

Whitepaper

HEMMNISSE UND POTENZIALE DER REGELENERGIE- VERMARKTUNG IN DEUTSCHLAND

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt

Hemmnisse und Potenziale der Regelenergievermarktung in Deutschland

Executive Summary

Die Energiewende stellt das deutsche Stromsystem vor fundamentale Herausforderungen. Der kontinuierliche Ausbau erneuerbarer Energien und der gleichzeitige Rückbau konventioneller Kraftwerke erfordern eine grundlegende Anpassung der Marktmechanismen. Dabei gewinnt die Regelenergie als zentrales Instrument der Systemdienstleistungen zur Netzstabilisierung zunehmend an Bedeutung.

Der Regelenergiemarkt gewährleistet durch die Bereitstellung kurzfristig steuerbarer Leistung die Netzstabilität. Er gleicht Schwankungen zwischen Stromerzeugung und -verbrauch aus und hält die Netzfrequenz bei 50 Hertz. Systemdienstleistungen kompensieren die sinkende rotierende Masse im Stromsystem.

Das enorme Energieflexibilitätpotenzial der deutschen Industrie wird durch hohe Markteintrittsbarrieren in seiner wirtschaftlichen Vermarktung am Regelenergiemarkt eingeschränkt. Dieses Whitepaper identifiziert systemische Hemmnisse sowohl im Präqualifikationsverfahren als auch bei der operativen Regelenergiebereitstellung, die eine Nutzung verfügbarer Energieflexibilitäten verhindern. Insbesondere regulatorische Hürden, technische Anforderungen und wirtschaftliche Unsicherheiten erschweren neuen Marktteilnehmern den Zugang.

Im Gegensatz zu industriellen Prozessen, deren Flexibilitätpotenzial aufgrund technischer und organisatorischer Rahmenbedingungen limitiert ist, bieten Batterie-Energiespeichersysteme (BESS) ideale Voraussetzungen, hochdynamisch am Regelenergiemarkt zu agieren. Die vorliegende Fallstudie verdeutlicht, welches zusätzliche ökonomische Potenzial Unternehmen durch den aktiven Einsatz von BESS im Regelenergiemarkt erschließen können. Darüber hinaus wird aufgezeigt, dass sich durch intelligente Betriebsstrategien und die geschickte Kombination verschiedener Erlösquellen erhebliche wirtschaftliche Mehrwerte mit BESS erzielen lassen.

Das Whitepaper zeigt auf, dass eine Reform der Marktstrukturen auf dem Regelenergiemarkt unerlässlich ist, um die Energiewende erfolgreich zu gestalten und gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Kernaussagen

- » Das gegenwärtige Marktdesign des Regelenergiemarktes wird den Energieflexibilitätsanforderungen eines Energiesystems mit einem hohen Anteil an dezentralen nicht steuerbaren erneuerbaren Energien und einer starren Nachfrage nicht gerecht.
- » Hohe Markteintrittsbarrieren erschweren die wirtschaftliche Nutzung von Energieflexibilität, insbesondere für kleine und mittlere Unternehmen. Das Präqualifikationsverfahren zur Teilnahme am Regelenergiemarkt ist komplex, langwierig und nicht optimal für dezentrale Anbieter ausgelegt.
- » Die bestehenden Regelenergieprodukte mit Mindestleistungsgrößen von einem Megawatt, vierstündigen Handelstakten sowie der Symmetrieanforderung bei der Frequenzhaltungsreserve sind für die flexiblen Einspeisepprofile erneuerbarer Energien und industrieller Anbieter häufig ungeeignet.
- » BESS ermöglichen vielfältige Vermarktungsmöglichkeiten am Regelenergiemarkt. Die wirtschaftlichen Potenziale von BESS sind groß und können durch intelligente Betriebsstrategien und die Teilnahme am Regelenergiemarkt weiter erschlossen werden.

Abkürzungen

Abkürzung	Bezeichnung
ANB	Anschlussnetzbetreiber
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserve
BESS	Batterie-Energiespeichersystem
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur
BTM	Behind the Meter
FCR	Frequency Containment Reserve
FTM	Front of the Meter
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
mFRR	manual Frequency Restoration Reserve
MW	Megawatt
RAM	Regelarbeitsmarkt
RLM	Regelleistungsmarkt
RE	Reserveeinheit
REM	Regelenergiemarkt
REL	Regelenergieleistung
RG	Reservegruppe
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Der Regelenergiemarkt	5
2.1	Regelreserve Produkte	6
2.2	Das Präqualifikationsverfahren zur Teilnahme am Regelenergiemarkt	8
2.3	Die steigende Marktintegration von Batterie-Energiespeichersystemen im Regelenergiemarkt	9
3	Hemmnisse für die Nutzung der Energieflexibilitätpotenziale im Regelenergiemarkt	11
4	Fallstudie: Ökonomische Potenziale von Batterie-Energiespeichersystemen im Regelenergiemarkt	13
5	Zusammenfassung und Ausblick	14
	Literaturverzeichnis	16

1 Einleitung

Im Jahr 2024 erreichte **der Anteil erneuerbarer Energien** an der öffentlichen Nettostromerzeugung in Deutschland mit 62,8 Prozent einen neuen Höchstwert (Fraunhofer ISE, 2025). Gleichzeitig nahm nach Angaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) die **installierte Leistung** der Erneuerbare Energien Anlagen im Vergleich zum Vorjahr um rund 20 Gigawatt zu und entspricht somit einem Wachstum von etwa 12 Prozent (Bundesnetzagentur, 2025c). Diese Entwicklungen tragen nicht nur zur stetigen Ausweitung günstiger Energieträger im deutschen Stromsystem bei, sondern fördern zugleich eine zunehmende Dezentralisierung der Stromerzeugung (Sauer et al., 2019).

Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung stellt das bestehende **Energiesystem vor erhebliche Herausforderungen**. Während konventionelle Kraftwerke ihre Leistung steuerbar an die schwankende Nachfrage anpassen können, hängen die Einspeisemengen von Wind- und Solaranlagen stark von den jeweiligen Wetterbedingungen ab. Um die daraus resultierende volatile Stromeinspeisung auszugleichen und den durch die Energiewende erforderlichen Netzausbau zu begrenzen, kommt der **Flexibilisierung des Stromverbrauchs** und den **Energiespeichertechnologien** eine immer größere Bedeutung zu (Sauer et al., 2019, 2022).

Vor diesem Hintergrund gelten die **Nachfrageflexibilitäten**, sowohl in privaten Haushalten als auch im produzierenden Gewerbe und in der energieintensiven Industrie, sowie **Energiespeichersysteme** als zentrale Bausteine, um Strom aus erneuerbaren Quellen zu nutzen. Auf diese Weise kann die Integration der erneuerbaren Energien verbessert und können zugleich die Gesamtsystemkosten gesenkt werden. Angesichts der stagnierenden deutschen Wirtschaftsleistung und der im internationalen Vergleich hohen Energiekosten am Standort Deutschland zählt die effiziente Integration erneuerbarer Energien derzeit zu den dringendsten energiepolitischen Herausforderungen (Liebensteiner et al., 2025). Dies wird auch daran deutlich, dass im Jahr 2024 3,5 Prozent der erneuerbaren Erzeugung abgeregelt werden mussten und die Kosten des Engpassmanagements, die über die Netzentgelte auf alle Verbraucher umgelegt werden, mehr als 2,8 Milliarden Euro betrugen (Bundesnetzagentur, 2025b).

Die Integration dezentraler, volatiler, erneuerbarer Energien stellt das Energiesystem vor neue Herausforderungen. Für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Stromsystems kommt den **Systemdienstleistungen** daher eine zentrale Bedeutung zu. Auf dem **Regelenergiemarkt** werden Systemdienstleistungen gehandelt, hierbei stellt der Markt kurzfristig steuerbare **Regelreserve** bereit, um Schwankungen im Netz auszugleichen und die Netzfrequenz bei 50 Hertz zu stabilisieren. Ohne Gegenmaßnahmen zur Stabilisierung der Netzfrequenz führt das Ungleichgewicht zwischen Einspeisung und Entnahme des Stroms zu automatischen Schutzabschaltungen, die eingesetzt werden, um Schäden an der Infrastruktur zu verhindern. Diese Abschaltungen können jedoch eine unkontrollierbare Kettenreaktion auslösen und schließlich zum vollständigen Zusammenbruch des Stromsystems führen.

Regelreserveprodukte können je nach Bedarf entweder zusätzliche Einspeisung ins Netz bereitstellen oder Last aufnehmen, also Strom aus dem Netz entziehen. Die regulatorischen Rahmenbedingungen des Regelenergiemarktes sollten dabei gewährleisten, dass die effiziente Integration volatiler erneuerbarer Energieträger nicht behindert, sondern ermöglicht wird. Dabei sollten die regulatorischen Rahmenbedingungen des Regelenergiemarktes so gestaltet sein, dass sie die effiziente Integration erneuerbarer Energien unterstützen.

Um die Stromsystemstabilität sicherzustellen, gibt es neben der Regelenergie zahlreiche weitere Systemdienstleistungen, darunter die Spannungshaltung durch automatische Spannungsregelung, das Black Start Management für den Wiederaufbau des Netzes nach größeren Störungen, die Netzengpass- und Tätigkeitsplanung zur Optimierung des Netzbetriebs sowie Lastmanagement- und Redispatch-Maßnahmen, die

gemeinsam dafür sorgen, dass Versorgungssicherheit, Systemstabilität und Netzqualität auch bei unerwarteten Ereignissen gewährleistet bleiben (Next Kraftwerke, 2025b).

Im folgenden Whitepaper wird in **Kapitel 2** der Regelergiemarkt in Deutschland mit seinen verschiedenen Produkten, dem gegenwärtigen Präqualifikationsverfahren sowie aktuellen Entwicklungen von Batterie-Energiespeichersystemen im Regelergiemarkt erläutert, um die Grundlagen für das Verständnis der nachfolgenden Analyse zu schaffen. **Kapitel 3** identifiziert systematisch die zentralen Hemmnisse, die sowohl im Präqualifikationsprozess als auch bei der operativen Regelergiebereitstellung auftreten und eine optimale Nutzung der verfügbaren Energieflexibilitätpotenziale verhindern. In **Kapitel 4** wird anhand einer detaillierten Fallstudie zu Batterie-Energiespeichersystemen das ökonomische Potenzial der Regelergievermarktung quantifiziert und werden verschiedene Vermarktungsszenarien analysiert. Abschließend fasst **Kapitel 5** die wichtigsten Erkenntnisse zusammen und gibt einen Ausblick auf notwendige Reformmaßnahmen zur Optimierung des Regelergiemarkts in Deutschland.

2 Der Regelergiemarkt

Auf dem **Regelergiemarkt** (REM) werden Produkte gehandelt, die eine Systemdienstleistung im Stromsystem darstellen und dafür sorgen, dass die Netzfrequenz stabil bei 50 Hertz gehalten wird. Die Stromnetze der meisten europäischen Länder auf dem Festland, darunter Deutschland, sind miteinander verbunden und bilden das sogenannte Synchrongebiet Zentraleuropa, in dem eine einheitliche Frequenz von 50 Hertz gilt (EnBW, 2024). Um diese Frequenz konstant zu halten, muss die eingespeiste Strommenge stets genau der entnommenen Last entsprechen, sodass Erzeugung und Verbrauch jederzeit im Gleichgewicht stehen (50Hertz et al., 2025d). Die Gewährleistung der **Systemsicherheit** und Reduktion von Über- und Unterfrequenzen im Stromnetz besitzt oberste Priorität. Weichen die regionalen Frequenzen deutlich von 50,0 Hertz ab (d. h. über 50,2 Hertz oder unter 49,5 Hertz), erhöht sich das Risiko eines Blackouts. Ein Blackout ist ein großflächiger und unkontrollierter Stromausfall, bei dem Teile oder ganze Regionen über längere Zeit keinen Zugriff auf elektrische Energie haben.

Auf dem REM wird zwischen **positiver Regelernergie** zur Steigerung der Netzfrequenz und **negativer Regelernergie** zur Senkung der Netzfrequenz unterschieden. Positive Regelernergie wird zur Verfügung gestellt, wenn das tatsächliche Stromangebot nicht der Menge der Stromnachfrage entspricht. Negative Regelernergie wird zur Verfügung gestellt, wenn das tatsächliche Stromangebot die Nachfrage übersteigt. Unter Bedingungen wie starker Sonneneinstrahlung oder hohem Windaufkommen können automatische Abschaltungen dezentraler Anlagen zu abrupten Frequenzänderungen führen. Diese abrupten Frequenzschwankungen werden durch das Eingreifen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), im Rahmen der Systemdienstleistungen, zunehmend komplexer und teurer (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2013; 50Hertz et al., 2025g). Der Rückgang der konventionellen Kraftwerke reduziert zusätzlich die **systemstabilisierende Trägheit** im Stromnetz. Die Systemdienstleistungen können jedoch die sinkende rotierende Masse kompensieren. Die rotierende Masse bezeichnet die in den rotierenden mechanischen Teilen, wie den Rotoren von Generatoren in Kohle- oder Gaskraftwerken, gespeicherte kinetische Energie (Mehigan et al., 2020). Diese Masse wirkt durch ihr Trägheitsmoment stabilisierend auf das Stromnetz, indem sie bei plötzlichen Laständerungen kurzfristig Energie bereitstellt oder absorbiert, um Frequenzschwankungen abzufedern. Ohne ausreichende Regelernergie ist eine hohe Durchdringung mit Erneuerbaren Energien nicht netzverträglich (Rosales-Asensio et al., 2024).

Die ÜNB haben die Aufgabe, einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten und die Systemstabilität aufrechtzuerhalten. Daher sind sie verantwortlich für die Beschaffung der Regelreserve. Die ÜNBs organisieren Ausschreibungen der Regelreserve, die in offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren durchgeführt werden. Dabei richten sie sich nach den Vorgaben des Bundeskartellamts, den Festlegungen der Bundesnetzagentur sowie den einschlägigen europäischen Verordnungen und Richtlinien (50Hertz et al., 2025f).

Regelenergie kann von verschiedenen **Anbietern** am REM bereitgestellt werden, darunter Stromproduzenten, Stromverbraucher und Energiespeichereinrichtungen (Next Kraftwerke, 2025a). Zu den Regelreserve Anbietern zählen konventionelle Kraftwerke wie Kohle-, Gas- und Pumpspeicherkraftwerke, die durch ihre flexible Leistung schnell auf Netzanforderungen reagieren können. Darüber hinaus gehören Energiespeicher, insbesondere Batterie-Energiespeichersystem (BESS), zu den Akteuren, die Regelenergie bereitstellen können. BESS verfügen über eine besonders kurze Reaktionszeit, um Strom kurzfristig zu speichern und bei Bedarf ins Netz einzuspeisen. Ebenso sind erneuerbare Erzeugungsanlagen wie Wind- und Solarkraftwerke wichtige Anbieter am REM, insbesondere wenn sie mit Systemen zur Leistungsminderung oder Kurzfriststeuerung ausgestattet sind. Weiterhin können Produktionsanlagen und Industriekunden ihre Last flexibel anpassen und somit zur Stabilität des Netzes beitragen. Virtuelle Kraftwerke und Aggregatoren können ebenfalls als Anbieter am REM agieren. Sie bündeln verschiedenste kleine oder mittlere Anlagen und ermöglichen ihnen, gemeinsam am REM teilzunehmen. Das Zusammenspiel verschiedener Akteure am REM sorgt für eine flexible und zuverlässige Bereitstellung von Regelenergie, die das Stromnetz stabilisiert und die Integration erneuerbarer Energien fördert.

Weiterführende Analysen zur Marktintegration und Erlöspotenzialen von BESS im REM werden in Kapitel 2.3 und 4 angeführt.

2.1 Regelreserve Produkte

Auf dem REM wird **Regelreserve** gehandelt, die in **Regelleistung** und **Regelarbeit** unterschieden wird. **Regelleistung** bezeichnet die bereitgestellte Leistung zur Stabilisierung des Stromsystems, während **Regelarbeit** die tatsächlich eingesetzte Energiemenge bei Abweichungen von der Netzfrequenz beschreibt. (50Hertz et al., 2025d) Auf dem REM werden in Deutschland drei Hauptprodukte von Regelreserve angeboten; **FCR (Frequency Containment Reserve)**, **aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve)** und **mFRR (manual Frequency Restoration Reserve)**, die sich durch ihre Produktmerkmale unterscheiden (vgl. Tabelle 1). In der deutschen Übersetzung werden die Regelreserveprodukte FCR, aFRR und mFRR als Primärreserve, Sekundärreserve bzw. Minutenreserve bezeichnet. Da die ÜNBs in ihren Veröffentlichungen zum REM überwiegend die englischen Fachbegriffe verwenden, werden in diesem Whitepaper ausschließlich die englischen Fachbegriffe verwendet.

	FCR (Frequency Containment Reserve)	aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve)	mFRR (manual Frequency Restoration Reserve)
Aktivierungszeitraum	t ≤ 30 Sekunden	t ≤ 5 Minuten	t ≤ 12,5 Minuten
Regelleistungsmarkt	Gate Opening: d-14 ¹ , Gate Closure Time: 8:00 Uhr, Produktlänge: 4 Stunden	Gate Opening: d-7 ¹ , Gate Closure Time: 10 Uhr, Produktlänge: 4 Stunden	Gate Opening: d-7 ¹ , Gate Closure Time: 10 Uhr, Produktlänge: 4 Stunden
Regelarbeitsmarkt	-	Gate Opening: d-1 ¹ , Gate Closure Time: t-25 ² , Produktlänge: 15 Minuten	Gate Opening: d-1 ¹ , Gate Closure Time: t-25 ² , Produktlänge: 15 Minuten
Mindestangebotsgröße	1 MW	1 MW	1 MW
Symmetrie	Symmetrisch (positiv und negativ)	Asymmetrisch (positiv und/oder negativ)	Asymmetrisch (positiv und/oder negativ)
Aktivierung	Automatisierter Abruf	Automatisierter Abruf	Automatisierter Abruf
Vergütung	Leistungspreis (Merit-Order, pay-as-cleared)	Leistungspreis (pay-as-bid); Arbeitspreis (pay-as-cleared)	Leistungspreis (pay-as-bid); Arbeitspreis (pay-as-cleared)

¹ d-x ≙ x Tage vor Liefertag ; ² t-x ≙ x Minuten vor Lieferzeitpunkt

Tabelle 1: Technische Eigenschaften der Regelreserve Produkte auf dem REM (50Hertz et al., 2025c, 2025b, 2025a).

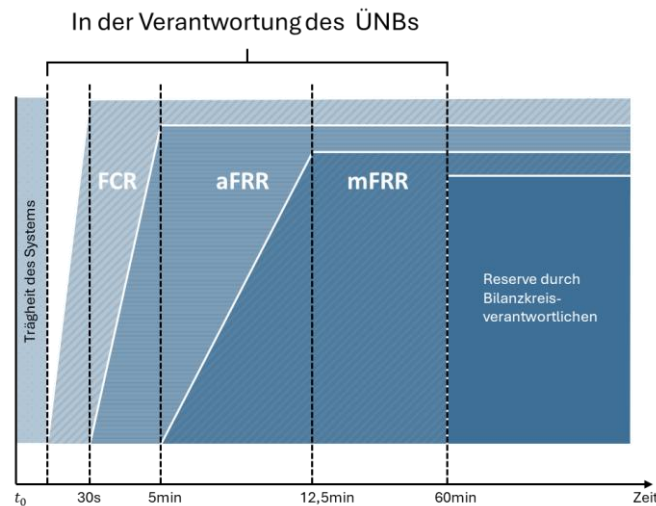


Abbildung 1: Aktivierungszeit und Abrufdauer der Produkte auf dem REM, (50Hertz et al., 2025c, 2025b, 2025a).

Die Produkte auf dem REM bauen aufeinander auf und kompensieren Frequenzschwankungen im Stromnetz in abgestuften Zeiträumen (vgl. Abbildung 1). Die Differenzierung zwischen Abruf- und Aktivierungsdauer bei den Regelenenergieprodukten besteht darin, dass der Abruf die erste Anforderung zur Bereitstellung der Leistung darstellt, während die Aktivierungsdauer angibt, in welchem Zeitraum die volle Leistung nach Abruf erbracht sein muss. Die FCR gleicht unmittelbare Frequenzschwankungen in der Stromnachfrage aus und reagiert innerhalb von wenigen Sekunden. Sollte die FCR diese Frequenzschwankungen nicht vollständig abdecken können, wird die aFRR aktiviert, die innerhalb von 30 Sekunden das Netz stabilisiert. Halten die Frequenzschwankungen der Stromnachfrage über längere Zeit an, kommt die mFRR zum Einsatz, die innerhalb von 12,5 Minuten für eine nachhaltige Frequenzstabilisierung sorgt. Nach Ablauf der Abrufdauer von mFRR obliegt es den Bilanzkreisverantwortlichen (BKVs), die Netzfrequenz durch das Bilanzkreismanagement auszugleichen. (50Hertz et al., 2025e).

Die Ausschreibung und Vergabe der benötigten Mengen an Regelenenergie durch die ÜNB erfolgen erst auf dem **Regelleistungsmarkt (RLM)**. Am RLM werden die Gebote aller Marktteilnehmer nach dem günstigsten Preis pro Megawatt (MW) sortiert (Merit-Order). Jeder erfolgreiche Anbieter erhält den gebotenen Preis pro MW (pay-as-bid). Sobald die Auktion für die Regelleistung abgeschlossen ist, öffnet der **Regelmarkt (RAM)**. Am RAM können auch Teilnehmer bieten, die beim RLM keinen Zuschlag erhalten haben, über sogenannte „Free Bids“. Wird ihre Leistung abgerufen, erhalten sie den Arbeitspreis (pay-as-cleared). Die Vergütung erfolgt für FCR nach dem Leistungspreis und für aFRR und mFRR nach dem Leistungs- und Arbeitspreis.

Am RAM entspricht die Produktlänge 4 Stunden und am RLM 15 Minuten. Die Mindestangebotsgrößen am RAM und RLM entsprechen für alle Produkte 1 MW.

Regelenenergieprodukte können **symmetrisch oder asymmetrisch** ausgestaltet sein. Symmetrische Regelenenergieprodukte müssen mit positiver und negativer Regelleistung gleichzeitig und mit gleichen Kapazitäten angeboten werden. Die FCR-Produkte sind symmetrisch strukturiert. Asymmetrische Regelenenergie liegt vor, wenn positive und negative Regelleistung getrennt oder nur in eine Richtung angeboten werden kann. Dies ist bei aFRR und mFRR der Fall, da Anbieter entweder positive oder negative Leistung anbieten, aber nicht zwingend beide Richtungen gleichzeitig.

2.2 Das Präqualifikationsverfahren zur Teilnahme am Regelergiemarkt

Die Präqualifikation ist eine obligatorische Voraussetzung für die Regelreserveanbieter zur Teilnahme am REM. Dabei wird geprüft, ob ein Anbieter technisch und organisatorisch in der Lage ist, die Anforderungen der jeweiligen Regelreserve zu erfüllen. Der Anbieter hat die Verpflichtung, die angebotene Leistung sicherzustellen. (50Hertz et al., 2025f)

Das Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter stützt sich auf die Vorgaben **der Verordnung (EU) 2017/1485 der Europäischen Kommission** (Die Europäische Kommission, 2017). Die ÜNBs in Deutschland (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH) haben auf Grundlage der EU-Verordnung ein gemeinsames Dokument zum Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter veröffentlicht, welches alle erforderlichen Anforderungen, Prozesse und technischen Voraussetzungen detailliert beschreibt (50Hertz et al., 2022). Dieses Dokument dient als Grundlage für Anbieter, um sich auf dem REM zu qualifizieren und am Markt teilzunehmen und wurde im Juni 2022 veröffentlicht.

Im folgenden Abschnitt werden die wesentlichen Schritte des aktuellen Präqualifikationsverfahrens zusammengefasst, um in Kapitel 3 gezielt auf erforderliche Änderungsbedarfe eingehen zu können.

Das Präqualifikationsverfahren erfordert zunächst eine **grundlegende Strukturierung** des Anbieters. Hierbei muss festgelegt werden, ob die Teilnahme als Reserveeinheit (RE) oder Reservegruppe (RG) erfolgt. Eine RE ist eine einzelne oder mehrere aggregierte Stromerzeugungsanlagen und/oder Verbrauchseinheiten, die einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt haben, während eine RG aggregierte Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchseinheiten bezeichnet, die unterschiedliche Netzanschlusspunkte haben und gemeinsam die Anforderungen zur Bereitstellung von Regelreserve erfüllen. Diese Anlagen werden zu einem Pool zusammengefasst und bilden eine Reservegruppe.

Die Prüfung der **technischen Voraussetzungen** des Anbieters bildet das Fundament der Präqualifikation. Anbieter müssen umfassende IT-Anforderungen erfüllen, einschließlich der Implementierung von Datenaustauschsystemen für Stammdatenübermittlung, Offlinedaten und Echtzeitdatenübertragung. Darüber hinaus ist die Installation der erforderlichen Messtechnik obligatorisch.

Anschließend umfasst die Präqualifikation zwei zentrale **Testkomponenten**; die Betriebsfahrt und den Leittechnischen Test. Zunächst wird die **Betriebsfahrt** durchgeführt, ein standardisierter Test, der die technische Eignung der Anlage überprüft, indem er Reaktionszeiten, Dynamik und Schwankungstoleranzen bewertet. Anschließend erfolgt der **Leittechnische Test**, der die korrekte Anbindung der Anlage an das ÜNB-Leitsystem nachweist und sicherstellt, dass die Kommunikation zwischen Anbieter und Netzbetreiber reibungslos funktioniert.

Anbieter müssen detaillierte **Dokumentationsanforderungen** erfüllen. Das heißt, sie müssen ein Erbringungskonzept für die technische Realisierung vorlegen und den Nachweis der Zeitverfügbarkeit über den gesamten Produktzeitraum erbringen. Für Speichersysteme sind zusätzlich der Nachweis des Arbeitsvermögens und ein Speichermanagementkonzept erforderlich.

Das Verfahren erfordert verschiedene **Bestätigungen von Dritten**, darunter die ANB-Bestätigung (Anschlussnetzbetreiber), die BKV-Bestätigung, Lieferantenbestätigungen sowie Bestätigungen des Anlagenbetreibers beziehungsweise Eigentümers. Gegebenenfalls ist auch eine Sicherungsgeberbestätigung notwendig. Zusätzlich müssen **operative Strukturen** etabliert werden, einschließlich einer 24/7 Kontaktstelle und der Implementierung von Störungserkennungskonzepten und Störungsbehebungskonzepten.

Die Präqualifikation erfolgt stets beim jeweiligen Anschluss-ÜNB, also bei dem ÜNB, in dessen Leistungsfrequenzregelzone die betreffende Stromerzeugungsanlage und/oder Verbrauchseinheit netztechnisch angeschlossen ist. Dabei ist die Spannungsebene des Anschlusses unerheblich. Die **Bearbeitungsfrist** des Präqualifikationsverfahrens umfasst bis zu 8 Wochen für die Prüfung der Vollständigkeit der Unterlagen und bis zu 3

Monate für die inhaltliche Prüfung durch den ÜNB, sodass sich eine maximale Gesamtdauer von rund 5 Monaten ergibt. Eine erfolgreiche Präqualifikation besitzt eine **Gültigkeit** von fünf Jahren. Bei wesentlichen Änderungen der Anlagenkonfiguration ist eine erneute oder angepasste Präqualifikation erforderlich. (50Hertz et al., 2022)

2.3 Die steigende Marktintegration von Batterie-Energiespeichersystemen im Regelergiemarkt

Am REM in Deutschland ist von 2017 bis 2024 ein deutlicher Anstieg der **präqualifizierten Leistung von BESS** zu verzeichnen (vgl. Tabelle 2). Ursachen hierfür sind zum einen die gesunkenen Kosten für BESS-Anlagen sowie zum anderen der Anstieg der Preise am REM (Bundesnetzagentur, 2025a; Rancilio et al., 2024), so dass sich die Wirtschaftlichkeit kontinuierlich verbessert hat. Darüber hinaus trugen regulatorische Änderungen, insbesondere die Verkürzung der Produktlänge für Regelarbeit auf eine Viertelstunde am 22. Juni 2022 und die Einführung des RAM zum 3. November 2022, zu diesem Wachstum bei (Artikel 20 der **Verordnung (EU) 2019/943** über den Elektrizitätsbinnenmarkt, (Die Europäische Kommission, 2019)).

BESS können alle Produktarten (d.h. FCR, aFRR und mFRR) des REM anbieten, denn sie können positive und negative Regelernergie innerhalb von Millisekunden bereitstellen (Kyon Energy, 2025). Diese Steigerung der Präqualifizierten Leistung zeigt sich sowohl bei FCR mit einem Zuwachs von +690 MW, als auch bei der aFRR: bei positiver aFRR um +330 MW und negativer aFRR um +310 MW sowie bei positiver mFRR um +170 MW und negativer mFRR um +150 MW (50Hertz et al., 2024a). Die Abbildung 2 visualisiert diesen Anstieg.

Datum	FCR	aFRR positiv	aFRR negativ	mFRR positiv	mFRR negativ
2017 Juni	120	0	0	0	0
2018 März	180	0	0	0	0
2019 November	380	0	0	0	0
2020 September	450	60	60	0	0
2022 Januar	480	80	60	0	0
2023 Januar	630	60	60	0	0
2024 Februar	810	330	310	170	150

Tabelle 2: Präqualifizierte BESS in MW (2017–2024), (50Hertz et al., 2024a).

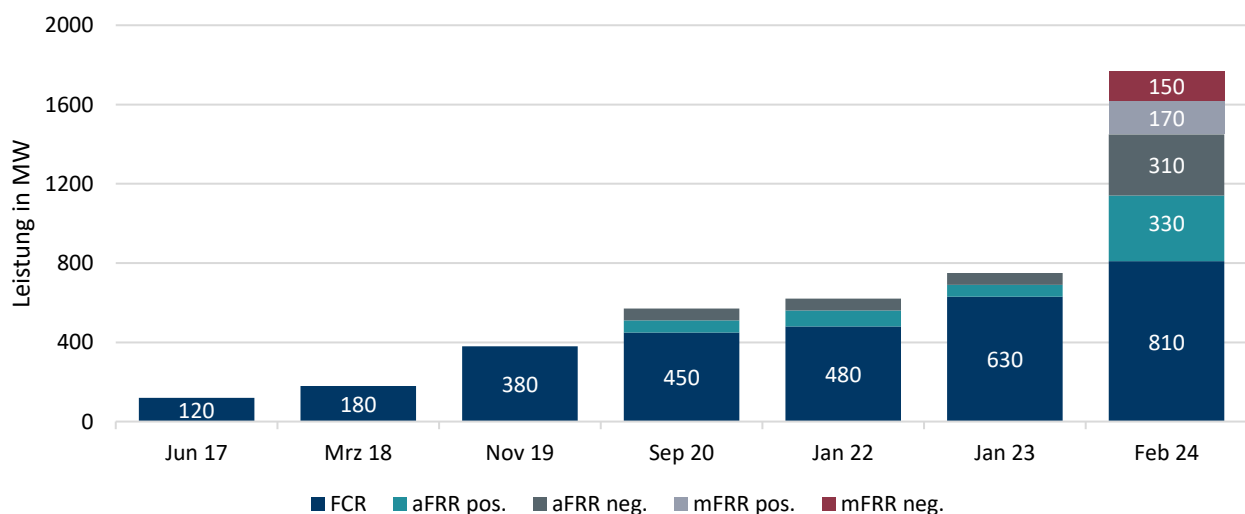


Abbildung 2: Entwicklung der präqualifizierten BESS in Deutschland nach Regelernergie Produkten (2017-2024), (50Hertz et al., 2024a)

Wenn man die Entwicklung der präqualifizierten BESS in Deutschland im Februar 2024 in Relation zur Gesamtzahl der präqualifizierten Anlagen setzt, zeigt sich eine **Marktdurchdringung** von 17,9 Prozent im FCR-Markt, 1,3 bis 1,5 Prozent im aFRR-Markt sowie 0,6 bis 0,7 Prozent im mFRR-Markt.

Regelenergieprodukt	Gesamtpräqualifiziert Anlagen (MW)	Leistung davon Batteriespeicher (MW)	Anteil der Batteriespeicher (%)
FCR	4 530	810	17,90%
aFRR positiv	22 540	330	1,50%
aFRR negativ	23 690	310	1,30%
mFRR positiv	26 010	170	0,70%
mFRR negativ	26 240	150	0,60%

Tabelle 3: Präqualifizierte Regelleistung in Deutschland im Februar 2024 nach Produkt und Anteil Batteriespeicher, (50Hertz et al., 2024a).

Vor dem Hintergrund der zu erwartend steigenden Marktdurchdringung ist es wichtig, die Einsatzmöglichkeiten von BESS zu analysieren. Die **strategische Nutzung von BESS** lässt sich grundsätzlich in zwei Hauptkategorien unterteilen: "Front of the Meter" (FTM) und "Behind the Meter" (BTM). Diese Unterscheidung ist entscheidend für die Wahl des optimalen Geschäftsmodells und die damit verbundenen Erlöspotenziale.

Bei FTM befinden sich die Batteriespeicher als zentrale Akteure an eigenen Netzanschlusspunkten und werden typischerweise von Netzbetreibern, Energieversorgern oder darauf spezialisierten Unternehmen betrieben. Das Geschäftsmodell der FTM-BESS besteht darin, durch die Netzstabilisierung, Regelenenergievermarktung, das Agieren auf den Kurzfriststrommärkten oder die Ko-Location mit großen Erzeugungsanlagen Erlösströme zu erschließen (Boschenriedter, 2025; Kost et al., 2025; TenneT, 2024).

Beim **BTM-Einsatz** werden BESS hinter dem Netzanschlusspunkt von einzelnen Unternehmen betrieben. Der ÜNB kann dementsprechend nicht differenzieren, welche Anlagen hinter dem Netzanschlusspunkt liegen. Primärziel dieser BTM-BESS ist die **Senkung der Stromkosten** für das jeweilige Unternehmen (Ahmad, 2017; Battaglia et al., 2024; Buchla et al., 2015; Fanoro et al., 2022). Dies kann zum einen durch die Speicherung von günstigem Strom aus dem Spotmarkt oder durch Time-of-Use-Tarife erfolgen, zum anderen durch die Nutzung von selbst erzeugtem Strom aus Anlagen wie Blockheizkraftwerken oder Photovoltaik. Auf diese Weise verringert sich der Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz, gleichzeitig lassen sich potenzielle Erlöse durch Einspeisung bei hohen Marktpreisen generieren. Darüber hinaus ermöglichen BTM-BESS die **Kappung von Lastspitzen (Peak Shaving)**. Durch die Reduzierung der bezogenen Spitzenleistung können Netzentgelte spürbar gesenkt werden. Darüber hinaus ermöglichen BTM-BESS eine deutliche Erhöhung des Grünstromverbrauchs und damit eine **Verringerung der CO₂-Emissionen** (Ahmad, 2017; Battaglia et al., 2024; Buchla et al., 2015; Fanoro et al., 2022). Dies geschieht durch den gezielten Bezug und Verbrauch von Grünstrom aus der eigenen Photovoltaikanlage oder durch netzbezogenen Grünstrom zu Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung. Gleichzeitig tragen BTM-BESS zum Energieautarkiegrad des Unternehmens bei, indem sie beispielsweise die Eigenversorgung durch die Speicherung von Strom verbessern und damit den Bezug des Netzstromes verringern. (Ahmad, 2017; Battaglia et al., 2024; Buchla et al., 2015; Fanoro et al., 2022; Metzger et al., 2018; Polleux et al., 2022). BTM-BESS finden bereits heute in Unternehmen aus unterschiedlichsten Branchen Anwendung, von Metallwerken über Logistikzentren bis hin zu Bäckereien, landwirtschaftlichen Betrieben, Kühlhäusern, Hotels, Krankenhäusern und Bildungseinrichtungen (Deutsche Industrie- und Handelskammer & Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V., 2025). Neben dem Primärziel der Kostensenkung eröffnen sich für BTM-BESS vielfältige **zusätzliche Erlösmöglichkeiten**. Eine zentrale Strategie stellt der Arbitragehandel dar, bei dem günstig eingekaufter Strom strategisch zwischengespeichert und zu höheren Preisen wieder am Markt verkauft wird (Ahmad, 2017; Battaglia et al., 2024; Buchla et al., 2015; Fanoro et al., 2022). Darüber hinaus bietet die **Teilnahme am REM** Unternehmen eine äußerst attraktive Chance, zusätzliche Einnahmequellen zu erschließen und gleichzeitig einen wertvollen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten. Durch eine

marktübergreifende Optimierung zwischen verschiedenen Vermarktungskanälen lassen sich die Gesamterlöse gegenüber einer Einzelmarktstrategie zusätzlich steigern.

Obwohl die Kosten für BESS in den vergangenen Jahren erheblich gesunken sind, stellen sie nach wie vor eine bedeutende Investitionsentscheidung für Unternehmen dar (Schulz, 2018). Ein wirtschaftliches Potenzial entsteht durch die Entwicklung intelligenter Betriebsstrategien von BESS. Die Betriebsstrategien können eine **innerbetriebliche Optimierung des Energiemanagements** mit einer **externen Vermarktung von Energieflexibilität an Strom- und Regelenenergiemärkten** kombinieren. Die innerbetriebliche Optimierung des Energiemanagements gliedert sich in die Eigenverbrauchsoptimierung und das Lastspitzenmanagement. Die externe Vermarktung von Energieflexibilität zielt darauf ab, betriebliche Energieflexibilitätpotenziale ökonomisch zu erschließen. Die Teilnahme von BTM-BESS an Strom- und Regelenenergiemärkten ist jedoch bislang nur in begrenztem Umfang zu beobachten (Rancilio et al., 2024). Die Hemmnisse ergeben sich in erster Linie aus der Komplexität der Marktmechanismen und den bestehenden regulatorischen Anforderungen, wie etwa der Präqualifikation für Regelenenergieprodukte. Darüber hinaus stellt die zu geringe Vermarktungsleistung einzelner BTM-Anlagen häufig eine technische Hürde dar, da sie die für eine direkte Marktteilnahme erforderliche Mindestleistung nicht erreichen und somit eine Bündelung über Aggregationsmodelle erfordern. Schwankende Marktpreise führen zudem zu wirtschaftlicher Unsicherheit, sodass eine Teilnahme für viele Unternehmen als wenig attraktiv erscheint.

Das wirtschaftliche Potenzial von BESS durch die Nutzung optimierter Betriebsstrategien bleibt in vielen Fällen ungenutzt oder wird aufgrund wahrgenommener Risiken und Unsicherheiten nicht ausgeschöpft.

3 Hemmnisse für die Nutzung der Energieflexibilitätpotenziale im Regelenenergiemarkt

Aufgrund des komplex ausgestalteten Präqualifikationsverfahrens und des aktuellen Regelenenergiemarktdesigns verbleibt ein Teil des vorhandenen Energieflexibilitätpotenzials ungenutzt. Regulatorische Eintrittsbarrieren und ökonomische Unsicherheiten erschweren sowohl den Marktzugang potenzieller Flexibilitätsanbieter als auch deren nachhaltige Teilnahme am REM in Deutschland.

Die Teilnahme am REM erfordert ein hohes Maß an Datenintegration und Kommunikation, um die Systemicherheit zu gewährleisten. Technisch können Energieflexibilitäten nicht doppelt in verschiedenen Systemen genutzt werden. Die am REM bereitgestellte Regelleistung muss im Fall der Netzfrequenzschwankung auch tatsächlich zur Verfügung stehen (Regelarbeit) (50Hertz et al., 2022). Das **Präqualifikationsverfahren** gewährleistet die Einhaltung hoher technischer und formaler Standards, stellt jedoch in seiner aktuellen Ausgestaltung eine erhebliche Barriere für die Erschließung dringend benötigter Energieflexibilitätpotenziale auf dem REM in Deutschland dar.

Das bestehende Präqualifikationsverfahren ist selbst bei vollständig vorliegenden Unterlagen durch eine **Verfahrensdauer** von bis zu fünf Monaten charakterisiert, wobei die Mindestbearbeitungszeit bei zwei Monaten liegt (50Hertz et al., 2022). Diese langwierigen Verfahren resultieren aus **Medienbrüchen** zwischen digitalen und analogen Prozessschritten, unvollständig automatisierten Prüfverfahren zwischen den vier ÜNBs und **heterogenen Anforderungen** der vier ÜNBs in Deutschland.

Alle Anbieter können diskriminierungsfrei einen Marktzugang durch das Präqualifikationsverfahren erhalten. Für Wind- und Photovoltaikanlagen bestehen jedoch spezielle Herausforderungen bei der **Bestimmung der Baseline** (des Referenzwerts für die Leistungserbringung) im Präqualifikationsverfahren, da die Erzeugungsleistung schwankt (Metzger et al., 2018). Die bestehenden Nachweisverfahren sind primär für regelbare Kraftwerke konzipiert und berücksichtigen die besonderen Eigenschaften volatiler Erzeugung unzureichend (50Hertz et al., 2022).

Insbesondere für **kleine und mittlere Unternehmen (KMU)** stellen die hohen formalen und technischen Anforderungen des Präqualifikationsverfahrens eine nahezu unüberwindbare Hürde dar. Die erforderlichen Kenntnisse umfassen das detaillierte Regelwerk der verschiedenen Regelenenergieprodukte, die sicherheitstechnischen IT-Anforderungen und redundante Systemauslegung sowie die komplexen Erbringungskonzepte und Leittechnischen Testverfahren.

Eine zügige **Reform des Präqualifikationsverfahrens** ist daher dringend erforderlich. Die Reform würde Abregelungsverluste durch bedarfsgerechte Lastverlagerungen reduzieren und die Netzstabilisierung kosteneffizienter durch dezentrale Bereitstellung von Regelenenergie ermöglichen. Die Reform erfordert eine regulatorische Anpassung zur Schaffung flexibilitätsfreundlicher Rahmenbedingungen, technologische Innovationen für standardisierte PQ-Tools und -Plattformen sowie den gezielten Kapazitätsaufbau für KMU-spezifische Beratungs- und Unterstützungsstrukturen.

Bei einer erfolgreichen Bewältigung des Präqualifikationsverfahrens stehen Regelenenergieanbieter vor **operativen und wirtschaftlichen Hemmnissen** bei der tatsächlichen **Regelenenergieausschreibung und -vergabe**.

Die bestehenden Regelenenergieprodukte sind primär auf konventionelle, zentrale Kraftwerksstrukturen ausgelegt und weisen kritische Inkompatibilitäten mit modernen dezentralen Energiesystemen auf. Die **Mindestleistungen** von 1 MW für FCR, aFRR und mFRR zwingen viele potenzielle Anbieter zur Aggregation. Dies erschwert insbesondere Kleinstflexibilitäten unter 100 Kilowatt den direkten Marktzugang und macht sie von Aggregatoren abhängig (50Hertz et al., 2022).

Zusätzlich passen die in **vierstündigen Intervallen gehandelten Produkte des RLM** nicht zu den Betriebscharakteristika erneuerbarer Energien und moderner Flexibilitätstechnologien. Photovoltaik und Wind unterliegen kurzfristigen nicht steuerbaren Schwankungen und auch Energiespeicher und flexible Lasten in Industrieunternehmen sind nicht in jedem Fall für vier Stunden abrufbar. Dies führt in der Praxis dazu, dass viele flexible Ressourcen ungenutzt bleiben oder ihre Integration mit hohen Opportunitätskosten verbunden ist. Besonders deutlich wird dies in Zeiten hoher PV-Einspeisung und gleichzeitig negativer Börsenpreise, wenn zusätzliche Flexibilität zwar technisch verfügbar, aber durch Marktregeln wirtschaftlich nicht nutzbar ist (50Hertz et al., 2025g).

Die FCR-Produkte unterliegen zusätzlich einer strikten **Symmetrieanforderung**. Die FCR-Anbieter müssen sowohl positive als auch negative Regelleistung in gleichem Umfang vorhalten, ohne die Möglichkeit einer getrennten Ausschreibung. Die Symmetrieanforderung entspricht jedoch oftmals nicht den Anforderungen industrieller Regelenenergieanbieter. Industrielle Produktionsprozesse haben typischerweise asymmetrische Betriebscharakteristika, die es unwirtschaftlich machen, positive und negative Regelleistung in gleicher Höhe bereitzustellen.

Neben den ökonomischen Herausforderungen bestehen weitere Barrieren in Bezug auf die Markttransparenz. Viele potenzielle Anbieter verfügen über unzureichendes Wissen über die Funktionsweise von Regelenenergiemärkten.

Das Grünbuch der Übertragungsnetzbetreiber identifiziert die zahlreichen Hemmnisse bei der Bereitstellung und Integration von Regelenenergie im Kontext der Energiewende, insbesondere im Zusammenhang mit dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien (50Hertz et al., 2024b). Trotz der Identifikation der Herausforderungen enthält das Dokument bislang keine konkreten Maßnahmen zum Abbau dieser Hemmnisse. Das Kopernikus-Projekt SynErgie befürwortet eine umfassende Novellierung des Präqualifikationsverfahrens sowie der Regelreserveprodukte, um die in diesem Whitepaper beschriebenen Hemmnisse zu adressieren.

4 Fallstudie: Ökonomische Potenziale von Batterie-Energiespeichersystemen im Regelergiemarkt

Im Rahmen des **Kopernikus-Projekts SynErgie** wurde die **PQ-Wirtschaftlichkeitsprüfung** erarbeitet. Das Tool kann unter dem folgenden Link abgerufen werden <https://schnell-check.synergie-projekt.de/PQ-Wirtschaftlichkeitspruefung> (SynErgie, 2025). Die PQ-Wirtschaftlichkeitsprüfung dient als **Eignungstest** für verschiedene Technologien hinsichtlich ihrer Vermarktungsoptionen am REM. Es liefert darüber hinaus eine Übersicht, welche **Erlöspotenziale** in der Bereitstellung der Energieflexibilität am RLM liegen. Dabei richtet sich die PQ-Wirtschaftlichkeitsprüfung an Interessenten aus Industrie und Öffentlichkeit. Zur Nutzung des Tools sind nur wenige Eingaben erforderlich: Anlagentyp und Leistungskapazität genügen, um die Eignung für bestimmte Vermarktungsoptionen zu bewerten. Dabei liefert das Tool für verschiedene Technologien einen auf technologie-spezifischen Werten beruhenden Vorschlag für Reaktions- und Haltezeiten, welche jedoch individuell angepasst werden können, um die genauen Spezifikationen bestimmter Anlagen zu prüfen. Der Schnellcheck deckt sowohl die direkte Marktteilnahme als auch die Vermarktung über Aggregatoren ab.

In dieser Fallstudie analysieren wir die **durchschnittlichen Erlöspotenziale für ein BESS am RLM** (vgl. Tabelle 4). Die folgenden Ergebnisse beziehen sich ausschließlich auf Erlöse, die an den jeweiligen Leistungsmärkten erzielt werden können, und berücksichtigen dabei keine Kosten. Des Weiteren werden optimale Bedingungen für die Marktteilnahme vorausgesetzt. Das bedeutet zum einen, dass die präqualifizierte Leistung in jeder Zeitscheibe unabhängig vom Clearingpreis angeboten wird und zum anderen, dass die gesamte angebotene Leistung bezuschlagt wird. Für eine umfassende Bewertung der Wirtschaftlichkeit der BESS sollten zusätzlich zu den Erlöspotenzialen des RLM die Erlöspotenziale des RAM berücksichtigt werden.

Richtung	Art	Vermarktbare Leistung (MW)	Erlöse (€)				Durchschnitt 2021-2024
			2021	2022	2023	2024	
positiv & negativ	FCR	10	1.562.706	2.023.351	1.119.753	1.428.897	1.533.677
positiv	aFFR	10	680.068	627.082	658.726	513.620	619.874
positiv	mFFR	10	418.225	286.393	105.666	139.821	237.526
negativ	aFFR	10	506.438	576.167	782.577	440.495	576.419
negativ	mFFR	10	105.885	107.153	381.134	325.104	229.819

Tabelle 4: Erlöse vom BESS im Regelleistungsmarkt (2021, 2024), (SynErgie, 2025).

Das **Jahr 2021** steht dabei exemplarisch für den Beginn der Energiekrise, einer Periode mit außergewöhnlicher Marktdynamik, hoher Volatilität und extremen Preisniveaus (Förster et al., 2024). Infolge der geopolitischen Spannungen, Versorgungsengpässe und hoher Großhandelspreise waren die Strompreise in diesem Jahr besonders hoch und lagen meist über dem langfristigen Mittelwert. Diese Situation führte zu erhöhten Vergütungspotenzialen für Regelernergiedienstleistungen, allerdings auch mit gesteigerten Unsicherheiten und Risiken für die Marktbeteiligten. Im **Jahr 2022** und **2023** stabilisierten sich die Strommarktpreise und die präqualifizierte Leistung der BESS am REM stieg an (vgl. Tabelle 2). Das **Jahr 2024** repräsentiert ein durchschnittliches Jahr aus Marktsicht, geprägt von stabileren, auf einem höheren Niveau aber weniger extrem schwankenden Strommarktpreisen. Die Preissteigerung der Regelergiemärkte im Zeitverlauf wird durch strukturelle Veränderungen wie den Ausstieg aus fossilen Kraftwerken, den Ausbau erneuerbarer Energien und die Implementierung marktwirtschaftlicher Steuerungsmechanismen bedingt.

Die **durchschnittlichen Vergütungen** über den Zeitraum 2021-2024 zeigen deutliche Unterschiede zwischen den Regelergiemärkten: Die FCR erzielt bei 10 MW angebotener Leistung mit etwa 1,53 Millionen Euro die höchsten Durchschnittserlöse. Danach folgen die positive und negative aFFR mit etwa 0,62 bzw. 0,58 Millionen Euro. Die mFFR-Märkte weisen mit jeweils 237.526 (positiv) und 229.819 (negativ) Euro deutlich geringere durchschnittliche Erlöse auf. Diese Differenzierung ist auf zwei Aspekte zurückzuführen: Zum einen nimmt die

Häufigkeit und Höhe der aktivierten Leistung von der FCR über die aFRR zur mFRR ab, da auftretende Netzschwankungen meist bereits durch die zeitlich früher aktivierten Reserven stabilisiert werden können. Zum anderen sinken die durchschnittlichen Erlöse pro angebotene MW über die verschiedenen Reserven. Da ein BESS die nötigen technischen Spezifikationen für die Teilnahme an allen drei Produkten erfüllt, liegt bei der reinen Betrachtung der Leistungsmärkte das größte Potenzial in der Bereitstellung der FCR.

Ein BESS kann im REM unterschiedliche Regelenenergieprodukte vermarkten und diese miteinander kombinieren. Die vermarktete Leistung kann dabei positiv, negativ oder bidirektional bereitgestellt werden. Die Wahl der jeweiligen vermarkteten Leistung richtet sich nach dem **verfügbaren Flexibilitätsprofil** und der technischen Konfiguration des BESS.

Steht die Leistung des BESS als zusätzliche Reserve zur Verfügung, kann **bidirektional** vermarktet werden. Das BESS wird dabei durch die Regelenenergie flexibel geladen und/oder entladen. So können FCR sowie positive oder negative aFRR und mFRR vermarktet werden. Bietet ein BESS ausschließlich **positive Regelreserve** an, erfolgt die Vermarktung über positive aFRR oder mFRR. Das BESS wird durch den Regelenenergieeinsatz entladen, wobei die Regelenenergie als Lastimpuls wirkt, der das BESS zur Strombereitstellung veranlasst. Sobald der ÜNB über den REM eine Erhöhung der Einspeisung anfordert, liefert das BESS Strom ins Netz und verringert seinen Ladezustand. Bei der Bereitstellung **negativer Regelreserve** im aFRR oder mFRR Markt stellt das BESS seine Kapazität als zusätzlicher Verbraucher zur Verfügung. Sobald der ÜNB über den REM eine Erhöhung der Last anfordert, wird das System geladen und verhindert dadurch, dass die Netzfrequenz zu stark ansteigt.

Die Kombinationsmöglichkeiten verschiedener Regelenenergieprodukte bieten dem BESS-Betreiber eine optimierte Teilnahme am REM.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Das vorliegende Whitepaper analysiert Hemmnisse und Potenziale der Regelenenergievermarktung im Kontext der deutschen Energiewende. Die Ergebnisse zeigen strukturelle Hemmnisse im Regelenenergiemarktdesign und zugleich wirtschaftliche Potenziale für die Integration von BESS im REM.

Das aktuelle Marktdesign verhindert eine vollständige Nutzung vorhandener Flexibilitätspotenziale. Das Präqualifikationsverfahren stellt eine zentrale Barriere dar, da die Bearbeitungszeit bis zu fünf Monate dauern kann und das Verfahren durch komplexe technische sowie formale Anforderungen gekennzeichnet ist. Besonders kleine und mittlere Unternehmen sind hiervon negativ betroffen und bleiben trotz vorhandener Flexibilität faktisch vom Markt ausgeschlossen. Die bestehenden Produktanforderungen mit Mindestleistungsgrößen von einem MW, vierstündigen Handelstakten und der strikten Symmetrieanforderung bei FCR entsprechen weder den Betriebscharakteristika vieler Nachfrage-flexibler Produktionsprozesse noch denen moderner dezentraler Erzeuger. In der Folge bleiben erhebliche Flexibilitätspotenziale ungenutzt und die Integration erneuerbarer Energien erfolgt suboptimal.

BESS eignen sich durch die schnelle Reaktionszeit besonders für die Teilnahme am REM. Die präqualifizierte Leistung von BESS ist von 120 MW im Jahr 2017 auf 810 MW in der FCR, 640 MW in der aFRR und 320 MW in der mFRR im Jahr 2024 angewachsen. Dieser Zuwachs ist unter anderem auf regulatorische Anpassungen wie verkürzte Produktlängen im Rahmen des RAM zurückzuführen und belegt sowohl das technische Potenzial als auch die zunehmende wirtschaftliche Attraktivität von BESS. Die im Whitepaper integrierte Fallstudie weist für BESS-Anlagen im RLM hohe durchschnittliche Erlöspotenziale aus; die höchsten Durchschnittserlöse werden dabei im FCR erzielt, gefolgt von aFRR und mFRR. Intelligente Betriebsstrategien von BESS, die eine marktübergreifende Optimierung zwischen Spot-, Intraday- und Regelenenergiemärkten ermöglichen, eröffnen zusätzliche Wertschöpfungspotenziale.

Die Integration von Energieflexibilitäten ist ein kritischer Erfolgsfaktor für die deutsche Energiewende. Angesichts hoher Energiekosten in Deutschland gewinnt die kosteneffiziente Systemintegration erneuerbarer Energien an Bedeutung für die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands. Um Netzstabilität und die ökonomische Effizienz des Energiesystems nachhaltig zu verbessern, sind umfassende Reformen der Regelenergiemarktstrukturen erforderlich.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW. (2022, Juni 3). *Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“)*. [www.regelleistung.net/xspproxy/api/staticfiles/regelleistung/pqbedingungen\(stand03.06.2022\).pdf](http://www.regelleistung.net/xspproxy/api/staticfiles/regelleistung/pqbedingungen(stand03.06.2022).pdf)
- 50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW. (2024a, Februar 1). *Präqualifizierte Leistungen in Deutschland*. www.regelleistung.net/xspproxy/api/staticfiles/regelleistung/startseite/pq-leistung-in%20deutschland.pdf
- 50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW. (2024b, Dezember 16). *Regelreserveprozesse 2030, Das Grünbuch der deutschen, Übertragungsnetzbetreiber für die Regelreserve*. www.regelleistung.net/xspproxy/api/StaticFiles/Regelleistung/Marktinformationen/Der%20Regelreservemarkt/Weitere%20Dokumente/Gr%C3%BCnbuch_Regelreserve.pdf
- 50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW. (2025a). *Regelleistung > Grundlagen > Arten der Regelreserve > automatic Frequency Restoration Reserve aFRR*. www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Arten-der-Regelreserve/automatic-Frequency-Restoration-Reserve-aFRR
- 50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW. (2025b). *Regelleistung > Grundlagen > Arten der Regelreserve > Frequency Containment Reserve FCR*. www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Arten-der-Regelreserve/Frequency-Containment-Reserve-FCR
- 50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW. (2025c). *Regelleistung > Grundlagen > Arten der Regelreserve > manual Frequency Restoration Reserve*. www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Arten-der-Regelreserve/manual-Frequency-Restoration-Reserve
- 50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW. (2025d). *Regelleistung > Grundlagen > Was ist Regelreserve?* www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Was-ist-Regelreserve
- 50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW. (2025e). *Regelleistung > Grundlagen > Welche Arten der Regelreserve gibt es?* www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Welche-Arten-der-Regelreserve-gibt-es
- 50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW. (2025f). *Regelleistung > Grundlagen > Wie funktioniert der Regelreservemarkt?* www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Wie-funktioniert-der-Regelreservemarkt
- 50Hertz, Amprion, & TenneT. (2025g). *Netztransparenz > Regelenergie > Ausgleichsenergiepreis > reBAP*. www.netztransparenz.de/Regelenergie/Ausgleichsenergiepreis/reBAP
- Ahmad, M. (Hrsg.). (2017). *Operation and Control of Renewable Energy Systems* (1. Aufl.). Wiley. doi.org/10.1002/9781119281733
- Battaglia, V., Vanoli, L., & Zagni, M. (2024). Economic benefits of Renewable energy communities in smart districts: A comparative analysis of incentive schemes for NZEBs. *Energy and Buildings*, 305, 113911. doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.113911
- Boschenriedter, K. (2025, Juli 9). *Mit Batteriespeichern Zusatzerlöse erzielen*, ENVIRA. enviria.energy/blog/zusaetzliche-erloese-mit-batteriespeichern
- Buchla, D., Kissell, T., & Floyd, T. L. (2015). *Renewable energy systems*. Pearson Education.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. (2013, Dezember 6). *Entwicklung einer Nachrüstungsstrategie für Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz zum Erhalt der Systemsicherheit bei Über- und Unterfrequenz*. www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-einer-nachruestungsstrategie-fuer-erzeugungsanlagen-am-mittel-und-niederspannungsnetz-zum-erhalt-der-systemsicherheit-bei-ueber-und-unterfrequenz.pdf?__blob=publication-File&v=1
- Bundesnetzagentur. (2025a). *SMARD | Marktdaten visualisieren*. www.smard.de/home
- Bundesnetzagentur. (2025b). *SMARD | Netzengpassmanagement 2024, Volumen und Kosten gesunken*. www.smard.de/page/home/topic-article/444/216636/volumen-und-kosten-gesunken
- Bundesnetzagentur. (2025c, September 20). *Bundesnetzagentur—Presse—Ausbau Erneuerbarer Energien 2024*. www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250108_EE.html
- Deutsche Industrie- und Handelskammer, & Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (2025, März 27). *BVES und DIHK Leitfaden: Stromspeicher in Industrie und Gewerbe*. www.bves.de/publikation/bves-und-dihk-leitfaden-stromspeicher-in-industrie-und-gewerbe/
- Die Europäische Kommission. (2017). *VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb*. eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485
- Die Europäische Kommission. (2019). *VERORDNUNG (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt*. eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943
- EnBW. (2024, Dezember 4). *Das europäische Stromnetz | EnBW*. Das europäische Stromnetz. www.enbw.com/unternehmen/themen/netze/das-europaeische-stromnetz.html

- Fanoro, M., Božanić, M., & Sinha, S. (2022). A Review of the Impact of Battery Degradation on Energy Management Systems with a Special Emphasis on Electric Vehicles. *Energies*, 15(16), 5889. doi.org/10.3390/en15165889
- Förster, R., Harding, S., & Buhl, H. U. (2024). Unleashing the economic and ecological potential of energy flexibility: Attractiveness of real-time electricity tariffs in energy crises. *Energy Policy*, 185, 113975. doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113975
- Fraunhofer ISE. (2025, Januar 2). *Öffentliche Stromerzeugung 2024: Deutscher Strommix so sauber wie nie* -. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2025/oeffentliche-stromerzeugung-2024-deutscher-strommix-so-sauber-wie-nie.html
- Kost, C., Schweiger, J. S., & Thomsen, J. (2025). Kurzanalyse Stromgestehungskosten und Volllaststunden von flexiblen Kraftwerken. *Fraunhofer ISE*. www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Kurzanalyse_flexibleKraftwerke.pdf
- Kyon Energy. (2025). *Regelenergie*. www.kyon-energy.de/geschaeftsmodelle/regelenergie
- Liebensteiner, M., Ocker, F., & Abuzayed, A. (2025). High electricity price despite expansion in renewables: How market trends shape Germany's power market in the coming years. *Energy Policy*, 198, 114448. doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114448
- Mehigan, L., Al Kez, D., Collins, S., Foley, A., Ó'Gallachóir, B., & Deane, P. (2020). Renewables in the European power system and the impact on system rotational inertia. *Energy*, 203, 117776. doi.org/10.1016/j.energy.2020.117776
- Metzger, M., Hammer, A., Amthor, A., Szabo, A., Mešanović, A., & Aktiengesellschaft, S. (2018). *Abschlussbericht zum Verbundvorhaben IREN2 - Zukunftsfähige Netze für die Integration regenerativer Energiesysteme: Teilvorhaben: Verteiltes Regelungssystem für Microgrids : Projektlaufzeit: 1.7.2014-30.04.2018*.
- Next Kraftwerke. (2025a). *Regelenergie Mehrerlöse für flexible Anlagen und steuerbare Lasten*. www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/regelenergie
- Next Kraftwerke. (2025b). *Was sind Systemdienstleistungen, wer muss sie erbringen und wie wird die Versorgungssicherheit gewährleistet? Definitionen und Antworten erhalten Sie bei uns*. www.next-kraftwerke.de/wissen/systemdienstleistungen
- Polleux, L., Guerassimoff, G., Marmorat, J.-P., Sandoval-Moreno, J., & Schuhler, T. (2022). An overview of the challenges of solar power integration in isolated industrial microgrids with reliability constraints. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 155, 111955. doi.org/10.1016/j.rser.2021.111955
- Rancilio, G., Bovera, F., Spiller, M., Merlo, M., & Delfanti, M. (2024). BESS and the ancillary services markets: A symbiosis yet? Impact of market design on performance. *Applied Energy*, 375, 124153. doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124153
- Rosales-Asensio, E., Diez, D. B., & Sarmiento, P. (2024). Electricity balancing challenges for markets with high variable renewable generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 113918. doi.org/10.1016/j.rser.2023.113918
- Sauer, Abele, & Buhl. (2019). *Energieflexibilität in der deutschen Industrie: Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt—Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie)*. Fraunhofer Verlag.
- Sauer, Buhl, Mitsos, & Weigold. (2022). *Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 2. Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken*. Fraunhofer Verlag.
- Schulz, D. (Hrsg.). (2018). *NEIS 2017: Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems Hamburg, 21 – 22 September 2017*. VDE Verlag.
- SynErgie. (2025). *SynErgie Schnell-Check Tool*. schnell-check.synergie-projekt.de/
- TenneT. (2024, Dezember 1). *Studie „Quo vadis, Großbatteriespeicher“*. www.tennet.eu/de/uebertragungsnetz/unser-stromnetz/wie-das-zukuenftige-stromnetz-funktionieren-soll/studie-quo-vadis-grossbatteriespeicher

Das Kopernikus-Projekt SynErgie

Dieses Whitepaper wurde im Rahmen der Projektarbeit des Kopernikus-Projekts SynErgie erstellt.

Das Kopernikus-Projekt SynErgie – Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung – wird vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt (BMFTR) von 2016 bis 2026 mit über 100 Millionen Euro gefördert.

Das Kopernikus-Projekt SynErgie hat zum Ziel, innerhalb von zehn Jahren, im Einklang mit rechtlichen und sozialen Aspekten, alle technischen Voraussetzungen zu schaffen und Handlungsempfehlungen für marktseitige Voraussetzungen abzuleiten, um den Energiebedarf der deutschen Industrie mit dem fluktuierenden Energieangebot zu synchronisieren. SynErgie trägt damit in Deutschland zu einer gesellschaftlich akzeptierten sowie kosteneffizienten Energiewende auf Basis erneuerbarer Energien bei und unterstützt den Green Industrial Deal der Europäischen Union.

Inhaltliche Ansprechpartner

Theresa Magdalena Sophie Heinrich

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Fraunhofer FIT

Kontakt: theresa.heinrich@fim-rc.de

Prof. Dr. Dr. h. c. Hans Ulrich Buhl

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Fraunhofer FIT

Kontakt: hans-ulrich.buhl@fim-rc.de | Tel. +49 821 480400 10, 12, 13

Robert Förster

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Fraunhofer FIT

Kontakt: robert.foerster@fim-rc.de

Nicolai Reith

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Fraunhofer FIT

Kontakt: nicolai.reith@fim-rc.de

Felix Zukunft

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Fraunhofer FIT

Kontakt: felix.zukunft@fim-rc.de

