Bundesnetzagentur
für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Beschlusskammer 6

Tulpenfeld 4
53113 Bonn

24.10.2025

Ansprechpartner bei node.energy
Gerrit Gräper
gerrit.graeper@node.energy
+49 69 247513741

Stellungnahme im Rahmen des Konsultationsverfahrens der Bundesnetzagentur zur Festlegung für die umlageseitige Abgrenzung von Strombezügen zur Beladung von Speichern (MiSpeL)

Sehr geehrte Damen und Herren der Beschlusskammer 6,

wir begrüßen die Initiative der Bundesnetzagentur (BNetzA), mit der geplanten Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) eine rechtssichere Grundlage für den Mischbetrieb von Energiespeichern zu schaffen. Diese Regelung ist ein essenzieller Baustein, um die dringend benötigten Flexibilitätspotenziale von Speichersystemen für die Sektorenkopplung zu erschließen und die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien entscheidend voranzubringen.

Besonders positiv hervorzuheben ist die Bereitstellung einer detaillierten Beschreibung der Berechnungslogik zur Abgrenzungsoption in Anlage 1 der Festlegung. Dieser transparente Ansatz schafft eine einheitliche und nachvollziehbare Grundlage für alle Marktteilnehmer und sollte als Vorbild für zukünftige regulatorische Verfahren dienen. Die explizite Berücksichtigung von Saldierungsmöglichkeiten für Umlagen ist ein wichtiger Schritt, um die Wirtschaftlichkeit systemdienlicher Speichereinsätze zu verbessern.

Die vorliegende Stellungnahme unterstützt die generelle Stoßrichtung des Vorhabens, fokussiert jedoch auf drei zentrale Aspekte, deren derzeitige Ausgestaltung im Entwurf aus unserer Sicht überarbeitet werden muss, um eine praxistaugliche und effektive Umsetzung zu gewährleisten. Wir konzentrieren uns dabei auf folgende Punkte:

1. Umsetzungspflicht und Sicherstellung der praktischen Anwendbarkeit
2. Wahl des Bilanzierungszeitraums

3. Untrennbare Verknüpfung mit der Regelung zu Netzentgelten

1. Umsetzungspflicht und Sicherstellung der Anwendbarkeit

Der Entwurf des Tenors sieht in Ziffer 4 eine Verpflichtung der Netz- und Messstellenbetreiber vor, die Inanspruchnahme der MiSpeL-Optionen zu ermöglichen. Diese formale Verpflichtung ist notwendig, jedoch keinesfalls hinreichend, um eine zeitnahe und flächendeckende Umsetzung in der Praxis sicherzustellen.

Problembeschreibung: Die Erfahrungen aus anderen Regulierungsbereichen, wie etwa bei der Umsetzung der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (GGV), zeigen ein wiederkehrendes Muster, bei dem sich Netzbetreiber passiv verhalten und erhebliche Umsetzungsverzögerungen die Folge sind. Die Annahme, eine alleinige formale Verpflichtung würde ausreichen, ignoriert diese bekannte Problematik und birgt die Gefahr einer ähnlichen Situation für MiSpeL. Das Risiko wird durch die inhärente Komplexität der MiSpeL-Berechnungslogik noch verschärft. Die korrekte Anwendung der Formeln erfordert eine abteilungsübergreifende Zusammenarbeit innerhalb der Netzbetreiberorganisationen (z. B. zwischen Netznutzung, Bilanzierung und Marktprämienabrechnung), was die Anfälligkeit für Verzögerungen signifikant erhöht und die praktische Anwendbarkeit der Regelung gefährdet. Demgegenüber steht die Innovations- und Umsetzungsgeschwindigkeit des Marktes, insbesondere von Softwareanbietern und Anlagenbetreibern, die in der Lage sind, die standardisierte Berechnungslogik zeitnah zu implementieren.

Klarstellung der Anwendungspflicht: Es muss unmissverständlich klargestellt werden, dass Anschlussnetzbetreiber die Anwendung der MiSpeL-Berechnungslogik nicht ablehnen dürfen, sofern diese korrekt und rechtskonform angewandt wurden.

Forderung: Die von der BNetzA in Anlage 1 detailliert beschriebene Berechnungslogik muss als verbindliche Blaupause für die Abrechnung im Rahmen der Abgrenzungsoption festgelegt werden. Entscheidend ist nicht, wer die Berechnung durchführt, sondern dass sie korrekt auf Basis dieser Blaupause erfolgt. Daher sollten ANB und Messstellenbetreiber (MSB) verpflichtet werden, jede Berechnung zur Umlagensaldierung und Marktprämie anzuerkennen und für die Abrechnung zu verwenden, die nachweislich auf der Grundlage der in Anlage 1 definierten Logik erstellt wurde – unabhängig davon, ob die Berechnung vom ANB/MSB selbst oder vom Anla-

genbetreiber vorgelegt wird. Dies stellt sicher, dass Anlagenbetreiber ihren Rechtsanspruch zeitnah geltend machen können, fördert die schnelle Implementierung durch den Markt und verhindert Blockaden durch potenziell langsamere Umsetzungsprozesse bei den Netzbetreibern.

2. Bilanzierungszeitraum: Dringender Wechsel von Jahres- auf Monatsebene

Der in Anlage 1 vorgeschlagene Bilanzierungszeitraum auf Jahresbasis ist fundamental ungeeignet, um die reale, saisonal stark schwankende Betriebsweise von Mischspeichern abzubilden und führt zu systemwidrigen Verzerrungen.

Problembeschreibung: Ein typisches Szenario verdeutlicht die Problematik:

- Im Winter wird ein Speicher vorwiegend aus dem Netz geladen (Graustrom), um den Eigenverbrauch zu optimieren (z.B. Peak Shaving).
- Im Sommer wird derselbe Speicher primär mit Überschussstrom aus der verbundenen PV-Anlage geladen (Grünstrom) und speist diesen zu Hochpreiszeiten gewinnbringend und systemdienlich ins Netz ein.

Ein jährlicher Bilanzierungsansatz vermischt diese fundamental unterschiedlichen und ökonomisch entkoppelten Betriebszyklen. Für einen rationalen, gewinnmaximierenden Speicherbetreiber entsteht dadurch ein Fehlanreiz: Jede im Winter aus dem Netz geladene und wieder eingespeiste Megawattstunde "Graustrom" erhöht die jährliche Gesamtmenge und "verwässert" so den Grünstromanteil. Dies führt zu einem marginalen Marktprämienverlust, der auf die gesamte Jahreseinspeisung wirkt, also auch auf den wertvollen, im Sommer eingespeisten Grünstrom. Die Folge ist, dass ein Arbitragegeschäft im Winter nur dann profitabel wird, wenn die Preisspanne nicht nur die Betriebskosten, sondern auch diesen zusätzlichen, regulatorisch induzierten Prämienverlust übersteigt. Wie im Anhang formal hergeleitet wird, führt dies zu einer künstlich erhöhten Arbitrage-Schwelle, die den systemdienlichen Winterbetrieb an den meisten Tagen unwirtschaftlich macht.

Während die Wahl der Jahresfrist aus Gründen der administrativen Konsistenz mit der jährlichen EEG-Abrechnung nachvollziehbar erscheint, führt sie zu anreiztechnischen Verzerrungen, die die ökonomische Realität von Speichern nicht adäquat abbilden. Eine monatliche Betrachtung hingegen separiert die Gewinnfunktionen der saisonalen Betriebsstrategien. Der Betreiber kann den Winterbetrieb auf Basis reiner Preis-Arbitrage optimieren, ohne negative Externalitäten

auf seine Sommererlöse befürchten zu müssen. Jede positive Preisspanne im Winter incentiviert somit direkt systemdienliches Verhalten. Gleichzeitig wird der Anreiz maximiert, im Sommer PV-Überschussstrom aufzunehmen und zeitversetzt einzuspeisen, da hier die Marktprämie nicht durch den Winterbetrieb geschmälert wird. Die für eine monatliche Saldierung notwendigen 15-Minuten-Messwerte liegen ohnehin vor – sie sind die Grundlage des gesamten Modells. Die Jahresperspektive ist geeignet, die Bereitstellung von Nachfrageflexibilität durch Batteriespeicher zu reduzieren, indem ökonomische Fehlanreize zur Unternutzung im Winter geschaffen werden.

Forderung: Wir schlagen nachdrücklich die **Umstellung auf eine monatliche Saldierung und Betrachtung** vor. Dies bildet die saisonalen Zyklen korrekt ab, setzt präzisere und systemdienliche Anreize und ist mit den vorhandenen Daten ohne wesentlichen Mehraufwand umsetzbar (Für eine detaillierte mikroökonomische Begründung siehe Anhang).

3. Notwendigkeit einer zeitnahen Regelung für Netzentgelte

Die Anlagen im MisPeL-Verfahren thematisieren derzeit die Saldierung der EnFG-Umlagen und ermöglichen dem Markt unter gegebenen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit des Mischspeicherbetriebes zu bewerten. Ein elementarer Faktor dieser Bewertung wird jedoch nicht adressiert: die Netzentgeltpflicht im Mischspeicherbetrieb. Wir erkennen natürlich an, dass die Zuständigkeit für Netzentgelte in anderen Referaten der BNetzA als jenem, das für das MisPeL-Verfahrenseröffnung zuständig ist, liegt. Ein Verweis auf das langfristige Verfahren zur "Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom" (AgNes) mit einem potenziellen Änderungszeitpunkt ab 2029 wird der Dringlichkeit des Themas nicht gerecht und schafft erhebliche Investitionsunsicherheit. Daher sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass eine zeitnahe Auseinandersetzung mit der Netzentgeltfrage angeraten ist, damit der Mischbetrieb wirtschaftlich kalkulierbar wird.

Wir formulieren die klare Erwartung, dass die BNetzA diese systemische Verknüpfung anerkennt und sich im Sinne einer kohärenten Regulierung aktiv für eine entsprechende, zeitnahe Gesetzesänderung einsetzt.

node.energy GmbH
Carl-von-Noorden Platz 5
60596 Frankfurt am Main
tel: +49 (0)69 999 9939 80
fax: +49 (0)69 999 9939 81

Geschäftsführung:
Matthias Karger, Michael Blichmann
Amtsgericht Frankfurt/Main
HRB 108778
Sitz der Gesellschaft: Frankfurt/Main

Commerzbank AG Leipzig
IBAN: DE65 8604 0000 0100 5420 00
BIC: COBADEFFXXX
Umsatzsteuer ID: DE 3085 15676

Zusammenfassung und Schlussbemerkung

Die MiSpeL-Festlegung ist ein entscheidender Schritt in die richtige Richtung. Um ihr volles Potenzial zu entfalten, sind jedoch Anpassungen unerlässlich. Wir fassen unsere drei zentralen Forderungen zusammen:

1. Die Verankerung eines "Eigenmeldungsrechts" für Anlagenbetreiber
2. Die Umstellung der Bilanzierungslogik auf eine praxistaugliche und anreizkompatible Monatsbasis.
3. Netzentgeltbefreiung für den Grünstromanteil im Mischspeicherbetrieb sicherstellen.

Wir sind überzeugt, dass die Berücksichtigung dieser Punkte die Effektivität und Akzeptanz der Regelung maßgeblich steigern wird. Gerne stehen wir für einen weiteren konstruktiven Dialog zur Verfügung, um gemeinsam eine praxistaugliche und für die Energiewende förderliche Lösung zu finden.

Mit freundlichen Grüßen,

Gerrit Gräper / node.energy GmbH

node.energy GmbH
Carl-von-Noorden Platz 5
60596 Frankfurt am Main
tel: +49 (0)69 999 9939 80
fax: +49 (0)69 999 9939 81

Geschäftsführung:
Matthias Karger, Michael Blichmann
Amtsgericht Frankfurt/Main
HRB 108778
Sitz der Gesellschaft: Frankfurt/Main

Commerzbank AG Leipzig
IBAN: DE65 8604 0000 0100 5420 00
BIC: COBADEFFXXX
Umsatzsteuer ID: DE 3085 15676

Anhang: Modell zur Anreizwirkung von Monats- vs. Jahresmarktwert

Angenommen ein rationaler Betreiber eines Stromspeichers agiert in 2 Perioden t (Winter und Sommer) und muss entscheiden wie viel er in jeder Periode lädt (L_t) und wie viel er entlädt (E_t). Für das Laden zahlt er einen Preis pro MWh pL_t und für das Entladen einer MWh in t wird er mit pE_t vergütet. Er bekommt eine Marktprämie für Grünstrom MP, die wir zur Vereinfachung als exogen gegeben annehmen, während der anerkannte Grünstromanteil γ davon abhängt wie viel Grünstrom in einer Periode geladen wird (G_t). Ziel dieser kurzen mikroökonomischen Darstellung ist es die unterschiedlichen Anreize darzustellen, die sich durch ein Abstellen auf den Monatsmarktwert bzw. den Jahresmarktwert ergeben. Dies liegt vor allem an der Wirkung auf den anerkannten Grünstromanteil γ.

Der optimale Speicherbetrieb unterscheidet sich jedoch in beiden Perioden. Im Winter ($t = 1$) wird primär Graustrom geladen, da kaum EE-Strom vorhanden ist ($G_1 = 0$). Im Sommer hingegen ist viel Strom aus EE-Anlagen vorhanden, sodass im Rahmen des Speicherbetriebs ausschließlich Grünstrom geladen wird ($G_2 = 0$). Wir nehmen zudem vereinfachend an, dass die Stromspeicher einen Wirkungsgrad von 1 haben, sodass keine zusätzlichen Gewinnaufschläge für etwaige Speicherverluste seitens des Speicherbetreibers berücksichtigt werden müssen und das genauso viel entladen wird wie geladen wird ($E_t = L_t$). In diesem einfachen Modell ist es uns möglich die Anreize auf die Fahrweise des Speicherbetreibers zwischen Monats- und Jahresmarktwertbetrachung zu vergleichen.

Monatsmarktwert-Betrachtung

Im Szenario der Monatsmarktwertbetrachtung wird der Grünstromanteil γ monatlich saldiert: $\gamma_t = \frac{G_t}{L_t}$ für $t \in (1,2)$. Dadurch ist es möglich die Gewinnfunktion der Speicherbetreiber (π) über die Perioden zu separieren, da der Grünstromanteil γ_t der Periode t nur von eben dieser Periode abhängt:

$$\pi_1 = E_1 pE_1 - L_1 pL_1 + MP \cdot \gamma_1 E_1$$

$$\pi_2 = E_2 pE_2 - L_2 pL_2 + MP \cdot \gamma_2 E_2$$

Die formelle Logik zeigt: Der Gewinn des Speicherbetreibers hängt davon ab, welche Arbitrage er aus dem Speicherbetrieb erzielen kann und welche Marktprämie er für den eingespeisten Strom bekommt.

Betrachten wir nun den Winterbetrieb ($t = 1$) unter der Annahme, dass der Grünstromanteil im Winter 0 ist und ein Ladezyklus aus einem Lade- und Entladevorgang besteht, dann reduziert sich die Gewinnfunktion des Speicherbetreibers auf

$$\pi_1 = L_1(pE_1 - pL_1)$$

Da der Speicherbetreiber keinen Grünstrom veräußern kann, ergibt sich die Profitabilität des Speicherbetriebs aus dem Arbitrage-Geschäft. Um einen Gewinn zu machen, muss der Speicherbetreiber also lediglich zu einem höheren Preis entladen, als er geladen hat

$$\frac{\partial \pi_1}{\partial L_1} > 0 \rightarrow \frac{\partial \pi_1}{\partial L_1} = pE_1 - pL_1 > 0$$

Dadurch sorgt jede positive Arbitrage-Spanne dafür, dass der Speicherbetrieb im Winter profitabel ist.

Analog dazu lässt sich auch die optimale Fahrweise im Sommerbetrieb ($t = 2$) herleiten. Hier beträgt der Grünstromanteil per Annahme 1, sodass sich die Gewinnfunktion wie folgt darstellen lässt.

$$\pi_2 = L_2(pE_2 - pL_2 + MP)$$

Die Profitabilitätsbedingung lässt sich analog zu oben wie folgt darstellen:

$$\frac{\partial \pi_2}{\partial L_2} > 0 \rightarrow \frac{\partial \pi_2}{\partial L_2} = pE_2 - pL_2 + MP > 0$$

Neben der reinen Arbitrage aus dem Speicherbetrieb, erhält der Speicherbetreiber auch eine Marktprämie in Abhängigkeit seines Grünstromanteils. Dies sorgt in letzter Konsequenz dafür, dass weniger große Arbitragespannen notwendig sind, um den Speicher profitabler betreiben zu können.

Sowohl im Winter als auch im Sommer sorgt die Monatsmarktwertbemessung für positive Arbitragegeschäfte, die insbesondere im Winter dazu beitragen, dass Lastspitzen vermieden werden und Speicherkapazitäten bereitgestellt werden, wenn Netzkapazitäten knapp werden.

Jahresmarktwert-Betrachtung

Im Szenario der Jahresmarktwertbetrachtung wird der Grünstromanteil γ periodenübergreifend saldiert: $\gamma_{Jahr} = \frac{G_1 + G_2}{L_1 + L_2}$ für $t \in (1,2)$. Dadurch ist es nicht mehr möglich die Gewinnfunktion der Speicherbetreiber (π) über die Perioden zu separieren, da der Grünstromanteil γ_{Jahr} von beiden Perioden abhängt:

$$\pi_{Jahr} = (E_1 p E_1 - L_1 p L_1) + (E_2 p E_2 - L_2 p L_2) + MP \cdot \gamma_{Jahr} \cdot \left(\frac{L_2}{L_1 + L_2}\right)(E_1 + E_2)$$

Die partielle Ableitung nach L_1 zeigt, wie die Ladung einer zusätzlichen Einheit Graustrom im Winter die Gewinnfunktion π_{Jahr} beeinflusst:

$$\frac{\partial \pi_{Jahr}}{\partial L_1} = -pL_1 - MP \cdot \frac{L_2}{(L_1 + L_2)^2}(E_1 + E_2)$$

Hier offenbart sich der entscheidende Fehlanreiz: Der Effekt auf den Gewinn hängt nicht nur von dem Einkaufspreis für das Laden des Stromspeichers (pL_1) ab, sondern ebenfalls von dem Effekt der Graustromladung auf den jährlichen Grünstromanteil ($-MP \cdot \frac{L_2}{(L_1+L_2)^2}$). Jede weitere im Winter geladene Einheit erhöht den Nenner $(L_1 + L_2)^2$ und reduziert somit den Grünstromanteil des Jahres (γ_{Jahr}). Dadurch reduziert sich die Marktprämie MP für die gesamte jährliche Grünstromeinspeisung. Eine weitere Einheit Graustrom induziert somit einen marginalen Marktprämienverlust. Daraus ergibt sich, dass das Arbitragegeschäft im Winter nur profitabel ist, wenn die Arbitrage größer ist als der aus der Winter-Arbitrage resultierende marginale Marktprämienverlust:

$$pE_1 - pL_1 > MP \cdot \frac{L_2}{(L_1 + L_2)^2}(E_1 + E_2)$$

Dies führt dazu, dass die Nutzung im Winter für des Arbitragegeschäft eingeschränkt wird. Das ist insofern bedenklich, da grade im Winter aufgrund der geringen Einspeisung von Grünstrom die systemische Nachfrage nach Nachfrageflexibilisierung durch Stromspeicher besonders

hoch ist. Die Jahresmarktwertbetrachtung führt somit in letzter Konsequenz dazu, dass am Markt benötigte Flexibilität aufgrund ökonomischer Fehlanreize nicht bereitgestellt wird, obwohl sie eigentlich verfügbar wäre.

node.energy GmbH
Carl-von-Noorden Platz 5
60596 Frankfurt am Main
tel: +49 (0)69 999 9939 80
fax: +49 (0)69 999 9939 81

Geschäftsführung:
Matthias Karger, Michael Blichmann
Amtsgericht Frankfurt/Main
HRB 108778
Sitz der Gesellschaft: Frankfurt/Main

Commerzbank AG Leipzig
IBAN: DE65 8604 0000 0100 5420 00
BIC: COBADEFFXXX
Umsatzsteuer ID: DE 3085 15676