Stellungnahme der Field Deutschland GmbH

Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3) – dynamische Netzentgelte / Speichernetzentgelte

27. Februar 2026

1 Einleitung

Field entwickelt, finanziert, baut und betreibt großskalige Stand-Alone Batteriespeicher in den europäischen Märkten Großbritannien, Deutschland, Italien und Spanien. Für alle deutschen Projekte ist das regulatorische Netzentgeltregime ein strukturprägender Bestandteil des Business Case – nicht nur eine nachgelagerte Kostenposition.

Die derzeit im AgNes-Verfahren diskutierte Ausgestaltung entscheidet deshalb faktisch darüber,

- ob Speicherprojekte finanzierbar bleiben,
- ob Investitionsentscheidungen (FID) in den nächsten 24 Monaten getroffen werden,
- und ob Batteriespeicherprojekte ihre Funktion als flexible Systemressource zur Integration erneuerbarer Energien, zur Reduktion von Redispatchkosten und zur Stabilisierung des Stromsystems erfüllen können.

Die konkrete Ausgestaltung des zukünftigen Netzentgeltregimes beeinflusst damit unmittelbar die Investitionsfähigkeit eines zentralen Infrastruktursegments der Energiewende.

2 Einordnung dynamischer Netzentgelte

Field bewertet dynamische, zeit- und ortsbezogene Netzentgelte grundsätzlich positiv, sofern sie als echtes Anreizinstrument zur netzdienlichen Steuerung von Flexibilität ausgestaltet werden.

Wesentlich ist aus unserer Sicht:

- eine symmetrische Wirkung (d.h. Belastung nur bei engpassverschärfender Nutzung, und Vergütung bei engpassminderndem Verhalten),
- eine operative Reagibilität der Speicher auf Preissignale,
- und eine konsistente Abstimmung und Harmonisierung mit den weiteren Netzanschluss- und Betriebsregimen (FCAs & BKZ)

Dynamische Entgelte können systemisch sinnvoll sein, wenn sie tatsächliche Steuerungswirkungen entfalten, um auf Engpassituationen zu reagieren, und nicht ausschließlich eine Finanzierungsfunktion übernehmen.

3 Wechselwirkung zwischen FCA, BKZ & Netzentgelten

Dynamische Netzentgelte, Flexible Connection Agreements (FCA) und Baukostenzuschüsse (BKZ) betreffen unterschiedliche regulatorische Ebenen, wirken jedoch in der Praxis auf denselben wirtschaftlichen Parameter: die Nutzung und Finanzierung knapper Netzkapazität. Ohne eine abgestimmte Gesamtsystembetrachtung besteht daher das Risiko kumulativer Belastungswirkungen, die sich überlagern und additiv auf denselben Engpass oder dieselbe Anschlussleistung wirken.

- **FCAs** wirken über physische oder vertragliche Beschränkungen (z. B. Leistungsbegrenzungen, Rampen, Import-/Export-Caps, Regelenergievorbehalte oder Fahrplanrestriktionen). Sie reduzieren unmittelbar die operative Freiheitsgrade eines Speichers und führen damit bereits heute, aber vor allem zukünftig, zu signifikanten Erlösreduktionen im Business Case.
- **Dynamische Netzentgelte** wirken zusätzlich über monetäre Preissignale. Sie sollen Verhalten steuern, indem netzbelastendes Verhalten verteuert und netzdienliches Verhalten vergütet wird.
- **BKZ** stellen eine kapazitätsbezogene Vorleistung für die Bereitstellung von Anschlussleistung dar. Wirtschaftlich betrachtet handelt es sich hierbei ebenfalls bereits um einen leistungsbezogenen Finanzierungsbeitrag für Ausbau und Nutzung von Netzinfrastruktur.

Aus ökonomischer Sicht ist entscheidend, dass mehrere dieser Instrumente nicht parallel identische Netzkosten mehrfach adressieren. Insbesondere bei kapazitätsbezogenen Entgeltkomponenten ist zu berücksichtigen, dass der BKZ bereits eine leistungsbezogene Netzinfrastrukturfinanzierung darstellt. Zusätzliche Kapazitätsentgelte wirken wirtschaftlich additiv auf denselben Parameter: die bereitgestellte Anschlussleistung.

Für die Investitionsbewertung ist daher nicht die isolierte Wirkung einzelner Instrumente maßgeblich, sondern die Gesamtbelastung je Anschluss unter Berücksichtigung von:

- Vorleistungsbeiträgen (BKZ),
- operativen Restriktionen (FCA),
- sowie laufenden Netzentgeltkomponenten.

Eine konsistente Systemarchitektur für Netzentgelte muss diese Wechselwirkungen berücksichtigen, um unbeabsichtigte kumulative Effekte zu vermeiden. Andernfalls kann die additive Belastung aus BKZ, operativen Restriktionen und laufenden Entgeltkomponenten dazu führen, dass Projekte unter die wirtschaftliche Tragfähigkeitsschwelle fallen und in der Folge nicht mehr finanzierungs- und realisierungsfähig sind.

Speicherprojekte, die wirtschaftlich nicht realisiert werden können, leisten weder einen Systembeitrag noch einen Finanzierungsbeitrag zu Netzkosten.

4 Wirtschaftliche Tragfähigkeit

Die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Batteriespeicherprojekten ist quantitativ bestimmbar. Unabhängige Marktanalysen (u. a. AFRY, Aurora Energy Research, Enervis, Modo Energy) zeigen konsistente Schwellenwerte für Netzentgelte, ab denen Projekte unter marktübliche Investitionsschwellen fallen und damit ihre Finanzierungs- und Realisierungsfähigkeit verlieren.

Soll der weitere Ausbau von Batteriespeichern gewährleistet werden, sind diese wirtschaftlichen Schwellenwerte bei der Ausgestaltung des Netzentgeltregimes zu berücksichtigen.

Die genannten Analysen sind dieser Stellungnahme als Anlage beigefügt.

4.1 Ausgangsniveau (Base Case ohne Netzentgelte)

Unter aktuellen Markterwartungen ergeben sich für marktübliche Projekte (COD 2029):

- 4h BESS (AFRY): ~11,9 % IRR
- 2h BESS (Aurora): ~12 % IRR

Damit bewegen sich Projekte bereits ohne zusätzliche Netzentgeltbelastung im Bereich von 10–12 % IRR und damit nahe markttypischer Hurdle Rates für die Bereitstellung von Investitionskapital für Großspeicher in Deutschland. Der wirtschaftliche Puffer ist entsprechend begrenzt.

4.2 Kapazitätsbasierte Entgelte (Leistungspreis, €/kW/a)

Aurora:

- **≥ 24.000 €/MW/a** → IRR fällt unter ~9 %-Hurdle (auch ohne zusätzliche FCA-Belastung)
- **≥ 11.000 €/MW/a** → bereits unter Hurdle bei ÜNB-FCA
- Unter VNB-FCA führen bereits geringere zusätzliche Entgelte zur Unwirtschaftlichkeit

AFRY:

- **6.000 €/MW/a** → IRR-Rückgang um ~3,8% (Projekt fällt unter Hurdle auf ~8,1 % IRR)
- **42.000 €/MW/a** → nicht tragfähig (IRR fällt unter Hurdle auf ~3,6 %)

Modo:

- **>25.000 €/MW/a** → Unbeschränkte Projekte ohne FCA werden investitionskritisch
- Unter VNB-FCAs: IRR sinkt bereits bei **~10.000 €/MW/a** auf ~9,3 % unter Hurdle.

Fazit Kapazitätsentgelte
Die Modellierungen zeigen übereinstimmend, dass Kapazitätsentgelte im Bereich von 24–25 €/kW/a bereits für unbeschränkte Projekte ohne FCA-Restriktionen die Investitionsschwelle markieren. Bei zusätzlichen FCA-Restriktionen verschiebt sich diese Schwelle deutlich nach unten und kann bereits im einstelligen €/kW/a-Bereich erreicht sein.

Diese Schwellenwerte beziehen sich auf eine isolierte Betrachtung der Kapazitätspreis-Entgeltkomponente. In einer kumulativen Anwendung mit weiteren Entgeltbestandteilen wie dynamischen Arbeitspreisen oder zusätzlichen Restriktionen reduziert sich der wirtschaftliche Spielraum entsprechend.

Zusätzliche kapazitätsbezogene Entgelte oberhalb dieser Schwellen sind nach den Analysen wirtschaftlich nur verkraftbar, sofern sie mit einer entsprechenden Reduktion anderer leistungsbezogener Anschlusskosten – insbesondere des BKZ – einhergehen.

Die Analysen zeigen zugleich, dass unterhalb dieser Schwellenwerte ein wirtschaftlicher Spielraum besteht, innerhalb dessen dynamische und moderat ausgestaltete Kapazitätsentgelte mit einer weiterhin investierbaren Projektstruktur vereinbar sind. Innerhalb dieses Rahmens können Batteriespeicher weiterhin ohne Subventionen realisiert und zugleich in ein netzdienliches Entgeltsystem integriert werden.

4.3 Energiebezogene Entgelte (Arbeitspreis, €/kW/a)

Die beigefügten Modellierungen zeigen ferner, dass energiebezogene Entgelte (Arbeitspreise) selbst isoliert betrachtet eine besonders hohe Sensitivität für den Business Case aufweisen. Bereits unsubventionierte AP1-Niveaus (z. B. ~66 €/MWh) führen bei Projekten ohne zusätzliche Belastung durch FCAs oder Kapazitätsentgelte zu IRR-Reduktionen von rund vier Prozentpunkten. Unter FCA-Restriktionen unterschreiten selbst moderate Arbeitspreisszenarien die marktüblichen Investitionsschwellen.

Anders als kapazitätsbezogene Entgelte wirken Arbeitspreise nicht lediglich als additive Kostenkomponente, sondern verändern strukturell das Einsatz- und Dispatchverhalten, indem sie die erforderlichen Mindestspreads für wirtschaftliche Zyklen erhöhen und dadurch die Erlösbasis reduzieren.

Energiebezogene Entgelte bewegen sich damit insbesondere in Kombination mit FCA-Restriktionen oder zusätzlichen Kapazitätsentgelten in einem sehr engen investitionsfähigen Korridor.

5 Vertrauensschutz & Investitionsstabilität

Die 20-jährige Netzentgeltbefreiung für Speicheranlagen mit Inbetriebnahme bis zum 04.08.2029 stellt einen gesetzlich verankerten Rahmen dar, auf dessen Grundlage Projekte strukturiert und Investitionsentscheidungen vorbereitet und getroffen wurden.

Dazu zählen insbesondere:

- Projektakquisitionen,
- Netzreservierungen,
- BKZ-Zahlungen,
- Flächensicherungen,
- Vorverträge mit Lieferanten,
- Investitionen in Genehmigungsverfahren,
- sowie die hierfür erforderlichen technischen, netzseitigen und umweltbezogenen Studien.

Die genannten Investitionen wurden im Vertrauen auf einen gesetzlich klar definierten Rahmen vorgenommen. Eine nachträgliche Änderung dieses Rahmens würde nicht nur die ursprüngliche Kalkulationsgrundlage wesentlich verändern, sondern kann die wirtschaftliche Tragfähigkeit bereits strukturierter, in der Entwicklung befindlicher und mit signifikanten Vorinvestitionen unterlegter Projekte vollständig entfallen lassen.

Eine solche Veränderung erhöht das regulatorische Risiko signifikant. Aus Sicht der Finanzierungspraxis ist diese Unsicherheit allein unmittelbar kapitalverteuernd und investitionshemmend.

Um Investitionsentscheidungen in den kommenden 24 Monaten zu ermöglichen, ist eine zeitnahe, verlässliche Klärung des regulatorischen Rahmens von zentraler Bedeutung.

Neben rechtlicher Klarheit ist insbesondere eine wirtschaftlich modellierbare Parametrisierung der zukünftigen Entgeltkomponenten erforderlich. Erst wenn Höhe, Systematik und die Wechselwirkungen mit bestehenden Instrumenten verlässlich quantifizierbar sind, können Projekte mit belastbaren IRR- und DSCR-Profilen zur FID geführt werden. Ohne diese Kalkulierbarkeit verbleibt ein strukturelles Bewertungsrisiko, das Investitionsentscheidungen verzögert oder verhindert