergeordnete Vermarktungsstrategien unterscheiden, die sich in ihrer Position im Energiesystem und in den zugrunde liegenden Erlösmechanismen unterscheiden: „Value in front of the meter“ und „Value behind the meter“. Beide Ansätze können zudem miteinander kombiniert werden, was als sogenanntes „Revenue Stacking“ bezeichnet wird, also die Bündelung verschiedener Erlösquellen innerhalb eines Speicherbetriebs.

- **„Value in front of the meter“** umfasst Geschäftsmodelle, bei denen Batteriespeicher als eigenständige (Stand-Alone-)Anlagen am Strommarkt teilnehmen. Diese agieren unabhängig von einem spezifischen Erzeuger oder Verbraucher. Sie erzielen Erlöse durch die Teilnahme an Großhandelsmärkten, insbesondere Day-Ahead- und Intraday-Markt, sowie an Systemdienstleistungsmärkten (z. B. Primär- und zunehmend auch Sekundärregelprodukte). Im Mittelpunkt steht hierbei die marktbasierende Optimierung des Lade- und Entladeverhaltens, um Preisdifferenzen am Großhandelsmarkt zu nutzen oder Systemdienstleistungen bereitzustellen. Das Prinzip ist dabei ähnlich wie bei Pumpspeicherkraftwerken, die bereits lange dieses Geschäftsmodell verfolgen. Solche Anlagen werden häufig von spezialisierten Projektentwicklern oder Energiehandelsunternehmen betrieben, die komplexe Optimierungsstrategien und Prognosemodelle einsetzen, um den wirtschaftlichen Ertrag zu maximieren. Es handelt sich oft um eher große Projekte mit entsprechendem Investitionsvolumen und Skaleneffekten.
- **„Value behind the meter“** bezeichnet Geschäftsmodelle, bei denen der Speicher hinter dem Netzanschlusspunkt eines Akteurs installiert ist und dabei auch der Optimierung der Eigenerzeugung oder des Eigenverbrauchs dient. In diesem Fall ist der Speicher direkt mit der Erzeugungs- oder Verbrauchs-Anlage des Betreibers gekoppelt. Ziel ist es, Stromerzeugung oder -verbrauch zeitlich besser auf Eigenerzeugung oder Markt-

³¹ Bundesnetzagentur 2025, Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045 ([Link](#)).

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

³³ Institut der deutschen Wirtschaft 2024, Batteriespeicherzubau in Deutschland: Mit Preissignalen und Flexibilitätszielen zur Energiewende ([Link](#)). Tnet TSO 2024, Quo Vadis, Groß-Batteriespeicher? ([Link](#)), RTE 2025, Bilan prévisionnel – Édition 2025 ([Link](#)).



preise abzustimmen und so Erlöse zu optimieren, sowie Netzentgelte und Energiebezugskosten zu reduzieren. Typische Beispiele sind industrielle Großverbraucher, Gewerbebetriebe, Haushaltskunden oder Betreiber von erneuerbaren Energieanlagen, die ihre Einspeisung durch Zwischenspeicherung flexibilisieren möchten und damit z.B. Vergütungen zu erhöhen, ihre Netzbezugskosten reduzieren, oder Steuern und Abgaben sparen möchten.

In diesem Hintergrundpapier steht insbesondere die **Co-Location von Batteriespeichern mit erneuerbaren Energieanlagen** im Fokus. In solchen Projekten wird die Batterie gemeinsam mit einer Photovoltaik- und/oder Windenergieanlage am selben Standort betrieben. Die koordinierte Nutzung von Erzeugung und Speicher erlaubt eine (teilweise) zeitliche Verschiebung der Einspeisung und somit die Erhöhung der Vermarktungserlöse, etwa durch gezielte Einspeisung in Stunden mit hohen Marktpreisen oder durch die Vermeidung negativer Preise, und ggf. dem damit verbundenen Entfall der Fördererlöse³⁴. Zudem kann in Frankreich mit Inkrafttreten des neuen Förderregimes für Speicher (*tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité*, TURPE) ab 01.08.2026 die Co-Location zur Vermeidung von PV-Einspeisespitzen und damit Vermeidung von Netzentgeltzahlungen bzw. Erlösgenerierung eingesetzt werden³⁵. Dies ist in Deutschland derzeit noch nicht möglich, da derzeit noch keine Einspeiseentgelte erhoben werden, obgleich diese von der BNetzA im Zuge der AgNes-Reform ins Gespräch gebracht wurden³⁶.

Insgesamt zeigt sich, dass die Anwendungsfelder und Geschäftsmodelle von Batteriespeichern zunehmend vielfältiger werden. Während der klassische Regelleistungsmarkt einst der zentrale Treiber (in Deutschland) war, gewinnen heute Spotmarkt-orientierte und Co-Location-Konzepte an Bedeutung.

III.1. Vermarktung an Großhandels- und Systemdienstleistungsmärkten

Ein wesentlicher Anwendungsbereich von Batteriespeichern, insbesondere im Segment der großskaligen Stand-alone-Anlagen, liegt in der Vermarktung an den Großhandels- und Systemdienstleistungsmärkten. Diese Speicher agieren unabhängig von einer Erzeugungsanlage oder einem spezifischen Verbraucher und erzielen ihre Erlöse durch die Teilnahme an unterschiedlichen Marktsegmenten.

Im Fokus stehen dabei vor allem zwei Marktbereiche: der Großhandel und der Systemdienstleistungen. Auf den Großhandelsmärkten, insbesondere im Day-Ahead- und Intraday-Handel, nutzen Batteriespeicher Preisschwankungen. Sie laden in Stunden mit niedrigen Strompreisen und entladen in Zeiten mit hohen Preisen. Durch ihre sehr kurze Reaktionszeit und hohe Zykleneffizienz können sie kurzfristige Marktbewegungen ausnutzen. Abbildung 5 zeigt auf Basis des Batterie-Einsatzmodells von Frontier, wie ein Batteriespeicher in Zeiten hoher bzw. niedriger Day-Ahead-Preise ausspeichert bzw. einspeichert und zusätzlich kurzfristigere Preisschwankungen am Intraday-Markt ausnutzt.

³⁴ Bei vielen Förderprogrammen für Erneuerbare Energien wird aufgrund beihilferechtlicher Anforderungen eine Marktprämie nicht ausgezahlt, wenn die Einspeisung der EE-Anlage zu Zeiten mit einem längeren Stromüberschuss im System – signalisiert durch negative Stromgroßhandelspreise – erfolgt. Vgl. z.B. § 51 EEG in Deutschland oder 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* ([Link](#)).

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

³⁶ BNetzA 2025, Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) ([Link](#)).

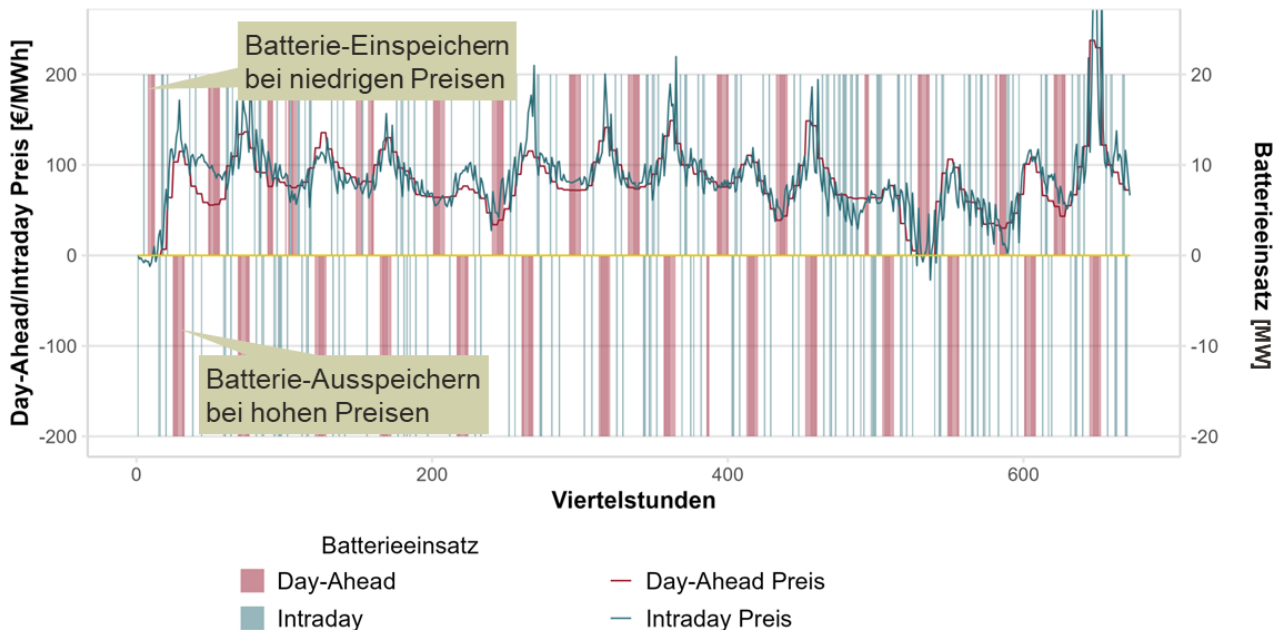


Abbildung 5: Batterieeinsatz am Day-Ahead- und Intraday-Markt im Tagesverlauf. Quelle: Frontier Economics – Battery optimisation model
Hinweis: Positive Werte des Batterieeinsatzes zeigen die Ladeleistung des Speichers und negative Werte die Entladeleistung des Speichers an.

Darüber hinaus spielen Batteriespeicher eine zentrale Rolle auf den Systemdienstleistungsmärkten, insbesondere bei der Bereitstellung von Primär- (FCR) und Sekundärregelleistung (aFRR). Aufgrund ihrer hohen Flexibilität und präzisen Steuerbarkeit können Batterien schnell auf Frequenzabweichungen reagieren und so zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen. In der Vergangenheit war die Teilnahme an diesen Märkten der wichtigste wirtschaftliche Treiber für den Aufbau von Batteriespeichern in Deutschland. Zwar ist der Primärregelleistungsmarkt inzwischen weitgehend gesättigt,³⁷ dennoch bleibt der Regelleistungsbereich ein attraktives Segment. Neben dem Einsatz an den Großhandels- und Systemdienstleistungsmärkten können Batterien auch im eigenen Bilanzkreis genutzt werden, um kurzfristig Ungleichgewichte auszubalancieren und somit die Ausgleichsenergiekosten für das eigene Portfolio zu reduzieren.

Die Kombination, Anwendung und Vermarktung der Batterie auf mehreren Märkten (sogenanntes *Revenue Stacking*) gewinnt zunehmend an Bedeutung. Durch die parallele Teilnahme an den Großhandelsmärkten und der (teilweise gleichzeitigen) Erbringung von Systemdienstleistungen (Leistungsvorhaltung und/oder Energie) lassen sich die Erlöse maximieren. Diese Strategien erfordern jedoch ein hohes Maß an technischer und operativer Expertise: Der Betrieb muss fortlaufend optimiert, Markt- und Preissignale prognostiziert und regulatorische Vorgaben eingehalten werden. Viele Betreiber setzen daher auf automatisierte Dispatch-Systeme, datengetriebene Algorithmen und fortgeschrittene Handelsstrategien, um die Flexibilität ihrer Speicher optimal am Markt zu positionieren.

³⁷ Die präqualifizierte Leistung an Batteriespeicher übersteigt den gesamten Bedarf nach Regelleistung innerhalb Deutschlands. pv magazine 2024, Aktuelle Entwicklungen auf dem Regelleistungsmarkt – Update 2024 ([Link](#))



III.2. Co-Location: Optimierung (zeitliche Verschiebung) von Einspeisung und/oder Verbrauch

Ein zunehmend bedeutendes Geschäftsmodell im Bereich der Batteriespeicherung ist die Co-Location, also die gemeinsame Nutzung eines Netzanschlusses durch eine Batterie und eine oder mehrere weitere Anlagen. In der Praxis bedeutet dies, dass der Batteriespeicher typischerweise in Kombination mit einer Erzeugungsanlage (z.B. Photovoltaik oder Windenergie), einer Verbrauchsanlage (z. B. industrielle, gewerbliche oder private Verbraucher) oder einer Kombination aus beiden. Durch diese Integration kann der Speicher gezielt dazu eingesetzt werden, Einspeisung und Verbrauch zeitlich zu verschieben und so den wirtschaftlichen Wert der erzeugten oder genutzten Energie zu optimieren. Die zentrale Motivation für Co-Location-Konzepte liegt zunächst in der **gemeinsamen Nutzung eines vorhandenen Netzanschlusses**. Da der Netzzugang zunehmend zu einem Engpassfaktor wird, bietet die Kopplung von Erzeugung und Speicher hier erhebliche Vorteile. Einerseits kann die vorhandene Netzanschlusskapazität effizienter genutzt werden. Andererseits wird die Investition in neue Netzanschlüsse, die oftmals mit langen Genehmigungsverfahren und potenziellen Baukostenzuschüssen verbunden ist, vermieden. Angesichts der zunehmenden Knappheit von Netzanschlusskapazitäten, insbesondere für großskalige Projekte, wird dieser Aspekt zu einem zentralen Treiber für Co-Location-Investitionen.

[Abbildung 6](#) zeigt auf Basis des Batterie-Einsatzmodells von Frontier, wie eine Batterie mit lokaler PV-Erzeugung sowie den Preisen am Day-Ahead- und Intraday-Markt interagiert.³⁸ Die Batterie lädt und entlädt so, dass sie Preisunterschiede („Spreads“) am Day-Ahead-Markt ausnutzt. Zusätzlich nutzt sie den kontinuierlichen Handel am Intraday-Markt, um weitere Spreads zu realisieren. Sie nimmt außerdem PV-Strom auf, der sonst zu Zeiten niedriger oder sogar negativer Preise eingespeist würde. Dadurch lässt sich die Einspeisung der PV-Energie wirtschaftlich optimieren. Zudem kann der Verlust der Marktprämie bei Negativpreisstunden durch die Verschiebung der Einspeisung umgangen werden.

Aufgrund der Markt-übergreifenden Einsatzlogik ist die Einsatzoptimierung von Speichern in Co-Location komplex. Jede Fahrweise beansprucht Leistung und Speicherkapazität und erzeugt dadurch Opportunitätskosten auf anderen Märkten oder zu anderen Stunden. Daher hängen die Erlöse der einzelnen Marktsegmente voneinander ab.

³⁸ Die Abbildung wurde mit einem eigens bei Frontier entwickelten Mixed Integer Optimierungsmodell generiert, das in GAMS programmiert und mit dem Solver CPLEX gelöst wird.

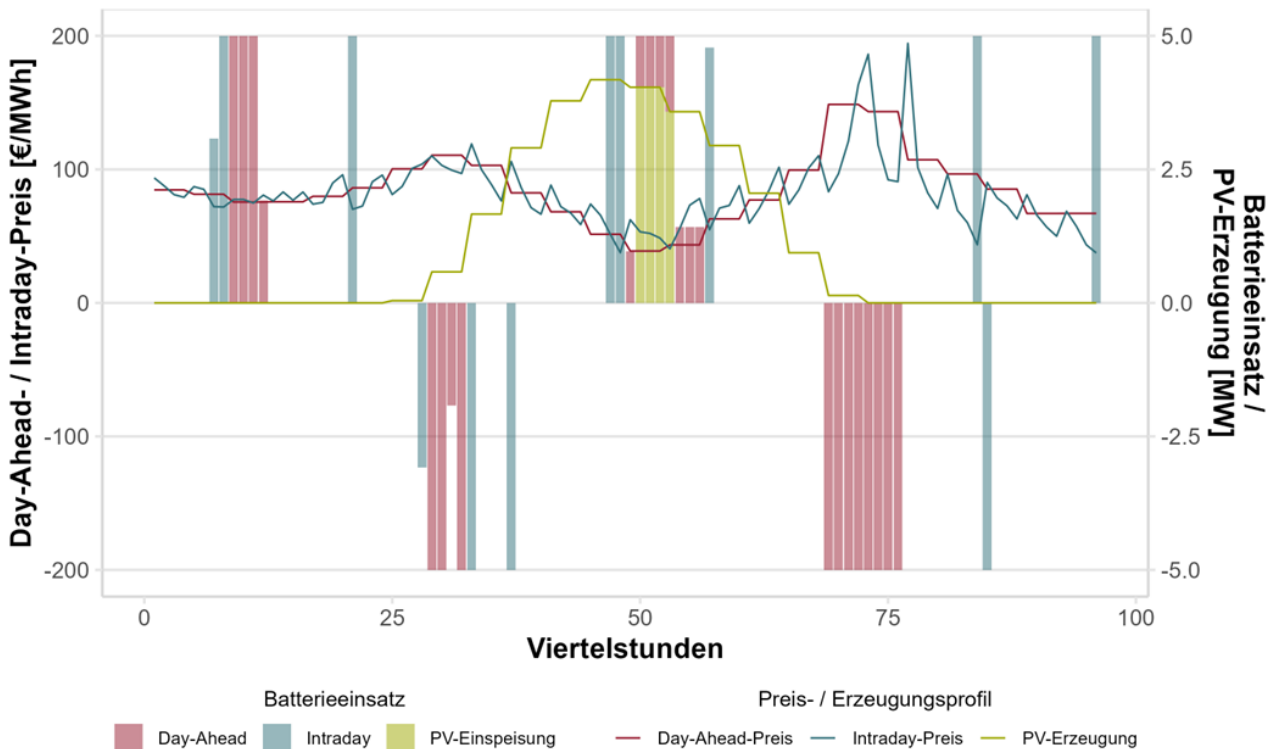


Abbildung 6: Batterieeinsatz am Day-Ahead- und Intradaymarkt im Tagesverlauf. Quelle: Frontier Economics – „Battery optimisation model“

Durch das „Puffern“ der Einspeisung der EE-Erzeugung mit Hilfe des Speichers lässt sich (in Abhängigkeit etwaiger rechtlicher und regulatorischer Einschränkungen)³⁹ nicht nur Preisvolatilität nutzen, sondern auch **Förderausfälle vermeiden**. In vielen Förderregimen (so z. B. in Deutschland und Frankreich für die meisten Anlagen die eine Marktprämien-basierte Förderung erhalten⁴⁰) erfolgt keine Vergütung mehr, wenn der Spotmarktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung negativ ist. Exemplarische Berechnungen des Batterie-Einsatzmodells von Frontier⁴¹ zeigen für Deutschland – je nach Design und Situation vor Ort – einen relevanten Zusatzerlös durch die Verschiebung der Einspeisung bei Negativpreisstunden und damit einer Umgehung des Verlustes der Marktprämie (vgl. [Abbildung 7](#)). Zusätzlich können durch den flexiblen Einsatz der Batterie Ausgleichsenergiekosten (durch Abweichungen der tatsächlichen von der geplanten Einspeisung im Bilanzkreis) vermieden werden.

³⁹ In Deutschland ist bislang ein gleichzeitiger Einsatz am Spotmarkt aufgrund des daraus resultierenden Verlusts der EEG-Förderung bislang verwehrt geblieben, wird aber zukünftig möglich sein. Vgl. [Abschnitt 4.2.2](#).

⁴⁰ § 51 EEG in Deutschland. 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 ([Link](#)). Siehe auch DFBEW 2025, Hintergrundpapier zu negativen Preisen an den Strombörsen ([Link](#)).

⁴¹ Unser Batterieeinsatzmodell optimiert iterativ Intraday- und Day-Ahead-Markt mit Kenntnis der Day-Ahead-Preise der nächsten 3 Tage (*imperfect foresight*) an 365 Tagen mit 15 Min Auflösung.

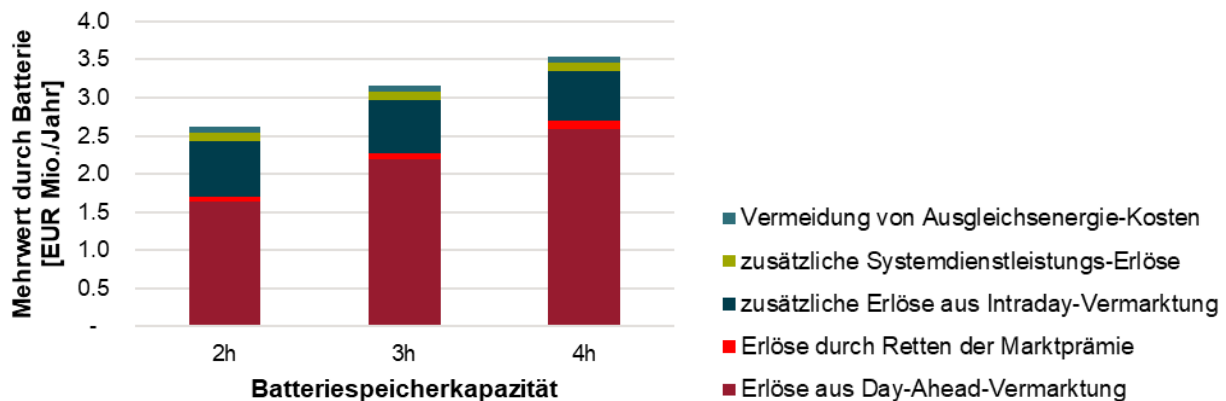


Abbildung 7: „Behind the Meter“ Batterie (20 MW) in Kombination mit PV-Anlage. Quelle: Frontier Economics – Battery optimisation model

Wird der Speicher hingegen mit **Verbrauchsanlagen** kombiniert, steht die Reduktion der Strombezugskosten im Vordergrund. Durch die zeitliche Verschiebung des Stromverbrauchs, etwa das Laden in Zeiten niedriger Preise und die Nutzung in Hochpreisphasen, können nicht nur Energiekosten, sondern auch Netzentgelte, reduziert werden. Dies ist insbesondere für energieintensive Industriebetriebe oder Gewerbekunden relevant, die ihre Lastprofile zunehmend flexibilisieren müssen, um von dynamischen Marktpreisen zu profitieren.

In **hybriden Systemen**, die sowohl Erzeugung als auch Verbrauch umfassen (z. B. Industrieareale mit eigener PV-Erzeugung), ermöglicht die Batterie eine Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils. Überschüssige Erzeugung kann gespeichert und später für den Eigenbedarf genutzt werden, wodurch der externe Strombezug sinkt, die Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlage verbessert wird und Netzentgelte, Steuern und Umlagen für den Netzbezug von Strom vermieden werden können.

III.3. Weitere Erlösmöglichkeiten für Batteriespeicher

Neben der Teilnahme an Großhandels- und Systemdienstleistungsmärkten sowie der Optimierung im Rahmen von Co-Location-Konzepten eröffnen sich für Batteriespeicher eine Reihe weiterer Erlösmöglichkeiten. Diese ergänzenden Geschäftsmodelle gewinnen mit dem Fortschreiten der Energiewende zunehmend an Bedeutung, da sie zur Systemstabilität, Netzoptimierung und Versorgungssicherheit beitragen.

Ein wichtiges Feld sind **Kapazitätsmechanismen**, die insbesondere in Frankreich eine zentrale Rolle spielen.⁴² Im französischen Strommarkt existiert seit 2017 ein Kapazitätsmarkt, der die Bereitstellung gesicherter Leistung vergütet. Ziel ist es, jederzeit ausreichende Erzeugungs- und Flexibilitätskapazitäten zur Deckung der Last sicherzustellen. Batteriespeicher können hier als Kapazitätsanbieter auftreten und sogenannte Kapazitätszertifikate bereitstellen, indem sie garantieren, in Engpasssituationen Energie bereitzustellen oder aufzunehmen. Für die Bereitstellung dieser Leistung erhalten sie eine zusätzliche Vergütung, die unabhängig von der Teilnahme an Großhandels- oder Regulenergiemärkten gewährt wird. Dadurch entsteht eine zusätzliche Erlösquelle, die den wirtschaftlichen Betrieb von Speichern unterstützt und gleichzeitig zur Versorgungssicherheit beiträgt. Zusätzlich gibt es in Frankreich auch die Möglichkeit an langfristigen Flexibilitätsauktionen teilzunehmen, bei denen flexible Leistung über den Zeitraum eines Halbjahres oder eines Jahres zur Verfügung gestellt wird. Für Batteriespeicher wurde dazu mit der Einführung einer spezifischen

⁴² DFBEW 2025, Hintergrundpapier zu Kapazitätsreserve und -mechanismus ([Link](#)).

In Deutschland existiert derzeit kein Kapazitätsmarkt, über dessen Einführung wird aktuell aber diskutiert.

Auktion für rein dekarbonisierte Flexibilität⁴³ seit 2025 ein zusätzlicher Anreiz geschaffen, der vor allem Batteriespeichern zu Gute kommen kann.

Zudem könnten auch **lokale Flexibilitätsmärkte**, zum Beispiel auf Verteilnetzebene, relevant sein. Die Idee ist, dass Batteriespeicher durch gezielte Einspeisung oder Aufnahme von Strom helfen, lokale Netzengpässe zu vermeiden und Netzstabilität zu gewährleisten. Solche Märkte wurden und werden derzeit in mehreren europäischen Ländern pilotiert, in Deutschland zum Beispiel enera, SINTEG oder DA/RE⁴⁴. Für Betreiber von Speichern eröffnen sich dadurch neue Einnahmemöglichkeiten, die sich stärker an netzdienlichen Dienstleistungen orientieren und regionale Flexibilität honorieren.

Darüber hinaus können Batteriespeicher (auch in Kombination mit anderen Assets wie zum Beispiel Laufwasserkraftwerken) spezifische **Netzdienstleistungen** erbringen, die über klassische Regelleistung hinausgehen.⁴⁵ Zu diesen **nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen** (nfSDL) zählen etwa Schwarzstartfähigkeit, also die Fähigkeit, ein Netz nach einem großflächigen Stromausfall ohne externe Energieversorgung wieder hochzufahren, sowie Spannungsstützung und Bereitstellung von Blindleistung. Solche Dienstleistungen sind für Netzbetreiber von wachsender Bedeutung, da mit dem Rückgang konventioneller Kraftwerke zunehmend auch die Bereitstellung dieser Systemdienstleistungen entfällt. Batteriespeicher können hier als moderne, dezentrale Alternative dienen und dadurch zusätzliche Vergütungen erzielen.

Ein besonderer Anwendungsfall sind sogenannte **Netzbooster-Projekte**, wie sie in Deutschland bereits umgesetzt werden. Diese Speicher werden im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber errichtet und dienen der Entlastung bestimmter Stromtrassen. Sie stellen kurzfristig Energie bereit oder nehmen sie auf, um das Netz besser auszulasten und den Bedarf an Netzausbau temporär zu reduzieren. Netzbooster fungieren damit als strategische Infrastrukturkomponente und werden nicht marktbasierend, sondern reguliert finanziert. Sie zeigen exemplarisch, wie Batteriespeicher nicht nur als wirtschaftliche, sondern auch als systemische Ressource im Netzbetrieb eingesetzt werden können.

Exkurs: Wechselwirkung mit Netzausbau und Netzbewirtschaftung

Der Zubau von Batteriespeicherkapazität hat weitreichende Wechselwirkungen mit dem Netzausbau und der Netzbewirtschaftung. Speicher können den Netzbetrieb auf verschiedenen Ebenen, sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz, maßgeblich unterstützen, stellen Netzbetrieb und Netzplanung aber zugleich vor neue Herausforderungen.

Der strompreisgetriebene Einsatz der Batteriespeicher ist nicht unbedingt netzdienlich im Sinne des Übertragungsnetzes, sondern kann – abhängig von Standort der Batterie und Zeitpunkt der Ein- bzw. Ausspeisung – belastende und entlastende Wirkung auf das Netz haben. Zum Beispiel können, bei Nord-Süd-Netzengpässen mit hoher Einspeisung im Norden, „marktgetriebene“ Batteriespeicher im Süden **Netzengpässe** verstärken, wenn sie zu diesen Zeiten Strom beziehen. Insofern die Marktsituation die Ausspeisung von Batteriespeichern anreizt, können Batterien im Süden Deutschlands den Netzengpass mindern.

Batteriespeicher schaffen zudem weitere Herausforderungen für die Netzbewirtschaftung. So stellt der derzeitige Ansturm auf **Netzanschlüsse**, mit mehreren Hundert Gigawatt gemeldeter Projekte allein in Deutschland, Netzbetreiber, und das derzeitige Regime zur Zuteilung von Netzkapazitäten, vor Herausforderungen. Zudem wird dadurch

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

⁴⁴ enera, Pilotprojekt eines digitalisierten Energiesystems in Nordwestdeutschland ([Link](#)); SINTEG, Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ ([Link](#)); DA/RE, cloudbasierte Datenplattform „Datenaustausch/Redispatch“ ([Link](#)).

⁴⁵ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2023, Roadmap Systemstabilität ([Link](#)).

der Netzanschluss zunehmend zu einem kritischen Faktor für Investitionsentscheidungen. Engpässe in Genehmigung und Netzkapazität können Projekte erheblich verzögern oder verteuern.

Im Netzbetrieb könnten Batteriespeicher eine wichtige Rolle als **flexible Systemressource** übernehmen. Sie können Lastspitzen glätten, Spannung und Frequenz stabilisieren und gezielt eingesetzt werden, um Netzengpässe zu entschärfen. Im Rahmen des Redispatch 2.0-Regelwerks können Speicher in Deutschland aktiv in die Engpassbewirtschaftung eingebunden werden.

Diese Funktionen eröffnen Entlastungspotenziale für den Netzbetrieb. Insbesondere in Regionen mit hoher Erneuerbaren-Einspeisung und begrenzter Netzkapazität, etwa in Norddeutschland oder Südfrankreich, können Speicher den **Bedarf an zusätzlichen Leitungen ggf. temporär verringern**. Gleichwohl erfordert ihr Einsatz systemdienliche Anreize oder Steuerung und Koordination mit Netzbetreibern, um Konflikte zwischen marktbasierendem und netzdienlichem Betrieb zu vermeiden. Speicher können dabei die Netzbelastung temporär reduzieren, aber bei der Herausforderung hoher erneuerbarer Erzeugungsanteile im Norden Deutschlands (inkl. Offshore) und Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands, nur eingeschränkt helfen. Hier ist ein entsprechender Netzausbau unumgänglich.

Die zunehmende Integration von Speichern wirkt sich zugleich auf die **Rentabilität** von Speicherprojekten aus. Einerseits eröffnen sich durch netzdienliche Nutzung zusätzliche Erlösquellen (z.B. über die Regelung „Nutzen statt Abregeln“ in § 13k EnWG in Deutschland⁴⁶), andererseits können Einschränkungen im Betrieb, etwa durch netztechnische Vorgaben, die Flexibilität und damit den Marktwert begrenzen.

III.4. Risiken für den Business Case von Batterieprojekten

Trotz der dynamischen Marktentwicklung und der wachsenden Bedeutung von Batteriespeichern sind die zugrundeliegenden Geschäftsmodelle mit erheblichen wirtschaftlichen und regulatorischen Risiken verbunden. Ein Großteil der derzeit in Deutschland geplanten und realisierten Speicherprojekte wird als sogenannte „Merchant“-Projekte umgesetzt, also ohne langfristig gesicherte Vergütung oder staatliche Förderung. Die Erlöse ergeben sich direkt aus der Teilnahme an Kurzfrist-Märkten, etwa an Großhandels- und Systemdienstleistungsmärkten, oder indirekt durch die Optimierung lokaler Energieflüsse in Co-Location-Projekten. Zudem hat die regulatorische Behandlung, zum Beispiel bei Netzentgelten, einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Entsprechend unterliegen Batterieprojekte einer hohen Unsicherheit, die sowohl aus der Preisentwicklung an den Energiemärkten als auch aus regulatorischen Veränderungen resultieren kann.

III.4.1. Risiken für Business Case aus Marktsättigung, konkurrierenden Flexibilitäten und Regulatorik

Die Erlösunsicherheiten bei der Vermarktung an Großhandels- und Systemdienstleistungsmärkten hängen maßgeblich von der zukünftigen Marktentwicklung ab. Batteriespeicher profitieren derzeit von der hohen Volatilität der Strompreise, die kurzfristige Flexibilitätsbereitstellung wirtschaftlich attraktiv macht. Allerdings kann dieser Vorteil im Zeitverlauf abnehmen, wenn zusätzliche flexible Kapazitäten in den Markt drängen. Zu den wichtigsten Einflussfaktoren gehören:

⁴⁶ Die Regelung „Nutzen statt Abregeln“ sieht vor, dass in geeigneten Regionen gezielt zuschaltbare Lasten aktiviert werden, um zusätzlichen Stromverbrauch zu generieren und dadurch die Abregelung von erneuerbaren Energien aufgrund von Netzengpässen zu verringern.

- **Technologische Alternativen:** Neben Batteriespeichern stehen auch andere Speichertechnologien, wie Pumpspeicherkraftwerke oder zukünftig Wasserstoffspeicher, als Anbieter kurzfristiger Flexibilität zur Verfügung. Deren Markteintritt kann den Preisdruck erhöhen und die Margen für Batterien verringern.
- **Flexible Erzeuger auf der Angebotsseite:** Der Ausbau regelbarer Gaskraftwerke⁴⁷ oder perspektivisch wasserstoffbasierter Anlagen kann die Preisvolatilität im Großhandelsmarkt reduzieren und damit die Wirtschaftlichkeit für Speicher begrenzen. Auch Wind- und PV-Anlagen mit Curtailment-Optionen können Flexibilität bereitstellen.
- **Flexibilität auf der Nachfrageseite:** Mit technologischen Veränderungen auf der Nachfrageseite, wie zum Beispiel industriellem Lastmanagement, steuerbaren Wärmepumpen oder der bidirektionalen Nutzung von Elektrofahrzeugen (inkl. *Vehicle-to-Grid*) entstehen zusätzliche Flexibilitätsquellen.

Durch die genannten Flexibilitätsquellen wird langfristig eine Sättigung der Flexibilitätsbedarfe erwartet. Mit zunehmender Speicherkapazität sinken tendenziell die Preisspreads und damit die Erlöspotenziale aus Spotmärkten und Systemdienstleistungen (vgl. Abbildung 8). Diese strukturelle Entwicklung erfordert eine strategische Anpassung der Geschäftsmodelle, um auch bei sinkenden Marktwerten profitabel zu bleiben. Andere Entwicklungen (z. B. Ausbau Wind, PV, hohe Gaspreise, CO₂-Preise, neue Stromleitungen) haben zudem auch einen wichtigen Einfluss auf die Preisvolatilität. Die Effekte dieser Parameter können in der Regel mit Hilfe einer Strommarkt- und Batterieeinsatz-Modellierung abgeschätzt werden.

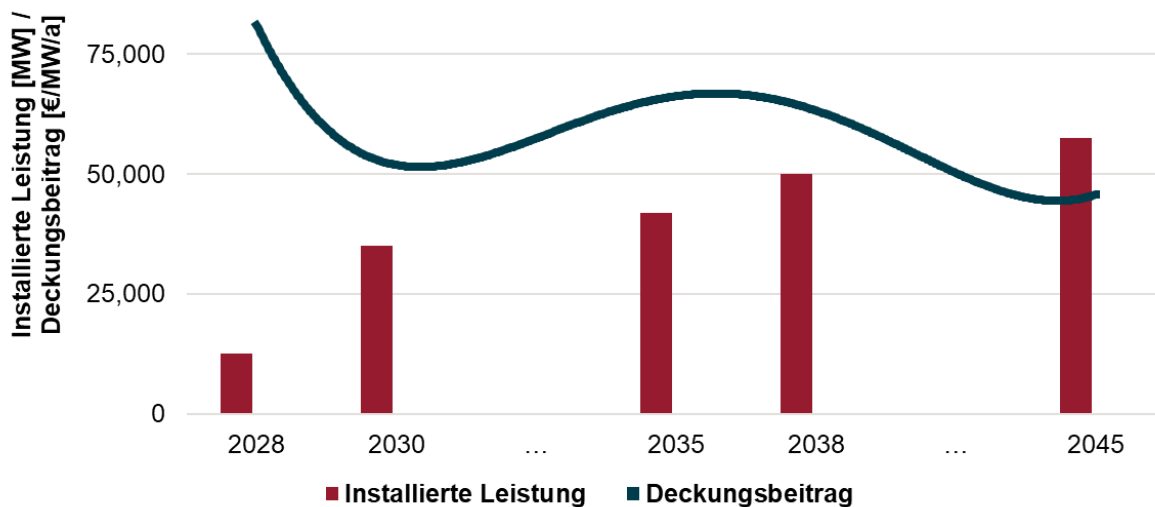


Abbildung 8: Day-Ahead-Deckungsbeitrag eines Batteriespeichers und installierte Batterieleistung in Deutschland (schematische Darstellung). Quelle: Frontier Economics Electricity Market Model

Hinweis: Die exemplarischen Berechnungen stellen auf stündliche Day-Ahead-Werte ab. Nicht dargestellt ist der zusätzliche Wert aus einer ¼-stündlichen, kontinuierlichen Vermarktung auf dem Intraday-Markt bzw. als Regelleistung.

Die Wirtschaftlichkeit von Batterien (in Co-Location) hängt stark von den **regulatorischen Rahmenbedingungen** ab. Änderungen bei Netzentgelten, Umlagen, steuerlicher Behandlung oder Genehmigungsanforderungen können erhebliche Auswirkungen auf die Rentabilität haben. Besonders relevant sind zum Beispiel Fragen der Netzentgelte,

⁴⁷ Der von Bundeswirtschaftsministerin Reiche ursprünglich geplante Zubau von 20 GW an Gaskraftwerken wurde auf 12 GW reduziert. Auch diese müssen von der EU-Kommission genehmigt werden, sodass mit den ersten Ausschreibungen frühestens im Sommer 2026 zu rechnen ist. Siehe dazu: BMWK 2026, Grundsatzvereinbarung mit der Europäischen Kommission über Eckpunkte der Kraftwerksstrategie ([Link](#)).

Eigenverbrauchsregelung oder für neue Projekte der Zuteilung von Netzanschlusskapazitäten. Zudem besteht Unsicherheit darüber, inwieweit zukünftige Markt- und Netzregelungen (z. B. Redispatch-Regeln, weitere Leistungen für Netzbetreiber wie Momentanreserve) Speicher in Co-Location aktiv einbeziehen oder einschränken werden.

III.4.2. Strategien zur Risikominderung

Insgesamt bleibt das Risikoprofil von Batteriespeicherprojekten anspruchsvoll. Die wirtschaftliche Attraktivität von Investitionen in die Batteriespeicherung hängt entscheidend davon ab, in welchem Maße die Betreiber Marktunsicherheiten, regulatorische Änderungen und technologische Entwicklungen antizipieren und ihre Geschäftsmodelle flexibel darauf ausrichten. Es bestehen unterschiedliche Strategien zur Risikominimierung, die abhängig von der Marktsituation und den Rahmenbedingungen genutzt und zum Teil kombiniert werden können. Dazu zählen:

- **Revenue Stacking:** Die Kombination mehrerer Erlösquellen – insbesondere Spotmärkte, Regelleistungs- und Regelarbeitsmärkte, lokale Flexibilitätsdienste sowie Eigenverbrauchsoptimierung – stabilisiert die Einnahmen und reduziert die Abhängigkeit von einzelnen Märkten.
- **Hybride Geschäftsmodelle:** Co-Location-Projekte mit Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen ermöglichen eine effizientere Nutzung bestehender Netzkapazitäten und diversifizieren die Erlösströme.
- **Vertragskonstrukte und Tolling-Modelle:** Über strukturierte Vertragsmodelle wie Tolling-Verträge, Kapazitäts- oder Verfügbarkeitsverträge kann das Marktpreisrisiko teilweise auf Aggregatoren, Lieferanten oder industrielle Abnehmer übertragen werden. Der Betreiber stellt dabei im Kern die Speicherinfrastruktur (Leistung und/oder Energie) zur Verfügung, während ein Vertragspartner die Vermarktung übernimmt und im Gegenzug fixe oder teilfixe Zahlungen leistet. Dies erhöht die Planbarkeit von Cashflows, reduziert die Volatilität der Erlöse und kann die Bankfähigkeit von Projekten verbessern.
- **Regulatorische Beteiligung und Fördermechanismen:** Die Teilnahme an Innovationsausschreibungen in Deutschland oder Förderaufrufe in Frankreich kann die Anfangsinvestitionen absichern und die Wirtschaftlichkeit verbessern.
- **Langfristige Verträge und Power Purchase Agreements (PPAs):** Durch langfristige Strom- bzw. Flexibilitätsabnahmeverträge lassen sich Preisrisiken absichern und stabile Cashflows erzielen.
- **Finanzielle Absicherungsinstrumente (Hedging):** Der Einsatz von Finanzderivaten kann Preisschwankungen im Großhandelsmarkt abfedern.
- **Portfolio-Ansätze:** Die Bündelung mehrerer Projekte in einem Portfolio ermöglicht eine Risikominderung.

III.4.3. Technische und operative Risiken mit Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Batteriespeicher

Neben den ökonomischen und regulatorischen Aspekten bestimmen auch technologische und operative Faktoren maßgeblich die Wirtschaftlichkeit und den langfristigen Erfolg von Batteriespeicherprojekten. Insbesondere die physikalischen Eigenschaften der Batteriezellen, die Betriebsweise und die Qualität der Steuerungssoftware beeinflussen sowohl die Performance als auch die Lebensdauer der Anlagen, und damit die zugrundeliegenden Geschäftsmodelle.

Ein zentrales technisches Thema ist die Degradation und Lebensdauer von Batterien. Jede Lade- und Entladeoperation führt zu einer schrittweisen Alterung der Zellen, die sich in einer sinkenden Kapazität und Leistung über die Betriebsjahre äußert. Die Degradationsrate hängt dabei unter anderem von der Anzahl der Ladezyklen, der Lade- und Entladetiefe, der Betriebstemperatur und der Ladegeschwindigkeit ab. Diese physikalischen Effekte haben unmittelbare Auswirkungen auf das Geschäftsmodell: Betreiber stehen vor einem Trade-off zwischen häufiger Nutzung und Werterhalt.

- Während eine intensive Nutzung, etwa für kurzfristige Großhandelsgeschäfte oder Regelleistung, kurzfristig höhere Erlöse generieren kann, beschleunigt sie zugleich die Alterung und verkürzt die technische Lebensdauer der Batterie.
- Umgekehrt kann eine konservativere Betriebsweise die Lebensdauer verlängern, verringert jedoch den potenziellen kurzfristigen Cashflow.

Eine zentrale Herausforderung besteht daher darin, die Betriebsstrategie so zu optimieren, dass Gesamtwert (zum Beispiel erfasst als *Net Present Value*) der Batterie über die Projektlaufzeit maximiert werden. Eine zunehmend entscheidende Rolle spielt dabei die Softwaresteuerung und der Einsatz von Optimierungsalgorithmen. Moderne Batteriespeicher werden heute digital gesteuert und kurzfristig auf Basis von Marktsignalen betrieben. Die Optimierung des Dispatchs, also die Entscheidung, wann und wie stark geladen oder entladen wird, erfolgt zunehmend datengetrieben und automatisiert. Hierbei kommt zunehmend maschinelles Lernen zum Einsatz, um komplexe Markt- und Wetterdaten zu analysieren, Prognosen zu erstellen und Einsatzpläne zu berechnen. Durch adaptive Algorithmen können sie kontinuierlich aus vergangenen Markt- und Betriebsdaten lernen und ihre Strategien dynamisch anpassen. Dies ermöglicht eine höhere Wirtschaftlichkeit und technische Effizienz, da sowohl die Erlösoptimierung als auch der Zellverschleiß berücksichtigt werden können.

IV. Regulatorischer und marktlicher Rahmen für Co-Location-Batteriespeicher in Frankreich

Die regulatorischen Rahmenbedingungen bilden einen wichtigen Einflussfaktor für den Markthochlauf und die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern. In den vergangenen Jahren haben sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene wesentliche Anpassungen stattgefunden, um den Einsatz von Speichern stärker in das Energiesystem zu integrieren und Investitionshemmnisse abzubauen. Im Folgenden gehen wir daher auf die Rahmenbedingungen in Frankreich (Abschnitt [4.1](#)) sowie Deutschland (Abschnitt [4.2](#)) näher ein.

IV.1. Marktbezogene Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in Frankreich

Der französische Strommarkt unterscheidet sich strukturell deutlich vom deutschen Strommarkt, vor allem aufgrund der hohen Bedeutung der Kernenergie im nationalen Energiemix. Knapp 70 Prozent der französischen Stromerzeugung stammen aktuell aus Kernkraftwerken.⁴⁸ Viele Reaktoren werden flexibel betrieben und reagieren auf untermägige Nachfrageschwankungen. Zusätzlich sind in Frankreich etwa 5 GW flexibler Kapazität durch Pumpspeicherwerke installiert.⁴⁹ Während diese Faktoren die Preisvolatilität dämpfen, treiben andere Entwicklungen sie nach oben: Die weitgehend inflexible Fahrweise von Laufwasserkraftwerken und die wachsende Einspeisung von Photovoltaik- und Windenergie können Volatilität in den Strompreisen verursachen. Zudem haben die Import- und Exportflüssen über die Kuppelleitungen nach Spanien, Italien, Deutschland, Belgien sowie in die Schweiz, und das Vereinigten Königreich einen Einfluss auf die französischen Preisbewegungen.⁵⁰

⁴⁸ DFBEW 2025, Barometer der erneuerbaren Energien im französischen Stromsektor ([Link](#))

Im Jahr 2024 betrug der Anteil der Kernkraft 67 %, was gegenüber 65 % im Jahr 2023 ein leichter Anstieg ist.

⁴⁹ Energy-Charts.info 2025, Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Frankreich in 2024 ([Link](#)).

⁵⁰ Im Jahr 2024 gab es bspw. über 500 Stunden am französischen Day-Ahead Markt mit Preisen kleiner-gleich 0€/MWh. Siehe Abbildung 2.



Für Batteriespeicher bedeutet der Druck auf die Preisvolatilität möglicherweise neue Erlöspotenziale: Es besteht zusätzlicher Bedarf für eine höhere Modularität („Flexibilität“) der Atomkraftwerke in den kommenden Jahren, unabhängig von den anstehenden Entscheidungen zum französischen Erzeugungsmix.⁵¹ Sollte der Kraftwerkspark dazu aus technischen oder organisatorischen Gründen jedoch nicht in der Lage sein, geht RTE davon aus, dass die Strompreise auf den Strommärkten und die Einnahmen aus der Kernenergie dann geringer wären, und der Flexibilitätsbedarf höher, zum Beispiel um Situationen mit übermäßigem Erzeugungsangebot bewältigen zu können.⁵² Dies würde stärker ausgeprägte Preisspitzen oder -täler bedeuten, die für kurzfristige Großhandelsmarktgeschäfte genutzt werden können. In seiner Prognose stellt RTE dar, dass Nachfrageflexibilität und Batteriespeicher hier eine relevante Rolle einnehmen können, indem sie die Preisvolatilität ausnutzen und zum Beispiel das Abschalten von Erneuerbaren vermeidet.⁵³

Darüber hinaus können Batteriespeicher für die Auflösung von Engpässen im Übertragungsnetz eingesetzt werden. Die Entlohnung für eine Engpassbeseitigung erfolgt prinzipiell durch RTE's NEBCO-Mechanismus⁵⁴ sowie die bereits angesprochenen langfristigen Flexibilitätsauktionen⁵⁵ (Siehe Abschnitt [III.3](#)).

Eine zentrale Rolle im französischen Marktdesign spielt zudem der Kapazitätsmarkt, der im Jahr 2017 eingeführt wurde.⁵⁶ Der französische Kapazitätsmarkt entwickelt sich derzeit weiter in Richtung einer technologieoffenen Ausgestaltung. Während anfangs vor allem konventionelle Erzeuger am Mechanismus teilnahmen, werden auch kurzzeitige Flexibilitäten wie Batteriespeicher zunehmend berücksichtigt. Allerdings ist in der Fachdebatte weiterhin umstritten, ob die Bewertungsmethodik die tatsächliche Verfügbarkeit und Systemrelevanz von Batterien tatsächlich angemessen abbildet. Da viele Batteriespeicher bei Vollast über eine Entladedauer von ein bis zwei Stunden verfügen, wird diskutiert, inwieweit diese Kapazitäten in echten Dunkelflauten oder längeren Mangelsituationen tatsächlich zur Versorgungssicherheit beitragen können. Dennoch bleibt ihre Bedeutung für die kurzfristige Spitzenlastdeckung und Netzstabilität unbestritten.

Neben dem Kapazitätsmarkt bieten auch die Systemdienstleistungsmärkte in Frankreich potenzielle Erlösquellen für Batteriespeicher. Während in Deutschland die Sekundärregelenergie (aFRR) viel eingesetzt wird, setzt der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE stärker auf manuelle, tertiäre Reserven (mFRR/RR), die schon vor erwarteten Abweichungen aktiviert werden können. Dadurch entstehen im Verhältnis höhere Abrufvolumina im tertiären Markt, was die Erlösquellen für Batteriespeicher verändert: Ein größerer Teil der möglichen Einnahmen von Batteriespeichern kann im Markt für Tertiärregelenergie erzielt werden, was ihn neben dem Großhandelsmarkt und aFRR zu einer wichtigen Erlösquelle macht.⁵⁷

IV.2. Regulatorischer Rahmen in Frankreich

Der regulatorische Rahmen für Batteriespeicher in Frankreich wird maßgeblich durch die französische Energieregulierungsbehörde (*Commission de régulation de l'énergie*, CRE) gestaltet. Die CRE fungiert als zentrale Regulierungsbehörde des französischen Energiemarkts und legt die Regeln für den Marktzugang, einige Vergütungssysteme und die technische Einbindung von Speichertechnologien fest.

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

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

⁵³ RTE 2025, Bilan prévisionnel – Édition 2025 – Seite 24 ([Link](#)).

⁵⁴ Notification d'Echanges de Blocs de Consommation.

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

⁵⁶ DFBEW 2025, Hintergrundpapier zu Kapazitätsreserve und -mechanismus ([Link](#)).

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

Im Bereich der Speicherregulierung hat die CRE in den vergangenen Jahren eine zunehmend klarere Definition und Einordnung von Batteriespeichern vorgenommen. Dazu gehören insbesondere die Teilnahmebedingungen am Kapazitätsmechanismus, die festlegen, unter welchen Voraussetzungen und in welchem Umfang Speicher als gesicherte Leistung anerkannt werden. Die CRE differenziert dabei zwischen kurzzeitigen Flexibilitäten wie Lithium-Ionen-Batterien und langfristig verfügbaren Kapazitäten, etwa aus konventionellen Kraftwerken oder Pumpspeichern. Diese Differenzierung ist entscheidend für die Bewertung der Kapazitätiszertifikate und damit für die Höhe der möglichen Zusatzerlöse.

Ein weiterer zentraler Regulierungsgrundsatz betrifft die strikte Trennung von Erzeugung, Netzbetrieb und Speicherbetrieb. Frankreich hält am Prinzip der vertikalen Entflechtung („unbundling“) fest, um Wettbewerbsneutralität zu gewährleisten und Marktzugangsbarrieren zu vermeiden. Das bedeutet, dass Netzbetreiber grundsätzlich keine eigenen Speicherprojekte entwickeln oder betreiben dürfen, es sei denn, sie dienen ausdrücklich netztechnischen Zwecken (z. B. Netzstabilität in Inselnetzen) und wurden von der CRE genehmigt.

Darüber hinaus verfolgt die CRE gemeinsam mit dem Energieministerium verschiedene Initiativen zur Förderung von Flexibilitäten im Stromsystem. Im Rahmen des Nationalen Energie- und Klimaplan (*National Energy and Climate Plan*, NECP) werden Batteriespeicher ausdrücklich als Schlüsseltechnologie zur Integration erneuerbarer Energien und zur Systemstabilisierung genannt.⁵⁸

Der Markt für großskalige Batteriespeicher wird derzeit vor allem durch marktwirtschaftliche Erlöse insbesondere aus Großhandelspreis-Volatilität, Kapazitätsmechanismen und Systemdienstleistungen getragen. Allerdings werden einzelne Projekte im Rahmen europäischer Förderprogramme unterstützt, etwa durch den EU-Innovationsfonds (*EU Innovation Fund*), Horizon Europe oder regionale Entwicklungsfonds. Diese Mittel dienen in der Regel dazu, innovative Speichertechnologien oder hybride Systemlösungen in der Praxis zu erproben.

Aktuell wird in Frankreich eine gezielte Förderstrategie für Batteriespeicher diskutiert.⁵⁹ Im politischen und regulatorischen Raum besteht die Überlegung, technologieoffene Ausschreibungen einzuführen, die analog zu den deutschen Innovationsausschreibungen (siehe Abschnitt [4.2.2](#)) ausgestaltet sein könnten. Ziel wäre es, Investitionsanreize für Speicher zu schaffen, die in Kombination mit erneuerbaren Energien betrieben werden, um so die Systemintegration von Wind- und Solarenergie zu verbessern.

IV.3. Netzentgelte, Steuern, Umlagen in Frankreich

Auch in Frankreich spielen Netzentgelte, Umlagen und steuerliche Rahmenbedingungen eine zentrale Rolle für die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeicherprojekten. Ähnlich wie in anderen europäischen Ländern ist die regulatorische Behandlung von Speichern komplex, da sie je nach Betriebsmodus sowohl als Verbraucher als auch als Erzeuger eingestuft werden können. Diese Doppelrolle führt zu rechtlichen und finanziellen Herausforderungen, insbesondere im Hinblick auf mögliche Doppelbelastungen mit Netzentgelten und Abgaben.

Grundsätzlich gelten Batteriespeicher im französischen Energierecht in vielen Fällen als verbrauchende Einrichtungen, sobald sie Strom aus dem Netz beziehen. Damit unterliegen sie grundsätzlich denselben Abgaben und Netzentgelten wie andere Letztverbraucher. Wird der gespeicherte Strom anschließend wieder in das Netz eingespeist, kann zusätzlich eine Belastung auf der Einspeiseseite, das heißt eine Doppelbelastung, entstehen.

Um diese Doppelbelastung zu vermeiden oder abzumildern, hat die CRE im Rahmen der TURPE7-Entscheidung (*Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité*, TURPE) zu Netzentgelten in 2025 spezielle Regelungen eingeführt. Unter bestimmten Voraussetzungen können Speicherbetreiber eine Befreiung oder Reduktion der Netzentgelte beantragen,

⁵⁸ Europäische Kommission 2024. France – Final updated NECP 2021-2030 (submitted in 2024) ([Link](#)).

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

wenn der geladene Strom ausschließlich zur Wiedereinspeisung bestimmt ist. Diese Regelung soll verhindern, dass Speicher im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen benachteiligt werden.⁶⁰ Die genaue Anwendung hängt jedoch von der technischen Konfiguration und der Netzanbindung des Projekts ab: So profitieren insbesondere Co-Location-Anlagen, bei denen Erzeugung und Speicher hinter demselben Netzanschlusspunkt betrieben werden, von einer einfacheren Abgrenzung des Eigenverbrauchs und einer klareren Trennung zwischen marktbezogenem und netzbezogenem Stromfluss.

Die steuerliche Behandlung von Batteriespeichern hängt zudem vom Standort und der Eigentümerstruktur ab. In manchen Regionen können kommunale Abgaben auf bauliche Anlagen anfallen, etwa im Rahmen der Grundsteuer (*taxe foncière*) oder der örtlichen Wirtschaftsabgabe (*contribution économique territoriale*, CET). Diese zusätzlichen Belastungen werden bei Großprojekten mit stationären Batteriesystemen zunehmend relevant, da sie die Betriebskosten insbesondere in urbanen Gebieten oder Industriearealen erhöhen können.

IV.4. Netzanschluss und -integration in Frankreich

Angesichts des bislang moderaten Markthochlaufs von Batteriespeichern in Frankreich sind die aktuellen Herausforderungen beim Netzanschluss und der Netzintegration noch überschaubar. In einer ersten Runde im März 2025 genehmigte RTE mehr als 3 GW Batteriespeicherleistung ohne Einschränkungen beim Netzanschluss. Aktuell stehen etwa 800 bis 900 MW an Netzanschlusskapazitäten zur Verfügung, die unter neuen Bedingungen vergeben werden. Diese legen verbindliche Zeiträume (*gabarits*) fest, in denen Batterien keinen Strom aus dem öffentlichen Netz entnehmen, bzw. in dieses einspeisen dürfen, um Netzbelastungen in kritischen Stunden zu vermeiden. Konkret unterscheidet RTE zwischen

- einem Entnahme-Betriebsfenster (*gabarit en soutirage*), während dem das Laden der Batterien aus dem Netz täglich zwischen 7 und 13 Uhr sowie 17 und 21 Uhr von November bis März untersagt ist, und
- einem Einspeise-Betriebsfenster (*gabarit en injection*), während dem das Einspeisen in das Netz von März bis Oktober jeweils zwischen 10 und 18 Uhr verboten ist.

Die Einhaltung dieser Vorgaben ist Voraussetzung für den Netzanschluss; eine finanzielle Kompensation für die Einschränkungen ist nicht vorgesehen.⁶¹

IV.5. Rechtliche und technische Voraussetzungen in Frankreich

Für die Errichtung und den Betrieb von Batteriespeichern in Frankreich gelten eine Reihe rechtlicher und technischer Anforderungen, die sowohl die Genehmigungsprozesse als auch den Netzanschluss und den Betrieb betreffen. Diese Vorgaben sollen einerseits die Integration von Speichern in das Energiesystem erleichtern, andererseits aber auch sicherstellen, dass Umwelt-, Sicherheits- und Netzstabilitätsaspekte angemessen berücksichtigt werden.

Im rechtlichen Rahmen sind Batteriespeicher als eigenständige Energieanlagen definiert, die – ähnlich wie Photovoltaik- oder Windkraftanlagen – spezifischen Genehmigungsverfahren unterliegen. Für Speicherprojekte mit einer Leistung von mehr als 1 MW ist in der Regel eine Baugenehmigung erforderlich. Darüber hinaus kann eine Umweltverträglichkeitsprüfung (*étude d'impact environnemental*) vorgeschrieben sein, wenn der Speicher in bestimmten Gebieten errichtet werden soll oder erhebliche Auswirkungen auf das lokale Umfeld zu erwarten sind. Diese Prüfungen decken typischerweise Aspekte wie Lärmemissionen, Flächennutzung, Brandschutz und Recycling ab.

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

⁶¹ DFBEW-Artikel November 2025 ([Link](#)).

Im Hinblick auf das Lebensende der Anlagen besteht für Batteriespeicher eine Rückbaupflicht, die sich an den Regelungen für Photovoltaik- und Windkraftanlagen orientiert. Projektentwickler sind verpflichtet, im Genehmigungsverfahren ein Konzept für den sicheren Rückbau und die Entsorgung vorzulegen. Derzeit existieren jedoch noch keine detaillierten gesetzlichen Vorgaben zur Recyclingquote oder zur Wiederverwertung von Batteriematerialien. Frankreich folgt hier den europäischen Entwicklungen: Die EU-Batterieverordnung (Verordnung (EU) 2023/1542) wird künftig verbindliche Anforderungen an Recyclingquoten, Rücknahmepflichten und den Einsatz von Sekundärrohstoffen festlegen, die auch für französische Speicherprojekte relevant werden.

Auf technischer Ebene bestehen klare Vorgaben für den Netzanschluss und den Betrieb von Batteriespeichern. Je nach Standort und Projektgröße erfolgt der Anschluss entweder über den Übertragungsnetzbetreiber RTE (*Réseau de transport d'électricité*) oder den Verteilnetzbetreiber Enedis. Der Anschlussprozess umfasst mehrere technische Prüfungen, darunter Lastflussanalysen, Netzverträglichkeitsprüfungen und die Festlegung der Anschlussleistung.

Batteriespeicher müssen bestimmte technische Anforderungen erfüllen, um am Markt teilnehmen oder netzdienlich betrieben werden zu können. Dazu zählen insbesondere:

- **Fernsteuerbarkeit:** Speicheranlagen müssen jederzeit fernsteuerbar und abrufbar sein, um flexibel auf Netz-anforderungen reagieren zu können. Dies ist Voraussetzung sowohl für die Teilnahme an Regelenenergiemärkten als auch für den Kapazitätsmechanismus.
- **Frequenz- und Spannungsstützung:** Speicher müssen in der Lage sein, Frequenzabweichungen auszugleichen und durch Blindleistungsbereitstellung zur Spannungsstabilisierung beizutragen. Diese Anforderungen entsprechen den technischen Vorgaben des Netzkodizes Strom (*Code de réseau électrique*) und werden regelmäßig durch RTE und Enedis aktualisiert.
- **Mindestverfügbarkeiten und Betriebsdauer:** Für die Teilnahme am Kapazitätsmechanismus sind bestimmte Mindestlaufzeiten und technische Verfügbarkeiten vorgeschrieben. Batterien müssen nachweisen, dass sie in Engpasssituationen innerhalb definierter Zeitfenster einsatzbereit sind.

V. Regulatorischer und marktlicher Rahmen für Co-Location-Batteriespeicher in Deutschland

V.1. Marktbezogene Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in Deutschland

Der deutsche Markt für Batteriespeicher ist durch eine hohe Dynamik geprägt. Neben den Day Ahead- und Intraday-Märkten spielen Batteriespeicher auf den Regelenenergiemärkten eine zentrale Rolle, wobei diese Marktsegmente (im Vergleich zum Day-Ahead- und Intradaymarkt) klein sind. In Deutschland können sie an allen drei Stufen des Regelenenergiemarkts teilnehmen, – Primärregelleistung (FCR), Sekundärregelleistung (aFRR) und Minutenreserve (mFRR).

Der Markt für Primärregelleistung (FCR) war in den vergangenen Jahren einer der wichtigsten Treiber für den wirtschaftlichen Ausbau von Batteriespeichern. Mittlerweile übersteigt die präqualifizierte Leistung den ausgeschriebenen Bedarf deutlich. Dennoch bleibt das Preisniveau für FCR bislang stabil (zum Beispiel aufgrund der Wirkung von Opportunitätskosten durch die eingeschränkten Vermarktungsmöglichkeiten bei FCR-Bereitstellung). Dadurch bleibt der Markt für FCR für viele Betreiber interessant, insbesondere im Rahmen von Revenue-Stacking-Strategien.

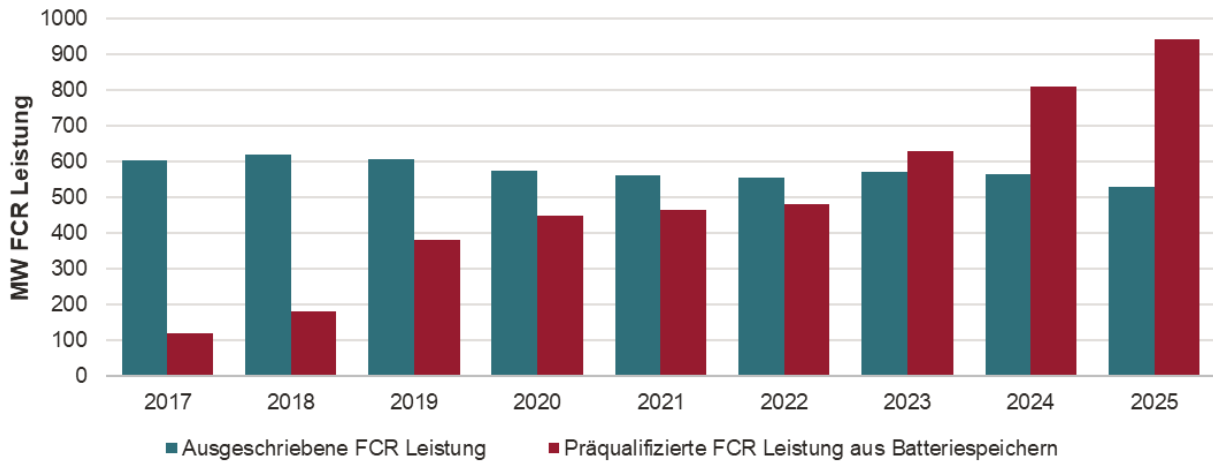


Abbildung 9: Entwicklung ausgeschriebener FCR-Leistung und präqualifizierter FCR-Leistung aus Batteriespeichern in Deutschland. Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten von regelleistung.net und [regelleistung.net in Bundesnetzagentur](https://regelleistung.net/in/Bundesnetzagentur).

Hinweis: 2021-Wert für präqualifizierte Leistung aus Batteriespeichern ist interpoliert aus 2020- und 2022-Werten. Übrige Werte der präqualifizierten Leistung beziehen sich auf beliebige Monate innerhalb des jeweiligen referenzierten Jahres.

Die Sekundärregelenergie (aFRR) ist ein weiteres attraktives Marktsegment für Batteriespeicher. In 2024 und 2025 hat die präqualifizierte Leistung aus Batteriespeichern deutlich zugenommen, jedoch zeigt der Markt eine geringere Sättigung durch Batteriespeicher als in der Primärregelleistung. Gleichzeitig scheiden fossile Anlagen zum Teil aus der aFRR aus aufgrund von Stilllegungen. Gegenüber der Primärregelleistung zeichnet sich aFRR durch höhere Volumina und dynamische Preisentwicklungen aus. Allerdings ist das Marktvolumen für aFRR ebenfalls begrenzt, und der Preisdruck wird perspektivisch (z. B. durch den Zubau an Batteriekapazitäten) zunehmen. Für das langfristige Preisniveau werden voraussichtlich die Opportunitätskosten aus anderen Marktsegmenten (zum Beispiel Erlöspotenziale im Großhandelsmarkt) eine wichtige Rolle spielen.

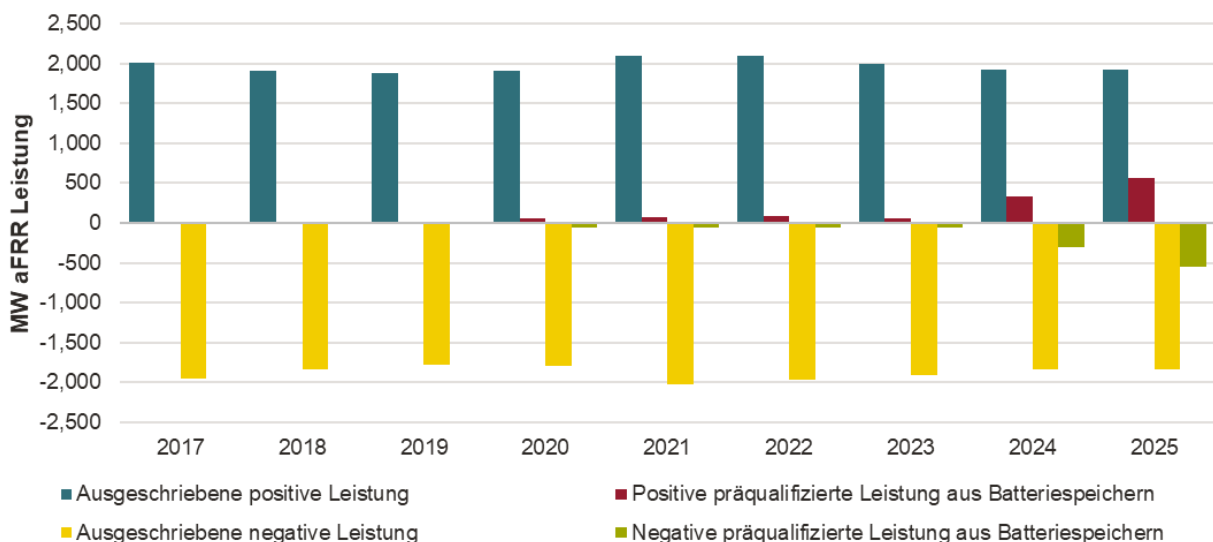


Abbildung 10: Entwicklung ausgeschriebener aFRR-Leistung und präqualifizierter aFRR-Leistung aus Batteriespeichern in Deutschland. Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten von regelleistung.net und [regelleistung.net in Bundesnetzagentur](https://regelleistung.net/in/Bundesnetzagentur).

Hinweis: 2021-Wert für präqualifizierte Leistung aus Batteriespeichern ist interpoliert aus 2020- und 2022-Werten. Übrige Werte der präqualifizierten Leistung beziehen sich auf beliebige Monate innerhalb des jeweiligen referenzierten Jahres.

Auf den Großhandelsmärkten eröffnet die Volatilität der Strompreise derzeit attraktive Erlösmöglichkeiten für Batteriespeicher. Durch gezielte Strategien können sie Strom in Stunden mit niedrigen Preisen aufnehmen und in Hochpreisphasen wieder abgeben. Die starke Zunahme von Stunden mit negativen oder sehr niedrigen Preisen sowie die teils extremen Preissprünge im Intraday-Handel schaffen ein zunehmend günstiges Umfeld für diese Form der Flexibilitätsnutzung.⁶²

Besonders Co-Location-Projekte, also die Kombination von Batteriespeichern mit erneuerbaren Energieanlagen, können voraussichtlich ab Juni 2026 profitieren: Einerseits können sie den erzeugten Strom aus Wind- oder PV-Anlagen gezielt in Zeiten mit höheren Preisen einspeisen und so den Vermarktungswert der Erzeugung steigern. Andererseits ermöglicht der Speicher zusätzliche Handelsaktivitäten am Großhandelsmarkt und damit eine Diversifizierung der Erlösströme. War bislang eine gleichzeitige Nutzung des Co-Location-Speichers am Großhandelsmarkt aufgrund des daraus resultierenden Verlusts der EEG-Förderung bislang unrentabel, soll dies bei Umsetzung der in § 19 Abs. 3 Nr. 2 bzw. 3b EEG vorgesehenen Abgrenzungsfunktion,⁶³ deren genaue Ausgestaltung aktuell von der Bundesnetzagentur konsultiert wird,⁶⁴ zukünftig möglich sein.

Die Entlohnung für Engpassbeseitigung erfolgt im Rahmen von Redispatch 2.0⁶⁵ ausschließlich kostenbasiert. Zwar sind Batteriespeicher mit mehr als 100 kW prinzipiell verpflichtet, am Redispatch (auf Anweisung der Übertragungsnetzbetreiber) teilzunehmen und technische Voraussetzungen sind meist gegeben, jedoch ist der praktische Einsatz von Speichern im Redispatch bisher begrenzt.

Darüber hinaus werden in Deutschland lokale Flexibilitätsmärkte erprobt. Diese richten sich insbesondere an Akteure auf der Verteilnetzebene, etwa Stadtwerke, Netzbetreiber und größere Verbraucher, und sollen lokale Flexibilitätsangebote vergüten, die zur Netzstabilisierung beitragen. Beispiele aus Pilotprojekten zeigen, dass Batteriespeicher hier gezielt eingesetzt werden können, um Engpässe zu vermeiden oder Netzverluste zu reduzieren. Langfristig könnten solche Märkte zusätzliche Einnahmeoptionen eröffnen und den wirtschaftlichen Betrieb von Speichern insbesondere im dezentralen Bereich stärken, jedoch bleibt es noch abzuwarten ob und in welchem Umfang Flexibilitätsmärkte tatsächlich entstehen werden.

V.2. Regulatorischer Rahmen in Deutschland

Der regulatorische Rahmen für Batteriespeicher in Deutschland hat sich in den letzten Jahren erheblich weiterentwickelt. Ziel der aktuellen Regelungen ist es, die Integration von Speichern in das Energiesystem zu erleichtern, d. h. markt- und netzdienliche Rahmenbedingungen zu schaffen und dabei Fehlanreize zu beseitigen. Dabei wird der regulatorische Rahmen von verschiedenen Regelungen beeinflusst, z. B. dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, den Regelungen zum Netzanschluss und Baukostenzuschüssen.

Die Relevanz der Stromspeicherung durch Batteriespeicher wurde durch die Feststellung des „überragenden öffentlichen Interesses“ unterstrichen. Dies dient insbesondere dazu, Stromspeicherprojekte im Rahmen von Planungs- und

⁶² So wurden allein 2024 in Deutschland 457 Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen registriert. In der ersten Jahreshälfte 2025 waren es bereits 389 Stunden, zusätzlich kamen Stunden mit genau null Euro hinzu. Im Mai 2025 trat der negative Preis allein an 130 Stunden im Monatsverlauf auf, mit teils neun aufeinanderfolgenden Stunden negativer Preise (bis - 250 €/MWh) in einzelnen Fällen. Parallel steigt die Häufigkeit extremer Preissprünge im Intraday-Handel: So wurden in den letzten Jahren mehrfach Preise von mehreren Hundert Euro pro MWh beobachtet. (PV Magazine 2025, Germany's day-ahead market posts 389 hours of negative prices in H1 ([Link](#)), Clean Energy Wire 2024, Short-term power prices spike amid new 'Dunkelflaute' in Germany, most customers unaffected ([Link](#))). Siehe auch DFBEW 2025, Hintergrundpapier zu negativen Preisen an den Strombörsen ([Link zum Dokument](#)).

⁶³ In der Abgrenzungsoption erfolgt die Bestimmung der Strommengen, für die EEG-Förderung in Anspruch genommen werden kann, auf Basis einer Verrechnung und anteiligen Zuordnung von viertelstündlich erfassten Strommengen gemäß den von der Bundesnetzagentur bestimmten Prinzipien. Alternativ besteht für Speicher <30 kWp auch die Möglichkeit einer pauschalen Bestimmung der förderfähigen Strommengen (sogenannte Pauschaloption), vgl. § 19 Abs. 3 Nr. 3 bzw. Abs. 3c EEG.

⁶⁴ Vgl. Bundesnetzagentur 2025, Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiS-peL) ([Link](#)).

⁶⁵ Unter Redispatch wird die Anordnung zur Erhöhung oder Drosselung der Einspeiseleistung von Kraftwerken verstanden, um eine Überlastung in einem Netzabschnitt zu verhindern. Der Redispatch 2.0 umfasst eine Reihe von Regelungen über den Ablauf dieses Prozesses und erweitert die Anwendbarkeit auf kleiner Anlagen, ab einer Größe von 100 kWp. Bundesnetzagentur 2025, Redispatch ([Link](#)).



Genehmigungsverfahren zu privilegieren und insoweit mit dem Ausbau erneuerbarer Energien auf eine Stufe zu stellen.⁶⁶

EEG – Anreiz zur zeitlichen Verschiebung

Die hohe Preisvolatilität auf dem deutschen Strommarkt wird durch historische Fördermechanismen zusätzlich verstärkt. Frühere EEG-Fassungen sahen eine fixe Vergütung der Einspeisung, weitestgehend unabhängig vom aktuellen Marktpreis vor, sodass viele Betreiber auch bei negativen Strompreisen weiterhin einspeisten. Dies führte in Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung und niedriger Nachfrage zu einem Überschuss an Stromerzeugung und teilweise negativen Preisen. Angefangen mit dem EEG 2014 wurden diese Anreize sukzessive korrigiert: Dort wurde erstmalig eine Aussetzung der Vergütung im Falle von sechs aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Preisen festgeschrieben. Die Anzahl der Stunden wurde nachfolgend weiter reduziert und mit dem EEG 2023 in der ab dem 25.02.2025 gelten Fassung vollständig abgeschafft: Abgesehen von Härtefallregelungen entfällt für neue Anlagen die Förderzahlung, in Zeiträumen, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, vollständig (§ 51 EEG 2023). Diese Regelung schafft einen Anreiz zur zeitlichen Verschiebung der Einspeisung in wirtschaftlich attraktive Stunden.

Batteriespeicher in Co-Location können diesen Mechanismus gezielt nutzen, indem sie Strom in Zeiten negativer Preise aufnehmen und in förderfähigen Stunden, also bei positiven Marktpreisen, wieder einspeisen. Auf diese Weise lässt sich sowohl der Markterlös der Erzeugung steigern als auch der Verlust der EEG-Vergütung vermeiden. Dies erhöht den wirtschaftlichen Wert von Co-Location-Projekten gegenüber Stand-Alone-Speichern, insbesondere wenn zukünftig die EEG-Förderung für den erneuerbar erzeugten Strom bei gleichzeitiger Vermarktung der Batterie am Spotmarkt nicht entfällt (siehe Abschnitt [4.1.1](#)).

Fördermechanismen

Zur gezielten Förderung von Anlagenkombinationen wurden die Innovationsausschreibungen nach § 390 EEG eingeführt. Diese ermöglichen die Förderung von Projekten, die erneuerbare Erzeugung mit Speichertechnologie kombinieren.⁶⁷ In den bisherigen Ausschreibungsrunden wurden seit 2020 ca. 4 GW an installierter Leistung bezuschlagt, davon ca. 3,4 GW Solar/Batterie und 11 MW Wind/Batterie,⁶⁸ wodurch ein wichtiger Markteintrittsimpuls für Co-Location-Konzepte geschaffen wurde.

Darüber hinaus existieren auf Länderebene ergänzende Förderprogramme⁶⁹. Diese Programme gewähren Investitionszuschüsse oder zinsgünstige Darlehen für Speicher, die zum Beispiel zur Eigenverbrauchsoptimierung beitragen. Zudem stehen europäische Fördermittel, etwa aus Horizon Europe oder dem EU Innovation Fund, für Großprojekte zur Verfügung.

Regelenergie und Präqualifikation

Auch die Teilnahmebedingungen für die Bereitstellung von Regelenergie unterliegen einer fortlaufenden Anpassung. Speicher müssen bestimmte technische Voraussetzungen erfüllen, etwa hinsichtlich Leistungsgröße, Reaktionszeit

⁶⁶ Mit dem Gesetz zur Änderung des Raumordnungsgesetzes und anderer Vorschriften (ROGÄndG) vom 22. März 2023 wurde das überragende öffentliche Interesse für die Errichtung von Stromspeicheranlagen in § 11c EnWG festgeschrieben.

⁶⁷ Stromspeicher gelten als Anlagen im Sinne des EEG, wenn sie beim Aufladen ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien beziehen (§ 3 Nr. 1 EEG 2023). Der EEG-Förderanspruch für Strommengen aus einer EE-Erzeugungsanlage besteht fort, wenn die Strommengen vor der Einspeisung in das Netz in einem solchen Stromspeicher, der als Anlage im Sinne des EEG gilt, zwischengespeichert werden (§ 19 Abs. 3 EEG).

⁶⁸ Bundesnetzagentur (2025), Beendete Ausschreibungen ([Link](#)).

⁶⁹ Beispielsweise das SolarPLUS Förderprogramm der Investitionsbank Berlin ([Link](#)), oder das Solarförderprogramm des Landes Hessen ([Link](#)).

und Fernsteuerbarkeit, um am Regelle Energiemarkt teilnehmen zu können. In den letzten Jahren wurden die Anforderungen zur technischen Präqualifikation regelmäßig überprüft und angepasst, um den Marktzugang für neue Technologien zu erleichtern.

V.3. Netzentgelte, Steuern und Umlagen in Deutschland

Die Netzentgelte, Steuern und Umlagen stellen eine wesentliche regulatorische Stellgröße für Batteriespeicher in Deutschland dar. Insbesondere die Frage, ob und in welchem Umfang Speicher bei Lade- und Entladevorgängen Netzentgelte und Abgaben entrichten müssen, hat großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte. Der Gesetzgeber hat hier in den vergangenen Jahren wichtige Klarstellungen vorgenommen, um Doppelbelastungen zu vermeiden und Investitionsanreize zu stärken.

Netzentgelte

Batteriespeicher nehmen im deutschen Energierecht eine Doppelfunktion ein: Beim Laden gelten sie als Verbraucher, beim Entladen als Erzeugungsanlagen. Während für die Erzeugung zwar bislang keine Einspeiseentgelte erhoben werden, so werden für den Netzbezug Entnahmeentgelte fällig. In diesem Rahmen könnte prinzipiell eine Doppelbelastung von zwischengespeichertem Strom (z.B. bei Ein- und Ausspeisung oder bei Batterie-Einspeisung und späterem Endverbrauch) drohen. Eine solche Doppelbelastung liegt jedoch aktuell nicht vor. So hat zum Beispiel die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) wichtige Auswirkungen. Nach § 118 Abs. 6 EnWG sind Batteriespeicheranlagen, die bis zum 4. August 2029 in Betrieb genommen werden, von der Zahlung der Netzentgelte für 20 Jahre befreit. Zudem wurde ein Passus gestrichen, der erforderlich machte, dass zuvor aus dem Netz entnommene Mengen wieder vollständig in dieses Netz einzuspeisen waren, sodass die Netzentgeltbefreiung zukünftig auch bei nur teilweise wieder rückgespeisten Mengen gilt.

Gleichzeitig wird bereits parallel über eine zukünftige Anpassung der Netzentgeltsystematik diskutiert.⁷⁰ Mittelfristig ist vorgesehen, Speicher zwar weiterhin vor Doppelbelastung zu schützen, sie aber anteilig an Netzentgelten zu beteiligen, wenn sie aktiv zur Netznutzung beitragen oder Netzkapazitäten beanspruchen. Das Ziel ist eine verursachungsgerechte Entgeltstruktur, die Speichernetzvorteile honoriert, aber gleichzeitig die Kosten für die Netzinfrastruktur fair verteilt.

Umlagen und Steuern

Neben Netzentgelten unterliegen Batteriespeicher potenziell verschiedenen Umlagen und steuerlichen Regelungen, deren Relevanz vom jeweiligen Betriebsmodell abhängt.

- **Stromsteuer:** Stationäre Batteriespeicher sind von der Stromsteuer befreit, soweit sie den beim Ausspeichern erzeugten Strom in das Netz einspeisen (§ 5 Absatz 4 StromStG).
- **Weitere Umlagen:** Seit 2023 sind Stromspeicher durch § 21 Absatz 1 und 2 Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) von den KWKG- und Offshore-Netzumlagen sowie dem Aufschlag für besondere Netznutzung (bis 2024 § 19-StromNEV-Umlage)⁷¹ befreit, soweit sie bidirektional genutzt werden: Nach der Saldierungsregelung reduziert sich die Umlagenpflicht, soweit der bei der Einspeicherung verbrauchte Strom aus dem Netz bezogen und der bei der Ausspeicherung erzeugte Strom in das Netz zurückgespeist wird. Auch die Speicherverluste werden von der Entlastung begünstigt.

⁷⁰ Bundesnetzagentur (2025), Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) ([Link](#)).

⁷¹ 50Hertz/Amprion/Tennet TSO/TransnetBW (2025), Aufschlag für besondere Netznutzung / § 19 Strom-NEV-Umlage ([Link](#)).

V.4. Netzanschluss und -integration in Deutschland

Der Netzanschluss ist derzeit einer der zentralen Engpassfaktoren für den Ausbau von Batteriespeichern in Deutschland. Die Zahl der Anschlussbegehren ist in den vergangenen Monaten sprunghaft gestiegen und übersteigt die verfügbaren Kapazitäten der bestehenden Netzinfrastruktur um ein Vielfaches (siehe Abschnitt [2.2](#)).

Dieses enorme Antragsvolumen stellt die Netzbetreiber vor erhebliche organisatorische und rechtliche Herausforderungen. Im derzeit geltenden Rechtsrahmen, der sich maßgeblich an der Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV) aus dem Jahr 2007 orientiert, sind die Netzbetreiber verpflichtet, jeden Antrag formal zu prüfen und in der Reihenfolge des Eingangsdatums („first come, first serve“) abzuarbeiten. Dabei fehlt jedoch bislang eine rechtliche Grundlage, um zu bewerten, ob ein Antrag wirtschaftlich realistisch oder projektreif ist. Viele der eingegangenen Anträge werden daher rein vorsorglich gestellt, um sich Netzkapazitäten frühzeitig zu sichern, ohne dass eine konkrete Projektumsetzung absehbar ist.

In der Praxis führt diese Situation zu Überlastungen der Genehmigungsprozesse und zu einer faktischen Blockade von Netzanschlusskapazitäten für Projekte, die tatsächlich baureif sind. Netzbetreiber können kaum zwischen seriösen und spekulativen Anträgen unterscheiden und müssen alle nach denselben formalen Kriterien behandeln. Dies erschwert die netzseitige Integration der Speicherprojekte.

Vor diesem Hintergrund wird auf politischer und regulatorischer Ebene zunehmend diskutiert, wie das Verfahren zur Priorisierung und Qualifizierung von Anschlussanträgen reformiert werden kann. Die Erarbeitung eines Positionspapieres zum diesbezüglichen Verfahren bei der Bundesnetzagentur wurde jedoch eingestellt, da kein Konsens gefunden werden konnte. Es bleibt somit zunächst jedem Netzbetreiber überlassen, ein den Anforderungen des § 17 EnWG genügendes Verfahren zu entwickeln und anzuwenden.⁷² Im November 2025 hat Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) schnelle Änderungen bei Netzanschlussverfahren im Stromnetz angekündigt. Große Batteriespeicher sollen aus den bisherigen Regelungen herausgenommen werden.⁷³

Netzanschlusskosten und Baukostenzuschuss

Ein zentraler Kostenfaktor bei der Umsetzung von Speicherprojekten ist der Netzanschluss. Projektentwickler werden über Baukostenzuschüsse (BKZ), die von Netzbetreibern erhoben werden, an den Netzanschlusskosten beteiligt.⁷⁴ Diese Kosten können je nach Netzebene und Region erheblich sein.

Co-Location-Projekte bieten hier einen wirtschaftlichen Vorteil: Durch die gemeinsame Nutzung eines bestehenden Netzanschlusses mit einer Erzeugungsanlage (z. B. PV oder Wind) lassen sich die Anschlusskosten deutlich reduzieren. Zudem können vorhandene Netzkapazitäten effizienter genutzt werden. Dadurch entsteht nicht nur ein wirtschaftlicher Vorteil, sondern auch ein Beitrag zur effizienteren Nutzung der Netzinfrastruktur.

Flexible Netzanschlussvereinbarungen

Ein wichtiger regulatorischer Faktor sind die in § 17 Abs. 2b EnWG und § 8a EEG definierten flexiblen Netzanschlussvereinbarungen. Diese ermöglichen es Netzbetreibern und Anlagenbetreibern, sich auf eine maximale Wirkleistung (§ 8a EEG) bzw. auf eine statische oder dynamische Begrenzung der maximalen Entnahme- oder Einspeiseleistung (§ 17 Abs. 2b EnWG) zu verständigen, die in das Netz eingespeist werden darf. Zum Beispiel kann diese festgelegte maximale Einspeiseleistung unter der installierten Nennleistung der Anlage liegen.

⁷² Bundesnetzagentur (2025), Konsultation zu einem Verfahren zur Zuteilung von Entnahmeleistungen aus Netzebenen oberhalb der Niederspannung ([Link](#)).

⁷³ Energate Messenger (2024), Reiche kündigt Änderungen bei Netzanschlussverfahren an ([Link](#)).

⁷⁴ Dieser Baukostenzuschuss war lange Zeit umstritten, wurde aber vom BGH im Juli 2025 bestätigt. Vgl. dazu energate (2025), Rechtssicherheit für wen? BGH-Urteil polarisiert ([Link](#)).

Durch diese Regelung sollen Anlagen, zum Beispiel Solaranlagen in Kombination mit Batteriespeichern, schneller und ggf. mit einem geringeren Folgebedarf für Netzausbau bzw. Netzverstärkungsmaßnahmen an das Netz angeschlossen werden können. Zudem können Speicher mit flexiblen Netzanschlussvereinbarungen dazu beitragen, den Netzanschluss bzw. die betroffenen Netzbereiche besser auszulasten.

Flexible Netzanschlussvereinbarungen bieten für Batteriespeicher Chancen wie auch Risiken. Flexible Netzanschlussvereinbarungen können dazu beitragen, dass Batteriespeicher schneller einen Netzanschluss erhalten. Zudem können Netzbetreiber und Batteriespeicherbetreiber sich auf eine Regelung verständigen, die den Anforderungen von sicherem Netzbetrieb und wirtschaftlichen Batteriebetrieb entspricht. In der Praxis können durch flexible Netzanschlussvereinbaren jedoch große Herausforderungen entstehen und die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern deutlich senken. Es ist möglich, dass zahlreiche Batterieprojekte an den einschränkenden Wirkungen der flexiblen Netzanschlussvereinbarungen scheitern. Dabei kommt es auf die jeweilige Ausgestaltung der flexiblen Netzanschlussvereinbarung an, deren Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit im Einzelfall präzise analysiert werden muss.

V.5. Rechtliche und technische Voraussetzungen in Deutschland

Der rechtliche und technische Rahmen für Batteriespeicher in Deutschland befindet sich in einer Phase der Weiterentwicklung. Während die Marktdynamik zunimmt, ist die gesetzliche und technische Systematik teilweise noch nicht vollständig auf die spezifischen Anforderungen großskaliger Speichieranlagen ausgerichtet.

In Deutschland existiert bislang kein spezielles Bundesgesetz für Energiespeicher, weshalb deren rechtliche Einordnung je nach Anwendungsfall variiert. Batteriespeicher können, abhängig vom Betriebsmodell, entweder als Erzeugungsanlage (beim Entladen) oder als Verbrauchseinrichtung (beim Laden) gelten. Diese Doppelfunktion führt in der Praxis zu Unsicherheiten hinsichtlich Genehmigungspflichten, Netzanschlussbedingungen und Abgabenregelungen. Die Genehmigungsverfahren unterscheiden sich nach Anlagengröße und Standort:

- **Kleinere Anlagen** (in der Regel unter 10 MW) werden meist im Rahmen des Bauordnungsrechts der Länder genehmigt. Hier sind insbesondere baurechtliche Vorschriften, Abstandsregelungen, Lärmschutz und Brandschutz relevant.
- **Größere Anlagen** können unter die Genehmigungspflicht nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) fallen, insbesondere wenn sie potenziell umwelt- oder sicherheitsrelevant sind. Dies betrifft vor allem Lithium-Ionen-Speicher, bei denen Aspekte des Brandschutzes, der Sicherheitsabstände und der Gefahrstofflagerung berücksichtigt werden müssen.
- In vielen Fällen ist eine **standortbezogene Umweltprüfung** erforderlich, insbesondere wenn größere Flächen versiegelt oder in der Nähe von Schutzgebieten genutzt werden.

Hinsichtlich des Lebensendes der Anlagen könnte für Batteriespeicher über § 35 BauGB eine Rückbaupflicht bestehen, dies wäre noch juristisch abschließend zu prüfen.⁷⁵ Betreiber müssten dementsprechend sicherstellen, dass die Speicher nach Außerbetriebnahme ordnungsgemäß demontiert und entsorgt werden. Eine spezifische Batterie-Rückbauverordnung existiert derzeit noch nicht. Im Kontext eines Rückbaus ist zu beachten, dass mit der neuen EU-Batterieverordnung (Verordnung (EU) 2023/1542) schrittweise strengere Anforderungen in Kraft treten, die verbindliche Recyclingquoten für Lithium, Nickel, Kobalt und Blei sowie Pflichten zur Rücknahme und Dokumentation der Materialströme beinhalten. Für Betreiber bedeutet dies künftig zusätzliche Anforderungen an Nachweispflichten und Recyclinglogistik.

⁷⁵ So ordnen viele Genehmigungsbehörden Stand-Alone-Speicher als Anlagen der Energieversorgung nach § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB ein. Für Speicher in Co-Location von Wind- oder Solaranlagen könnten diese mit unter § 35 Abs. 1 Nr. 5 bzw. § 35 Abs. 1 Nr. 8/9 BauGB fallen. In diesem Fall könnte auch für den Batteriespeicher die Rückbaupflichtung nach § 35 Abs. 5 BauGB u.U. greifen. Eine abschließende Beurteilung erfordert jedoch eine juristische Analyse, die nicht Teil dieses Papiers ist.

Technische Voraussetzungen

Die technischen Anforderungen an Batteriespeicher ergeben sich vor allem aus den Technischen Anschlussregeln (TAR), die den sicheren Betrieb von Erzeugungs- und Speichieranlagen im Netz regeln. Diese Standards wurden allerdings vor mehreren Jahren entwickelt, zu einem Zeitpunkt, als der heutige Hochlauf großskaliger Speicher noch nicht absehbar war. Angesichts des massiven Marktwachstums und der neuen netztechnischen Herausforderungen werden die TAR derzeit überarbeitet, um die Integration von BESS in das Stromsystem besser zu berücksichtigen.

Da die Überarbeitung der TAR jedoch mehrere Jahre in Anspruch nimmt, haben Netzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur bereits zusätzliche technische Anforderungen definiert. Diese betreffen vor allem den Beitrag von Speichern zur Systemstabilität und Netzdienstleistung. Dazu zählen insbesondere:⁷⁶

- **Netzbildende Eigenschaften:** Speicher sollen künftig in der Lage sein, aktiv zur Frequenzstabilisierung beizutragen, insbesondere durch die Bereitstellung von Momentanreserve.
- **Bereitstellung von Blindleistung:** Um Spannungsschwankungen im Netz zu vermeiden, müssen Speicher, ähnlich wie konventionelle Kraftwerke, Blindleistung einspeisen oder aufnehmen können.
- **Begrenzung von Leistungsgradienten:** Um plötzliche Last- oder Erzeugungssprünge zu vermeiden, sind Vorgaben zur Rampensteuerung definiert, die den Netzübergang stabilisieren.
- **Schwarzstartfähigkeit:** Für große Projekte auf Übertragungsebene wird zunehmend gefordert, dass Speicher in der Lage sind, ein Teilnetz nach einem Blackout wieder hochzufahren. Diese Funktion gewinnt an Bedeutung, da konventionelle Kraftwerke mit Schwarzstartfähigkeit zunehmend vom Netz gehen.

Neben der physischen Netzintegration müssen Batteriespeicher auch digital in die Netz- und Marktsteuerungssysteme eingebunden werden. Voraussetzung dafür ist eine IT-Anbindung an die Leitsysteme der Netzbetreiber. Speicher müssen über geeignete Kommunikationsschnittstellen verfügen, um Sollwerte für Lade- und Entladeleistung, Frequenzvorgaben und Netzreaktionen in Echtzeit umzusetzen.

Zudem ist eine Redispatch-2.0-kompatible Schnittstelle erforderlich. Speicher mit einer Leistung von mehr als 100 kW sind verpflichtet, ihre Leistungsflüsse an Netzbetreiber zu melden und bei Bedarf aktiv in die Engpassbewirtschaftung einbezogen zu werden. Diese digitale Integration ist Voraussetzung dafür, dass Speicher künftig sowohl markt-basiert als auch netzdienlich betrieben werden können.

VI. Fazit und Ausblick: Die Rolle stationärer Batteriespeicher in Deutschland und Frankreich

Die Batteriespeicherung entwickelt sich zunehmend zu einem zentralen Baustein der Energiewende in Europa. Sowohl in Deutschland als auch in Frankreich nimmt ihre Bedeutung für die Integration erneuerbarer Energien, die Stabilisierung der Stromnetze und die Flexibilisierung des Stromsystems stetig zu. Sinkende Investitionskosten, ein wachsender Bedarf an Flexibilität sowie neue regulatorische Anreize schaffen die Grundlage für ein starkes Marktwachstum, insbesondere im Bereich großskaliger Speicherprojekte.

Co-Location-Projekte, also die Kombination von Batteriespeichern mit erneuerbaren Energieanlagen, weisen ein großes Potenzial auf. Sie ermöglichen eine effizientere Nutzung bestehender Netzanschlüsse, eine zeitliche Optimierung

⁷⁶ 50Hertz/Amprion/Tennet TSO/TransnetBW (2024), Anforderungen an Batteriespeicher. Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz ([Link](#)).

der Einspeisung und die Erhöhung des wirtschaftlichen Werts der erzeugten Energie. Durch die Möglichkeit, Erzeugung und Speicherung gemeinsam zu betreiben, entsteht ein hybrides Geschäftsmodell, das auf lokale Erzeugung sowie die Marktsituation reagiert. Zukünftig kann auch der netzdienliche Einsatz an Relevanz gewinnen.

In Deutschland schaffen die hohe Volatilität auf dem Großhandelsmarkt, liquide Großhandelsmärkte, der regulatorische Rahmen mit dem EEG 2023 und den derzeitigen Netzentgeltbefreiungen aktuell günstige Bedingungen für Speicherinvestitionen. Gleichzeitig bestehen aber auch erhebliche Herausforderungen: Der enorme Anstieg an Netzantragsanträgen für Batterieprojekte übersteigt die derzeit verfügbaren Netzkapazitäten bei Weitem, auch wenn es sich bei vielen Anträgen um Mehrfachanmeldungen einzelner Projektentwickler oder Standortalternativen handeln dürfte. Modellierungen des Strommarkts deuten darauf hin, dass die Speicherleistung am Strommarkt langfristig eher im Bereich von 50-80 GW liegen könnte⁷⁷, mit hoher Abhängigkeit von den regulatorischen Voraussetzungen (z. B. Netzentgeltregelungen, Behandlung und Vergütung von Erneuerbaren Anlagen) und konkurrierenden flexiblen Technologien auf Erzeugungs- und Nachfrageseite.

Der französische Strommarkt unterscheidet sich strukturell deutlich vom deutschen Strommarkt. Eine hohe Kernkraftquote sowie ein höherer Anteil Pumpspeicherkraftwerke dämpft (bei hoher Verfügbarkeit) das Preisniveau und teilweise auch die Preisvolatilität am Großhandelsmarkt. Jedoch sorgen der Ausbau erneuerbarer Energien und der zunehmende grenzüberschreitende Stromhandel für zusätzliche Preisvolatilität, die eine erhöhte Flexibilität erfordert. Zudem könnte zukünftig die begrenzte Modularität der Kernkraftwerke für die erforderliche Flexibilität nicht ausreichend sein. Dadurch entstehen auch in Frankreich wirtschaftliche Chancen für Batteriespeicher. Die CRE spielt hierbei eine zentrale Rolle, indem sie Rahmenbedingungen für Marktintegration, Wettbewerbsneutralität und Flexibilitätspföderung definiert.

Mittel- bis langfristig werden Erlörisiken und Marktsättigungseffekte die Geschäftsmodelle allerdings verändern. Mit zunehmender Speicherkapazität wird der Wettbewerb an den Großhandels- und Systemdienstleistungsmärkten steigen, und Preisspreads könnten sich verringern. Daher wird die Diversifizierung von Erlösströmen, zum Beispiel durch Revenue Stacking, Co-Location-Modelle und Teilnahme an Kapazitätsmärkten, zu einem Schlüsselfaktor für stabile Geschäftsmodelle. Gleichzeitig könnten netzdienliche Anwendungen und (lokale) Flexibilitätsmärkte an Bedeutung gewinnen.

Insgesamt zeigt die aktuelle Entwicklung, dass die Batteriespeicher sich von einer ergänzenden Technologie zu einem substanziellen Bestandteil der Stromversorgung entwickeln. Es wird deutlich, dass die Rolle von Batterien weit über die lokale Strombezugskosten-Optimierung hinausgehen und auch Beiträge zu Netzstabilität, Versorgungssicherheit und marktbasierendem Flexibilitätsmanagements umfasst. Der zukünftige Beitrag, aus Investoren- wie auch System-sicht, kann jedoch sehr unterschiedlich ausfallen und ist in erheblichem Umfang von regulatorischen Rahmenbedingungen, Netzentgelten sowie Netzzugangsregeln und dem Markt-design (inkl. Produkten zu Netzstabilität und Versorgungssicherheit) abhängig.

⁷⁷ Frontier Economics (2023), Wert von Großbatteriespeichern im Deutschen Stromsystem ([Link](#)).