STELLUNGNAHME

„ORIENTIERUNGSPUNKTE: SPEICHERENTGELTE“

VORSCHLAG DER BUNDESNETZAGENTUR

VOM 16.01.2026

VON

BVES BUNDESVERBAND ENERGIESPEICHER SYSTEME

GEMEINSAM MIT DEM

BNE BUNDESVERBAND NEUE ENERGIEWIRTSCHAFT,

FEBRUAR 2026

IMPRESSUM

HERAUSGEBER

BVES – Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V.

Oranienburger Straße 15, 10178 Berlin

030 – 54 610 630

E-Mail: info@bves.de

Internet: www.bves.de

BNE – Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.

Hackescher Markt 4, 10178 Berlin

030 400 548 0

E-Mail: mail@bne-online.de

Internet: www.bne-online.de

STAND

27.02.2026

GESTALTUNG UND PRODUKTION

BVES – Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V.

URHEBERRECHT

Das Werk einschließlich seiner Inhalte ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrechtsgesetz zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Herausgebers.

HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Trotz gründlicher Quellenauswertung und Sorgfalt wird die Haftung für den Inhalt der vorliegenden Studie ausgeschlossen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, haftet der Herausgeber nicht, sofern ihm nicht nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden zur Last gelegt werden kann.

INHALT

Executive Summary 3

1. Einleitung 5

2. Rolle und Nutzen von Stromspeichern im Energiesystem 7

3. Investitionssicherheit wiederherstellen 10

4. Finanzielle Tragfähigkeit von Speichern zur Leistung von Netzentgelten 11

5. Design einer zukunftsfähigen Netzentgeltsystematik für Stromspeicher 22
   - 5.1 Grundsätzliche Abkehr vom LP/AP-Modell 22
   - 5.2 Arbeitsentgelt 23
   - 5.3 Kapazitätsentgelt 24
   - 5.4 Dynamisches Netzentgelt 26
   - 5.5 Baukostenzuschuss 26

6. Netzentgeltreduzierung bei eingeschränktem Netzanschluss 27

7. Speichernetzentgelte bei Multi-Use-Speichern 30
   - 7.1 Potenzial der Multi-Use-Speicher 30
   - 7.2 Verbrauchsnahe Stromspeicher 30
   - 7.3 Erzeugungsnahe Stromspeicher 31

8. Vertrauensschutz 32
   - 8.1 § 118 Abs. 6 EnWG: Planungssicherheit bis Mitte 2029 32
   - 8.2 Sicherer Planungshorizont 32
   - 8.3 Wirtschaftliche Folgen eines möglichen Eingriffs 33
     - 8.3.1 Bestandsanlagen 33
     - 8.3.2 Geplante Anlagen bis August 2029 33

9. Übergangsregelung 35

10. Antworten zu Spezifischen Fragen aus den Orientierungspunkten 36

11. Ausblick 38

12. Annex 39

EXECUTIVE SUMMARY

Steigende Redispatchkosten, Solarspitzen, die die Netzstabilität gefährden, Schwarzfall von ganzen Ländern in Europa und negative Preise, die den Marktwert von Erneuerbaren erodieren und den Steuerzahler belasten – der Zubau von Stromspeichern im großen Maßstab war noch zu keinem Zeitpunkt so wichtig wie jetzt. Über die **Erbringung von Systemdienstleistungen**, das **Verschieben von Energiemengen an den Strommärkten** und die **Bereitstellung günstiger Energie in Industrie und Haushalten**, sind Speicher essenziell um diesen systemischen Herausforderungen zu begegnen. **Der BVES und der BNE begrüßen deshalb im Grundsatz das Bestreben der Bundesnetzagentur, ein zukunftsfähiges Netzentgeltdesign für Energiespeicher zu schaffen**, welches den weiteren Zubau ermöglicht und ein modernes Anreizsystem für Engpässe im Netz mit dem Geschäftsmodell von Stromspeichern in Einklang bringt.

Folgerichtig ordnet der Gesetzgeber in § 11c EnWG die Errichtung und der Betrieb von Speichern vom Gesetzgeber als überragendes öffentliches Interesse ein. Die **volkswirtschaftlichen Gewinne durch Stromspeicherung, die sich auf rund 5 Mrd. € pro Jahr belaufen,** sollten deshalb auch in Ausgestaltung eines neuen Netzentgeltsystems berücksichtigt werden.

Der BVES und der BNE begrüßen deshalb im Grundsatz das Bestreben der Bundesnetzagentur, ein zukunftsfähiges Netzentgeltdesign für Energiespeicher zu schaffen, welches den weiteren Zubau ermöglicht und ein modernes Anreizsystem für Engpässe im Netz mit dem Geschäftsmodell von Stromspeichern in Einklang bringt.

Zugleich muss beachtet werden, dass viele **Stromspeicher in der Praxis bereits mit erheblichen Betriebseinschränkungen an das Netz angeschlossen werden**, damit sie keinen weiteren Netzausbau erforderlich machen und mit ihrer Fahrweise **kostensenkend** auf das Netz wirken.

Das neue Netzentgeltregime sollte dieses **Potenzial von Stromspeichern zur Kostensenkung in den Vordergrund stellen und weiter anreizen.** Ein **dynamisches Netzentgelt** ist der richtige Mechanismus, um eine kostensenkende Fahrweise anzureizen und weitere positive volkswirtschaftlichen Potenziale zu heben. Gleichzeitig ist zu beachten, dass durch die **betrieblichen Einschränkungen, die beim Netzanschluss vorgegeben werden**, eine freie marktliche Optimierung an den Strommärkten nicht mehr vollumfänglich stattfinden kann.

Die pauschale Erhebung eines **Arbeitsentgelt** – auch auf die Zyklusverluste – bietet einen **Negativanreiz** für den **Speichereinsatz**. Die negativen Effekte eines Arbeitspreises auf die reduzierte Zyklenzahl und die verringerte Markttätigkeit überwiegt den möglichen Finanzierungsnutzen eines Arbeitsentgelt. Die Erhebung eines **Arbeitsentgelt** ist damit **volkswirtschaftlich ineffizient** und wird abgelehnt.

Die uneingeschränkte Teilnahme am Marktgeschehen bildete bislang die Grundlage für die subventionsfreie Finanzierung von Stromspeichern. Soweit diese gegeben ist, können Speicher über ein **Kapazitätsentgelt** an den Finanzierungskosten des Netzes teilhaben, allerdings nur bis zur Grenze ihrer wirtschaftlichen Tragfähigkeit.

Die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Netzentgelten zur allgemeinen Finanzierung des Netzes ist allerdings bei Anlagen mit betrieblichen oder technischen Einschränkungen nur sehr eingeschränkt oder nicht gegeben. Daher ist eine Reduzierung von Netzentgelten bei Anwendung von flexiblen Netzanschlussverträgen durch die Netzbetreiber geboten. Auch hier gilt der Grundsatz: ein *nicht* gebauter Speicher zahlt keine Netzentgelte. Zudem hat ein *nicht* gebauter Speicher keinen kostendämpfenden Effekt auf das Netz. In Folge werden die Netzentgelte weiter steigen, wenn keine Speicher gebaut werden.

Damit das Energiesystem weiterhin von privatwirtschaftlichen Investitionen in Stromspeicher profitieren kann, muss ein sicherer Rahmen für diese Investitionen bestehen. **Bisher wurden Investitionen im Vertrauen in den Bestand der Regelung nach § 118 Abs. 6 EnWG bis zum**

4. August 2029 getätigt. Dieses Vertrauen könnte durch die angekündigte Änderung des § 118 EnWG erschüttert werden. Damit würde ein **Fadenriss** im Stromspeicherzubau drohen. Eine hinreichend belastbare Grundlage für zukünftige Investitionen könnte dann erst wieder mit kommunizierten konkreten Netzentgelten für Stromspeicher im Jahr 2028 bestehen. Um diese Unsicherheit zu vermeiden, appellieren wir an die BNetzA, dieses Vertrauen möglichst zügig wiederherzustellen, indem die **Gültigkeit der grundsätzlichen Regelung in ihrem ursprünglichen zeitlichen Geltungshorizont** bestätigt wird.

Das Aus- oder Überreizen eventueller rechtlicher Handlungsspielräume ist nicht mit dem öffentlichen Interesse (§ 11c EnWG) vereinbar, sodass die Leitlinie einer neuen Netzentgeltregelung für Speicher nicht im Lösungsraum des gebrochenen Vertrauens, sondern vielmehr in der Kontinuität des systemisch relevanten Infrastrukturausbaus gesucht werden soll. Zu diesem Zweck schlagen wir eine Möglichkeit für eine tragfähige Übergangsregelung vor.

Kerninhalte des Vorschlags

- Stromspeicher werden im großen Maßstab benötigt und brauchen **adäquate Rahmenbedingungen**
- Tragfähigkeit beachten: **Kapazitätspreis** nur in investitionsverträglicher Höhe und vorzugsweise **verlust-/effizienzbezogen**
- Keine Flexibilitätspotenziale verschenken: **Keine statischen Arbeitspreise** für Stromspeicher
- Praxis-Check für **Netzentgelte bei Stromspeichern mit FCA**: **Reduzierung der statischen Entgelte bis auf Null**; klare Abgrenzungskriterien; **Anreizkompatibilität**
- Potenzial zur Netzkostensenkung heben und **Dynamische Entgelte** verpflichtend für Neuanlagen einführen **ab 4. August 2029**
- Markttaugliches und sukzessives Einsteuern von dynamischen Entgelten zwischen 2029–2035 ohne Übersteuerung
- Für **Bestandsanlagen**, die bis zum 4. August 2029 in Betrieb genommen werden: keine statischen Netzentgelte, stattdessen ein **Opt-in zu dynamischen Netzentgelten** und Pflicht zur Teilnahme an dynamischen Netzentgelten ab 2035
- Vertrauen und Investitionen schützen: Vertrauen in Investitionsstandort Deutschland wieder herstellen sowie das öffentliche Interesse an dem kontinuierlichen Speicherausbau respektieren und hierzu den **Kern der Regelung von § 118 Abs. 6 EnWG nicht berühren**
- **Stromspeicher wie Stromspeicher** behandeln – auch in Co-Location und Multi-Use

1. EINLEITUNG

Der BVES und der bne danken der Bundesnetzagentur für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum „Orientierungspunktepapier: Speichernetzentgelte“ im Rahmen der AgNes-Festlegung. Die nachfolgende Konsultation wird gemeinsam durch den BVES und bne eingereicht.

Anlass dieser Konsultationseingabe ist die Neugestaltung der allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes). Teil der allgemeinen Netzentgeltsystematik sollen auch Netzentgelte für Stromspeicher bzw. Stromspeicherung sein, die bisher unter eigenen Tatbeständen in der Netzentgeltregulierung behandelt wurden. Neugebaute Stromspeicher sind zudem gesetzlich geregelt über das Auslaufen der aktuellen Stromnetzentgeltverordnung hinaus bis zu einer Inbetriebnahme am 4. August 2029 für 20 Jahre von Netzentgelten befreit.

Um den wachsenden Anteil volatiler Erzeugung zu integrieren, den steigenden Strombedarf zu bewältigen und das Energiesystem stabil zu halten, müssen sowohl neue Stromspeicher errichtet, als auch der Bestand erhalten und in seinem Betriebsmodell gesichert werden. Durch die Netzentgeltbefreiung wurde der dringend benötigten Stromspeicherung ein gesicherter Betriebs- und Entwicklungsrahmen gegeben. Diese Gesetzgebung zeigte Wirkung: Der Bestand an Stromspeichern (insb. Pumpspeicher) wurde gesichert und ertüchtigt. Zudem befinden sich rund 11 GWh bis 2029 in der konkreten Projektierung,[1] mit einem Investitionsvolumen von rund 2,5 Mrd. €.[2]

Für eine Neuregelung muss daher im Interesse von Systemstabilität, Resilienz, Versorgungssicherheit gelten: Betrieb des Bestands sowie Neubau von Stromspeichern muss möglich bleiben. Denn die Vorteile der Stromspeicherung liegen auf der Hand: sie glättet Preise, vermeidet Redispatch, reduziert Netzausbaukosten, sichert die Systemstabilität mit allen Systemdienstleistungen und ermöglicht die Nutzung von erneuerbarem Strom zu jeder Zeit. Bei einem zügigen Speicherausbau sind deswegen positive volkswirtschaftliche Effekte in Höhe von 5 Mrd. € zu erwarten.[3]

Privathaushalte haben dieses Potenzial längst für sich erkannt und Stand Februar 2026 fast 20 GWh an Heimspeichern (ca. 2,1 Mio. Anlagen) installiert.[4] Auch im Bereich der Industrie- und Gewerbespeicher (ca. 25.000 Anlagen, sowie netzgekoppelter Großspeicher und Stromspeichern neben Erzeugungsanlagen entwickelt sich das Potenzial nun deutlich. Allein bei Großbatterien geht auch der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans von einem Zubau auf 41,1 bis 94,1 GW bis 2037 aus.[5]

Die Bundesnetzagentur hat sich im Orientierungspunktepapier und dem dazugehörigen Expertenworkshop dazu bekannt, dass der marktgetriebene Energiespeicherausbau weiterhin der Grundsatz sein soll. Dies sollte selbstverständlich sein, doch begrüßen wir diese explizite Zusicherung ausdrücklich. Aus diesem Bekenntnis ergibt sich dann aber auch zwingend, dass ein

[1] Auszug aus dem Marktstammdatenregister, Stand: 19.02.2026, abrufbar unter: https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht.

[2] Annahme von 11 GWh bei einer Investition von ca. 220€/kWh.

[3] Hintergrund der Rechnung: 3 Mrd. Euro vermiedene EEG-Förderung, 800 Mio. Euro durch Senkung der Großhandelspreise sowie Redispatch-Kostensenkung von 1,2 Mrd. € - Potenzial womöglich weitaus höher.

[4] Auszug aus dem Marktstammdatenregister, Stand: 19.02.2026, abrufbar unter: https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht.

[5] Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf, abrufbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-12/NEP_2037_2045_V2025_1_Entwurf_0.pdf

zukünftiges Netzentgeltregime an der Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern ausgerichtet werden muss sowie die Finanzierungspraxis und-modalitäten für Stromspeicher zu berücksichtigen hat.

Dabei darf nicht das vergangene, sondern muss das zukünftige sowie in der Praxis reale Erlöspotenzial von Speichern – definiert etwa durch eine Saturierung von Regelleistungsmärkten und niedriger Volatilität am Strommarkt – berücksichtigt werden.

Das neue Entgeltsystem kann dabei auch nicht singulär betrachtet werden, sondern muss die betriebliche Praxis beachten und einbeziehen. So werden Stromspeicheranlagen zunehmend nur noch mit netzseitig getriebenen Vorgaben und Einschränkungen angeschlossen, die deutlich auf Betrieb und Vermarktung einwirken.

Dies liegt auch zum Großteil an der immer weiter falschen Einordnung der Stromspeicherung als Erzeugung und Verbrauch und der damit verbundenen Einordnung bei den Netzbetreibern als Steigerung ihrer Verbrauchs- oder Erzeugungsbelastung. Dabei fährt ein Stromspeicher nahezu immer gegen die aktuelle Belastung und sorgt damit für mehr Platz im Netz und nicht weniger. Einschränkungen für Einzelfälle oder netzseitige Befürchtungen können über netzseitige Vorgaben beseitigt werden, doch müssen diese Vorgaben und die Tatsache, dass für viele Anlagen der Netzanschluss nicht mehr vollumfänglich und unbedingt genutzt werden kann, dann auch in der Netzentgeltsystematik Berücksichtigung finden.

Mit Einführung des § 11c EnWG in 2024 und dessen Aktualisierung in 2025 hat der Gesetzgeber das fundamentale öffentliche Interesse der Öffentlichkeit am Energiespeicherausbau festgestellt. Diese Regelung ist nicht von dem EuGH-Urteil zur Kompetenzregelung der BNetzA bzgl. Netzentgelte erfasst. Es existiert somit eine gesetzliche Leitlinie zur Wahrung tragfähiger Bedingungen für einen Speicherzubau, die der AgNes-Prozess nicht ignorieren und dessen Ergebnisse nicht widersprechen dürfen.

Das Stromsystem benötigt mehr Flexibilität. Die Bedarfe an Stromspeichern für die zukünftige Stabilität und Flexibilität unseres Stromsystems sind in den Netzentwicklungsplänen festgeschrieben. Nun stehen wir vor der einmaligen Chance, dass diese notwendige Entwicklung der Systeminfrastruktur mit privaten Mitteln und auf der Basis privater Investitionen erfolgen kann.

Dafür ist jedoch zwingend erforderlich, die Finanzierungspraxis zu berücksichtigen und bei der Belastung mit Abgaben, Umlagen und Steuern zu beachten. Ansonsten laufen wir in eine deutliche Flexibilitätslücke, die nur mit hohen staatlichen Geldern und dann mit entsprechenden Auswirkungen auf Strompreis, Netzentgelte usw. und deutlicher Verzögerung wieder geschlossen werden kann.

Der volkswirtschaftlich effizienteste Pfad des Stromspeicherausbaus führt entlang von Marktregeln und bleibt ohne Subventionen. Aus diesem Grund müssen Netzentgelte tragfähig sein, um die Notwendigkeit einer zukünftigen Subventionierung des Speicherausbaus zu verhindern. Der Vorschlag soll eine finanziell tragfähige Brücke zwischen alter Welt der pauschalen Netzentgeltbefreiung und der neuen Welt mit einem möglichen Finanzierungs- und Anreizbeitrag in den Netzentgelten für Flexibilität durch Stromspeicher schlagen.

2. ROLLE UND NUTZEN VON STROMSPEICHERN IM ENERGIESYSTEM

Die Stromspeicherung hat einen breiten Nutzen im Energiesystem und ist essenziell für die Integration erneuerbarer Energien, die Versorgungssicherheit und den stabilen Systembetrieb. Die Notwendigkeit der Stromspeicherung sollte deshalb die grundlegende Prämisse einer neuen Netzentgeltsystematik sein.

INTEGRATION ERNEUERBARER ENERGIEN IN DAS SYSTEM

Für die Integration und den Marktwerterhalt von erneuerbaren Energien sind Stromspeicher von hervorgehobener Bedeutung. Stromspeicher nehmen Strom bei hoher Verfügbarkeit und sonst geringer Nachfrage im Markt ab und speisen ihn bei hoher Nachfrage wieder ein. Mittel- bis langfristig wird es bei einem kontinuierlichen Stromspeicherausbau so möglich sein, wesentliche Strombedarfe durch Strom aus erneuerbaren Energiequellen abzudecken. Auch wirtschaftlich zeigt sich ein positiver Effekt: Durch die Marktwertsteigerung sinkt unter anderem die Belastung des EEG-Kontos. Der Förderbedarf für EEG-Anlagen kann so um bis zu 3 Mrd. Euro pro Jahr gesenkt werden.[6] Allein aus diesen Gründen ist der Arbitragehandel in der deutschen einheitlichen Strompreiszone ein wesentlicher Pfeiler des Stromsystems.

STROMNETZSTABILISIERUNG

Stromspeicher speisen bei Angebotsmangel in das System ein und sind damit eine wesentliche Stütze für die Versorgungssicherheit. Pumpspeicher stellen bereits seit Jahren sicher, dass bei einem Netzausfall genug Kapazität bereitgestellt wird, um einen Wiederaufbau des Netzes zu ermöglichen. Elementare Systemdienstleistungen, wie diese Schwarzstartfähigkeit und zusätzlich Regelleistung, Momentanreserve, Blindleistung, werden bereits heute weitgehend marktlich bereitgestellt und sollen in Zukunft ausschließlich durch den Markt bereitgestellt werden. Stromspeicher dominieren zukünftig die Bereitstellung dieser Systemdienstleistungen, die sie besonders effektiv, präzise und zudem günstig bereitstellen. So sind beispielsweise seit dem Bau der ersten größeren Batterien im Jahr 2014, die Kosten von Regelenergie um 64 % gesunken.[7]

VERSORGUNGSSICHERHEIT UND RESILIENZ

Im aktuellen Versorgungssicherheitsbericht der Bundesnetzagentur wird die hohe Relevanz des Zubaus neuer steuerbarer Kapazitäten ausdrücklich betont. In der begleitenden Pressemitteilung heißt es: „Die Stromversorgung in Deutschland ist gewährleistet, wenn bis 2035 zusätzliche steuerbare Kapazitäten von bis zu 22,4 GW (Zielszenario) bzw. bis zu 35,5 GW (Szenario ‚Verzögerte Energiewende') errichtet werden." Gemeint sind Bruttowerte, die den Zubau ohne Berücksichtigung von Stilllegungen abbilden. Gleichzeitig wird die wachsende Rolle von Energiespeichern im Bericht klar herausgestellt: „Schon heute können sich besonders Batteriespeicher im Strommarkt refinanzieren, wie die aktuelle Ausbaudynamik beweist. In bestimmten Marktsituationen können Speicher den Bedarf an zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten reduzieren."

[6] Rechnung basiert auf NEP 2023 mit einem dynamischen Ausbauziel von 47GW Speicher in 2037. Vgl. GEEC, 2023, Zitat aus VIK Mitteilung April 2023, S. 46-49, abrufbar unter: https://www.eco-stor.de/News/Studie energiewirtschaftliche Effekte.pdf.

[7] Frontier Economics, 2023, Der Wert von Großbatteriespeichern im Deutschen Stromsystem, , S.12, abrufbar unter: https://www.frontier-economics.com/media/jmxlrpul/frontier-economics_wert-von-bess-im-deutschen-stromsystem_-final-report.pdf.

VERMEIDUNG VON VERSORGUNGSLÜCKEN

Der Versorgungssicherheitsbericht identifiziert Versorgungssicherheitsrisiken insbesondere dann, wenn nicht genügend Nachfrageflexibilitäten erschlossen werden. Da Speicher im Bericht weitgehend den Nachfrageflexibilitäten zugeordnet werden, ist diese Aussage folgerichtig auch auf Speicher zu beziehen. Umgekehrt lässt sich daraus ableiten: Ein beschleunigter Speicherausbau kann die Versorgungssicherheit deutlich erhöhen. Großspeicher, die sich aufgrund ihrer Marktanreize in Phasen hoher (Jahres-)Höchstresiduallast systemdienlich verhalten, tragen maßgeblich zur Reduktion von Residuallastspitzen bei. Der Vergleich der beiden Szenarien macht zudem deutlich, dass eine ausbleibende bzw. verzögerte Flexibilisierung des Stromverbrauchs den Bedarf an zusätzlichen steuerbaren Kapazitäten weiter erhöhen kann.

SYSTEMSTABILITÄT UND NETZSTÄRKE

Der Systemstabilitätsbericht[8] der Übertragungsnetzbetreiber und die ergänzende Bewertung der Bundesnetzagentur beschreiben einen herausfordernden Zustand der Systemstabilität, der unter anderem durch regional sinkende Netzstärke geprägt ist. Eine hohe Netzstärke ist dabei wesentlich für den stabilen Betrieb eines Stromsystems mit hoher Durchdringung leistungselektronisch gekoppelter Anlagen. Vor diesem Hintergrund leiten die ÜNB insgesamt 37 Handlungsempfehlungen ab, um Spannungs- und Frequenzstabilität zu verbessern und die Netzstärke zu erhöhen. Der zentrale Befund lautet: Es besteht Handlungsbedarf, dem kurzfristig nicht allein mit klassischem Netzausbau zu begegnen ist. Netzstärke hängt im Kern von netzbildenden Erzeugungs- und Umrichterressourcen ab, die mit dem Rückzug konventioneller, synchroner Kraftwerke zur knappen systemischen Ressource werden. Stromspeicher können diese Knappheit mildern und die netzbildenden Eigenschaften konventioneller Anlagen ersetzen. Energiespeicher sind damit von hoher Bedeutung, um aktiv für ein stabiles System Sorge zu tragen.

FORTSCHREITENDE ELEKTRIFIZIERUNG IN ALLEN SEKTOREN

Stromspeicher sind zudem eine zentrale Infrastruktur für die steigende Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Wärme. Im Zuge der Transformation werden neben dem Stromsektor verstärkt auch andere Sektoren mit Strom versorgt. Stromspeicher sind hier essenziell, um eine hohe Leistung dann bereitzustellen, wenn sie benötigt wird, ohne die Netzkapazität zu überlasten, wie sie beispielsweise beim LKW-Laden oder in elektrifizierten thermischen Prozessen in der Industrie benötigt wird. Sie sind damit ein Motor für die Elektrifizierung, ermöglichen eine bessere Ausnutzung bereits vorhandener Netzinfrastruktur und reduzieren den Bedarf für weiteren Netzausbau. Dies ist Standortsicherung, da die Industrie von günstigen Gestehungskosten von erneuerbaren Energien vor Ort profitieren kann. Zudem wird der politische Auftrag der Abkehr von fossilen Energien in der Industrie ermöglicht.

KOSTENSENKUNG IM SYSTEM

Volkswirtschaftlich ist das besonders relevant vor dem Hintergrund der aktuellen Kostenlage im Netz. Abregelung und Redispatch sowie engpassbedingter Netzausbau sind ein spürbarer Kostentreiber geworden, der über hohe Netzentgelte auch bei den Haushalten und der Industrie ankommt. Stromspeicher können auf vielfältige Weise zur Kostensenkung beitragen. Sie werden in Zukunft ein wichtiger Abnehmer in Gebieten mit hohem Anteil an Überschussstrom zur „falschen“ Zeit. Überschüsse aus Wind und PV müssen weniger abgeregelt werden und stehen dann in Zeiten hoher Nachfrage wieder zur Verfügung. Auch der Bedarf an Redispatch sinkt damit. So können Stromspeicher Redispatch-Kosten um bis zu 62 € pro installiertem kW Leistung

[8] Systemstabilitätsbericht 2025 der Übertragungsnetzbetreiber, veröffentlicht am 01.08.2025, abrufbar unter: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/Systemstabilitaet/2025.pdf

pro Jahr verringern.[9] Zum Vergleich: Bereits ein 300 MW-Stromspeicher kann damit Redispatchkosten von rund 18 Mio. € pro Jahr sparen.[10] Mit einer Flotte von rund 94 GW Stromspeichern, wie im NEP vorgesehen, können also erhebliche Redispatchkosten gespart werden, die einer eventuellen Einnahmeseite durch Netzentgelte gegenübergestellt werden müssen.

WEITERE POSITIVE VOLKSWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE VON ENERGIESPEICHERN

Durch ihre Teilnahme am Handel haben Stromspeicher einen preisdämpfenden Effekt auf den Börsenstrompreis, in dem sie bei hohen Preisen entladen und damit den Einsatz von teuren konventionellen Kraftwerken reduzieren. Von 2030 bis 2050 könnten so die Stromgroßhandelspreise durchschnittlich um etwa 1 €/MWh gesenkt werden.[11] Bei einem Bruttostromverbrauchspfad von 776 bis 882 TWh im Jahr 2037[12] ergeben sich dadurch vereinfacht Potenziale von Einsparungen von bis zu 776 Mio. € bis 882 Mio. € pro Jahr. Auch durch die Glättung von stark schwankenden Strompreisen entstehen positive volkswirtschaftliche Effekte, da sie hohe Kosten für Industrie in Engpasssituationen vermeiden. Kumuliert stehen bei einem zügigen Stromspeicherzubau volkswirtschaftliche Einsparungen von bis zu 5 Mrd. € jährlich im Raum – ohne Einsparung im Netzausbau eingerechnet[13]. Demgegenüber stehen potentielle und maximale Einnahmen von rund 0,6 – 0,9 Mrd. € pro Jahr[14] durch eine Netzentgeltbelastung von Stromspeichern. Über die Erhebung von Netzentgelten auf die Speicherung können Stromspeicher also niemals wesentlich zur Kostendeckung des Stromnetzes beitragen. Über engpassentlastende Fahrweisen und positive Effekte in Netz und Markt, können sie aber sehr wohl und mit einem wesentlich höheren Potenzial zur Kostensenkung beitragen. Über ein gut ausgestaltetes preisliches Anreizinstrument können diese kostensenkenden Betriebsmodelle zusätzlich potenziert werden.

KONSEQUENZEN FÜR DIE NEUE NETZENTGELTSYSTEMATIK

Derzeit werden Stromspeicher ohne staatliche Förderung gebaut, mobilisieren privates Kapital und tragen dabei selbst das volle Marktpreisrisiko – die positiven Effekte sind über sinkende Kosten in Netz und Markt deutlich. Die aktuelle Investitionspipeline zeigt, dass der Markt grundsätzlich bereitsteht, den Hochlauf der Stromspeicher zu tragen, vorausgesetzt, dass der Regulierungsrahmen planungssicher bleibt und die Finanzierungspraxis berücksichtigt.

Aktuell basiert der Zubau von Stromspeichern nahezu allein auf dem volatilen Stromhandel und reagiert dementsprechend empfindlich auf pauschale zusätzliche Belastungen.

Die Bedarfe an Stromspeichern bestehen, wie im NEP und unzähligen Studien dargelegt. Sollte das Betriebsmodell von Stromspeichern durch eine nicht tragfähige Netzentgeltbelastung erodiert werden, bricht sowohl Bestand als auch Zubau von Flexibilität durch privates Kapital ein.

Dann müsste der Staat einspringen und den notwendigen Ausbau über hohe Subventionen und mit hohen eigenen Kosten fördern, wie es bereits heute in einer Reihe europäischer Staaten der Fall ist. Volkswirtschaftlich betrachtet, wäre dies das ineffizienteste Szenario mit entsprechenden negativen Auswirkungen auf Strompreis und Netzentgeltbelastung jedes Stromkunden.

---

[9] Neon Neue Energieökonomik, 2025, Netzentgelte für Großbatterien, S. 12, abrufbar unter: https://neon.energy/Neon-Netzentgelte-Gro%C3%9Fbatterien.

[10] Berechnungslogik: Anwendung der Grenzkostenbetrachtung von 62€ pro kW auf einen 300.000 kW Speicher

[11] Frontier Economics, 2023, Der Wert von Großbatteriespeichern im Deutschen Stromsystem, S. 12, abrufbar unter: https://www.frontier-economics.com/media/jmxlrpul/frontier-economics_wert-von-bess-im-deutschen-stromsystem_-final-report.pdf.

[12] Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025, S. 69, abrufbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-12/NEP_2037_2045_V2025_1_Entwurf_0.pdf.

[13] Hintergrund der Rechnung: 3 Mrd. Euro vermiedene EEG-Förderung, 800 Mio. Euro durch Senkung der Großhandelspreise sowie Redispatch-Kostensenkung von 1,2 Mrd. € - Potenzial womöglich weitaus höher.

[14] Maximaler Deckungsbeitrag von 15 €/kW (siehe Kapitel 4) mit dem Speicherzubau NEP-Szenario A-C.

3. INVESTITIONSSICHERHEIT WIEDERHERSTELLEN

Sowohl die Bundesregierung als auch die Europäische Kommission unterstreichen regelmäßig die **Bedeutung von Stromspeichern für Versorgungssicherheit, Systemstabilität und Kosteneffizienz**. Vor diesem Hintergrund zeigen die im vergangenen Jahr erteilten Netzanschlusszusagen für stationäre Großbatteriespeicher von rund 71 GW ein erhebliches privatwirtschaftliches Investitionspotenzial in die Systeminfrastruktur in Deutschland.

Gleichzeitig ist aus Sicht der Projekt- und Finanzierungsrealität entscheidend, dass regulatorische Eckpunkte frühzeitig und verlässlich kommuniziert werden. Großspeicher sind kapitalintensive Infrastrukturprojekte mit mehrjährigen Entwicklungs- und Finanzierungszyklen. Ihre Wirtschaftlichkeit beruht auf marktgetriebenen Erlösannahmen. In dieser Struktur wirkt sich regulatorische Unsicherheit gravierend auf die Umsetzungswahrscheinlichkeit der geplanten Stromspeicher aus.

Laut dem Marktstammdatenregister sind bereits 10,7 GWh an Großspeicherprojekten für eine Inbetriebnahme bis Ende 2029 registriert. Dies entspricht einer **Investitionssumme von rund 2,5 Mrd. Euro**.[15] Diese subventionsfreien Investitionen in die deutsche Systeminfrastruktur stehen nun jedoch massiv zur Disposition. Ohne die Wiederherstellung der Planungssicherheit ist zu erwarten, dass die Projekte letztlich nicht realisiert werden. Energiespeicher wären dann zwar eine eigenständige Asset-Klasse, jedoch nur auf Basis **staatlicher Beihilfen und Subventionen**. Dies widerspricht den Zielen der Bundesregierung, die mit aktuellen Investitionsprogrammen explizit Investitionen in den Standort Deutschland anreizt. Diese Anreize sollten nicht durch andere regulatorische Maßnahmen konterkariert werden.

Seit Veröffentlichung des Orientierungspapiers der BNetzA realisiert sich bereits deutlich eine zunehmende **Flexibilitätslücke**. Das Finanzierungsumfeld blickt nun spürbar anders auf Projekte. Risikoaufschläge steigen bereits und Finanzierungsentscheidungen werden vertagt und teils wieder in Frage gestellt.

Dies ist keine kurzfristige Marktverstimmung sondern eine direkte Reaktion auf die Unsicherheit im Hinblick auf das laufende Verfahren und das Vorgehen der BNetzA. Besonders die Tragfähigkeit künftiger Netzentgelte für Stromspeicher aber auch die Ausgestaltung einer markttauglichen Übergangsregelung und insbesondere der Umgang mit Vertrauensschutzaspekten schaden dem Markt bereits merklich und deutlich. Den geltenden Regulierungsrahmen pauschal in Frage zu stellen unter dessen Vertrauen geplant, projektiert und investiert wurde, schadet damit dem Vertrauen in den gesamten Wirtschaftsstandort Deutschland.

Die grundsätzliche Zielsetzung der Reform der BNetzA teilen wir jedoch weiterhin ausdrücklich: Netzentgelte langfristig zu stabilisieren, Effizienzen zu heben und Fehlanreize zu vermeiden. Gerade deshalb ist eine investitionsschützende Übergangslösung aus unserer Sicht zentral. Verzögerte Flexibilitätsinvestitionen erhöhen die Wahrscheinlichkeit von Redispatch, Einspeisemanagement und Engpasskosten und können damit auch die Netzentgeltentwicklung erheblich belasten. Eine verlässliche und gut kommunizierte Übergangsarchitektur ist daher ein wichtiger Baustein, um die Reformziele zu erreichen.

Vor diesem Hintergrund halten wir es für sinnvoll, zügig ein tragfähiges Lösungsmodell zu entwickeln und darüber transparent mit den Stakeholdern zu sprechen. Entscheidend wäre, dass die Bundesnetzagentur **unmittelbar das Vertrauen wieder herstellt** und die wesentlichen Eckpunkte eines Übergangs- und Zielmodells veröffentlicht. Momentan ist laufenden Projekten der sichere Boden entzogen. **Es braucht eine sofortige Grundlage, dafür, dass Finanzierungsentscheidungen für Stromspeicherprojekte wieder unter verlässlichen Annahmen getroffen werden können.**

[15] Capex-Annahme: 220 € pro kWh.

4. FINANZIELLE TRAGFÄHIGKEIT VON SPEICHERN ZUR LEISTUNG VON NETZENTGELTEN

Ein neues Netzentgeltregime muss neben kostenorientiert und verursachergerecht auch in der Praxis anwendbar sein. Die Praxis bedeutet für Stromspeicher eine langjährige Projektentwicklungs- und marktliche Finanzierungsphase, die den Kapitalmarktregeln unterworfen ist. Ausgangspunkt für positive Investitionsentscheidungen sind konkrete Bankability-Kriterien und der Nachweis planbarer und belastbarer Investitionsbedingungen.

Die Finanzierung wird über verschiedene Kanäle angestrebt und ermöglicht. Dabei sind die Renditen in der Praxis und Realität deutlich von den immer wieder einseitig dargestellten Marktrenditen, da stets in theoretischer Ex-Post Betrachtung und für Einzelsituationen, entfernt.

Mehrfach kombinierte Erlösströme ohne Berücksichtigung der jeweiligen Markttiefe zeichnen gerade in den Medien ein einseitiges Bild, das den Realitäten, insbesondere für die Zukunft bis 2029, nicht entspricht.

Mit dem weiteren Markthochlauf ist jedoch von sinkenden Erlöspotenzialen auszugehen: Systemdienstleistungsmärkte wie FCR und aFRR sind begrenzt und verlieren bei zunehmendem Wettbewerb an Ertragsstärke. Parallel reduzieren zusätzliche Flexibilitäten im System die Spreads im Energiehandel. In der Folge verschiebt sich der Business Case bis Ende der Dekade näher an die technologiespezifische Investitionshürde – ein erwartbarer Effekt eines wachsenden und reifenden Speichermarktes.

Um hier Konsistenz zwischen Entgeltregime und Betriebsrealität herzustellen, müssen weitere Aspekte der Praxis stärker in den Blick genommen werden. Zu der Praxis gehört, dass neue Großspeicheranlagen so gut wie immer nur noch mit flexiblen Netzanschlussvereinbarungen (FCA/FlexNAV) in Betrieb genommen werden. Die dabei festgelegten Restriktionen reduzieren nach Anforderung des Netzbetreibers den projektbezogenen Bedarf für Netzausbau oder darüber hinaus, über vermiedene Engpässe auch den Netzausbedarf auch für andere Anschlussnehmer. Dem Netz werden damit wesentliche Kosten gespart.

Betriebseinschränkungen erleichtern zudem die operative Systemführung des Netzbetreibers. Über Vorgaben zu Lade- und Entladeverhalten wird passiv oder aktiv Spitzenerzeugung von erneuerbaren Energien oder Verbrauchsspitzen im Netz geglättet und damit sonst anfallendem Redispatchbedarf entgegengewirkt. Über Einschränkungen der Fahrplanabweichungen wird zudem ein Anker für Netzstabilität gesetzt und zugleich ein Teil der Regelleistung freigehalten, um bspw. Regelleistungsbedarfe aus Sicht des Anschlussübertragungsnetzbetreibers zu decken. Gleichzeitig haben die Beschränkungen erhebliche Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb des Stromspeichers: Sie begrenzen Dispatch-Freiheiten, verschieben Fahrweisen in weniger profitable Zeitfenster und reduzieren die Fähigkeit, Märkte und Netzdienstleistungen zu optimieren. In der Praxis sind diese Einschränkungen aus Sicht des Stromspeichers deshalb eine strukturelle Erlösbremse und erhöhen Kosten und wirken sich negativ auf die Finanzierbarkeit aus. Gleichzeitig reduzieren sie das volkswirtschaftlich optimale Marktpotenzial des Stromspeichers.

Neben den FCA bedient sich das System noch weiterer Instrumente, um steuernd auf Stromspeicher einzuwirken: auch der Baukostenzuschuss greift über einen Differenzierungsmechanismus in die Standortsteuerung ein, will den Stromspeicher zu netztechnisch „günstigen“ Standorten lenken und gleichzeitig eventuell notwendigen Netzausbau jenseits der vom Stromspeicher getragenen Anschlusskosten pauschalisierend abdecken.

Wenn ein neues Netzentgeltmodell implizit also von einer freien Netznutzung ausgeht, diese in der Realität aber nicht besteht, entsteht ein systematisches Finanzierungsrisiko. Über das Grundprinzip der Anwendbarkeit muss daher gewährleistet werden, dass die realen FCA-Einschränkungen im Entgeltregime angemessen berücksichtigt werden. Ohne die Berücksichtigung von FCA droht durch die zusätzliche Netzentgeltbelastung ein gefährlicher Schwellenwert erreicht zu werden. Dieser „Kipppunkt" stellte die minimalen Marktanforderungen dar, die ein Stromspeicher braucht, um über den Markt finanziert werden zu können. Im Zuge der Auswertung der für diesen Konsultationsbeitrag bereitgestellten Studien zeigt sich, dass dieser Kipppunkt insbesondere bei FCA-geführten Anlagen durch eine zusätzliche, auch niedrige, Netzentgeltbelastung bereits sehr schnell erreicht werden kann.

Ungewollt hätte auch ein verhältnismäßig niedriges Netzentgelt damit einen sofortigen Ausbaustopp zur Folge. Auch bereits in der Entwicklung befindliche Projekte würde sehr kurzfristig die Finanzierung entzogen. Um sich von dieser regulatorischen Lücke zu erholen, bräuchte der Markt schlussendlich viel Zeit – auf Kosten der Volkswirtschaft, die nicht von der zusätzlichen Flexibilität profitieren könnte. Eine entsprechend sensible Netzentgeltsystematik ist für den notwendigen Zubau von Flexibilität elementar.

Die vorliegende Konsultationseingabe stützt sich darum methodisch auf zwei Säulen: erstens strukturiertes Feedback aus der Branche zu Investitionsentscheidungen, Finanzierungsvoraussetzungen und operativen Restriktionen in der Netzanschlusspraxis (insbesondere FCA), zweitens eine datenbasierte Quantifizierung von Wirtschaftlichkeit und Systemwirkungen auf Basis von Studien etablierter Analysten und Modellierer. Das Datenfundament umfasst Auswertungen und Szenariorechnungen von Afry Management Consulting, Aurora Energy Research und Modo Energy. Die Daten wurden unabhängig und ohne Kosten für diesen Konsultationsbeitrag erstellt.

Ökonomische Aussagen zur Tragfähigkeit werden entlang konsistenter Referenzfälle getroffen, die die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern ohne neue Entgelte abbilden. Darauf aufbauend werden Entgeltregime als zusätzliche Kosten- bzw. Erlösrestriktionen in die Projekt- und Betriebsmodelle integriert. Der Modellierungsansatz bildet die relevanten Erlöszusammensetzungen (Day-Ahead/Intraday-Arbitrage, Regelenergie, weitere marktliche Erlöse) sowie zentrale Projektsensitivitäten ab. Gängige Voraussetzungen für die Umsetzung eines Großspeicherprojekts ist in der Regel ein interner Zinsfuß von 10-15 % nach internationalen Kapitalmarktstandards (vereinfacht). Als notwendige marktgängige Bedingung wird hier ein projektinterner Zinsfuß von 10 % als Cut-off-Point angenommen.

Die marktübliche Finanzierung von Stromspeicheranlagen in Deutschland funktioniert natürlich anders als bei Anlagen, die eine staatlich garantierte Prämie erhalten. Während Erneuerbare Anlagen in Deutschland über die EEG-Einspeisung ihre Einnahmen über die nächsten 20 Jahre garantiert bekommen, gibt es für Speicher in Deutschland keinerlei langfristig garantierte Einnahmeströme, mit deren Hilfe das Investitionsrisiko verringert und die Verwendung von Fremdkapital in größerem Umfang ermöglicht wird. Hier unterscheidet sich der deutsche Speichermarkt stark von anderen ausländischen Märkten, in denen oftmals langfristige Einnahmeströme für Speicher garantiert werden. Hinzu kommen unsichere FCA-Bedingungen, deren Auswirkung auch der Markt gerade erst beginnt zu verstehen. Die Auswirkungen beispielsweise eines Fahrplan-Freeze können selbst von den Experten nicht bewertet werden. Solche Unsicherheiten gibt es andernorts nicht und wirken erhöhend auf die Renditeerwartung.

Die Auswirkungen unterschiedlicher Entgeltniveaus und -designs, modelliert in statischen Kapazitätspreiskomponenten in €/kW/a, und arbeitsbezogene Komponenten in €/kWh, werden im Verhältnis zur Investierbarkeit bewertet. Herausfordernd waren hier insbesondere die Ungewissheit über die künftige Ausgestaltung dieser Komponenten. Aufgrund der bislang verfügbaren Informationen wurden Modellierungen mit verschiedenen Annahmen unternommen, um ein möglichst breites Bild zu erhalten.

Von der Modellierung dynamischer Entgelte haben die Analysten Abstand genommen. Hintergrund ist die Schwierigkeit in der Modellierung. Da zudem unklar ist, inwiefern ein Entgeltregime sich tatsächlich auf den einzelnen Stromspeicher auswirkt, muss die Finanzierbarkeit auch ohne zusätzlich entlastende oder belastende Wirkung einer dynamischen Komponente gegeben sein.

Die erlösrelevanten Wirkungen von FCA werden anhand typischer Restriktionsmuster (u. a. Leitplanken, Rampen, Regelleistungsrestriktionen, Feasibility-Ranges, Fahrplan-Freeze) erfasst und über monetarisierte Erlöseinbußen in die Bankability-Bewertung überführt. Die Ergebnisse der Studien, detaillierte Annahmen und Parametrierungen werden in einem Annex dokumentiert.

STUDIE A (MODO ENERGY)

UNTERSUCHUNGSRAUM VON STUDIE A

Studie A[16] wurde von Modo Energy erstellt und untersucht den Einfluss von kapazitäts- und arbeitspreisbasierten Entgelten auf den Markteinsatz und die Finanzierbarkeit von Stromspeicherprojekten. Weiterhin wurde im Zuge der Studie eine Prognose erstellt, die die Auswirkungen von Netzentgelten auf den Markthochlauf von Speichern untersucht.

Über Modo Energy
Modo Energy ist ein Analyse-Beratungsunternehmen mit Sitz im Vereinigten Königreich, dass Prognosen, Datenauswertung und Asset-Bewertungen erstellt.

ANNAHMEN FÜR FCA-BESCHRÄNKTE ANLAGEN

FCA-limitierte Anlagen werden einmal in einem Szenario auf ÜNB, sowie VNB-Ebene untersucht. Restriktionen können hier sehr unterschiedlich sein. Für das ÜNB-Szenario wurde hier eine Rampe von 6,67 %/min (= „15-Minuten-Rampe“), Beschränkung der Regelleistung auf 50 % der installierten Leistung sowie eine Fahrplanbeschränkung ab 2 Stunden vor Erbringungszeitraum angenommen. Auf VNB-Ebene wurde eine maximale Wirkleistungsänderungsrate von 6,67 %/min, Beschränkung der Regelleistung auf 25 % der installierten Leistung sowie eine Fahrplanbeschränkung gemäß der netzneutralen Hüllkurven, die im Bayernwerk-Netz angewendet werden, angenommen.

WIRTSCHAFTLICHKEIT VON NICHT-BESCHRÄNKTEN UND FCA-BESCHRÄNKTEN ANLAGEN

Für einen Speicher ohne Einschränkungen wurde ein IRR von 14,7 % errechnet. Durch die oben beschriebenen Einschränkungen im ÜNB-Netz erreicht der Speicher noch eine IRR-Bewertung von 10 %. Dies wurde hier ebenfalls als Grenzfall angenommen, da eine Finanzierbarkeit bei einem IRR von unter 10 % bei risikobehafteten Anlagen nicht mehr in jedem Fall gegeben ist. Unter den Beschränkungen im VNB-Netz liegt der IRR hier bei 10,7 % und ist damit noch investierbar.

TRAGFÄHIGKEIT VON NETZENTGELTEN BEI UNBESCHRÄNKTEN ANLAGEN

In Bezug auf Kapazitätspreise hat Szenario 1 gezeigt, dass für einen 4-h-Speicher mit einem festen Netzanschluss, ohne weitergehende Einschränkungen, die notwendigen Bedingungen einer gängigen Marktfinanzierung ab einem Kapazitätspreis zwischen 25 € und 41,90€ pro kW unterschritten werden. Die Tragfähigkeitsgrenze liegt näher an 25 als an 41,90 €. Nimmt man die vorgeschlagene Saldierung von ein- und ausgespeisten Strommengen als Ankerpunkt, wird für diesen Stromspeichertyp die marktliche Umsetzung ab einem Arbeitsentgelt auf die Verlustmengen von mehr als 66,50 € pro MWh (6,65 ct/kWh) unrealistisch. Dies entspricht ungefähr dem Arbeitsentgelt Stand heute auf ÜNB-Ebene, ohne Subventionierung.

TRAGFÄHIGKEIT VON NETZENTGELTEN BEI FCA-BESCHRÄNKTEN ANLAGEN

Mit einem IRR von 10 % im Basis-Fall ohne Netzentgelte erreichte der Stromspeicher im ÜNB-FCA-Szenario nur knapp den investierbaren Rahmen. Bei einem Netzentgelt von 6 €/kW liegt der IRR bereits bei 9,1%, bei einer Bepreisung der Verluste mit 2,3 ct/kW liegt der Case bereits bei 8,8%. Eine Belastung mit jeglichen Netzentgelten ist im ÜNB-FCA-Fall finanziell nicht darstellbar.

Im VNB-FCA-Ausgangsfall ohne Netzentgelte lag der IRR hier bei 10,7 %, bei Netzentgelten von 23,60 €/MWh (2,36 ct/kWh) lag dieses Szenario bereits außerhalb des investierbaren Rahmens bei einem IRR von 8,1 %. Bei einem kapazitätsbasierten Entgelt von 6€/kW liegt der IRR in diesem Szenario bei 9,8 % und damit unterhalb der Finanzierbarkeitsschwelle von 10 % IRR. Eine Belastung mit Netzentgelten ist nach dieser Studie damit auch im VNB-FCA-Fall nicht darstellbar.

[16] Till Stehr, Modo Energy, veröffentlicht 19.02.2026, abrufbar unter: https://modoenergy.com/research/en/germany-grid-fees-2029-exemption-vertrauensschutz-irrs-financing-thresholds-hurdle-rate-bnetza-netzentgelte

Abbildung 1: Vergleich der Tragfähigkeit von Netzentgelten bei FCA und ohne

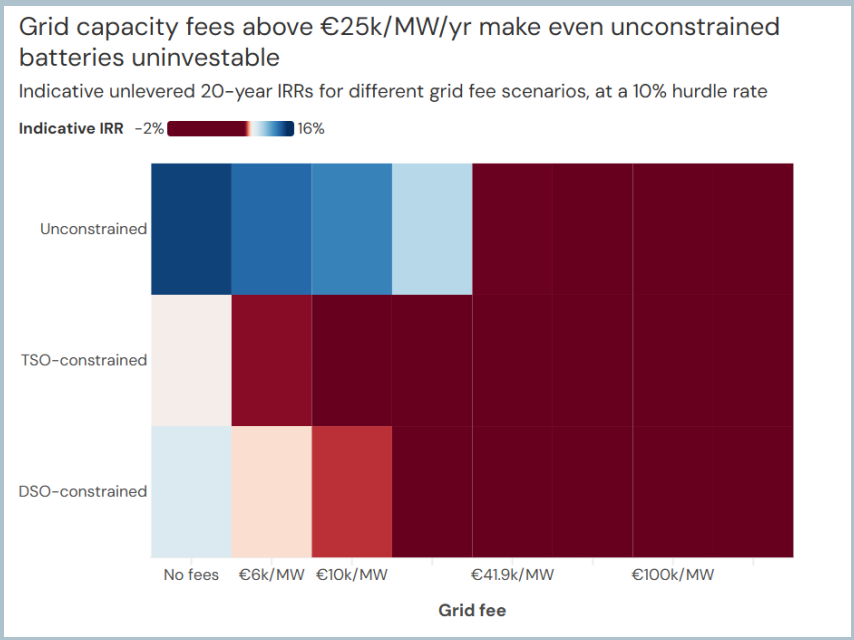


Abbildung 1: Darstellung von Modo Energy zur wirtschaftlichen Tragfähigkeit von kapazitätsbasierten Entgelten

Zentrale Aussagen:

- Geringes Kapazitäts-Netzentgelt bei unbeschränkten Anlagen tragfähig
- Anlagen mit FCA schon ohne Netzentgelt sehr nah an der Wirtschaftlichkeitsgrenze

AUSWIRKUNGEN VON ARBEITSBASIERTEN ENTGELTEN AUF DEN SPEICHEREINSATZ

Modo hat zudem dargestellt, dass eine Belastung mit arbeitsbasierten Entgelten dazu führt, dass ein Speicher in der Modellierung weniger Zyklen absolviert. Bei einer Belastung von rund 26ct/kWh, was einem hohen AP2 entspricht, reduziert sich die Zyklenzahl auf 1,2 Zyklen pro Tag in 2029 und steigt nur langsam auf 1,4 Zyklen in den Folgejahren an. Aus volkswirtschaftlicher und systemischer Sicht sind dies wichtige Effizienzeinbußen im Hinblick auf den Speichereinsatz.

INVESTIONSSICHERHEIT

In seiner Studie hat Modo Energy zudem dargestellt, dass bei einem Wegfall der Investitionssicherheit und damit einem Ausbleiben von Investitionsentscheidungen in Speicher, bis zum Jahr 2030 keine wesentlichen Mengen an Speichern mehr zugebaut würden. Der Markt würde sich erst ab 2032/33 langsam erholen.

STUDIE B (AURORA ENERGY RESEARCH)

UNTERSUCHUNGSRAUM STUDIE B

Studie B[17] wurde von Aurora Energy Research erstellt und untersucht die Auswirkungen einer Netzentgeltbelastung auf die Wirtschaftlichkeit für Speicher im Übertragungs- und Verteilnetz mit und ohne FCA. Die Unterscheidung zwischen Übertragungs- und Verteilnetz ist angebracht, da hier in der Praxis unterschiedliche FCA angewendet werden.

Über Auora Energy Research
Aurora Energy Research ist ein unabhängiger Anbieter von datengetriebener Energie-Marktanalytik, Modellierung und Prognosen. Auroa unterstützt seine Kunden bei Investitions- und Strategieentscheidungen.

TRAGFÄHIGKEIT VON NETZENTGELTEN BEI NICHT-FCA-ANLAGEN

Studie B untersucht zunächst die Netzentgeltbelastung bei Anlagen, die in ihrer marktlichen Betriebsweise nicht durch einen FCA eingeschränkt sind. In Studie B wurde das Geschäftsmodell eines Speichers **ohne Einschränkung** und ohne Netzentgelt mit einem IRR von 15,2 % bewertet. Der in dieser Studie als tragfähig definierte Bereich liegt bei 9 – 12 % IRR. Je nach Finanzierungsstruktur und Risikomanagement wird ein IRR benötigt, der am unteren oder oberen Ende dieses Bereichs liegt. Bei einem IRR von 12 % wird so gut wie jede Anlage eine Finanzierung erhalten. Ein IRR von 9 % liegt damit sehr stark an der Grenzfinanzierbarkeit von risikoreichen Anlagen und wird nicht mehr in allen Fällen eine Finanzierung erhalten. An dieser Stelle ist anzumerken: Bereits ein IRR von unter 10 % wird bei risikoreichen Investments nicht von allen Banken und Investoren mitgetragen.

Im Orientierungspunktepapier wird die Möglichkeit diskutiert, dass der Speicher eine Kapazität von Null wählen kann und dafür ein vollständiger AP2 auf die saldierten Mengen erhoben wird. In diesem Szenario wird angenommen, dass der dann zu zahlende AP2 dem fünffachen des AP1 entspricht. In der Berechnung wurde für den Ausgangswert des AP1 der aktuelle Arbeitspreis (<2.500 Stunden) im Übertragungsnetz gewählt. Bei Anwendung ausschließlich eines AP2 (KP=0) von 11,8 ct/kWh auf die Verluste bei nicht-FCA-beschränkten Anlagen läge die Wirtschaftlichkeit noch bei rund 10,3 % IRR und damit über der Tragbarkeitsschwelle. Dies gilt allerdings nur für den 2h-Speicher. Für einen 4h-Speicher kommt die Studie ausgehend von einem unbeschränkten IRR von 12.9 % nach Anwendung des AP auf einen IRR von 8.2 %, also unter der Tragbarkeitsschwelle.

Weiterhin wird die Möglichkeit untersucht, dass **ausschließlich ein Kapazitätspreis** erhoben wird. Wird auf nicht FCA-beschränkte Anlagen im ÜNB-Netz ein **Kapazitätsnetzentgelt** von rund 7 €/kW erhoben, was dem Netzentgelt für Energiespeicher in Großbritannien entspricht, sinkt der IRR auf 13,5 % und liegt noch über der Tragbarkeitsschwelle. Wir ein KP von 10 €/kW angelegt, was ungefähr der Belastung eines KP auf die „Verlustleistung“ entspräche, sinkt die Bewertung auf 12,7 % IRR und ist damit noch tragbar. **Bei einem Kapazitätspreis von rund 24 €/kW sinkt der IRR unter die angenommene Finanzierungsbarkeitsschwelle von 9% und ist damit nicht mehr finanzierbar.**

Durch die **zusätzliche Belastung der Verlustmengen mit einem AP1 von 2,36 ct/kWh sinkt der IRR jeweils um 1,6 %-Punkte.** Die Tragbarkeitsschwelle wäre damit wesentlich früher unterschritten.

Wird Betreibern die Wahl gegeben, eine Kapazität von Null zu wählen und lediglich einen AP2 statt Kapazitätspreis und AP1 zu zahlen, wird der Betreiber ab einem Kapazitätsentgelt von über 16€/kW dazu angereizt, diese Option zu wählen.

TRAGFÄHIGKEIT VON NETZENTGELTEN BEI FCA-BESCHRÄNKTEN ANLAGEN IM ÜNB-NETZ

Für Speicher, die mit einem FCA im Übertragungsnetz belegt wurden, wurde angenommen, dass ihre Fähigkeit zur Regelleistungserbringung auf 25% der installierten Leistung beschränkt ist. Weiterhin wurden Fahrplanabweichungen 3 Stunden vor Lieferung auf dem Strommarkt

[17] Die Studie befindet sich im Annex. Die Studie wurde am 24.02.2026 in öffentlicher Fassung auf LinkedIn geteilt.

untersagt. Der Leistungsänderungsgradient wurde auf 20 % der installierten Leistung pro Minute beschränkt.

Bei Anwendung der genannten **FCA-Beschränkungen im ÜNB-Netz** sinkt der IRR auf 11,8 %. Die Anlage liegt damit noch im von dieser Studie als tragfähig definierten Bereich von 9 – 12 % IRR.

Wird ausschließlich ein AP2 (11,8 ct/kWh) auf die saldierten Mengen erhoben, sinkt der IRR auf 6,4 % und ist damit für FCA-beschränkte Anlagen im ÜNB-Netz nicht mehr tragfähig. Die Tragbarkeitsschwelle wird bereits ab einem AP2 von 6,2 ct/kWh unterschritten (IRR < 9 %).

Bei einem **Kapazitätspreis von 7 €/kW erreicht die FCA-beschränkte Anlage noch einen IRR von 10 %** und ist damit gerade noch finanzierbar. Wird jedoch zusätzlich ein AP1 von 2,36 ct/kWh auf die Verluste erhoben, sinkt der IRR unter die marktübliche Finanzierbarkeitsschwelle auf ca. 8,1 % IRR. Bei einem Kapazitätsentgelt von 10 €/kW ohne die Erhebung eines AP1 erreicht die Anlage gerade noch den in dieser Studie als tragfähig definierten Bereich mit einem IRR von 9,2 %.

TRAGFÄHIGKEIT VON NETZENTGELTEN BEI FCA-BESCHRÄNKTEN ANLAGEN IM VNB-NETZ

Für Speicher, die mit einem FCA im Verteilnetz belegt wurden, wurden folgende Annahmen getroffen: Beschränkung der Regelleistungserbringung auf 25 % der installierten Leistung, sowie die Einschränkung von Bezug- und Einspeiseleistung während den tausend windreichsten und verbrauchintensivsten Stunden. Weiterhin wurde eine Beschränkung der Wirkleistungsänderung auf 6% pro Minute vorgesehen.

Der Speicher, der den **Beschränkungen im Verteilnetz** unterliegt, erreicht durch den FCA einen IRR von 9,1 %. Er liegt damit gerade noch im in dieser Studie als tragfähig definierten Bereich, allerdings unter der marktgängigen Finanzierbarkeitsschwelle von 10 %.

Wird ausschließlich ein AP2 von 11,8 ct/kWh auf die Verluste (KP=0) erhoben, sinkt die Bewertung auf 3,4 % IRR.

Wird hingegen ausschließlich ein Kapazitätspreis erhoben, sinkt der IRR bereits bei einem KP von 7 €/kW auf 7,2 %. Bei einem Kapazitätspreis von 25 €/kW liegt der IRR im Szenario VNB-FCA bei 1,7 %.

Durch die niedrige Tragfähigkeitsschwelle ist eine Belastung durch Netzentgelte im VNB-FCA-Szenario unter keiner Preisvariation finanziell darstellbar.

AUSWIRKUNGEN VON NETZENTGELTEN BEI SPEICHERN MIT HÖHERER KAPAZITÄT

Ein Stromspeicher mit einer C-Rate von 0,25 bzw. 4h-Speicher liegt im Basisfall mit 12,9 % IRR im Szenario deutlich unter dem 2h-Pendant – Grund hierfür sind höhere Projektkosten. Bei Anwendung ausschließlich eines AP2 (KP=0) auf die Verluste läge dieses Szenario bei einem nicht finanzierbaren IRR von 8,2 %. Ab einem Kapazitätsentgelt von 10 €/kW (AP1/2=0) läge der IRR bei noch investitionsfähigen 11,2 %.

Vorsichtig lässt sich daraus der Schluss ableiten, dass ein Kapazitätsentgelt generell Stromspeicher mit größerem Speichervolumen bevorteilt, die auch im Zuge des weiteren Zubaus erneuerbarer Energien von hoher systemischer Bedeutung sind.

Abbildung 2: Auswirkungen von Netzentgelten auf nicht FCA-beschränkte Anlage

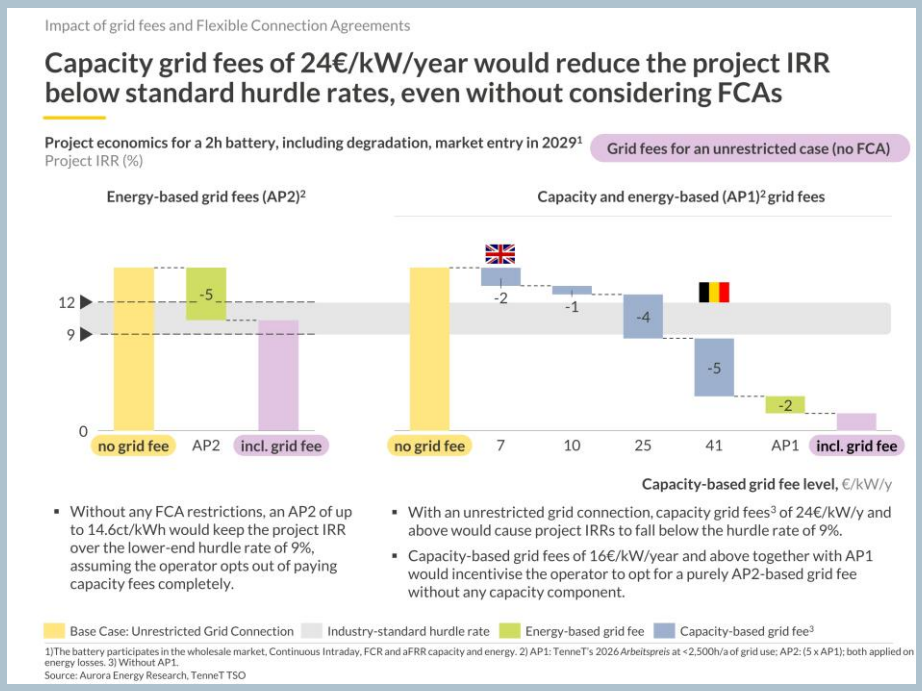


Abbildung 2: Darstellung von Aurora zur Auswirkung von Netzentgelten auf die wirtschaftliche Tragfähigkeit bei nicht beschränkten Anlagen

Zentrale Aussagen:

- AP2 ohne KP in nicht entgeltbeschränkten Anlagen noch tragfähig
- Geringes Kapazitätsentgelt in nicht FCA-beschränkten Anlagen noch tragfähig

Abbildung 3: Auswirkungen von Netzentgelten unter FCA-belasteten Anlagen

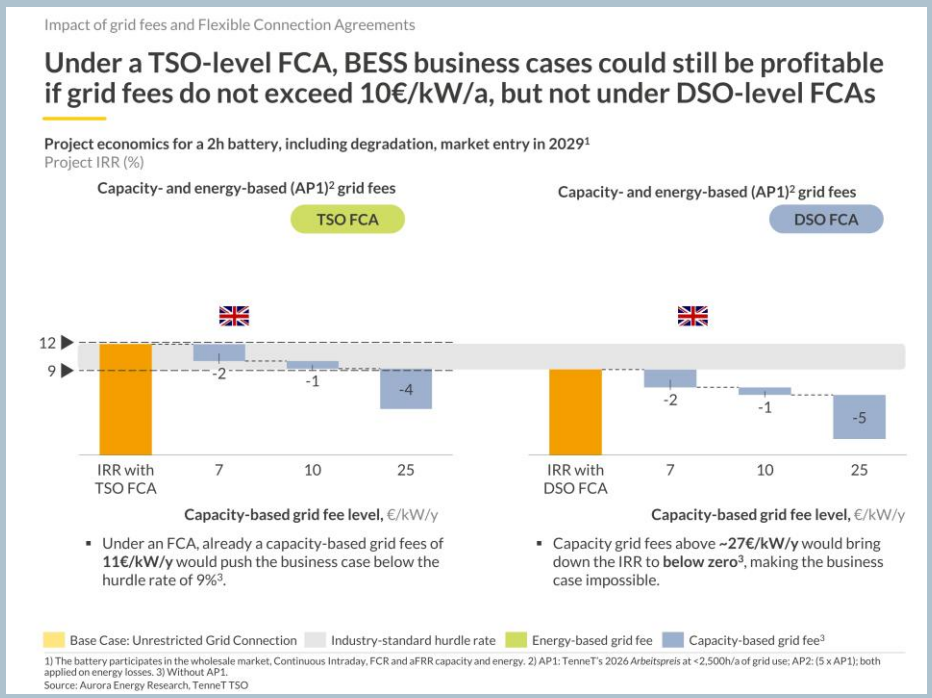


Abbildung 3: Darstellung von Aurora zur Auswirkung von Netzentgelten auf die wirtschaftliche Tragfähigkeit bei FCA-beschränkten Anlagen

Zentrale Aussagen:

- Schon geringes Entgelt bringt TSO-FCA-beschränkte Anlagen an die Grenzen der Wirtschaftlichkeit
- Netzentgelte bei DSO-FCA-beschränkten Anlagen nicht tragfähig

STUDIE C (AFRY)

UNTERSUCHUNGSRAUM STUDIE C

Studie C[18] wurde von AFRY Deutschland erstellt und betrachtet die wirtschaftliche Tragfähigkeit eines Speichers in drei Netzentgeltszenarien, sowie zusätzlich mit Beschränkungen hinsichtlich der Wirkleistungsänderung und der Regeleistungserbringung. Zusätzlich bietet die Studie von AFRY eine Sensitivitätsanalyse für die Erhebung von BKZ mit und ohne die Belastung von weiteren Netzentgelten.

Über AFRY Deutschland
AFRY Deutschland ist ein AFRY ein national und international tätiges Unternehmen in den Bereichen Engineering und Management Consulting.

ANNAHMEN FÜR FCA-BESCHRÄNKTE ANLAGEN

Die Studie untersucht einen 4h-Batteriespeicher, der 2029 in Betrieb geht. Hinsichtlich der möglichen Restriktionen nimmt AFRY Rampen-Einschränkungen von 10% und 6% an, was jeweils einer 10-Minuten und 16,67-Minuten-Rampe entspricht. Hinsichtlich der Regelleistungseinschränkungen betrachtet sie den Fall, dass zum einen die Möglichkeit besteht, 30% der installierten Leistung in der Regelleistung zu vermarkten oder gar keine Regelleistung erbringen zu dürfen. Gerade letzteres ist ein Fall, der auch im Verteilnetz tatsächlich Anwendung findet.

WIRTSCHAFTLICHKEIT VON ANLAGEN OHNE FCA UNTER NETZENTGELTEN

Im AFRY-Basis-Szenario ohne Netzentgelte und ohne FCAs erreicht ein 4h-Speicher mit sonst vergleichbaren Annahmen zu den übrigen Analysen einen IRR von 11,9 %. Im Szenario mit niedrigen Netzentgelten (KP: 6 €/kW; AP1: 6,65 ct/kWh; AP2: 26,6 ct/kWh) erreicht der Speicher nur noch einen IRR von 8,1 % und ist damit unter der Schwelle von 10 % IRR nicht finanzierbar. Im Szenario mit hohen Netzentgelten (KP: 42 €/kW; AP1: 6,65 ct/kWh; AP2: 26,6 ct/kWh) sinkt der IRR auf 3,6 %.

WIRTSCHAFTLICHKEIT VON FCA-ANLAGEN UNTER NETZENTGELTEN

Während eine Rampe von 10%/min nur geringe Auswirkungen auf den IRR mit einem Abfall von 0,1%-Punkten hat, senkt die 15-Minuten Rampe den IRR um bis zu 1,3%-Punkte in diesem Szenario. Kommt eine Regelleistungsbeschränkung auf 30% der installierten Leistung hinzu, sinkt der IRR zusätzlich um 1,1 bis 1,2%-Punkte. Ist keine Regelleistungserbringung möglich, fällt damit ein sehr wichtiger Markt für den Stromspeicher weg. Der IRR sinkt entsprechend zwischen 3,5 und 5,3%-Punkten. Findet somit der sehr reale Fall Anwendung, dass eine Rampe von 6%/min und eine Regelleistungsbeschränkung auf 0% der installierten Leistung vorgegeben wird, kann bereits im Fall ohne Netzentgelte schon kein wirtschaftlicher Betrieb mehr dargestellt werden. Bei moderaten Netzentgelten schließlich sinkt der IRR auf 1,7%. Bei hohen Netzentgelten wird der Zinsfuß mit -4,4% negativ.

Carlos Perez Linkenheil, AFRY Deutschland, veröffentlicht am 24.02.2026, abrufbar unter: https://afry.com/sites/default/files/2026-02/6340_afry_brochure_bess_economics_outlined_v4.pdf

Studie C: Auswirkungen von Netzentgeltszenarien auf die Wirtschaftlichkeit

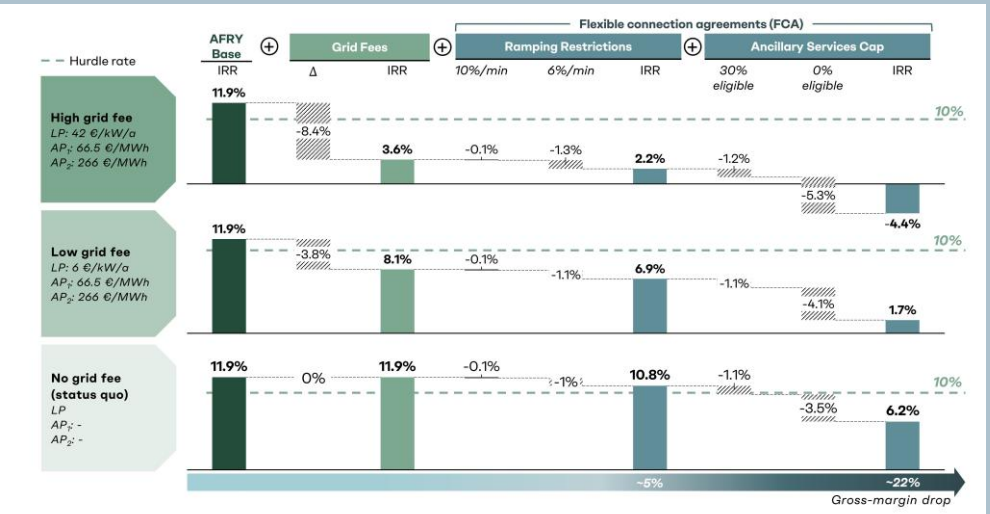


Figure 1: Development of project IRR under the inclusion of FCA and static grid fees including capacity payments for ordered capacity and energy payments on losses.

Abbildung 3: Darstellung von AFRY

Zentrale Erkenntnisse:

- Basisszenario:4h-BESS mit COD 2029 IRR von rund 12 %.
- FCA : IRR 10 %
- Statische Netzentgelte drücken die Renditen unter die Hürden.
- Nur sehr niedrige statische Netzentgelte sind ohne FCA überhaupt noch darstellbar

EFFEKTE VON BKZ

Eine Anlage, die keinen BKZ leistet, kann ohne FCA noch eine niedrige Netzentgeltbelastung tragen. Bei FCA-Anwendung sinkt die Belastung mit Netzentgelten sehr schnell an die Tragbarkeitsschwelle.

Für Anlagen, die bereits einen BKZ leisten, ist eine zusätzliche Netzentgeltbelastung bereits nicht mehr darstellbar. Mit zusätzlicher FCA-Belastung ist die Finanzierbarkeit eines Speichers nicht mehr gegeben.

Eine weitere Schwierigkeit dabei, die Tragfähigkeit von Netzentgelten zu bestimmen, ist die mitunter unbeabsichtigte Wechselwirkung verschiedenster Instrumente. So erzeugt die mögliche gleichzeitige Anwendung von BKZ, statischen Netzentgelten, dynamischen Netzentgelten und FCA miteinander wechselwirkende Kosten- und Restriktionseffekte, die die Wirtschaftlichkeit von BESS empfindlich beeinflussen können.

Bei der Analyse der verschiedenen Instrumente hat die Studie festgestellt, dass die Wirtschaftlichkeit unter Umständen auch bei Parameterkombinationen grundsätzlich erhalten bleiben kann, wobei BKZ-Befreiungen hier einen großen Hebel liefern (+2 Prozentpunkte IRR). Statische Netzentgelte bleiben der dominierende Kostentreiber und müssten unter die im Test betrachtete Untergrenze sinken. Sowohl dynamische Netzentgelte als auch FCA spiegeln Netzengpässe über Einspeise-Einschränkungen wider und können unter Umständen zu einer Doppelbelastung führen.

Studie C: Auswirkungen von Netzentgeltszenarien auf die Wirtschaftlichkeit

Figure 2: Impact of BKZ waiver on IRR under the tested FCA and grid-fee levels

Abbildung 5: Darstellung von AFRY

Zentrale Erkenntnisse:

- Durch das Abschaffen des BKZ (85€/kW) würde sich ein Tragfähigkeitsfenster von ca. 2%-Punkte IRR eröffnen

FAZIT

BESS bleiben unter den aktuellen Rahmenbedingungen attraktiv; im Basisszenario erzielt ein 4-h-BESS mit COD 2029 eine IRR von rund 12 %. FCA allein zerstören die Wirtschaftlichkeit nicht: Selbst bei spürbaren FCA können Zielrenditen von 10 % noch erreicht werden – allerdings mit sehr geringem Puffer. Statische Netzentgelte mit sowohl Leistungspreis als auch Arbeitspreis sind der strukturelle Bruch: Schon niedrige Leistungsentgelte drücken die Renditen unter die Hürden. Sobald Netzentgelte anfallen, werden Projekte unwirtschaftlich; jede zusätzliche FCA wirkt dann prohibitiv, weil keinerlei Margenpuffer mehr vorhanden ist. Aus den Berechnungen zeigt sich, dass nur leicht einschränkende FCAs, z.B. eine isolierte Regelleistungsbegrenzung von 30 % oder eine Rampe von 10 %/min noch einen IRR von >10 % ermöglichen. Eine Tragfähigkeit für Netzentgelte ist hingegen bereits bei statischen LP von 6 €/kW/a und nicht subventionierten AP (66,5 €/MWh AP 1, 266 €/MWh AP 2) mit einem IRR von 8,1 % nicht mehr gegeben. BKZ-Befreiungen sind ein wesentlicher Hebel für die Wirtschaftlichkeit und können die Wirtschaftlichkeit um +2 Prozentpunkte verbessern. Insgesamt sind nur sehr niedrige statische Netzentgelte (unterhalb des getesteten Regimes) ohne FCA überhaupt noch darstellbar. Wenn dynamische Netzentgelte klare, netzdienliche Dispatch-Anreize setzen, könnten FCA entfallen, um überlappende und sich gegenseitig konterkarierende Restriktionen zu vermeiden. Dementsprechend folgt aus dieser Analyse, dass nur sehr geringe statische Netzentgelte oder moderate FCAs weiterhin ein Umfeld ermöglichen, in dem Investitionen im notwendigen Rahmen getätigt werden.

5. DESIGN EINER ZUKUNFTSFÄHIGEN NETZENTGELTSYSTEMATIK FÜR STROMSPEICHER

In diesem Kapitel beschreiben wir die grundsätzlichen Überlegungen für eine zukunftsgerichtete und wirtschaftlich tragfähige Ausgestaltung der Speichernetzentgelte. Die Grundlage für das Kapitel bildeen sowohl die empirische Datenlage, die im dritten Kapitel beschrieben wurde und einen Rahmen zur wirtschaftlichen Kostentragfähigkeit vorgibt, als auch grundsätzliche Überlegungen zur Optimierung von wohlfahrts- und netzförderlichem Speichereinsatz.

5.1 GRUNDSÄTZLICHE ABKEHR VOM LP/AP-MODELL

Wie auch im europäischen Rechtsrahmen gefordert, sehen wir das Kriterium der Kostenreflexivität und (System-)Effizienz als entscheidend für die Entgeltsystematik – unabhängig vom angeschlossenen Anschlussnehmer.[19] Vor diesem Hintergrund möchten wir ausdrücklich die Initiative der Bundesnetzagentur unterstützen, das bisherige System jahreseinheitlicher Arbeits- und Leistungspreise, die für ganze Netz- bzw. Spannungsgebiete ausgestaltet werden, durch ein zukunftsfestes System zu ersetzen. Es erscheint eindeutig, dass die bisherige, auf historische Kosten abzielende Entgeltsystematik angesichts eines Stromsystems im Wandel mit dezentraler Energieerzeugung, -nutzung und -speicherung keine sinnvolle Anreizwirkung mehr zeigen kann. Gezielte Knappheitssignale der Übertragungskapazitäten im Netz können angesichts der einheitlichen Strompreiszone durch den Energy-Only-Markt nicht abgebildet werden. Eine Synchronisation von markt- und netzdienlichen Signalen ist daher geboten. Wir können der Argumentation, dass dies zu Beginn mit Stromspeichern implementiert werden solle, vollständig folgen.[20]

Gerade deshalb ist es aber erforderlich, die Anwendbarkeit des AgNes-Grundmodells (Kapazitätspreis kombiniert mit zwei statischen Arbeitspreiskomponenten) auf Stromspeicher systematisch zu prüfen. Das Grundmodell kann bei klassischen Verbrauchergruppen, die überwiegend unidirektional und lastgetrieben agieren, eine plausible Annäherung darstellen. Stromspeicher sind jedoch weder klassische Verbraucher noch Erzeuger, sondern Flexibilität. Ihr Einsatz ist bidirektional und auf Preissignale und Systembedarfe ausgerichtet, mit regelmäßiger Nutzung der vollen Anschlusskapazität, um den wirtschaftlichen Betrieb ausüben zu können. Eine Netzentgeltsystematik muss diese Andersartigkeit von Stromspeichern im Vergleich zu Erzeugern und Verbrauchern berücksichtigen. Mit derselben Argumentation weicht die Bundesnetzagentur in ihrem Entwurf zur Ausgestaltung von Einspeiseentgelten von ihrem Grundmodell ab. Diese Andersartigkeit und Notwendigkeit zur Abweichung gegenüber dem Grundmodell für Verbraucher ist grundsätzlich auch für Stromspeicher gegeben und bildet die sachliche Grundlage für eine differenzierte Behandlung im Sinne von Nichtdiskriminierung und verursachungsgerechter Kostenallokation. Wie im Folgenden beschrieben, können so zusätzliche

[19] Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 37 vom 11.09.2024, abrufbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/09/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuestudien_37_Netzengelte.pdf.

[20] Jahn/Hümmer, Netzentgelte: Langfristige Grenzkosten als Grundlage der Bepreisung, Mai 2025, abrufbar unter: https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2025/05/RAP-Jahn-Huemmer-Netzentgelte-Langfristige-Grenzkosten-als-Grundlage-der-Bepreisung-May-2025-final1.pdf.

positive Netz- und Systemeffekte erzeugt werden, die nicht nur das Gesamtsystem, sondern auch das Stromnetz effizienter und damit kostengünstiger machen.

5.2 ARBEITSENTGELT

Im Hinblick auf eine effiziente Ausgestaltung der Finanzierungsfunktion für Stromspeicher ist die Erhebung eines Arbeitsentgeltes als Entgeltkomponente für Stromspeicher ungeeignet. Die Abweichung vom durch die BNetzA vorgeschlagenen Grundmodell ist dabei aus Systemsicht geboten. Eine Belastung von Stromspeichern durch ein statisches Arbeitsentgelt verteuert die Bereitstellung von Flexibilität für den Strommarkt und das Netz und reduziert damit ihren Einsatz. Dieser Negativanreiz auf den Einsatz von Flexibilität durch die Arbeitsbepreisung wird in den vorliegenden Orientierungspunkten zu Speichernetzentgelten bereits grundsätzlich anerkannt. In der Ausgestaltung berücksichtigt die BNetzA diesen Punkt dahingehend, dass nur die Verlustenergie von Stromspeichern mit einer Arbeitspreiskomponente belegt werden soll.

Aus unserer Sicht ist es hier dringend geboten, den Überlegungen der BNetzA, die negative Auswirkungen auf die Flexibilitätserbringung durch Arbeitsbepreisung erwartet, vollständig zu folgen. Wir plädieren deshalb aus denselben Gründen dafür, auf eine Bepreisung des einzelnen Arbeitseinsatzes, vollständig zu verzichten. Die Einsatzentscheidung von Stromspeichern zur Bereitstellung ihrer Flexibilität sollte vollumfänglich auf Marktsignalen beruhen und nicht durch statische Entgeltkomponenten verzerrt werden. Eine Marktverzerrung führt unweigerlich zu Wohlfahrtsverlusten. Es gibt aus unserer Sicht hingegen keinen sachlichen Grund auf positive Wohlfahrtseffekte von Stromspeichern zu verzichten. Dies gilt insbesondere da die Finanzierungsfunktion von Stromspeichern auch durch andere Funktionen, wie der Erhebung eines Kapazitätsentgeltes, erfüllt werden kann. Die Bepreisung von Arbeit würde dahingegen dazu führen, dass beispielsweise Stromspeicher ihre Flexibilität nicht in Engpasssituationen zur Verfügung stellen. Die Folge der ausbleibenden Aktivierung der Flexibilität eines Stromspeichers auf einen Netzengpass wäre ein relativ höherer Redispatchbedarf, der wiederum zu höheren Netzkosten und Netzentgelten führt. Dies wäre der Fall, wenn die Arbeitsbepreisung zu Einsatzkosten führt, die höher sind als die Opportunitätsgewinne, z.B. durch dynamische Netzentgelte.

Berechnungen von Modo Energy zeigen etwa, dass die Aktivierung von Stromspeichern, abhängig von der Höhe der Arbeitspreisentgelte um bis zu 36 % im Jahr 2030 und um bis zu 28 % im Jahr 2035 reduziert werden könne. Neben Wohlfahrtsverlusten reduziert sich auch die Fähigkeit von Stromspeichern positive Kostendeckungsbeiträge zu erzielen und damit die Fähigkeit, grundsätzlich Netzentgelte zu bezahlen.

Ähnliche Berechnungen stellte NEON Neue Energieökonomie im Rahmen des BNetzA-Workshops am 30. Januar vor.[21] Demnach reduzieren sich die Einnahmen von Stromspeichern durch die Anwendung von statischen Arbeitspreisen im modellierten Fall um 15 %, während der positive Beitrag des Stromspeichers auf die Reduzierung der Redispatch-Kosten ebenfalls um 33 % sinkt. Weiterführende Informationen zum negativen Effekt einer Arbeitsbepreisung von Stromspeichern finden sich auch in der NEON-Studie „Netzdienlichkeit von Großbatterien“.[22]

Weiterhin gelten bei einer Arbeitspreisbelastung von Stromspeichern dieselben Argumente, mit denen im Orientierungspapier zu Einspeiseentgelten von der BNetzA die Arbeitsbepreisung für Einspeiser verneint wird: eine Kostenwälzung der Netzentgelte in den Stromhandelspreis, sowie eine Verschiebung in der Merit-Order im Binnenmarkt mit der Bereitstellung von Flexibilität im deutschen Strommarkt durch Stromspeicher im Ausland.

---

[21] Vgl. Präsentation Neon Neue Energieökonomie, BNetzA-Workshop am 30. Januar 2026, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/30.01./2_Neon.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

[22] Vgl. NEON Neue Energieökonomie, September 2025, abrufbar unter: https://neon.energy/Neon-Netzdienlichkeit-Gro%C3%9Fbatterien.pdf.

Der Verzicht auf eine Arbeitsbepreisung, und die damit einhergehenden Komplexität der Festlegung eines Kapazitätspreises und der Anwendung eines AP1, AP2 oder einer Mischung aus AP1 und AP2, reduziert weiterhin die Gesamtkomplexität des Systems für Stromspeicherbetreiber und Investoren sowie Netzbetreiber. Im Sinne einer größtmöglichen Transparenz, Planbarkeit und Anwendbarkeit der Finanzierungsfunktion auf Stromspeicher ist damit ebenfalls auf eine Arbeitsbepreisung zu verzichten.

EMPFEHLUNG ZU ARBEITSENTGELTEN

Basierend auf den oben geschilderten Überlegungen schlagen wir für eine sachbezogene Abweichung von der Anwendung des Grundmodells der neuen Netzentgeltsystematik für Stromspeicher, die vollständige Befreiung von arbeitspreisbezogenen Entgeltkomponenten vor.

5.3 KAPAZITÄTSENTGELT

In der Diskussion durch die Bundesnetzagentur ist derzeit ein sog. Kapazitätspreis als zweiter Bestandteil der Finanzierungsfunktion vorgesehen. Dieser ist aus unserer Sicht per se geeignet, einen Finanzierungsbeitrag planbar und administrativ handhabbar zu erheben. Wie im Orientierungspapier zu den Einspeiseentgelten von der BNetzA angemerkt, können über einen Kapazitätspreis stabile und planbare Mittelrückflüsse zu den Netzbetreibern gewährleistet werden. Die Höhe eines solchen Kapazitätspreises darf jedoch die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Stromspeichern nicht überschreiten (siehe Kapitel 3).

Die Finanzierungsfunktion von Stromspeichern sollte so ausgerichtet werden, dass diese über eine klare, planbare Kapazitätskomponente erhoben wird. Zusätzlich tragen Stromspeicher durch die Leistung eines Baukostenzuschusses und in der neuen Netzentgeltsystematik über die dynamische Entgeltkomponente zusätzlich zur Finanzierung, bzw. zur Reduzierung der Kosten des Gesamtsystems bei, insofern sie durch lokale und zeitliche Anreize den Redispatchbedarf und damit die Kosten für Alle im Netz senken.

Die Ausgestaltung des Kapazitätsentgeltes sollte sich dabei an der Kostentragfähigkeit des Geschäftsmodells von Stromspeichern ausrichten, die in Kapitel 3 eingehend betrachtet wurde. Falls Speichernetzentgelte die Kostentragfähigkeit von Stromspeichern überschreiten würden, wäre der Abbruch des Stromspeicherausbaus und die in Kapitel 2 genannten Auswirkungen die Folge. Ein nicht-gebauter Stromspeicher zahlt keine Netzentgelte und erhöht somit die Gesamtbelastung der verbleibenden Erzeuger und Verbraucher. Die empirische Datengrundlage zeigt, dass die wirtschaftliche Tragfähigkeit ab einem jährlichen Kapazitätsentgelt von 6 - 10 € pro kW Anschlussleistung pro Jahr für nicht von FCA-Einschränkungen betroffene Speicher akut gefährdet ist. Entsprechend ist eine Methodologie für die Ausgestaltung des Kapazitätsentgelts zu finden, die die Kostentragfähigkeit von Stromspeichern nicht gefährdet.

Die Ausgestaltung des Kapazitätsentgelts als Finanzierungsbeitrag ist damit vielen Hürden ausgesetzt. Allein für die Anschlussleistung ist die Kostenkausalität und die Kostentragfähigkeit nicht gegeben. Die Lenkungswirkung über die wählbare Anschlussleistung ergibt für Verbraucher Sinn. Hier wird ein Anreiz geboten, die Anschlussleistung präzise zu wählen und womöglich jährlich zu reduzieren. Ein Stromspeicher hingegen wird genau passend zu seinem Anschluss ausgelegt. Er wird also immer die volle Leistung nutzen, wenn es ökonomisch geboten ist. Weiterhin kommt eine freie Wählbarkeit der Höhe des Kapazitätsentgeltes bei Wegfall der Arbeitspreiskomponente nicht in Frage. Insbesondere würde wie in Kapitel 2 gezeigt ein Kapazitätspreis auf die gesamte Anschlussleistung die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Stromspeichern bei weitem überfordern.

Im Orientierungspapier hatte die BNetzA bereits das Konzept einer Saldierung der eingespeicherten und ausgespeicherten Energiemenge eingeführt. Mit diesem Konzept würde einzig die Verlustenergie mit Netzentgelten belegt, was aus systemischer Sicht sinnvoll ist, da die Verlustenergie den tatsächlichen Verbrauch eines Stromspeichers widerspiegelt.

Aus systemischer Sicht sehen wir es als sinnvoll an, den anzulegenden Kapazitätspreis von Stromspeichern an der Verlustenergie auszurichten, und zwar im Verhältnis zur Anschlussleistung und deren nominalen Kapazitätspreis. Ein Speicher mit 10 % Energieverlusten würde so einen Kapazitätspreis auf 10 % seiner Anschlussleistung bzw. nominalem Kapazitätspreis leisten. Ein Stromspeicher mit 20 % Energieverlusten würde einen Kapazitätspreis auf 20 % seiner Anschlussleistung bzw. im Verhältnis zum nominalen Kapazitätspreis leisten. Die Rate der Verlustenergie könnte in einem jährlich zu leistenden Referenzzyklus erhoben werden. Damit könnte sichergestellt werden, dass eine Verbesserung oder Verschlechterung der Wirkungsgradverluste in den Netzentgelten gespiegelt wird.

Auf den ersten Blick könnte eine Ausrichtung des Kapazitätspreises an den Energieverlusten diskriminierend erscheinen. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass Stromspeichertechnologien mit niedrigen Wirkungsgradverlusten, etwa Batteriespeicher, typischerweise über relativ geringe Energiekapazität (kWh) im Verhältnis zur Anschlussleistung (kW) verfügen, Stromspeichertechnologien mit höheren Wirkungsgradverlusten, wie etwa Pumpspeicher, üblicherweise über mehr Energiekapazität (kWh) per Anschlussleistung (per kW) verfügen. Damit würden beispielsweise Pumpspeicher zwar höhere Kapazitätspreise per Anschlussleistung (kW) aufgrund ihrer höheren Wirkungsgradverluste zahlen, können diese aber auf einen höheren Energieumsatz (kWh) aufgrund ihres höheren Energiegehaltes wälzen. In der Summe ist damit grundsätzlich keine verzerrende Schlechterstellung von Technologien mit höheren Wirkungsgradverlusten zu befürchten. Der systemdienliche Anreiz für den Zubau von Speichern mit mehr Energiekapazität im Verhältnis zur Anschlussleistung wird in diesem Modell ebenfalls zur Geltung gebracht.

Mit einer Speichernetzentgeltmethodologie auf Grundlage von Kapazitätspreisen in Abhängigkeit der Wirkungsgradverluste wird die Arbeitsentscheidung eines Stromspeichers nicht beeinflusst, jedoch planbare Einnahmen für den Netzbetreiber generiert. Die Ausrichtung an der Verlustenergie fördert dabei den Einsatz effizienter Technologien mit einem geringeren Wirkungsgradverlust. Gleichzeitig werden Technologien mit höheren Wirkungsgradverlusten, aber niedrigeren Durchspeicherkosten, wie insbesondere Technologien zur Langzeitspeicherung, nicht grundsätzlich benachteiligt. Diese zahlen zwar ein höheres Netzentgelt auf ihre Anschlussleistung aufgrund ihrer höheren Wirkungsgradverluste, wälzen dieses aber im Betrieb auf eine höhere Energiemenge, die von diesen Stromspeichern, wie etwa Pumpspeicher oder andere Langzeitspeichertechnologien, pro kW Anschlussleistung umgesetzt wird.

Alternativ könnte in Erwägung gezogen werden, dass Stromspeicher bei der Flexibilitätsvermarktung im Wettbewerb mit Erzeugungsanlagen stehen. Eine Schlechterstellung zur Erzeugung sollte demnach nicht beabsichtigt werden. Es wäre deshalb denkbar, den Stromspeichern das gleiche Kapazitätsentgelt wie Erzeugern anzubieten.

EMPFEHLUNG ZU KAPAZITÄTSENTGELTEN

Basierend auf den oben geschilderten Überlegungen schlagen wir vor, eine Finanzierungsfunktion von Stromspeichern in der neuen Netzentgeltsystematik einzig über einen Kapazitätspreis abzubilden. Dieser Kapazitätspreis darf die Kostentragfähigkeit von Stromspeichern unter Berücksichtigung von betrieblichen Einschränkungen (FCAs, siehe Kapitel 5) nicht überfordern. Für die praktische Umsetzung schlagen wir daher vor, ein Kapazitätsentgelt in Abhängigkeit von der Anschlussleistung und des Wirkungsgradverlustes des Stromspeichers zu erheben, sodass der Speicher einen Kapazitätspreis nur im Verhältnis seiner Wirkungsgradverluste bezahlt. Dies erlaubt einen kostenreflexiven und planbaren Finanzierungsbeitrag von Stromspeichern an den Netzkosten und setzt systemdienliche Anreize. Zusätzlich müssen Kapazitätspreis-Rabatte im Verhältnis zu betrieblichen Einschränkungen (FCA) berücksichtigt werden, um die Gefahr des Übersteuerns (Kipppunkte) zu vermeiden.

5.4 DYNAMISCHES NETZENTGELT

Wir begrüßen grundsätzlich die Einführung eines kostenreflexiven, bidirektionalen und räumlich abgestuften dynamischen Netzentgeltes für Stromspeicher. Über ein dynamisches Netzentgelt kann Stromspeichern ein Preissignal gegeben werden, mit dem die Anforderungen aus dem Strommarkt sowie dem Stromnetz miteinander in Einklang gebracht werden können. Die Studie von NEON Neue Energieökonomie verweist auf eine hohe positive Wirkung von Stromspeichern auf Netzengpässe und den damit verbundenen Redispatchkosten durch die Einführung eines dynamischen Netzentgeltes.[23] Es ist hier zu prüfen, ob bei der Einführung dynamischer Netzentgelte für Stromspeicher ebenfalls eine schrittweise Einführung vorgenommen werden sollte, wie es im Orientierungspunktepapier der BNetzA zu den Einspeiseentgelten vorgesehen ist. Auch für die dynamischen Entgelte gilt, dass es für die Finanzierbarkeit der Anlagen wichtig ist, Kostenbelastungen der Zukunft gut abschätzen zu können. Für den Themenblock der dynamischen Netzentgelte verweisen wir auf weitere spezifische Stellungnahmen im AgNes-Prozess.

5.5 BAUKOSTENZUSCHUSS

Im Rahmen der AgNes-Festlegung plant die BNetzA die Einführung von Baukostenzuschüssen für Erzeuger. Damit stellt sich aus unserer Sicht grundsätzlich die Frage einer Neujustierung des BKZ zwischen den verschiedenen Netzanschlusspetenten. Der BKZ in der heute erhobenen Form, basiert auf dem Positionspapier der BKZ von Dezember 2024. Der Stromspeicher wird hier wie andere Verbraucher betrachtet. Das führt dazu, dass der BKZ im Norden Deutschlands stärker rabattiert wird als im Süden Deutschlands. Studien haben gezeigt, dass Speicher an allen Standorten in allen Spannungsebenen benötigt werden. Die standortabhängigen Anreize sollten sich aus unserer Sicht für Letztverbraucher und Stromspeicher unterscheiden. In diesem Kontext sollte auch die Einordnung des Stromspeichers als Verbraucher überdacht werden, wie etwa in der Analyse von AFRY angedacht. Eine zukünftige Ausgestaltung des BKZ für Speicher ist dabei in der gesamtheitlichen Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Speichern zu berücksichtigen.

ERMPFEHLUNG ZUM BAUKOSTENZUSCHUSS

Wir plädieren dafür, im Rahmen der Neuordnung der Pflicht zur Zahlung des BKZ für Verbraucher und Erzeuger auch die Rolle und die Methodologie der Erhebung des BKZ für Stromspeicher neu zu überdenken. Dies gilt insbesondere für die heute verursachte Anreizwirkung, gemäß des BNetzA-BKZ-Positionspapiers, obwohl Stromspeicher im gesamten Stromnetz und auf allen Spannungsebenen benötigt werden. Die Erhebung des BKZ ist in der Berechnung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit von Speichern in der Erhebung von Netzentgelten zu berücksichtigen. Verbindliche Vorgaben der BNetzA für die Regelung von BKZ-Rabatten im Falle von FCA-beschränkten Speicheranlagen erachten wir als notwendig.

[23] Vgl. NEON Neue Energieökonomie, September 2025, abrufbar unter: https://neon.energy/Neon-Netzdienlichkeit-Gro%C3%9Fbatterien.pdf.

6. NETZENTGELTREDUZIERUNG BEI EINGESCHRÄNKTEM NETZANSCHLUSS

Bei Netzanschluss und Betrieb von Speichern werden eine Vielzahl von Instrumenten angewandt, weitaus mehr als für alle anderen Anlagenklassen, um eine netzentlastende Wirkung oder eine sichere Systemführung zu gewährleisten. Für Stromspeicher sind diese Instrumente zumeist mit Erlöseinbußen versehen, die schmerzliche Einschnitte in das Geschäftsmodell darstellen. Gleichzeitig beschneiden sie das Potenzial von Stromspeichern im Markt und schränken damit ihre wohlfahrtfördernde Wirkung ein. Das Nebeneinander einer Vielzahl steuernder und einschränkender Rahmenbedingungen (BKZ, FCA, Netzentgelte) birgt ein akutes Risiko für Übersteuerung. Neben Instrumenten zur Standortsteuerung wie dem BKZ oder Instrumenten, die zum Teil vergütet werden, wie beim Redispatch-Prozess, gibt es eine Vielzahl von unvergüteten Beschränkungen.

Diese Einschränkungen werden zumeist im Rahmen von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen (FCA/FlexNAV) in die zum Netzbetrieb erforderlichen Verträge verhandelt und zum überwiegenden Teil vom Netzbetreibern vorgegeben. Da es sich hier so gut wie immer um eine asymmetrische Verhandlungsposition zugunsten des Netzbetreibers handelt, sind die Möglichkeiten des Anschlusspetenten begrenzt, sich zu wehren oder eigene Argumente in die Diskussion einzubringen. Gleichzeitig ist es auch immer Interesse des Speichers, einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten, weshalb grundsätzlich eine Kooperation angestrebt wird.

Zu diesen Einschränkungen gehören beispielsweise:

- Beschränkungen der Einspeise- oder Bezugswirkleistung, die bspw. statisch über Hüllkurven oder dynamisch als Vortagssignal erfolgen können und von wenigen bis 2000 Stunden im Jahr reichen können,
- die Einbindung des Stromspeichers in ein sog. „Trichtermodell“, das Fahrplanabweichungen bis zum Erbringungszeitraum beschränkt oder ganz verbietet,
- Beschränkungen in der Leistung die maximal in der Regelleistung verpflichtet werden darf,
- der Zwang zum Bezug von Strommengen (per selbst zu tätigem Kauf an der Strombörse) in bestimmten Tagesphasen, um solare Spitzenerzeugung im Verteilnetz aufzunehmen oder
- Vorgaben zur maximalen Änderungsgeschwindigkeit der Wirkleistung (sog. Rampen), die in Zeiträumen zur Erreichung der maximalen Leistung von wenigen Minuten bis zur vollen Stunde reichen und damit praktisch den Stromspeicher vom regulären Marktgeschehen ausschließen.

Diese Situation bringt den Stromspeicher in einen Zwiespalt. Einerseits unterstützt der Betreiber das Bestreben des Netzbetreibers nach einer sicheren Netzführung. Andererseits führen diese Einschränkungen dazu, dass der Stromspeicher seinen Anschluss niemals in vollem Umfang nutzen kann und damit sein volles Erlöspotenzial ausschöpfen kann.

Zusätzlich erhöht diese Vielzahl von Instrumenten und die damit verbundene Unsicherheit bezüglich deren Anwendung die Komplexität in der Modellierung von Business Cases von Stromspeichern. Diese Unsicherheit ist umso größer, wenn die Anwendung der Instrumente eine hohe Relevanz auf die Einnahmepotenziale von Stromspeichern hat. Aufgrund des Mangels standardisierter FCAs ist derzeit jeder FCA einzigartig im Hinblick auf die auferlegten Einschränkungen, aber auch im Hinblick auf die Einschränkung der Erlöspotenziale.

Die empirische Datenlage aus Kapitel 3 zeigt eindrücklich den Einfluss von FCA auf das Erlöspotenzial von Stromspeichern und damit der wirtschaftlichen Tragfähigkeit von Stromspeichern zur Leitung von Netzentgelten auf. Die heute auf ÜNB-Ebene angewendeten FCAs führen durch damit einhergehende Einnahmeverluste in der Modellierung zu einer Reduzierung des IRR um jeweils 3,4 (Studie B) bis 4,7 (Studie A) Prozentpunkte, und damit bereits in die Nähe der Schwelle zur Nicht-Investierbarkeit. Die heute auf VNB-Ebene angewendeten FCAs würden Speicher zukünftig teilweise bereits in die Nicht-Investierbarkeit lenken, mit

Einschränkungen auf den IRR von 4 (Studie A) bis 6,1 (Studie B) Prozentpunkten. Studie C dagegen hat nochmals die Wechselwirkungen von FCA und Netzentgelten aufgezeigt. So haben hohe Netzentgelte auch starke Auswirkungen auf den Betrieb, weshalb eine Rampe in einem hohen Netzentgeltszenario um 0,3 Prozentpunkte stärker auf die Wirtschaftlichkeit wirkt, als in einem Szenario ohne Netzentgelte. Bei Regelleistungsbeschränkungen ist der Effekt noch stärker: Ein hohes Netzentgeltszenario wirkt sich um 1,8 Prozentpunkte stärker auf die Wirtschaftlichkeit aus, als ein Szenario ohne Netzentgelte und hat damit einen ähnlichen Effekt wie der BKZ – allein durch den gesunkenen Anreiz zur Regelleistungserbringung.

Es ist damit zwingend geboten, dass die Anwendung von FCAs durch Netzbetreiber mit der Reduzierung der Finanzierungskomponente der Speichernetzentgelte einhergeht. Die gelebte Praxis unserer Mitglieder ist, dass Netzanschlüsse nur noch in Verbindung mit FCAs vergeben werden. Damit ergibt sich die dringende Notwendigkeit der Vereinbarkeit von Netzentgelten und FCAs im Rahmen der AgNes-Festlegung zu klären.

Die Notwendigkeit von (teilweisen) Netzentgeltbefreiungen bei Anwendung von FCA ist grundsätzlich unstrittig und wurde auch von der BNetzA im Rahmen des Workshops zu Speichernetzentgelten am 30. Januar bestätigt. Wenn ein Netznutzer in der Nutzung seines Netzanschlusses beschränkt ist, ist das Entgelt auf diese Netznutzung zu reduzieren. Damit muss durch die BNetzA grundsätzlich nur noch die Höhe und Methodologie der Reduzierung geklärt werden.

Der bereits oben erwähnte Mangel an einheitlichen FCA-Standards erschwert dabei die Methodologie zur Netzentgeltreduktion bei FCAs. So ist etwa nicht grundsätzlich die Einführung von Rampen im Steuerungsverhalten von Stromspeichern für die Höhe der Einnahmepotenziale entscheidend, sondern auch die Ausgestaltung der Rampe. Das Zusammenspiel unterschiedlicher Instrumente, wie z.B. einem Vermarktungstrichter, einer Rampenbeschränkung und einer Limitierung der Vermarktung an den Regelleistungsmärkten beeinflussen sich wiederum gegenseitig.

Gleichzeitig ist in der Entwicklung der Methodologie der Netzentgeltreduktion bei Anwendung von FCAs die Einzelfallgerechtigkeit mit der Notwendigkeit zu einer Pauschalisierung und Vereinfachung zu berücksichtigen. Eine projektbezogene Abwägung bezüglich der Netzentgeltbefreiung durch die Anschlussnetzbetreiber verbietet sich. Ursächlich liegt dies im Hinblick auf die Interessenkonflikte der Netzbetreiber sowie der Überlastung durch projektspezifische Analysen und Verhandlungen bezüglich der anzulegenden Netzentgeltreduktionen.

Vor diesem Hintergrund stellen wir zwei Modelle zur Reduzierung der Speichernetzentgelte für Stromspeicher zur Diskussion.

Modell 1: Bei FCA keine Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion

Die einfachste Regelung in der Umsetzung wäre die vollständige Netzentgeltbefreiung von Stromspeichern im Falle der Anwendung eines FCAs durch den Netzbetreiber. Diese Regelung ist explizit nicht mit der aktuellen Regelung zur Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG vergleichbar, da sie die Anwendung eines FCAs als Voraussetzung für eine Netzentgeltbefreiung hat.

Die Ausgestaltung des FCAs liegt heute in der Regel im alleinigen Ermessen des Netzbetreibers und dient der Integration eines Stromspeichers in das Bestandsnetz, unter Vermeidung jeglichen Netzausbaubedarfes. Der Stromspeicher wird durch den FCA mindestens „netzneutral“, womit argumentativ auch die Einbeziehung in die Finanzierung des Stromnetzes entfällt. Hierbei ist zu beachten, dass der Stromspeicher über den BKZ und die dynamischen Netzentgelte bereits einen Finanzierungsanteil an den Netzkosten trägt, bzw. einen netzengpasskostenreduzierenden Einfluss auf das Netz hat.

Gleichzeitig ist hervorzuheben, dass Stromspeicherprojekte auch bei voller Netzentgeltbefreiung im Falle von FCA abhängig von deren Ausgestaltung nicht mehr finanzierbar sein könnten.

Vorteil dieser Regelung wäre die vergleichsweise einfache Anwendbarkeit für Speicherbetreiber und Netzbetreiber, mit der auch komplexe Berechnungen in der Investitionsentscheidung und im Betrieb von Speichern entfallen.

Nachteil der Regelung wäre, dass Stromspeicherprojekte mit vergleichbar unschädlichen FCA-Bedingungen übervorteilt werden können und einen wirtschaftlich möglichen Beitrag zu den Netzkosten nicht leisten.

Modell 2: Pauschalisierte Quotenlösung durch BNetzA

Eine zweite Variante wäre eine Pauschalregelung bezüglich der Netzentgeltreduktion, die durch die BNetzA festgelegt und von den Netzbetreibern umgesetzt wird. Hier wäre es denkbar ein Punktesystem zu etablieren, nach dem FCA-Einschränkungen im Hinblick auf ihre Auswirkung auf Einnahmeverluste klassifiziert werden.

Bei der Etablierung der pauschalen Netzentgeltreduktionsquoten ist weiterhin zu beachten, dass Einschränkungen nicht linear sind und Wechselwirkungen haben. So kann die Kombination von zwei Einschränkungen einen höheren Einfluss auf Verluste des Vermarktungspotenzials haben als die Addition der Netzentgeltreduktionsquoten. Daher sollten zusätzlich Hebesätze im Falle der Kombination mehrerer FCA-Einschränkungen berücksichtigt werden. Am Ende ergibt die Summe der einzelnen Netzentgeltbefreiungen eine Gesamtnetzentgeltbefreiung, die allerdings maximal 100 % betragen kann.

Der Nachteil einer Pauschallösung liegt darin, dass hiermit keine absolute Einzelfallgerechtigkeit hergestellt werden kann. Gleichzeitig ist die Entwicklung der zugrundeliegenden Methodologie mit einer hohen Komplexität verbunden. Im Hinblick auf die Investierbarkeit von Speicherprojekten ist es entscheidend, schnellstmöglich Gewissheit bezüglich des Zusammenspiels von FCA und Netzentgeltbefreiung zu haben. Falls die BNetzA diese erst nachgelagert zur AgNes-Festlegung treffen würde, wäre die Investierbarkeit von Speicherprojekten weiter aufgeschoben. Die zu erwartende Dauer bis zu einer Festlegung für eine pauschalisierte Quotenlösung ist damit ein nicht zu unterschätzender Nachteil für den zukünftigen Ausbau von Stromspeichern in Deutschland.

Der Vorteil liegt in der einfachen Anwendung der Methodologie durch die Netzbetreiber und eine hohe Planungssicherheit für Stromspeicherbetreiber und Netzbetreiber. Eine pauschalisierte Quotenregelung reduziert auch das Risiko einer groben Ungleichbehandlung oder Diskriminierung einzelner Projekte. Sie könnte – falls sinnvoll – um technologiespezifische Elemente ergänzt werden.

EMPFEHLUNG ZU NETZENTGELTEN BEI FCA-BESCHRÄNKTEN ANLAGEN

Aufgrund der empirischen Datenlage schlagen wir vor, eine verpflichtende Netzentgeltreduktion im Falle der Anwendung von FCA auf Speicherprojekte einzuführen. Die Höhe der Netzentgeltreduktion muss die wirtschaftliche Einschränkung des FCA kompensieren, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Speicherprojekte nicht zu gefährden.

In der Abwägung möglicher Modelle präferieren wir Modell 1: eine vollen Netzentgeltreduktion auf 0 % bei Anwendung eines FCA. Neben der vergleichsweisen einfachen Umsetzung zeigen die vorgelegten Berechnungen, dass gängige FCA viele Projekte bereits an den Rand der wirtschaftlichen Tragfähigkeit bringen können. Um den Speicherausbau nicht zu gefährden, sollte das Risiko einer Übersteuerung durch FCA und damit das Überschreiten von Investitionskipppunkten sehr ernst genommen werden. Grundsätzlich stehen wir zur Ausarbeitung einer sachgerechten Lösung bereit.

Die Einbeziehung von Speichern in die dynamischen Netzentgelte bleibt von den Regelungen zur Leistung von Netzentgelten bei FCA unberührt.

7. SPEICHERNETZENTGELTE BEI MULTI-USE-SPEICHERN

Die Orientierungspunkte zu den Speichernetzentgelten stellen unserer Ansicht nach treffend dar, dass es unterschiedliche technische Anschlusssituationen und unterschiedliche wirtschaftliche Betriebsweisen von Stromspeichern gibt. In diesem Abschnitt legen wir unsere Sichtweise zur Herangehensweise im Umgang mit Co-Location-Speichern dar, sowohl im Zusammenhang mit Erzeugungs- als auch mit Verbrauchsanlagen.

Wir stimmen der Bundesnetzagentur zu, dass Stromspeicher, die rein zur Optimierung hinter dem Netzanschluss, z. B. in Haushalten zur Eigenverbrauchsoptimierung, in Gewerbe und Industrie zur Eigenverbrauchsoptimierung oder Lastspitzenkappung sowie als reiner Grünstromspeicher an erneuerbaren Erzeugungsanlagen eingesetzt werden, nicht (anteilig) in Form von Speichernetzentgelten zu betrachten sind. Unsere Anmerkungen hierzu finden Sie daher ausführlicher in den Stellungnahmen zu den allgemeinen Netzentgeltkomponenten sowie zu den individuellen Industrienetzentgelten.

Es ist aus unserer Sicht aber geboten, bei Co-Location-Speichern, die keinen eigenen Netzanschlusspunkt haben, aber im multi-use eingesetzt werden, eine differenzierte Betrachtung vorzunehmen. In den Fällen, in denen der Speicher Energie aus dem Netz bezieht und wieder einspeist, ist er auch anteilig wie ein netzgekoppelter Speicher zu betrachten. Möchte man Anreize zur effizienten Nutzung von Netzinfrastruktur und damit zur geteilten Nutzung von Netzanschlüssen setzen, sollte eine Doppelbelastung vermieden werden.

7.1 POTENZIAL DER MULTI-USE-SPEICHER

Das Potenzial der Multi-Use-Speicher, die gleichen Anwendungen wie ein netzgekoppelter Stromspeicher anteilig zu erbringen, ist enorm und wächst stetig. Ein Ausschluss dieser Anlagen vom Speichernetzentgelt wäre aus unserer Sicht ein deutlicher Rückschritt und volkswirtschaftlich von Nachteil. Hinzu kommt, dass erste Schritte zur marktlichen Aktivierung der Stromspeicheranlagen hinter dem Netzanschluss bereits durch den Gesetzgeber und die Bundesnetzagentur initiiert wurden. Zugleich würden die Anreize zum Einsatz von Flexibilität hinter dem Netzanschluss erwartbar geschmälert, da der Betrieb der Anlagen insgesamt weniger wirtschaftlich wird, wenn keine anteilige Betrachtungsweise erfolgt. In der Summe sind diese Anlagen dazu in der Lage, einen hohen systemischen Nutzen zu erzeugen.

7.2 VERBRAUCHSNAHE STROMSPEICHER

Das künftige Energiesystem braucht Verbraucher, die die nötigen Mittel haben, flexibel zu agieren. Stromspeicher sind dazu das zentrale Werkzeug. Entsprechend muss eine künftige Entgeltsystematik Optimierungspotenziale bieten, um Speicherinstallationen bei Verbrauchern zu ermöglichen. Grundsätzlich kann zwischen Speichern Behind-The-Meter und Co-Location-Speichern bei Verbrauchern unterschieden werden.

VERBRAUCHSNAHE STROMSPEICHER BEHIND-THE-METER

Speicher Behind-The-Meter benötigen genügend Anreize zur Flexibilisierung des Netzanschlusses. Dies wurde umfassend in Konsultationsbeiträgen zum Grundmodell für Letztverbraucher oberhalb der Niederspannung behandelt.

VERBRAUCHSNAHE STROMSPEICHER IN CO-LOCATION

Co-Location-Speicher im Multi-Use bei Verbrauchern sollten grundsätzlich, abtrennbar durch MiSpeL, als getrennte Anlagen agieren dürfen. Der Strommengenanteil, der aus dem Netz

entnommen und wieder zurückgespeist wird, sollte bei den Netzentgelten gesondert behandelt werden.

KAPAZITÄTSPREIS BEI VERBRAUCHSNAHEN CO-LOCATION-SPEICHERN

Als geteilter Netzanschluss wird das KP/AP-Grundmodell für den Letztverbraucher angewendet. Dies sollte grundsätzlich ausreichen, um den leistungsbezogenen Finanzierungsbeitrag aus dem Kapazitätspreis für den Netzanschluss abzudecken.

ARBEITSPREIS BEI VERBRAUCHSNAHEN CO-LOCATION-SPEICHERN

Für den Arbeitspreis sollte hingegen eine Saldierung möglich sein. Mit MiSpeL sind die Mengen abtrennbar und sollten saldiert werden können, sobald sie nach der Speicherung zurück ins Netz gespeist werden. Andernfalls droht eine Benachteiligung dieser Stromspeicher und ein Ausbleiben von Flexibilisierung bei Verbrauchern. Es braucht hier ein Mitdenken, wie ein verbrauchsnaher in Multi-Use agierender Stromspeicher nicht mit dem üblichen Verbrauchernetzentgelt belegt wird. Ggf. macht es auch hier Sinn, für rückgespeiste kWh auf eine arbeitsbezogene Belastung (AP1 und AP2) gänzlich zu verzichten, um eine Doppelbelastung zu verhindern.

7.3 ERZEUGUNGSNAHE STROMSPEICHER

Bei Stromspeichern, die an Erzeugungsanlagen errichtet werden, muss ebenfalls unterschieden werden. Hier muss zwischen Grünstromspeichern (EEG-Anlagen) und Co-Location-Speichern bei Erzeugungsanlagen getrennt werden.

Grünstromspeicher sollten generell als reine Erzeugungsanlagen mit den Erzeugungsentgelten mitgedacht werden. Eine Differenzierung sehen wir nicht als angebracht. Auch hier schränken FCAs die Erlössituation deutlich ein.

Für erzeugungsnahe Stromspeicher **in Multi-Use-Co-Location** sollte maximal unser Vorschlag für Speichernetzentgelte angewendet werden. Erzeugungsnahe Multi-Use-Stromspeicher werden mit MiSpeL grundsätzlich abgrenzbar. Je nachdem, ob Einspeisenetzentgelte eingeführt werden, sollten Erzeugungsanlagen mit Speicher jedenfalls nicht schlechter gestellt werden als Erzeugungsanlagen ohne Stromspeicher. Gerade die Kombination von Anlagen bietet systemische Vorteile, die angereizt werden sollten. Eine Doppelbelastung scheint nicht sinnvoll.

EMPFEHLUNG ZU NETZENTGELTEN FÜR MULTI-USE-SPEICHER

Für Multi-Use-Speicher, sei es erzeugungs- und/oder verbrauchsseitig, sollte eine separate Netzentgeltermittlung erfolgen, die aber bereits von der Erzeugungsanlage/dem Verbraucher entrichtete Finanzierungsbeiträge berücksichtigt.

Alle Stromspeicher, unabhängig von ihrer Netzebene, sollten die Möglichkeit haben, entsprechende Messkonzepte (ggf. analog zu MiSpeL) zum Einsatz zu bringen.

Für einen Co-Location-Speicher sollten keine Nachteile aus der geteilten Netzanschlussnutzung entstehen. Insbesondere **Doppelbelastungen** aus der Kombination von Netzentgelten **sollten vermieden werden**. Eine Saldierung der Netzentgelte bei zwischengespeichertem Strom, der zurück ins Netz gespeist wird, sehen wir als essenziell für das Gelingen von Co-Location, unabhängig ihrer Konstellation.

8. VERTRAUENSSCHUTZ

Ein zentrales Thema, das im Rahmen der Neuregelungen von grundlegender Bedeutung ist, ist der Vertrauens- und Bestandsschutz. Das Vertrauen in die Investitionssicherheit stellt ein hohes Gut dar, das sowohl aus industrie- und energiepolitischer Sicht zu schützen ist. Ferner sind auch rechtliche Grenzen bei Eingriffen in die Investitionssicherheit zu beachten. Diese zu missachten oder zu gefährden kann zu langfristigen Auseinandersetzungen und jahrelanger Unsicherheit führen. Bereits die hierzu durch die Bundesnetzagentur im Orientierungspunktepapier kommunizierten Überlegungen sind zu kritisieren: Den geltenden Regulierungsrahmen in Frage zu stellen und öffentlich gesetzliche Regelungen in Abrede zu stellen, unter deren Vertrauen investiert wurde, schadet maßgeblich der Investitionsfreundlichkeit des Standorts Deutschland.

8.1 § 118 ABS. 6 ENWG: PLANUNGSSICHERHEIT BIS MITTE 2029

Mit der Verlängerung der Netzentgeltbefreiung bis zum 4. August 2029 hat der Gesetzgeber im Dezember 2023 ein eindeutiges Signal an die Speicherbranche geschickt: Wenn ihr es schafft, einen Batteriespeicher bis dahin in Betrieb zu nehmen, wird der Batteriespeicher für einen Zeitraum von zwanzig Jahren von Netzentgelten befreit sein. Dies ergibt sich ebenso unmissverständlich aus der Gesetzesbegründung. Hier sollten sichere Investitionsbedingungen für Energiespeicher geschaffen werden.[24]

8.2 SICHERER PLANUNGSHORIZONT

Der Gesetzgeber schaffte damit einen sicheren Planungshorizont für neue Speicheranlagen, um einen raschen Hochlauf zu ermöglichen und der stark wachsenden Erzeugung von Strom aus volatilen erneuerbaren Energien einen starken Partner zur Stärkung des Energiesystems an die Seite zu stellen.

VERTRAUENSSCHUTZ

Das Vertrauen von Wirtschaftsteilnehmern in den Fortbestand einer Rechtslage ist ein hohes Gut, dass es im Sinne einer erfolgreichen Industriepolitik zu schützen gilt. Dem trägt auch unsere Verfassung Rechnung. § 118 Abs. 6 EnWG ist aktuell geltendes Recht und setzt das entsprechende schutzwürdige Vertrauen. Das gilt in besonderem Maße angesichts der erst 2023 beschlossenen Verlängerung der Regelung. Die Tatsache, dass dort der Zeitraum der Befreiung – 20 Jahre ab der Inbetriebnahme – genannt ist, zeigt, dass der Gesetzgeber hier eine mit der Förderung nach dem EEG – wo dies ebenso ist – vergleichbare Rechtssicherheit schaffen wollte.

VERTRAUEN WURDE NICHT DURCH STROMNEV BEGRÜNDET – DEMENTSPRECHEND ANDERS ZU BEWERTEN ALS BEI ERZEUGERN

Bei dem durch die BNetzA im Hinblick auf Erzeugungsanlagen zur Argumentation genannten § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV ist dies grundlegend anders. Denn dieser gilt grundsätzlich nur bis Ende 2028, ohne einen Zeitraum danach zu adressieren. Für Erzeuger wurde damit kein Vertrauen in die Geltung der Regelung für einen bestimmten Zeitraum geschaffen, für Energiespeicher hingegen in aller Deutlichkeit.

VERTRAUEN BEREITS VOR IBN SCHÜTZENSWERT

Dieses Vertrauen ist angesichts der langen Dauer der Projektierung, Genehmigung, der Netzanschlussverfahren und der Errichtungsvorlaufzeiten bei Energiespeichern bereits weit vor dem Inbetriebnahmezeitpunkt schützenswert und muss – sowohl aus industriepolitischer als auch aus rechtlicher Perspektive – weiterhin umfassend geschützt bleiben.

Jeder Eingriff in den Schutz dieser bereits erfolgten Investitionen bedarf einer sorgfältigen Abwägung, Angemessenheitsprüfung und Rechtfertigung. Eine vorzeitige Abschaffung der

[24] Bundestag, Gesetzesbegründung, Drucksache 20/9187, S. 167.

Netzentgeltbefreiung wäre mit erheblichen Folgen für eine Vielzahl von Projekten verbunden und sollte daher durch kluge und ausdifferenzierte Übergangsregelungen vermieden werden.

8.3 WIRTSCHAFTLICHE FOLGEN EINES MÖGLICHEN EINGRIFFS

Ein Eingriff in das durch § 118 Abs. 6 EnWG gesetzte Vertrauen würde – unabhängig von den zu erwartenden langwierigen rechtlichen Unsicherheiten und etwaigen Verfassungsbeschwerden – aufgrund einer entstehenden Realisierungslücke zu erheblichen volkswirtschaftlichen Kosten führen.

8.3.1 BESTANDSANLAGEN

Alle bisher errichteten Anlagen wurden auf der Basis der seinerzeitigen, deutlich höheren Technologie-, Entwicklungs- und Ausbaukosten geplant und errichtet. Hierfür haben sie auch Investoren werben müssen, um Projekte umzusetzen. Sie haben vor Jahren ihren Investitionsplan berechnet und bereits Zahlungen tätigen müssen. Sie verpflichteten sich aufgrund dieser Annahmen in aller Regel in langlaufenden Kreditverpflichtungen oder anderer Strukturen mit Fremdkapital zur Umsetzung. Diese Investitionszeitpunkte binden Unternehmen für Jahre.

BISHERIGE REGELUNG BOT KLAREN RAHMEN

Pumpspeicher, die bisher noch die meiste Leistung und Kapazität im Großspeichersegment bieten, sind zumeist Anlagen mit beträchtlichem Alter. Sie haben seit 2009 Netzentgeltbefreiungen in Anspruch nehmen können, wenn und soweit sie Anlagenverbesserungen für Leistung und Kapazität in bestimmter Weise durchführten. Teilweise waren das ebenso große Projekte und notwendige Aufwände, wie Neuanlagen zu errichten. Jedenfalls war Pumpspeichern ihr derzeitiger Betrieb nur mit Netzentgeltbefreiungen möglich und nur hierdurch wurde eine Stilllegung verhindert.

Ein Eingriff in die bisher gewährten Befreiungszeiträume würde die Anlagenbetreiber zur Entscheidung zwingen, den Betrieb der Anlagen aufzugeben. Die Folge wäre ein abruptes Abnehmen der bisher installierten Energiespeicherleistung und -kapazität. Dies mit Neuanlagen aufzuholen, würde Jahre dauern bzw. erscheint kaum vorstellbar.

EINGRIFF KÖNNTE BESTAND GEFÄHRDEN

Für Bestandsanlagen mit anderem technologischem Hintergrund wie Batteriespeicher waren Investitionen bis zu einem bestimmten Zeitpunkt aufgrund hoher Preise pro kWh Speicherkapazität nicht rentabel. Erste Investitionen in Batteriegroßspeicher waren Pionierleistungen mit hohen Technologiepreisen. Auch hier bietet die Befreiung des § 118 Abs.6 EnWG eine Grundlage dafür, trotz teurer Technologie zu investieren. Hier in den Bestand einzugreifen, würde auch in erheblichen Mengen von Bestandsanlagen in die Finanzierungsstruktur eingreifen. Ein weitergehender Betrieb aller Bestandsanlagen wäre hierbei nicht gesichert. Vielmehr wäre auch zumindest bei vielen Batteriespeichern mit roten Zahlen und Insolvenzen zu rechnen.

8.3.2 GEPLANTE ANLAGEN BIS AUGUST 2029

Betreiber und Projektentwickler von Energiespeichern, die bereits jetzt mit Hochdruck auf die Errichtung und die Inbetriebnahme ihrer Energiespeicher bis zum Stichtag Mitte 2029 hinarbeiten, haben bereits heute erheblichen personellen Aufwand und auch finanzielle Mittel in die Planung und Projektierung von Projekten investiert. In vielen Projekten sind bereits Millionenzahlungen für den Baukostenzuschuss oder die Bestellungen von Komponenten mit langer Lieferdauer geflossen. Diese Investitionen wurden im Vertrauen auf die erst 2023 geschaffene Gesetzeslage getätigt.

Die Auswirkungen eines Eingriffs in das Vertrauen dieser Entwickler in den Fortbestand der Rechtslage hängen natürlich maßgeblich von der Ausgestaltung des neuen Netzentgeltregimes

im Detail ab. Zu beachten ist jedoch, dass diese Projekte aktuell bereits einer Vielzahl von Risiken ausgesetzt sind, die für langfristige Infrastrukturprojekte eher atypisch sind und sich auf die Finanzierungsmöglichkeit auswirken: Noch unklare, zu erwartende Einschränkungen der Betriebsweise durch FCA und steigende Kosten für Umspannwerke und weitere volkswirtschaftliche Effekte, die in Kapitel 2 beschrieben sind.

BRANCHE BRAUCHT KLARHEIT

Ob die derzeit mit Hochdruck in der Planung befindlichen und im Energiesystem dringend benötigten Energiespeicher errichtet werden können, hängt nun maßgeblich davon ab, dass zeitnah klargestellt wird, dass der Vertrauensschutz gewahrt wird und keine Belastung mit Netzentgelten erfolgen wird. Jede andere Entscheidung wäre für in der Planung befindliche Anlagen allenfalls dann verträglich, wenn sie schnell erfolgt, planbar ist und in der Gesamtschau die daraus resultierenden Risiken und Chancen nicht zu tragenden finanziellen Belastungen führen, wobei die Auswirkungen von Planungsunsicherheit auf die Finanzierungskosten und -entscheidungen keinesfalls unterschätzt werden dürfen.

FLEXIBILITÄTSLÜCKE ALS SCHLIMMSTE KONSEQUENZ

Andernfalls werden diese Projekte abgesagt – mit den damit verbundenen erheblichen wirtschaftlichen Schäden der Projektentwickler und Betreiber und der daraus resultierenden Flexibilitätslücke im Energiesystem, die zu erheblichen volkswirtschaftlichen Schäden (Redispatchkosten) führen wird.

Neue Projekte würden erst dann wieder entwickelt, wenn die finanzielle Belastung durch das neue Netzentgeltregime definiert ist. Neben der Festlegung der BNetzA braucht es dafür auch die Rechnungen der ÜNB und VNB. Aus Sicht der Projektentwickler und Investoren könnten sichere Investitionsentscheidungen dann erst ab 2028 wieder getroffen werden. Der entsprechende Zubau könnte aufgrund der Realisierungszeiträume weitere 3-4 Jahre verzögert stattfinden.

9. ÜBERGANGSREGELUNG

Wir plädieren aus den vorgenannten Überlegungen für die Integration von Stromspeichern aus dem Bestand und der Planung bis August 2029 für Übergangsregelungen. Eine vollständige Integration ist nach aktuellem Kenntnisstand weder rechtlich eindeutig möglich noch finanziell tragbar.

Aus unseren Überlegungen für eine investitionsfreundliche Branche und die von der BNetzA angesetzten Übergangsregelungen für Erzeugungsanlagen plädieren wir für eine Weiterführung des § 118 Abs. 6 EnWG bis zu seinem gesetzlichen Ende. Eine schnellstmögliche Klarstellung seitens der BNetzA könnte zumindest die Auswirkungen für die geplanten Projekte bis 2029 reduzieren. Einige Projekte wurden bereits jetzt abgesagt, die Absage weiterer Investitionen in die deutsche Energieinfrastruktur sollte verhindert werden.

Wie bereits in unserer Position betont, erkennen wir die positive Anreizwirkung der Einführung dynamischer Netzentgelte im Rahmen der neuen Netzentgeltsystematik an. Gleichzeitig ist die Wirkung der dynamischen Netzentgelte heute noch unklar, insbesondere im Hinblick auf einzelne Projekte in ungünstiger, unausweichlicher Lage zu einem Engpass. Daher schlagen wir vor, unter den Vertrauensschutz fallenden Stromspeicherbetreibern die Wahl zu geben, ihren Stromspeicher freiwillig in das dynamische Netzentgelt zu überführen. Hiermit würde einerseits dem Vertrauensschutz Rechnung getragen, andererseits ein Weg eröffnet, die Flexibilität von Speichern unter den Regelungen des Vertrauensschutzes frühzeitig zur Optimierung des Stromnetzes einzubinden. Eine verpflichtende Einführung der dynamischen Netzentgelte sollte nach einem angemessenen Übergangszeitraum von 5 Jahren nach Inbetriebnahme des Stromspeichers, also spätestens ab dem 4.8.2034, in Betracht gezogen werden. Dieser Zeitraum ist maßgeblich für die Finanzierung aus Sicht der Investoren.

Um einen Projektstopp laufender Projekte zu verhindern, sollte der Finanzierungsbeitrag generell nur neue Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 4. August 2029 betreffen. Da es im Zuge der Inbetriebnahme zu erheblichen netzbetreiberseitigen Verzögerungen kommen kann, schlagen wir ein zweistufiges System vor. Wir plädieren dafür, dass neben Anlagen mit Inbetriebnahme bis 4. August 2029 auch alle Anlagen geschützt sind, die bis zum Zeitpunkt der Festlegung (Ende 2026) einen Anschlusserrichtungsvertrag oder Netzanschlussvertrag unterzeichnet haben, der eine Inbetriebnahme bis zum 4. August 2029 ausweist. So kann den Unsicherheiten einer Netzanschlussverzögerung seitens der Netzbetreiber Rechnung getragen werden.

Speicher, die nicht von den oben genannten Übergangsregelungen betroffen sind, und damit dem vollen Netzentgeltregime unterworfen sind, werden vor der Herausforderung stehen, dass die Projektfinanzierung erst stattfinden kann, wenn die zukünftigen Netzentgelte, die ab 2029 gelten, von den Netzbetreibern veröffentlicht werden. Aufgrund des rund 2 bis 3-jährigen Projektzyklus von Speicherprojekten schlagen wir daher eine weitere Übergangsregelung vor, um einen „Fadenriss“ im Speicherausbau zu vermeiden. Demnach sollten **Anlagen, die vor dem 31. Dezember 2030 gebaut werden**, ein Abschlag auf das zu zahlende Netzentgelt ermöglicht werden, um Investitionsentscheidungen im Zeitraum der bestehenden Unsicherheit in 2027/28 zu ermöglichen.

Eine sichere Beurteilung neuer Instrumente ergibt sich zudem erst immer mit der Zeit. Wir schlagen deshalb eine gestaffelte Einführung dynamischer Netzentgelte vor, um Netzbetreiber und Markt die Möglichkeit zu geben, das System nachzujustieren und ein ungewolltes Übersteuern zu vermeiden.

10. ANTWORTEN ZU SPEZIFISCHEN FRAGEN AUS DEN ORIENTIERUNGSPUNKTEN

Die BNetzA hat in ihrem Papier Fragen zu Speicherentgelten gestellt. Hier soll gesondert darauf eingegangen werden. Zur Beantwortung wird zusätzlich auf die vorgegangenen Kapitel verwiesen.

NETZENTGELTE MIT FINANZIERUNGSFUNKTION FÜR STAND-ALONE-SPEICHER:

Sollte auf Mengen, die im Zuge einer Kapazitätsüberschreitung entnommen werden, der AP2 voll wirken oder sollte insgesamt nur auf die saldierten Mengen abgestellt werden?

Antwort: Grundsätzlich sollte kein Arbeitspreis erhoben werden. Auch ein Arbeitspreis auf Speicherverluste (RTE) hat runtergerechnet einen Einfluss auf die Arbeitsentscheidung. Dies sollte generell unterbleiben.

NETZENTGELTE MIT FINANZIERUNGSFUNKTION FÜR MULTI-USE-SPEICHER:

Wie hoch schätzen Sie das Potenzial von Speichern bei EE-Anlagen, auch für sonstige Zwecke eingesetzt zu werden?

Antwort: Das Potenzial von Speichern bei EE-Anlagen (auch in Kombination mit Verbrauchsanlagen) für weitere Einsatzmöglichkeiten ist aus unserer Sicht sehr hoch. Das Interesse an Mehrfachnutzung (Multi-Use) ist klar gegeben, da zusätzliche Erlösquellen die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage deutlich verbessern und Vermarktungsrisiken reduzieren. Neben Eigenverbrauchs- und Einspeiseoptimierung kommen u. a. Marktpreisoptimierung, Systemdienstleistungen, Peak Shaving sowie PPA-Glättung in Betracht.

Die Multi-Use-Nutzung erhöht die Investitionsauslastung, diversifiziert Erlöse und beschleunigt die Refinanzierung. Vor dem Hintergrund sinkender Förderanteile und zunehmender Marktintegration ist die Nutzung mehrerer Erlöspfade ein zentraler Wirtschaftlichkeitstreiber. Wären die gesetzlichen Hürden nicht noch gegeben bzw. erst kürzlich reduziert, wären Multi-Use-Speicher in Co-Location bereits heute viel verbreiteter. Insbesondere würde mit fehlendem Zugang bzw. Hürden dieser Anlage auch in Multi-Use zu agieren eine zentrale Entscheidung gegen Co-Location getroffen. Viele Anlagenkonzepte kommen schon jetzt nicht ohne Stromspeicher in positive Bilanzen.

Sollte ggf. auch der AP2 auf saldierte Mengen begrenzt werden oder sollte er stets wirken, wenn die gewählte Kapazität überschritten wird?

Antwort: Das Grundmodell ist unpassend für Stromspeicher. Jede arbeitsbezogene Belastung reduziert die Einsatzentscheidungen von Stromspeichern deutlich. Jegliche Arbeitsbelastung (ct/kWh) sollte vermieden werden, wenn die Stromspeicherziele im Ausbauszenario bis 2037 erreicht werden sollen.

Sofern ein Stromspeicher ausschließlich Behind-the-Meter (Co-Location mit Verbrauchern) betrieben wird und keine zusätzliche Netzinanspruchnahme verursacht, sollte der AP2 ausschließlich an der tatsächlich netzwirksamen Leistungsinanspruchnahme am Netzanschlusspunkt anknüpfen. Eine Anwendung auf interne, nicht netzrelevante Leistungsflüsse wäre verursachungssystematisch nicht gerechtfertigt.

Anders stellt sich die Situation bei Multi-Use-Speichern dar, bei denen netzwirksame Leistungsflüsse auftreten können. Hier sollte der AP2 weiterhin bei jeder Überschreitung der gebuchten Kapazität greifen.

NETZENTGELTE MIT ANREIZFUNKTION:

Sollte ein negativer Saldo aus den Entgelten mit Finanzierungsfunktion und mit Anreizfunktion für Speicher möglich sein oder ist ein Mindestbeitrag zur Netzkostendeckung erforderlich?

Antwort: Ein Negativsaldo sollte möglich sein. Das dynamische Netzentgelt gibt nur Positivanreize, wenn an anderer Stelle Geld eingespart wird. Akteure, die entsprechend ein positiver Saldo über das Jahr erarbeitet haben, sollten entsprechend belohnt werden. Zumindest müsste es als Positivsaldo über Jahre hinweg aufgerechnet werden können. Sobald eine Schwelle existiert, die die positiven Effekte eines dynamisches Netzentgelt begrenzt, wird es eine Grenze für das anzureizende Verhalten werden.

Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit der Einführung von dynamischen Entgelten für Speicher im Jahr 2029 ein? Welche Hürden sehen Sie?

Antwort: Solange die Netzbetreiber das dynamische Netzentgelt bis 2029 eingeführt bekommen, sind Stromspeicher grundsätzlich bereit ab 2029 für Neuanlagen auch damit zu planen. Unsicherheiten, die sich in der Finanzierung ergeben können, sind händelbar, aber nicht außer Betracht zu lassen. Wir erwarten, dass Langfristprognosen zu dynamischen Netzentgelten viel entscheidender für eine Standortwahl werden könnten, als es der BKZ derzeit ist.

11. AUSBLICK

Wir danken der Bundesnetzagentur zur Möglichkeit der Stellungnahme und freuen uns auf den weiteren Austausch. Wir sind überzeugt, dass die Bundesnetzagentur eine sachgerechte Lösung für die Einbindung von Stromspeicher in eine neue Netzentgeltsystematik finden wird. Als Branchenverbände bekennen wir uns zudem zur Notwendigkeit und positiven Rolle von Speichern für das Energiesystem und die wirtschaftliche Entwicklung Deutschlands, sowie ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit und günstigen Energieversorgung.

12. ANNEX

Auf den nachfolgenden Seiten im Anhang finden sich folgende Studien, die Datengrundlage für diese Stellungnahme geliefert haben. Wir danken den Autoren für Ihre Mitarbeit.

1. **AFRY:** ***Grid Fee Calibration and Merchant BESS Viability in Germany***
   Autoren: Carlos Perez Linkenheil, Dr. Ivona Bravic
   Veröffentlichungsdatum: 24. Februar 2026
   Auch abrufbar unter: https://afry.com/en/insight/how-germanys-grid-tariff-reform-could-reshape-battery-storage-economics

2. **Aurora Energy Advisors:** ***Impact of grid fees and FCAs on battery business cases***
   Autoren: Philipp Hesel, Sophie Martin, Paul Bruggemans, Söhnke Hartmann, Claudia Günther
   Veröffentlichungsdatum: Februar 2026

3. **Modo Energy:** ***German grid fees: What financing-based charges mean for BESS returns***
   Autor: Till Stehr
   Veröffentlichungsdatum: 19. Februar 2026
   Auch abrufbar unter: https://modoenergy.com/research/en/germany-grid-fees-2029-exemption-vertrauensschutz-irrs-financing-thresholds-hurdle-rate-bnetza-netzentgelte

Grid Fee Calibration and Merchant BESS Viability in Germany

Making Future

AFRY

Contents

03 **Executive summary**

05 **The German BESS market and regulatory development**

06 **Modeling results**

08 **Discussion**

10 **Conclusion**

11 **Modeling Annex: AFRY modeling assumptions and approach**

13 **Authors**

Executive summary

Germany's battery energy storage system (BESS) market has expanded rapidly on the basis of merchant, unsubsidized investment and has become a key enabler of renewable integration and system flexibility. As storage requirements rise materially in the 2030s, preserving investable market conditions for merchant BESS is of systemic importance. In this context, the ongoing reform of storage grid fees under the AgNes process (Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom), including the potential introduction of static grid fee components, dynamic grid fees, and the use of flexible connection agreements (FCA), will be decisive for whether current investment momentum can be sustained beyond 2029.

This study evaluates the economic sensitivity of merchant BESS viability to these instruments, identifying the mechanisms that most strongly affect project economics and the conditions under which storage remains investable.

Key findings

Merchant BESS remain viable in 2029 under current rules, achieving IRRs of around 12% against a 10% investment hurdle. The reference case operates with only ~2% points of headroom above the investment hurdle.

Static grid fees are the decisive economic breakpoint. A capacity-based charge of 6 €/kW/a and a working charge of 66.5€/MWh on losses is already sufficient to reduce IRRs below a 10% hurdle. Static charges push IRRs below investment thresholds, with capacity-based grid fees emerging as the dominant structural driver, as they apply to the ordered connection capacity and reduce margins regardless of how the asset is operated.

FCA constraints are material but secondary. Moderately calibrated FCA reduce returns but do not, on their own, eliminate merchant viability.

Static grid fees and FCA compound. When combined, their effects remove the remaining economic headroom, leaving no viable unsubsidised investment configurations in the tested cases.

Dynamic instruments outperform static charges in steering behavior. Behavior-linked grid fees can incentivize grid-supportive operation without structurally undermining investment incentives.

Taken together, the results define a narrow design corridor for post-2029 grid fee reform. Static grid fees should not be the primary instrument for integrating BESS into the grid fee framework. Where static fees are introduced, they must remain extremely low, additional fixed burdens such as BKZ fees (Baukostenzuschuss) should be avoided, and dynamic, behavior-linked instruments prioritized to align grid objectives with continued merchant BESS deployment.

The German BESS market and regulatory development

Germany has, in recent years, emerged as one of Europe's most attractive markets for BESS. Strong wholesale price volatility driven by the rapid build-out of renewables, deep ancillary services markets, and a growing system-wide need for flexibility have supported a sharp increase in storage investment activity. This growth has been driven predominantly by merchant, unsubsidized investment, attracting significant international capital into the German market. Project economics have been underpinned by market revenues rather than support schemes, with investment decisions based on expectations of stable market access and predictable cost treatment, including the absence of grid fees on charging electricity and exemptions from selected levies.

At the same time, it is widely recognized that BESS currently face limited direct incentives to operate in a grid-supportive manner, with dispatch decisions largely guided by market price signals rather than local network conditions. As renewable penetration increases and congestion becomes more frequent across all voltage levels, policy makers and regulators are seeking mechanisms to better align storage operation with system needs.

Within the AgNes process, the Federal Network Agency (BNetzA) has published an opinion piece titled 'Orientierungspunkte Speichernetzentgelte', addressing the future treatment of storage assets within the grid fee framework. The piece distinguishes between grid fees with a financing function and grid fees with an incentive function, signaling a shift away from time-limited privileges towards cost-reflective participation in grid financing while creating incentives for grid-supportive behavior. The announcement of potential grid fee components for storage assets, including static elements, has prompted increased attention from developers, investors and banks, who are reassessing assumptions around future cost structures.

Grid fees with a financing function are designed as largely static components. They include a capacity-based charge, paid on the ordered grid connection capacity (Bestellleistung), and an energy-based charge applied to charging electricity.

For storage assets, the latter is subject to saldierung: only net electricity withdrawn from the grid (i.e. storage losses) is subject to the Arbeitspreis (working price), while re-exported energy remains exempt. The framework further distinguishes between AP1, applying within the ordered capacity, and a higher AP2 for withdrawals exceeding that capacity.

Furthermore, the proposal outlines the future role of dynamic grid fees as an incentive instrument, intended to reflect local and temporal grid conditions.

In addition, the broader AgNes discussion considers FCA as a complementary mechanism under which grid operators may restrict storage operation in congestion situations.

While the direction towards greater cost reflectivity is clear, parameters and interactions between instruments remain open, creating uncertainty for capital-intensive BESS projects.

Against this background, the following analysis quantifies the economic sensitivity of large-scale, merchant BESS to alternative grid fee scenarios discussed within the AgNes process.

Modeling results

The economic impact of grid fee components and connection-related constraints is assessed for a representative 4-hour BESS with a 2029 COD, operating on a fully merchant, unsubsidised basis and evaluated against a 10% IRR hurdle rate. All results are expressed relative to the reference case in Figure 1. Further details on modeling assumptions are depicted in the AFRY modeling annex.

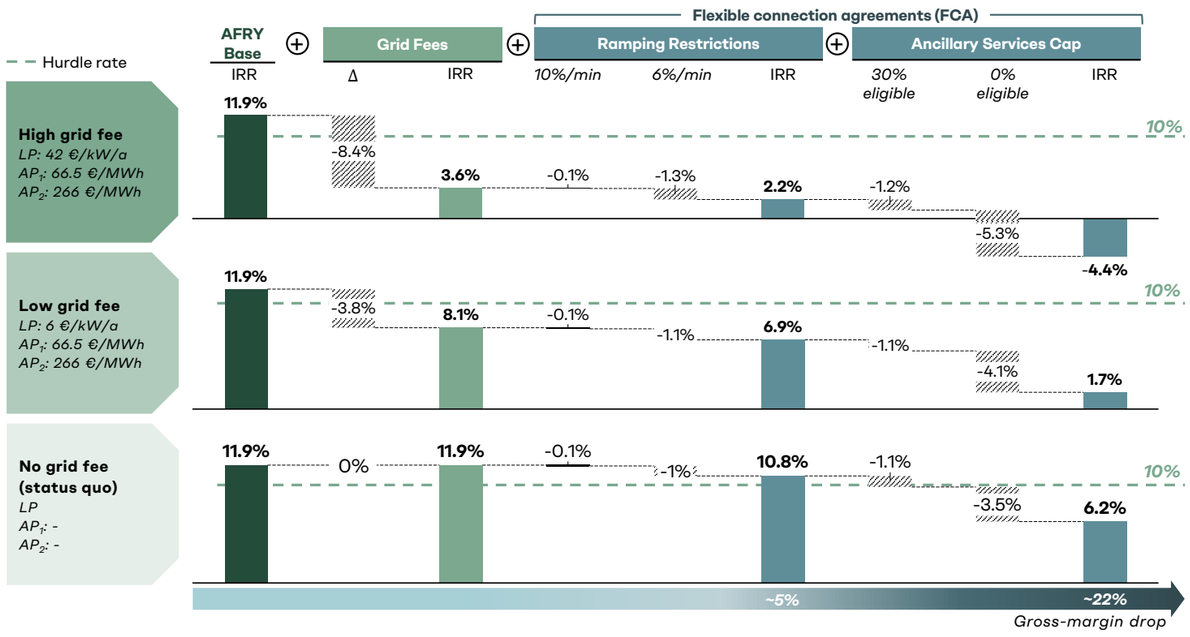


Figure 1: Development of project IRR under the inclusion of FCA and static grid fees including capacity payments for ordered capacity and energy payments on losses.

Reference case

Under current regulatory conditions, the reference case remains viable. The modeled BESS achieves an IRR of around 12%, corresponding to a buffer of approximately +2%-points above the hurdle rate, indicating that merchant, unsubsidized BESS buildout remains feasible in 2029 under the existing framework.

Impact of flexible connection agreements

- **Ramp-rate limits have a moderate impact.** A ramp-rate limit of 10%/min has a negligible impact, while a more restrictive 6%/min limit reduces IRR by around 1.1%-points. In the latter case, the IRR reduction reflects a gross margin decline of roughly 5%, reflecting constrained dispatch flexibility .
- **Restrictions on ancillary services participation have a strong impact.** Limiting participation to 30% of eligible capacity reduces IRR to approximately 9.7%, leaving the investment case only marginally above the hurdle rate.
- **Full exclusion from ancillary services renders the project non-viable.** A complete ban on ancillary services participation, when combined with ramp-rate limitations, reduces IRR to approximately 6.2%.

Two additional FCA-related measures are not quantified. Feed-in restrictions are excluded due to their highly local and grid-specific nature. Wholesale market freezes are excluded as they cannot be robustly represented within a fundamental modeling approach.

Impact of static grid fees

The static grid fee levels applied in this analysis are benchmarked against capacity-based charges observed in neighboring European markets and current unsubsidized working prices on charging losses, representing plausible calibration ranges discussed within the AgNes process. Specifically, a capacity price of 6 €/kW/a reflects levels observed in Great Britain, while 42 €/kW/a corresponds to prevailing charges in Belgium.

Static grid fees have a stronger and more immediate impact on investment viability than FCA. Applying a low grid fee case, comprising a capacity price of 6 €/kW/a, an energy-based working price of 66.5 €/MWh (AP1), and AP2 set at four times AP1, reduces the IRR of the otherwise unrestricted reference case to approximately 8.1%, a decline of more than 3.8%-points.

A high grid fee case, with LP of 42€/kW and the same AP assumptions, is under no circumstances economically, with IRRs materially below investment thresholds in all cases.

Combined effect

When grid fees and FCA are combined, their effects compound. Grid fees remove the economic headroom of the base case, while FCA further constrain revenues, leaving no viable unsubsidized investment scenario within the tested parameter range.

Discussion

The results illustrate how different grid fee components and FCA affect the economic viability of merchant BESS. Based on these results, several focused design considerations emerge for the ongoing grid fee reform.

— **Limit upfront and static cost exposure:** Upfront and static charges materially weaken BESS economics without influencing how assets are operated. BKZ is a decisive lever. Applying a BKZ of 85 €/kW, in line with the current German median, reduces project IRRs by around 2%-points. Exempting BESS from BKZ materially improves viability while leaving operational incentives unchanged.

— **Exercise extreme caution with static grid fees.** Even very low static grid fees can undermine merchant viability. Capacity-based charges combined with loss-based working prices at representative levels are sufficient to push otherwise unrestricted BESS below a 10% IRR hurdle rate. At such calibrations, static grid fees become a structural barrier to deployment.

— **Prioritize dynamic over static instruments to steer behavior.** Where the objective is to encourage grid-supportive operation, dynamic grid fees are better suited than static charges. By reflecting congestion and system needs across time and location, dynamic fees can reward system-supportive dispatch directly, without eroding the economic foundation for investment.

— **Avoid overlapping constraint mechanisms.** FCA and dynamic grid fees address similar objectives through different approaches. FCA restrict behavior ex ante, while dynamic grid incentivizes grid friendly behavior in real time. Applying both in parallel risks overlap and, in specific cases, counterproductive effects, for example where ramp-rate limits restrict the ability of BESS to respond to congestion signals conveyed through dynamic pricing.

Taken together, the analysis points to a **narrow design corridor** for post-2029 grid fee reform. To preserve merchant investment incentives and avoid jeopardizing the BESS build-out required in the 2030s, the framework should be guided by four principles:

(i) No or only minimal **static grid fees**,

(ii) Avoidance of additional upfront cost burdens such as **BKZ**,

(iii) Behavioral steering primarily through **dynamic**, **behavior-linked grid fees**,

(iv) Avoidance of overlapping mechanisms, in particular the parallel application of **restrictive FCA and dynamic pricing**

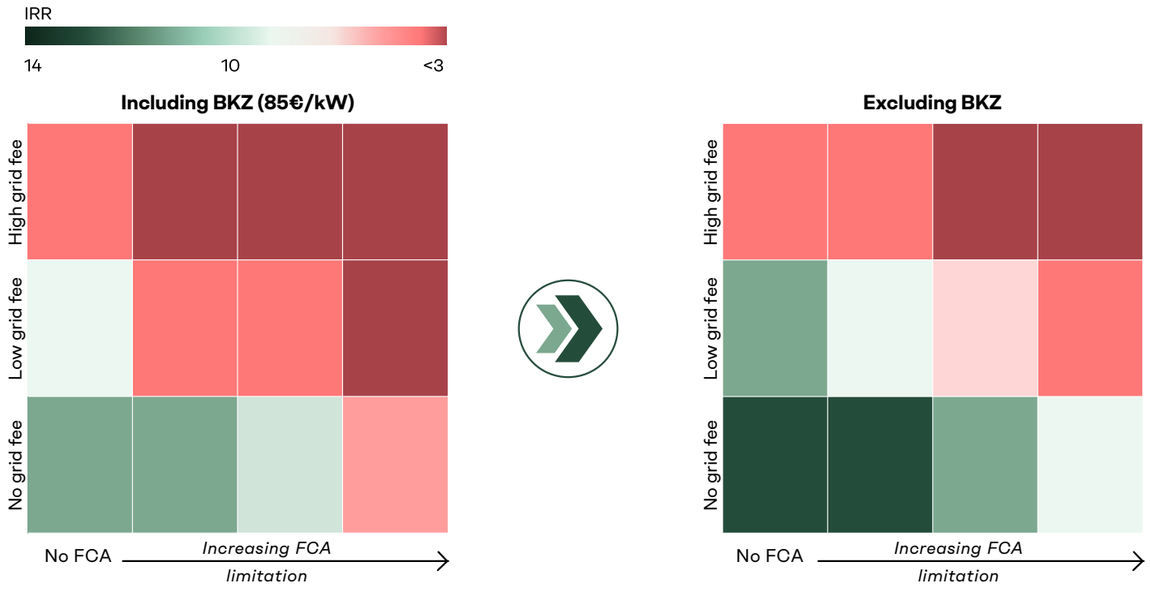


Figure 2: Impact of BKZ waiver on IRR under the tested FCA and grid-fee levels

Figure 2 shows the impact of abolishing BKZ on the profitability of the different grid fee scenarios. Whilst for the presented cases the BKZ renders all the cases that incorporate a grid fee unprofitable, a waiver on BKZ can lead to a profitable low grid fee case when no additional FCA limits are imposed.

Within this corridor, BESS can remain economically viable while continuing to support renewable integration and system flexibility.

Conclusion

Germany's merchant BESS market remains investable under the current framework, but with limited economic headroom. The reference case operates with approximately two percentage points above the 10% investment hurdle, leaving little buffer for additional structural cost elements.

The analysis demonstrates that static grid fee components, represent the decisive economic breakpoint. Even at low calibration levels, they materially reduce investment headroom and, when combined with FCA constraints, eliminate viable merchant configurations within the tested parameter range.

The results do not argue against cost reflectivity or grid-supportive incentives. Rather, they underline the importance of instrument design.

Static capacity-based charges reduce margins independently of operational behavior and therefore act as structural cost burdens. By contrast, dynamic, behavior-linked instruments allow system objectives to be pursued without undermining investment incentives.

The ongoing AgNes reform therefore defines a narrow calibration corridor. If static grid fees are introduced, they must remain at very low levels, additional fixed burdens such as BKZ should be avoided, and overlapping constraint mechanisms should be carefully assessed. Within such a framework, Germany can align grid financing principles with the continued deployment of merchant BESS at the scale required to support renewable integration in the 2030s.

Modeling Annex: AFRY modeling assumptions and approach

The analysis is anchored on a reference 4-hour BESS with a COD in 2029, assumed to operate fully unrestricted and exempt from grid fees. Economic viability is evaluated relative to this baseline, using a 10% IRR hurdle rate.

The assessment tests the impact of capacity-based and energy-based static grid fees, as well as FCA increasingly applied in practice, including ramp-rate limitations and restrictions on ancillary service participation. The focus is on identifying magnitudes and economic breakpoints. Key assumptions underlying the reference case are summarized in Table 1, with all sensitivity cases defined relative to this baseline.

Parameter	Value
Power	1 MW
Usable capacity	4.0 MWh
Round-trip-efficiency	88%
Average cycles per day	1.5
Maximum cycles per day	3
Commercial operation date	January 2029
Project lifetime	15 years without repowering
State of health at EOL	~65%
Ramping restrictions	40% of rated power per minute
Target markets	Spot markets, FCR and aFRR holding
CAPEX	775 €/kW
OPEX	25 €/kW (at COD)
BKZ	85 €/kW (median value for Germany)
Grid fees	-

Table 1 Reference case – key modeling assumptions for the 4h BESS (COD 2029)

Dimension	Parameter	Tested value	Rationale
Grid fee	Capacity price on ordered capacity (LP)	6 €/kW/a 42 €/kW/a	Capacity price in GB
	Working price on losses (AP1 / AP2)	66.5 €/MWh (AP1) 266 €/MWh (AP2)	Capacity price in Belgium
	Dynamic grid fee	Not assessed	Current reference values for unsubsidised AP
FCA	Ramp-rate limitation	10%/min 6%/min	Insufficient information on exact design
	Ancillary market participation cap	30% of eligible capacity 0% of eligible capacity	Realised in existing pipeline projects
	Feed-in restriction	Not assessed	Highly location-dependent
	Wholesale market freeze	Not assessed	Not feasible within fundamental modeling approach

Table 2: The reference 4h-BESS case was stress-tested under a selection of market-typical FCA assumptions and static grid-fee levels inspired by neighboring markets

Static grid fee levels are benchmarked against neighboring European markets, while FCA assumptions reflect conditions observed in the current project pipeline. Certain mechanisms such as dynamic grid fees, feed-in restrictions, and wholesale market freezes are not assessed due to insufficient design clarity or modeling constraints. Tested parameters and rationales are summarized in Table 2.

	Low grid fees	High grid fees
Capacity price (CP)	6€/kW/a	42€/kW/a
Working price (AP1)	66.5€/MWh	66.5€/MWh
Working price (AP2)	266€/MWh (4*AP1)	266€/MWh (4*AP1)
Ordered capacity	90%	46%
Total static grid fees (avg. across years)	21 €/kW	43€/kW

Table 3: Capacity price, working prices, and average static grid fees across the operating years.

The tested capacity price (LP) levels are benchmarked against neighboring European markets, with values inspired by prevailing capacity-based grid charges in Great Britain and Belgium. By contrast, applying current capacity price levels faced by other consumer groups in Germany would render the merchant BESS case immediately uneconomic and are therefore not considered a plausible calibration range for storage assets.

The working price on losses is set at 66.5 €/MWh (AP1). A higher AP2, tested at four times AP1, applies to withdrawals that exceed the ordered grid connection capacity, such that operating above the ordered capacity results in a material increase in marginal charging costs. This creates an economic trade-off between ordering higher capacity upfront and accepting higher variable costs when capacity is exceeded. The ordered capacity is optimized annually based on the BESS capacity–duration curve to minimize total grid fee exposure. The resulting optimal capacity choice, the allocation of losses between AP1 and AP2, and the total annual grid fee are depicted in Table 3.

Authors

Carlos Perez Linkenheill
Senior Principal
carlos.perezlinkenheil@afry.com

Dr. Ivona Bravić
Consultant
ivona.bravic@afry.com

AFRY provides engineering, project management, and advisory services that enable the energy and industrial transition and strengthen resilience in society.

With 18,000 experts worldwide, we combine a global reach with local insights and deep sector knowledge to make a lasting impact for generations to come.

Making Future

AFRY

AURORA
ENERGY RESEARCH

Impact of grid fees and FCAs on battery business cases

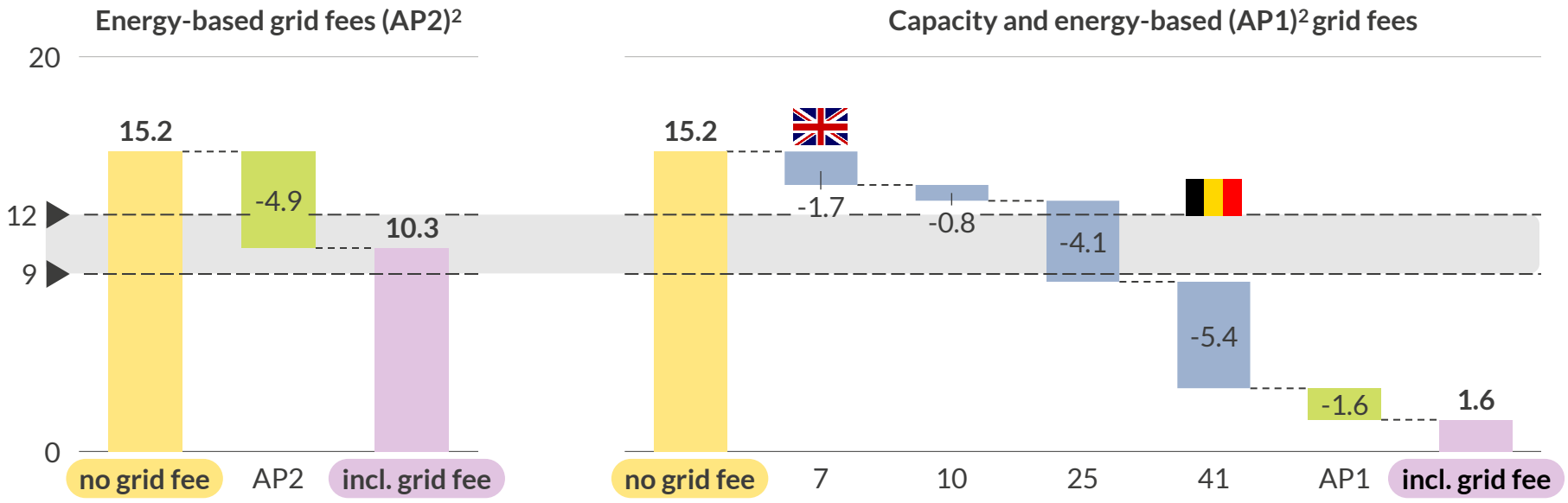
February 2026

© Aurora Energy Research Ltd. – CONFIDENTIAL

Capacity grid fees of 24€/kW/year would reduce the project IRR below standard hurdle rates, even without considering FCAs

Project economics for a 2h battery, including degradation, market entry in 2029[1]
Project IRR (%)

Grid fees for an unrestricted case (no FCA)



Capacity-based grid fee level, €/kW/y

- Without any FCA restrictions, an AP2 of up to 14.6ct/kWh would keep the project IRR over the lower-end hurdle rate of 9%, assuming the operator opts out of paying capacity fees completely.
- With an unrestricted grid connection, capacity grid fees[3] of 24€/kW/y and above would cause project IRRs to fall below the hurdle rate of 9%.
- Also considering AP1 when opting in for a full capacity payment, capacity-based grid fees of 16€/kW/y and above would incentivise the operator to opt for a purely AP2-based grid fee without any capacity component.

Base Case: Unrestricted Grid Connection | Industry-standard hurdle rate | Energy-based grid fee | Capacity-based grid fee[3]

1) Repowering at 66% state-of-health; 1.5 cycles/day; 84% average RTE; *Baukostenzuschuss* (BKZ) of 80€/kW. The battery participates in the wholesale market, Continuous Intraday, FCR and aFRR capacity and energy. 2) AP1: TenneT's 2026 *Arbeitspreis* at <2,500h/a of grid use; AP2: (5 x AP1); both applied on energy losses. 3) Without AP1.
Source: Aurora Energy Research, TenneT TSO

AURORA

Grid fees assumptions

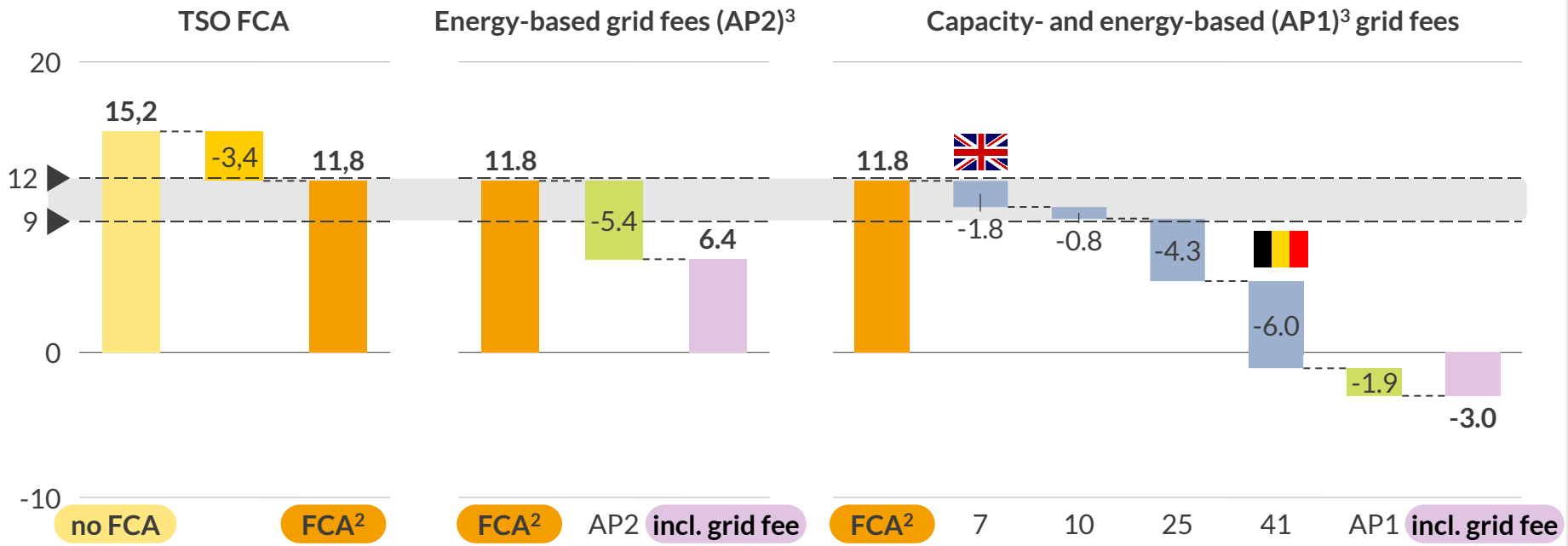
- **Capacity-based:** The fee is incurred annually. The operator can decide what proportion of the BESS capacity is to be covered. We assume that the operator will either choose to cover the full capacity or nothing at all.
- **Energy-based:** Grid fees to be paid on energy losses. The energy component can be distinguished between:
  - *Arbeitspreis (AP) 1:* 2.36ct/kWh
  - AP2: 11.80ct/kWh[2]

The price which applies depends on the operation within a capacity range that is covered by the capacity-based fee, or not.

Under a TSO-level FCA, BESS business cases could still be profitable if grid fees do not exceed 10€/kW/a

Project economics for a 2h battery, including degradation, market entry in 2029[1]
Project IRR (%)

TSO FCA



Capacity-based grid fee level, €/kW/y

- Expected **FCAs** at TSO level still allow for a profitable business case with an IRR of **11.8%**.
- An AP2 of 6.2ct/kWh would cause the project IRR to fall below the lower-end hurdle rate of **9%**.
- Under an FCA, already a capacity-based grid fees of **11€/kW/y** would push the business case below the hurdle rate of 9%[4].

Base Case: Unrestricted Grid Connection | Industry-standard hurdle rate | Energy-based grid fee | Capacity-based grid fee[4]

1) Repowering at 66% state-of-health; 1.5 cycles/day; 84% average RTE; *Baukostenzuschuss* (BKZ) of 80€/kW. The battery participates in the wholesale market, Continuous Intraday, FCR and aFRR capacity and energy. 2) Assuming a BKZ reduction to 20€/kW. 3) AP1: TenneT's 2026 *Arbeitspreis* at <2,500h/a of grid use; AP2: (5 x AP1); both applied on energy losses. 4) Without AP1.
Source: Aurora Energy Research, TenneT TSO

AURORA

TSO FCAs assumptions

- **Ancillary services:** aFRR and FCR participation are capped to 25% of nominal capacity.
- **Schedule freeze:** A 3-hour pre-delivery trading stop effectively forbidding trading on the Continuous Intraday market.
- **Ramping:** Change in power input/output restricted to 20% of capacity/min.

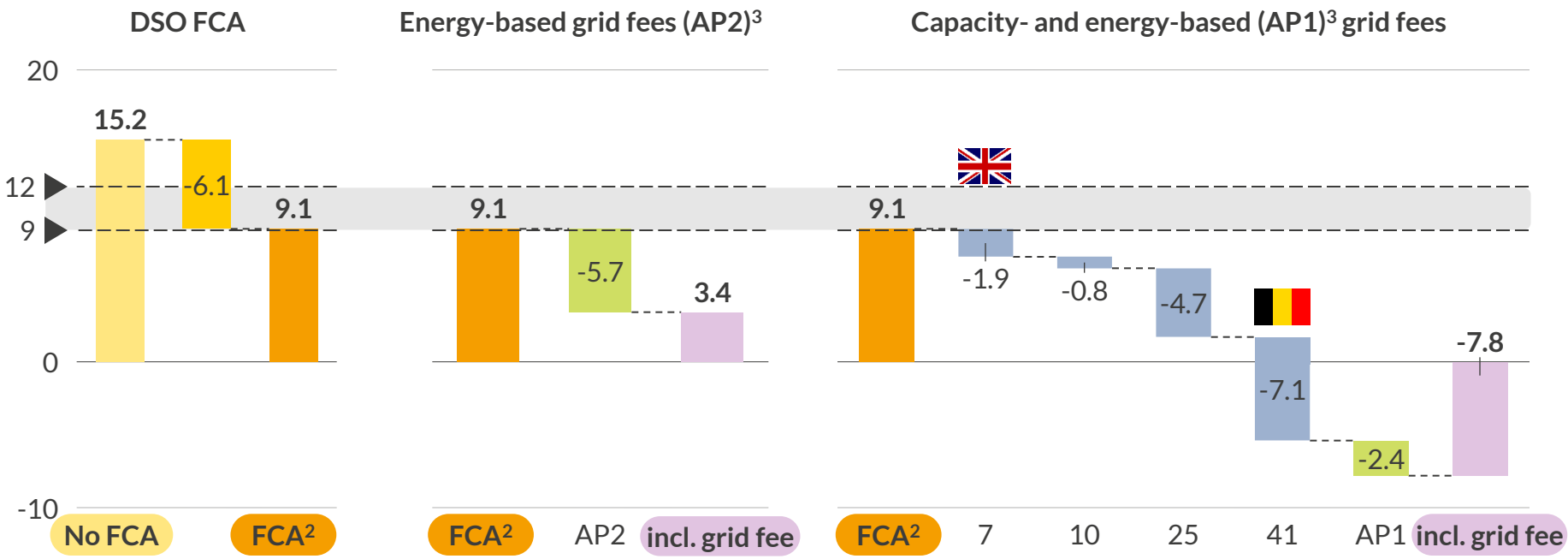
Grid fees assumptions

- **Capacity-based:** Fee is incurred annually. The operator can decide what proportion of the BESS's capacity is to be covered.
- **Energy-based:** Paid on energy losses and split into AP1 (2.36ct/kWh) and AP2 (11.8ct/kWh)[3]. Applied price depends on the operation within a capacity range that is covered by the capacity-based fee, or not.

DSO-level FCAs are more restrictive than at TSO level; they could reduce IRRs by over 6p.p., leaving little room for additional grid fees

Project economics for a 2h battery, including degradation, market entry in 2029[1]
Project IRR (%)

DSO FCA



Capacity-based grid fee level, €/kW/y

- The project economics can be strongly reduced by DSO FCAs with capacity, ramping and ancillary service restrictions.
- Implementing energy-based grid fees as high as 11.8ct/kWh could further distort project economics.
- Capacity grid fees above **~27€/kW/y** would bring down the IRR to **below zero**[4], making the business case impossible.
- Capacity-based grid fees of **16€/kW/y** or higher would incentivise operators to **fully choose paying AP2**.

Base Case: Unrestricted Grid Connection | Industry-standard hurdle rate | Energy-based grid fee | Capacity-based grid fee[4]

1)Repowering at 66% state-of-health; 1.5 cycles/day; 84% average RTE; *Baukostenzuschuss* (BKZ) of 80€/kW. The battery participates in the wholesale market, Continuous Intraday, FCR and aFRR capacity and energy. 2) Assuming a BKZ reduction to 20€/kW. 3) AP1: TenneT's 2026 *Arbeitspreis* at <2,500h/a of grid use; AP2: (5 x AP1); both applied on energy losses. 4) Without AP1.
Source: Aurora Energy Research, TenneT TSO

AURORA

DSO FCAs assumptions

- **Ancillary services:** aFRR and FCR participation are capped to 25% of nominal capacity.
- **Capacity:** Import and export restrictions during the 500h of each highest demand and wind generation (1,000h total).
- **Ramping:** Change in power input/output restricted to 6% of capacity/min.

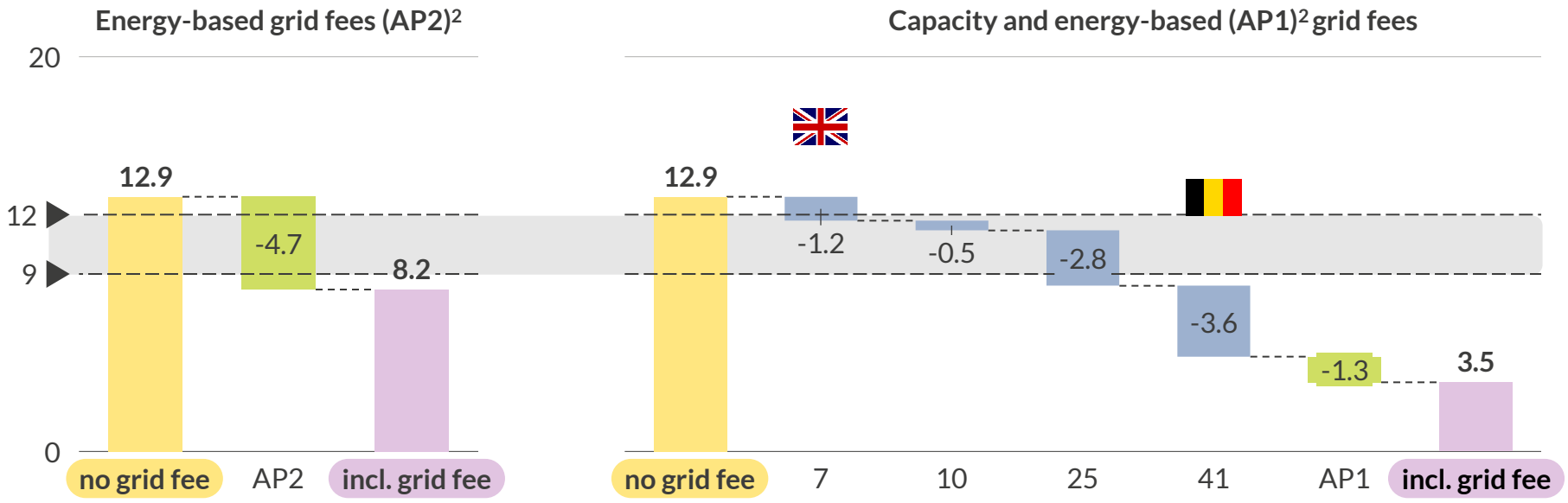
Grid fees assumptions

- **Capacity-based:** Fee is incurred annually. The operator can decide what proportion of the BESS's capacity is to be covered.
- **Energy-based:** Paid on energy losses and split into AP1 (2.36ct/kWh) and AP2 (11.8ct/kWh)[3]. Applied price depends on the operation within a capacity range that is covered by the capacity-based fee, or not.

While 4h batteries are similarly impacted by energy grid fees as 2h ones, their higher revenues enable them to better offset capacity fees

Project economics for a 4h battery without FCA, market entry in 2029[1]
Project IRR (%)

Grid fees for an unrestricted case (no FCA)



- Without any FCA restrictions, an **AP2** of up to **9.9ct/kWh** would keep the 4h battery project IRR over the lower-end hurdle rate of **9%**—provided the operator opts out of paying capacity fees completely.
- On the other hand, if the operator opts for the full capacity-based grid fee, the business case would fall below the hurdle rate at **22€/kW/y**[3].
- Although the initial project IRR of 4h batteries are 2.3p.p. lower than that of 2h assets, their break-even points are similar as longer duration business cases react less sensitive to capacity-based grid fees.

Base Case: Unrestricted Grid Connection | Industry-standard hurdle rate | Energy-based grid fee | Capacity-based grid fee[3]

1)Repowering at 68.67% state-of-health; 1.0 cycles/day; 84% average RTE; *Baukostenzuschuss* (BKZ) of 80€/kW. The battery participates in the wholesale market, Continuous Intraday, FCR and aFRR capacity and energy. 2) AP1: TenneT's 2026 *Arbeitspreis* at <2,500h/a of grid use; AP2: (5 x AP1); both applied on energy losses. 3) Without AP1.
Source: Aurora Energy Research, TenneT TSO

AURORA

Grid fees assumptions

- **Capacity-based:** The fee is incurred annually. The operator can decide what proportion of the BESS capacity is to be covered. We assume that the operator will either choose to cover the full capacity or nothing at all.
- **Energy-based:** Grid fees to be paid on energy losses. The energy component can be distinguished between:
  - *Arbeitspreis (AP) 1:* 2.36ct/kWh
  - AP2: 11.80ct/kWh[2]

The price which applies depends on the operation within a capacity range that is covered by the capacity-based fee, or not.

AURORA
ENERGY RESEARCH

German grid fees: What financing-based charges mean for BESS returns

Modo Energy – Till Stehr

19 February 2026

Germany's battery storage industry is concerned. The German regulator BNetzA has indicated it may end the grid fee exemption early, even for batteries currently connected. The prospect of retroactive rule changes has shaken investor confidence in a market already navigating uncertainty over the post-2029 fee regime.

The regulator has been outlining the future system step by step: a revised BKZ, financing-based tariffs, and new dynamic localised fees. BNetzA says it does not intend to worsen the storage business case. But final values may not be set until late 2028 — and banks often don't finance what they cannot model.

For many batteries, this grid fee may make or break the business case. Especially for constrained batteries with flexible connection agreements (FCAs), higher grid fees would push IRRs into uninvestable territory, especially in a post-saturation world in 2029 where total revenues will be far lower than today.

FCAs and dynamic grid fees both manage local grid congestion: one through hard constraints, the other through price signals. Applying both is a double charge. And the most constrained batteries are the least able to respond to dynamic signals, because their operational flexibility has already been curtailed.

This research **stress-tests the business case against financing fees** alone, the component that will definitely reduce returns. Dynamic fees could offset some of the cost but are not guaranteed, particularly for batteries far from congestion zones. We model capacity-only and energy-only fee scenarios under realistic FCA constraints.

At an energy-based grid fee of €66.50/MWh charged on self-consumption, an unconstrained battery loses 4 percentage points of IRR. For heavily constrained batteries, most grid fee scenarios push returns below investable thresholds. The gap between a workable fee regime and one that freezes buildout is narrow — and 7 GW of capacity by 2030 could depend on where the final numbers land.

This article is part of a series on future grid fees for German batteries:

- What the regulator proposes so far as a mechanism
- **How financing tariffs may impact the business case (this article)**
- How dynamic tariffs can become a revenue stream — depending on location

For any further information on this topic, reach out to the author: till@modoenergy.com

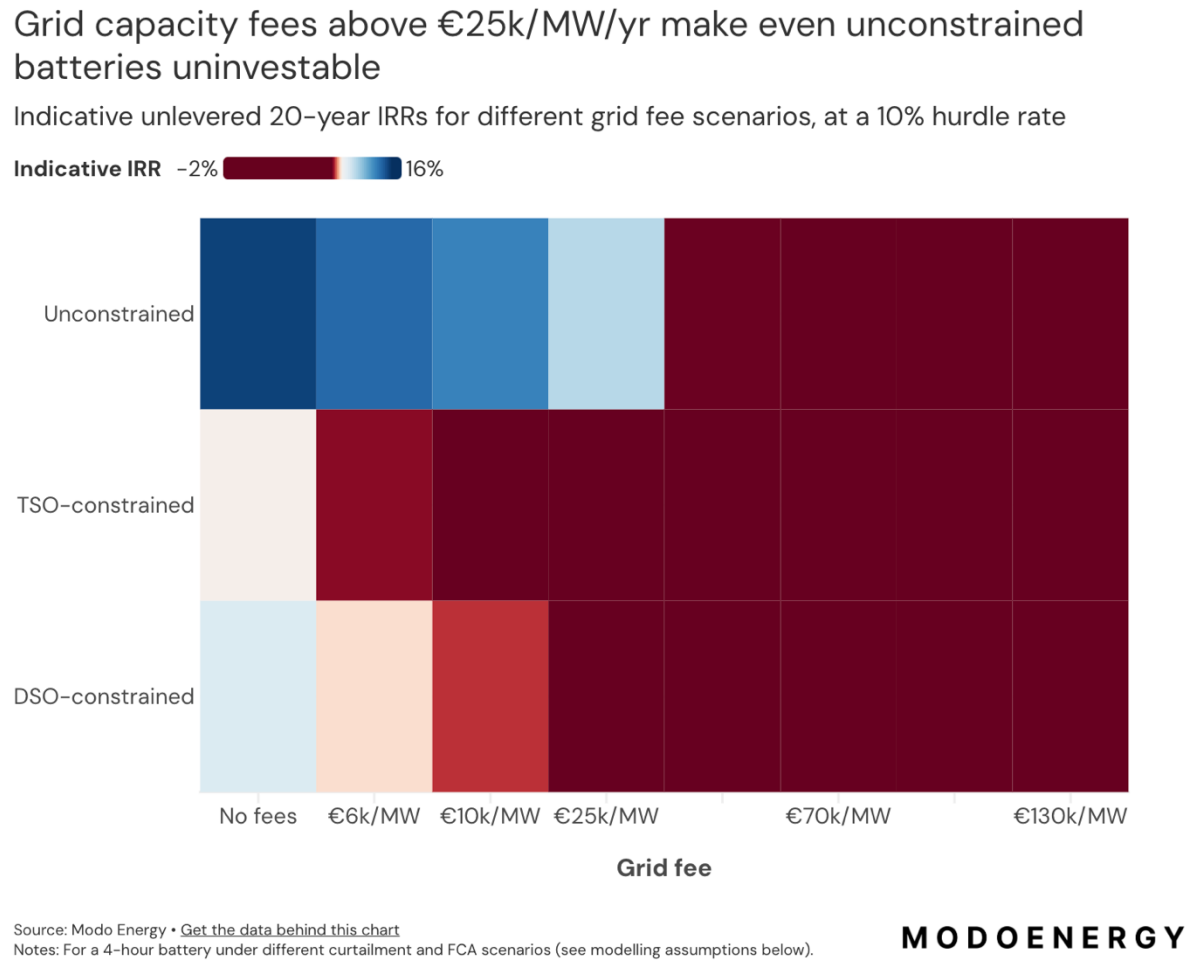
Capacity fees above €25k/MW/yr make even unconstrained batteries uninvestable

In its position paper, BNetzA proposes a combination of capacity fees (based on reserved grid capacity) and energy-based fees (based on grid usage), with a choice in how much capacity to reserve. It is likely that the incentive for batteries is to choose either 100% or 0% capacity fees, depending on the relationship between prices, which is why this analysis looks at pure capacity prices and purely energy-based fees separately.

In capacity-based fees, we modelled a range of annual capacity charges from €6k/MW/yr (in line with the lowest DUoS capacity-based fees in recent years in GB) to €130k/MW/yr (in line

with some proposals made during the BNetzA discussion). All scenarios assume a 4-hour battery reaching commercial operations on 1 January 2029.

The results split sharply by constraint level. An unconstrained battery under these assumptions generates around 15% in 20-year IRRs with no fees. Even at €25k/MW/yr, this battery passes the hurdle rate, with an IRR at 11.4%. But a grid fee of €42k/MW/yr (in line with Belgian capacity charges) would drop IRRs to 9%, making it difficult to find an investor even for fully unconstrained batteries.



Source: Modo Energy • Get the data behind this chart
Notes: For a 4-hour battery under different curtailment and FCA scenarios (see modelling assumptions below).

MODOENERGY

Assumptions in the IRR modelling

Battery assumptions: 100 MW, 4-hours, 86% round-trip efficiency (RTE), standard degradation, repowering after 10,000 cycles. No inertia payment. Commercial operations date: 1 January 2029.

Unconstrained scenario: No ramp rate, 100% eligible for ancillaries, no import/export cap schedules, no schedule freezes.

TSO-constrained scenario: 15-minute ramp rate, 50% eligible for ancillaries, no import/export cap, 2-hour schedule freeze reduces intraday revenues by 50%.

DSO-constrained scenario: 15 min ramp rate, 25% eligible for ancillaries, import/export cap based on the Bayernwerke DSO's "grid-neutral" curves, no schedule freezes.

CapEx assumptions: Construction CapEx for a 4h battery €860k/MW, BKZ €80k/MW, Repowering CapEx €170k/MW, OpEx: 20% of revenues (includes optimiser fee).

For batteries with DSO-style FCAs, including ramp rates and import/export caps, this makes the picture far worse. Unlevered 20-year IRRs are around 11%, falling to 9.3% at €10k/MW/yr in capacity fees. At a current hurdle rate of around 10%, this battery is unlikely to find an investor without additional firm revenue streams. TSO-constrained batteries, with intraday revenues as one of their largest revenue streams heavily constrained, barely clear the financing hurdle even without grid fees. Even a small annual fee can make them uninvestable.

The key takeaway: the fee level at which the business case breaks depends entirely on the FCA regime. For the constrained batteries that make up the majority of new connections, even modest capacity charges erode returns to levels that banks will not finance.

Energy-based fees cost less than capacity charges, but change how batteries operate

Under the latest BNetzA proposal, batteries choosing a capacity price of zero would pay energy-based grid fees only on their self-consumption or round-trip efficiency (RTE) losses. We modelled four scenarios based on current fee levels and the regulator's proposals.

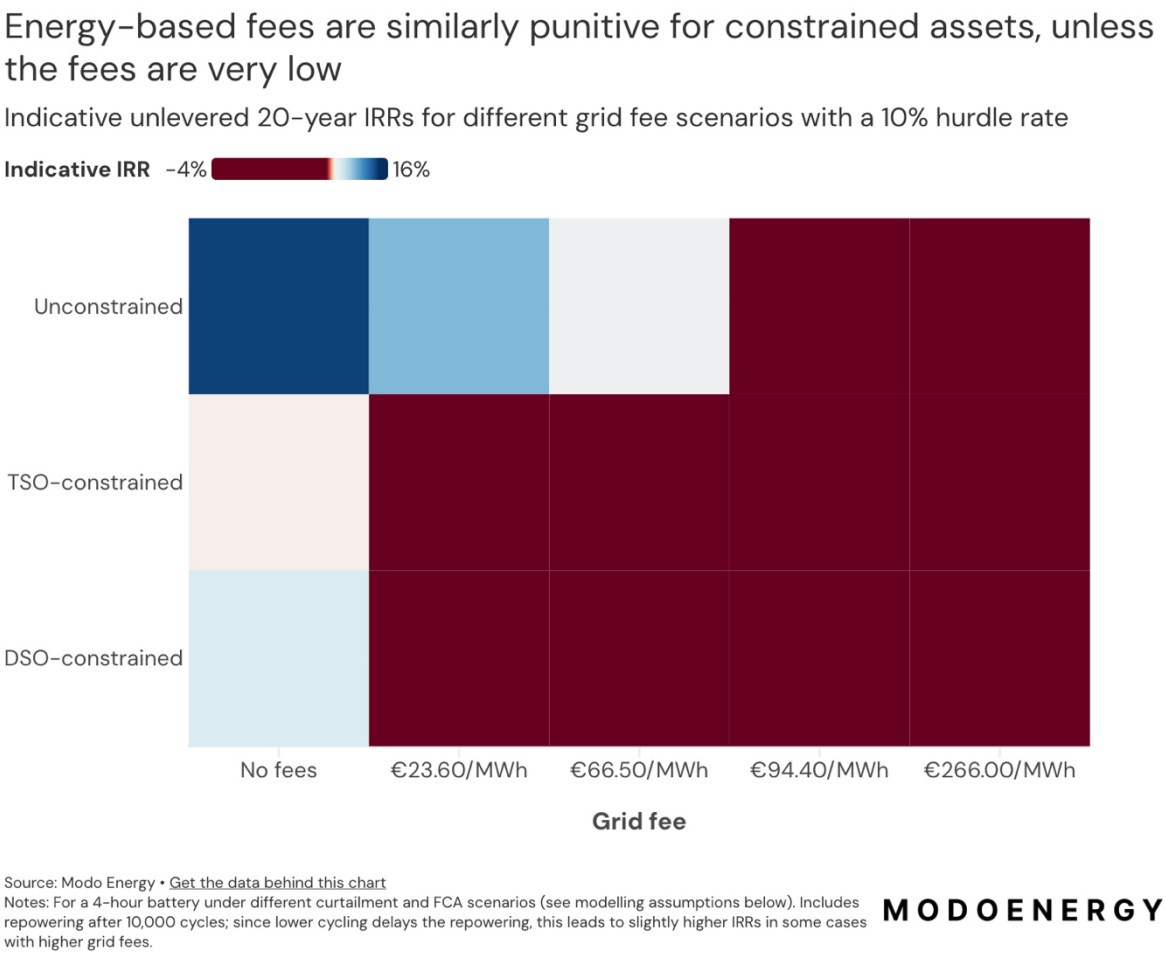
Scenario	AP1	AP2
Subsidised	€23.60/MWh	€94.40/MWh
Unsubsidised	€66.50/MWh	€266.00/MWh

Grid fees may stay stable but future subsidies are not guaranteed

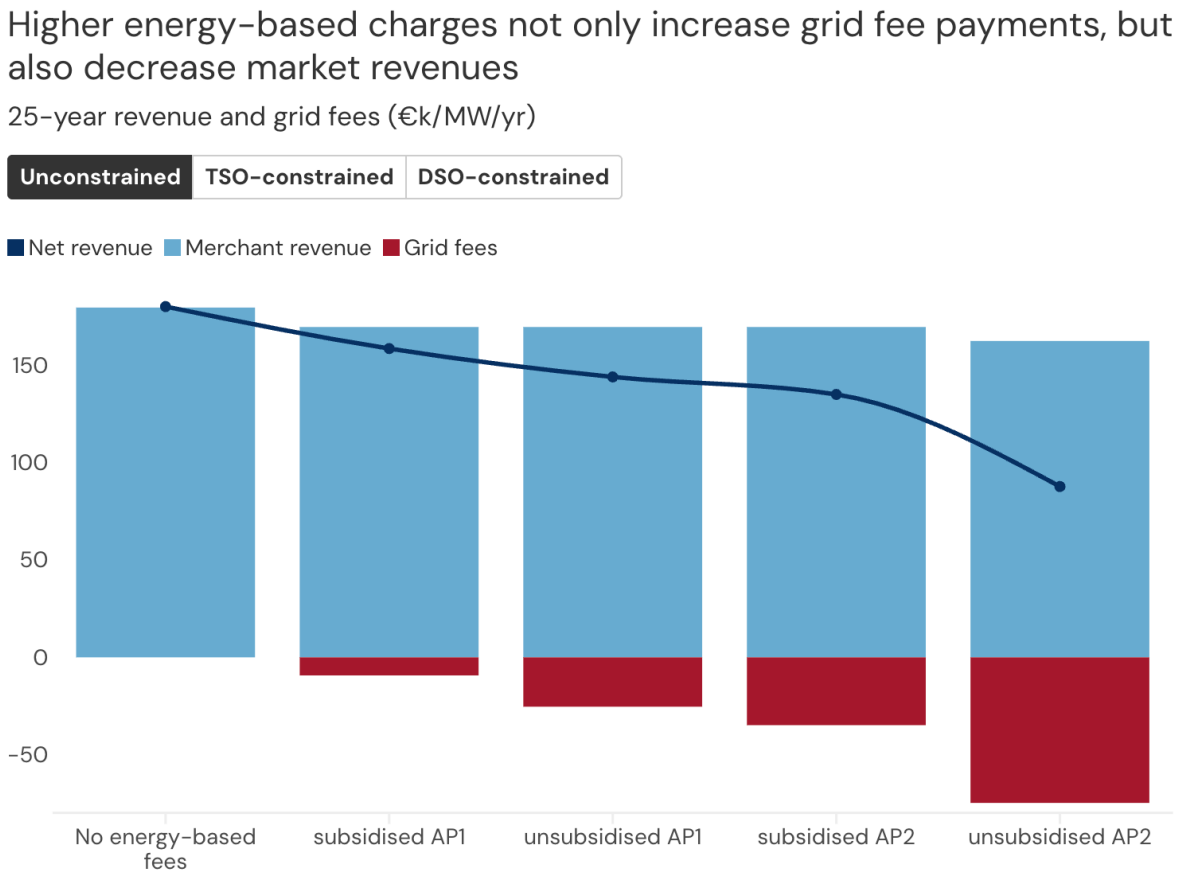
It remains unclear whether batteries would be charged under the standard energy fee (AP1) or the higher punitive tariff (AP2), since capacity fees would likely be set to zero for isolated flexibility. This analysis assumes AP2 is four times the AP1 rate.

Fee levels are based on current grid charges at the maximum voltage level (220–380 kV), which are forecast to remain largely stable until 2030. However, it is uncertain whether the government will continue current grid fee relief measures long-term. Without subsidies, the 2026 price is around €66.50/MWh. With subsidies, it is closer to €23.60/MWh.

The outright cost of energy-based fees is lower than capacity charges. Annual payments range from roughly €7k to €75k/MW/yr across our scenarios, in a similar cost range to the capacity fees modelled above. The IRR heatmap reflects this: unconstrained batteries remain close to the hurdle rate at an unsubsidised AP1 of €66.50/MWh. But constrained batteries do not reach the hurdle rate even at the lowest modelled grid fee scenario.



IRRs for constrained batteries are lower than if they were paying their equivalent amount in capacity-based fees. This is because energy-based fees distort battery operations, and the revenue lost (because fewer cycles cross the profitability threshold) can make the impact of grid fees worse than the direct bill.



Source: Modo Energy • Get the data behind this chart
Notes: Shows the undiscounted average yearly revenue for a 100 MW 4-hour BESS under different curtailment and grid fee scenarios, based on Modo Energy's Jan-26 Central Scenario.

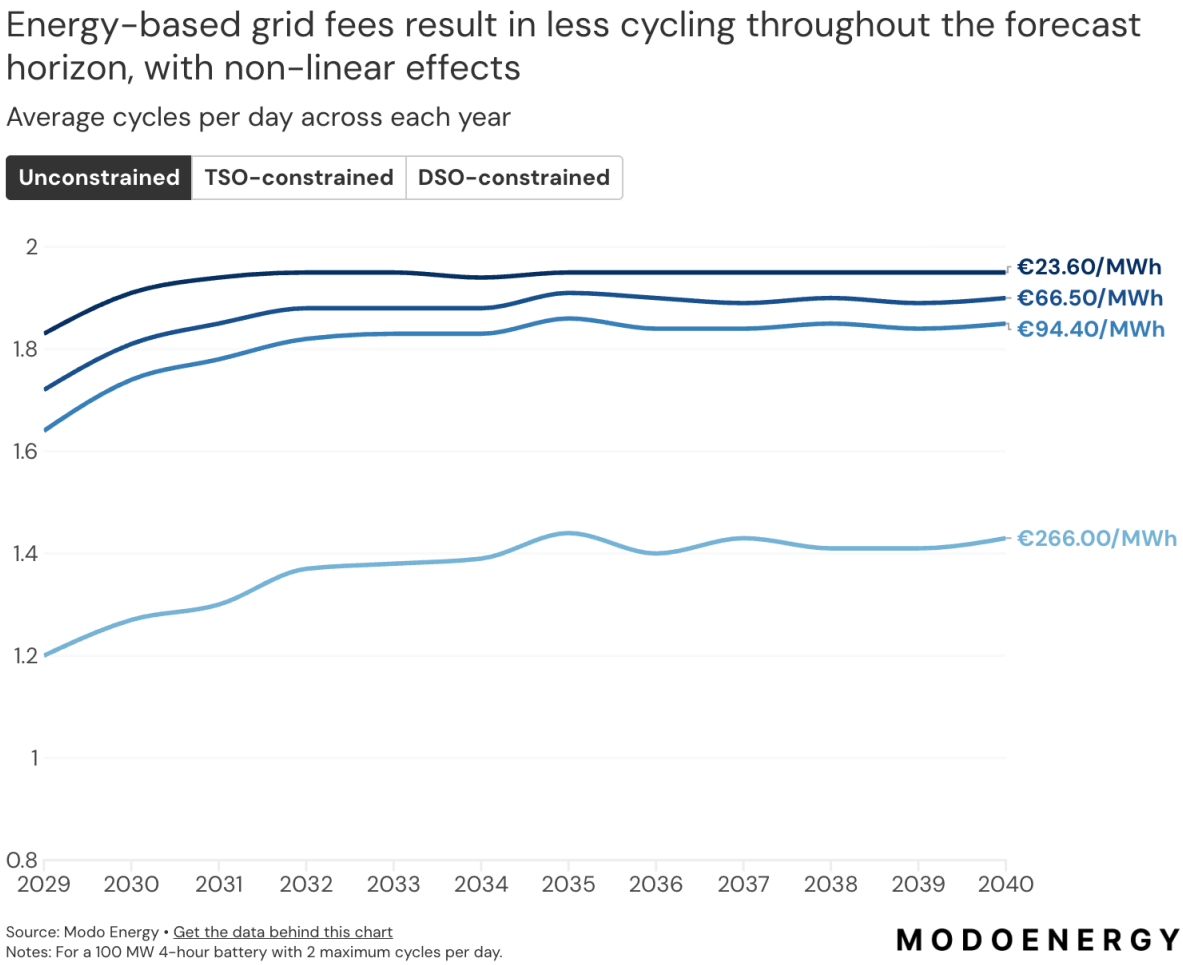
MODOENERGY

Higher minimum spreads remove cycling opportunities non-linearly

The mechanism is straightforward. Every cycle already has a cost floor: degradation plus the RTE loss. At 86% RTE, the discharge price must be at least 16% higher than the charge price just to break even on efficiency losses alone.

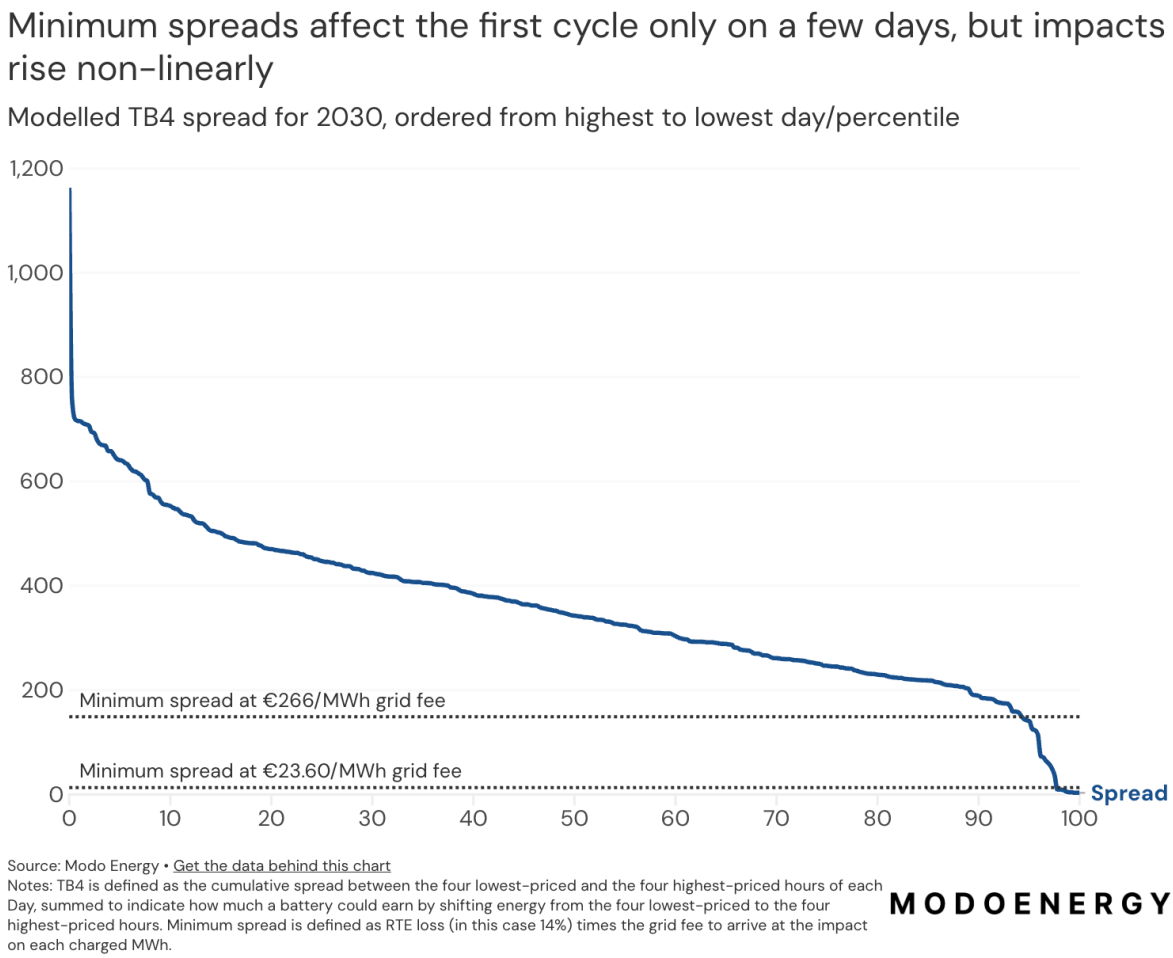
Energy-based grid fees further raise this floor. For each 1 MWh charged, the battery loses 140 kWh to RTE inefficiency. At a grid fee of €66.50/MWh, this adds €9.31/MWh to the minimum spread required for the cycle to be profitable. Optimisers will incorporate this threshold and skip any cycle that does not clear it to avoid incurring losses.

The impact of this on the TSO-level constraint is the least. Even without grid fees, the battery has to forgo many smaller cycles because of its 15-minute ramp effects and because it can't access the spiky intraday prices that would justify even those cycles. Gross merchant revenue and cycle numbers barely change with small minimum spreads compared to the scenario with no grid fees, while IRR margins remain wafer-thin.



The effect on cycling volumes is non-linear since spreads are not evenly distributed across the year. Even at a €266/MWh grid fee, the minimum spread line cuts through the lower portion of the curve, removing about 6% of cycling days entirely. At lower fee levels, fewer days are affected.

But batteries don't only cycle between the highest and the lowest hours of each day. They also use many smaller cycles, executing around short-term price spikes. The second cycle of each day, which usually has to rely on a spread lower than the TB4, is the most strongly affected. This lowers the average cycles per day of an unconstrained battery from 1.95 to around 1.4 with the highest grid fees.



At the extreme, a very high fee level would eliminate nearly all cycling opportunities and result in a de facto operating ban. In practice, this is unlikely under the modelled AP1 scenarios, but even the unsubsidised AP2 rate is enough to materially reduce annual cycle counts and compress revenues well beyond the grid fee payment itself.

Uncertainty over grid fees could freeze new investment decisions until late 2028

BNetzA has reiterated that it does not intend to destroy the BESS business case, and capacity market and international revenue could prop up the battery business case, even when grid fees come in. But intention is not the same as clarity, and lenders finance projects based on risk calculations that require some level of clarity.

There are two separate risks at play, affecting different sets of projects.

New projects connecting after August 2029 face an unquantifiable business case

Any battery that enters commercial operation after 4 August 2029 will be required to pay grid fees under the new regime. Whether batteries end up better or worse off depends on the balance between financing charges and dynamic fee revenues. The absolute values may not be finalised until late 2028.

Lenders cannot model what they cannot see, although the process is increasing clarity for projects which previously only knew that they would pay some sort of grid fees. But FIDs for post-2029 connections still face a wide window of uncertainty that is likely to halt post-2029 grid-scale BESS investment in Germany until the regulatory picture clears.

Early exemption removal adds risk even for projects connecting before 2029

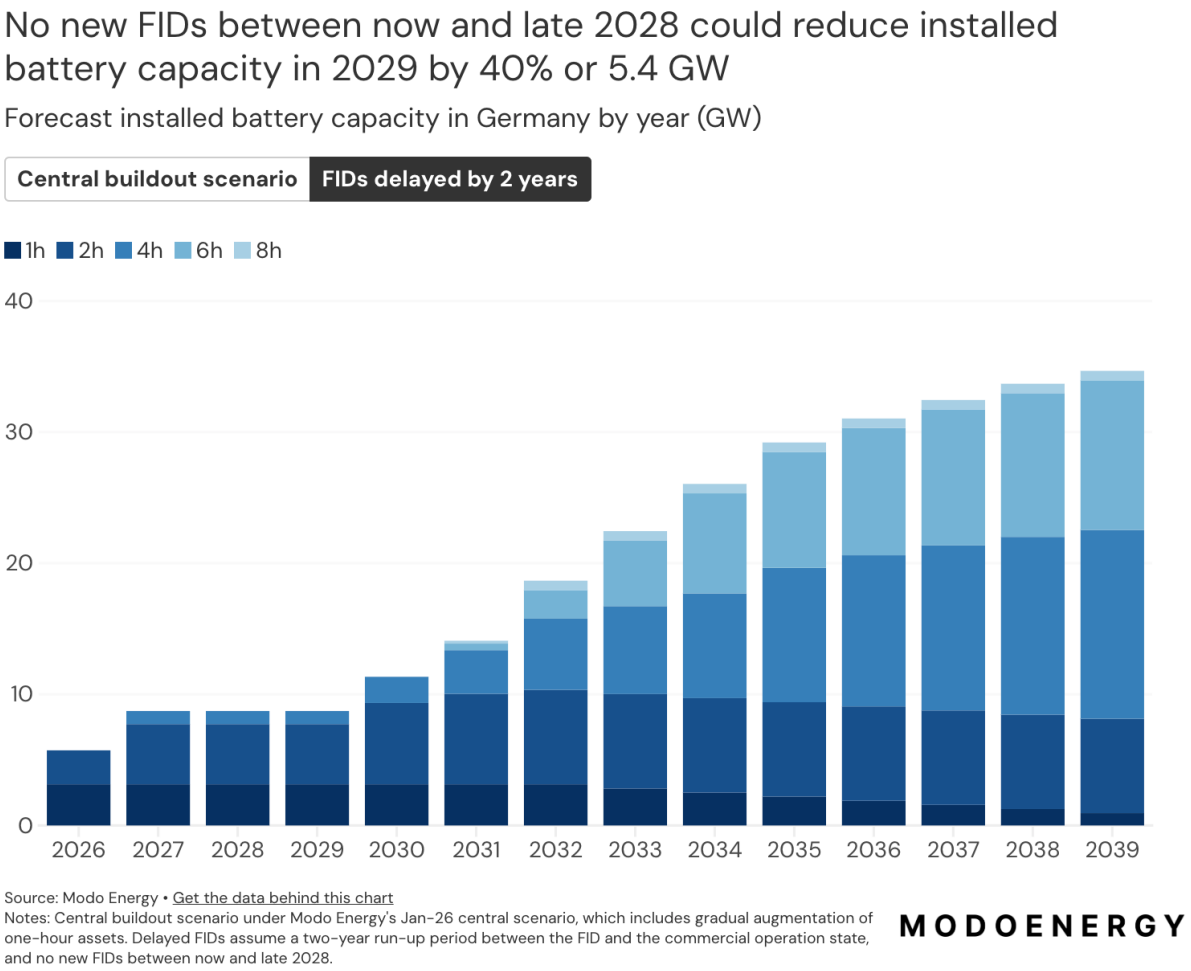
Separately, BNetzA has indicated it may have the legal authority to end the grid fee exemption early, even for batteries already connected, in order to create a level playing field. This is not confirmed policy. But the fact that it is on the table has shaken investor confidence considerably. Projects which do not have FID yet might not get financed with this new increased risk profile.

If the exemption is removed retroactively, projects that made their FID on the assumption of 20 years of fee-free operation see their business case change mid-life. The IRRs modelled in this research would apply not just to future projects but also to assets on the ground. This is a kind of binary, unhedgeable risk that causes lenders to demand wider margins — or to step back from the market entirely.

Projects that have reached FID will most likely proceed. But many projects planned to connect before the grid fee exemption cut-off do not yet have financing secured. Developers have already said lenders are indicating they might withdraw support for projects due to this new risk.

A two-year gap in new FIDs would cut Germany's 2029 battery capacity by 40%, and increase wholesale power prices

If no new batteries reach FID between now and late 2028, the buildout gap compounds quickly. Assuming a two-year lead time between FID and commercial operations, no new projects would come online until 2030 at the earliest. In Modo Energy's central buildout scenario, Germany would have around 14 GW of installed battery capacity by 2029. A two-year FID freeze would reduce that to roughly 8.7 GW — a 40% shortfall, or 5.3 GW of missing batteries.



If renewables and demand expand as expected, but batteries stay at today's levels because of an FID freeze, this would have important implications for the wider system. According to Modo Energy modelling, **average power prices in 2029 would be €1.37/MWh higher than if batteries were built as modelled in the central scenario**. And 10% of periods would see prices of €148.03/MWh or more, rather than €144.10/MWh in the central case. Negative price hours increase by 16%, increasing the amount of curtailed renewable generation.

But the additional demand from battery self-consumption would only be around 1.9 TWh, compared to 664.81 TWh demand under TYNDP demand scenarios. Broadening the demand basis would hence reduce grid fees only by about 0.3%, or €0.19/MWh when assuming the unsubsidised AP1. **The net cost for consumers of this policy would hence be €1.18/MWh or about €785m**, even before taking redispatch and EEG savings into account. This cost could be avoided with earlier clarity for investors, making sure that they are comfortable their business case will not be destroyed.

Dynamic grid fees and FCAs solve the same problem. Batteries should not pay for both

Grid fees are manageable when the battery is unconstrained. But most new batteries face FCAs, and the combination is often the killer for hurdle rates.

Once dynamic price signals exist on all DSO levels, they take the same role as an FCA in instructing the battery how to behave in a grid-friendly manner. The two overlap most where congestion is worst: exactly where DSOs impose the strictest FCAs and where dynamic fees would generate the strongest incentive for grid-friendly behaviour. Applying both is a double

charge. And the most constrained batteries are the least able to respond to dynamic signals, because their operational flexibility has already been curtailed.

Well-designed dynamic grid fees should achieve the same outcomes as import/export caps, but through incentives rather than restrictions. That suggests three possible trades:

- Batteries paying dynamic fees could be **released from their import/export caps**, since the price signal already steers behaviour in the same direction. Ramp rates and schedule freezes address different concerns and may still be warranted.
- Batteries with an FCA could receive **lower financing-based grid fees in return** (similar to the current BKZ regime).
- Operational batteries **could voluntarily opt into the new dynamic fee regime in exchange for losing the energy-related components of their FCA**.

Any of these would give developers a reason to engage with the new regime rather than fear it, and help restore the investor confidence that is being eroded by the current uncertainty.