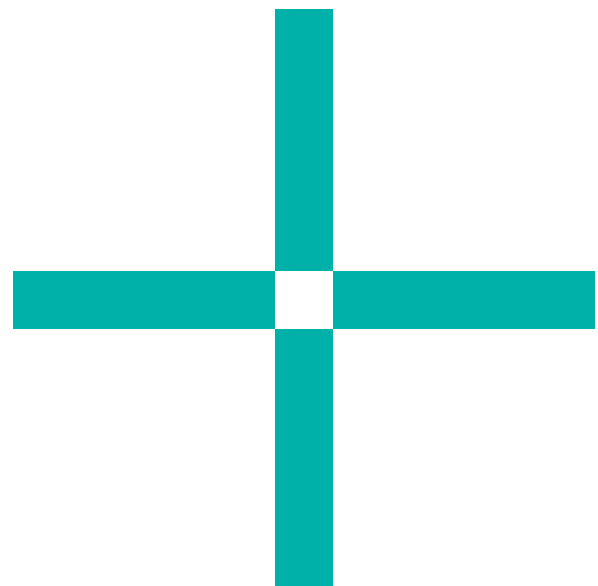


STELLUNGNAHME

ZUR KONSULTATION VOM ENTWURF
DER FESTLEGUNG ZUR
MARKTINTEGRATION VON
SPEICHERN UND LADEPUNKTEN
(MISPEL)

OKTOBER 2025



INHALT

1. Allgemeines.....	3
2. Einzelheiten zum Festlegungsentwurf.....	4
2.1 Zeitlicher Anwendungsbereich	4
2.2 Umsetzung der Pauschaloption und finanzielle Vorteile	4
2.3 Unterjähriger Wechsel	5
2.4 DC-Kopplung	5
2.5 Innovationsausschreibung	5
2.6 Messkonzept für verschiedene Anwendungen	5
2.7 Berücksichtigung physikalischer Leitungsverluste	6
2.8 Weitere potenzielle Anwendungsfelder der Mispel-Festlegung	7
2.9 BKZ als Anreizinstrument nutzen	8
2.10Redispatch und Regelleistung	9
2.11Netzanschluss	9
2.12Bauplanungsrecht	9

1. ALLGEMEINES

Als Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (BVES) repräsentieren wir die Speicherbranche in ihrer technologischen Breite und entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Mit über 430 Mitgliedern verzeichnen wir aktuell ein starkes Wachstum und decken die große Bandbreite der 4. Säule des Energiesystems, d.h. der Energiespeicherung, ab: vom Haushaltsspeicher über die verschiedenen Strom- und Wärmespeichertechnologien für industrielle Anwendungen bis zum Pumpspeicher. Auch zählen wir die gesamte Wertschöpfungskette vom Forschungsinstitut über Technologieanbieter, Projektierer, Finanzierer, Versicherer bis zu auf Energierecht spezialisierten Kanzleien zu unserer Mitgliedschaft.

Flexibilität an Erzeugungsanlagen und am Verbrauch ist ein Desiderat der Energiewende. Wir freuen uns, dass die Bundesnetzagentur die dafür nötige Festlegung mit Entschiedenheit in Angriff nimmt. Der Entwurf ist ein Meilenstein für die marktliche Integration von Speichern hinter dem Zählpunkt.

Wir begrüßen zudem die frühzeitige Vorstellung der Entwürfe und danken für die Möglichkeit, dazu Stellung nehmen zu können. Die Planung von Anlagenkombinationen, die im Rahmen eines der MiSpeL-Messkonzepte laufen werden, haben bereits begonnen. Für Anlagen aus dem Bestand erneuerbarer Erzeugungsanlagen werden bereits die Optionen zur Nachrüstung mit Speichern geprüft.

Die Messkonzepte sind durchdacht und absolut praxistauglich. Sie bilden die regulatorische Komplexität in der nötigen Tiefe ab. Unsere Stellungnahme kommentiert deshalb weniger die Messkonzepte selbst als die Frage nach der Einführung, den erlaubten Zählern und einige weitere Randbedingungen. Um die Festlegung zum Erfolg zu führen, braucht es die Änderung weiterer Randbedingungen. Mit dieser Stellungnahme möchten wir zu einer raschen Überführung der Festlegung in die Projektpraxis beitragen. Die Implementierung sollte jetzt so schnell wie möglich zur Anwendung kommen können und damit die nötige Wirkung in der Praxis entfalten.

2. EINZELHEITEN ZUM FESTLEGUNGSENTWURF

2.1 ZEITLICHER ANWENDUNGSBEREICH

Wir begrüßen die zeitlichen Anwendungsbereiche (Anlage 1 und 2). Eine schnellstmögliche Anwendung beider Optionen bringt die nötige Geschwindigkeit für eine Implementierung. Sowohl die Abgrenzungsoption als auch die Pauschaloption wird im Einführungsjahr eine bilaterale Klärung zwischen Netzbetreiber und Anwender erfordern, um die förderfähigen und umlagesaldierungsfähigen Mengen abzurechnen. Dies stellt aus unserer Sicht kein Problem dar. Die Notwendigkeit einer bilateralen Klärung sollte in keinem Fall zu einer Verzögerung der Umsetzungsfrist führen.

Für die Abgrenzungsoption wird es nach unserer Einschätzung nur wenige Anlagen geben, die bereits im Einführungsjahr davon Gebrauch machen werden. Für die Pauschaloption sind in der Marktkommunikation mit SOL und EGS bereits zwei taugliche Zeitreihen in Anwendung, die im Einführungsjahr geeignet wären, für eine rechtssichere Abrechnung zu sorgen.

Um Unsicherheiten auf Seiten der Netzbetreiber zu beseitigen wäre ein Hinweis der BNetzA hilfreich, dass eine der beiden Zeitreihen für das Einführungsjahr als Übergangslösung genutzt werden sollte. So könnte Umsetzungs- und Einführungsschwierigkeiten vorgebeugt werden.

Wir plädieren dafür, die Festlegung mit Veröffentlichung in Kraft treten zu lassen. Durch das Erfordernis der beihilferechtlichen Genehmigung wird auf natürliche Weise eine Karenzzeit entstehen, die wir für völlig ausreichend erachten. Die Optionen werden in der Praxis dringend gebraucht. Der zeitliche Anwendungsbereich sollte für Pauschaloption und Abgrenzungsoption nicht verändert werden.

2.2 UMSETZUNG DER PAUSCHALOPTION UND FINANZIELLE VORTEILE

Wir begrüßen die vorgeschlagene Einfachheit der Pauschaloption. Für die Umsetzung bedarf es wenig bis keiner technischen Änderungen an Bestandsanlagen. Diese sind in großen Teilen bereits auf eine solche Anwendung vorbereitet. Die Tatsache, dass es in sehr vielen Fällen keinen weiteren Installationstermin braucht, um den Wechsel in die Pauschaloption zu ermöglichen, beschleunigt die Umsetzung deutlich. Das sollte so bleiben.

Auch wenn wir die von Ihnen genannten Einsparungsmöglichkeiten von 500 €/Jahr für etwas zu hoch halten, wird es substantielle finanzielle Vorteile geben. Wir halten auch Direktvermarktungsgebühren nicht für hinderlich. Derzeit gibt es im Bereich der Kleinspeicher hier noch deutlich zu wenig Referenzwerte. Mit der Ermöglichung der Vermarktung werden sich diese aber rasch einstellen und kein Hindernis bilden.

2.3 UNTERJÄHRIGER WECHSEL

Um den unterjährigen Lieferantenwechsel reibungslos zu vollziehen, brauchen die Anwender Klarheit über die Zuständigkeit für die Aufteilung und Berechnungen der Energiemengen nach MiSpeL. Dies gilt insbesondere für das Jahr, in dem die Festlegung in Kraft tritt. Wir bitten hier um eine Klarstellung.

2.4 DC-KOPPLUNG

Wir begrüßen die praxistaugliche Ausarbeitung der Messverfahren. Im Lichte neuer marktlicher Entwicklungen möchten wir für Offenheit hinsichtlich der Verwendung von Gleichstrom- (DC) oder Wechselstrom-Zählern (AC) plädieren.

Wir begrüßen deshalb, dass sich weder im Tenor noch in Anlage 1, Kapitel 4 zur Abgrenzungsoption eine Beschränkung auf AC-Zähler findet. Der Markt entwickelt derzeit passende DC-Zähler, die eine Abgrenzung erlauben. Diese werden voraussichtlich bereits 2026 verfügbar sein. Wir bitten deshalb darum, Bestimmungen zur Wahl des Zählers mit dem Verweis auf eich- und messrechtskonforme Zähler abzuschließen.

2.5 INNOVATIONS AUSSCHREIBUNG

Ein Großteil der Großspeicher-EE-Anlagen-Kombination wird aktuell im Rahmen der Innovationsausschreibungen (InnoA) gebaut. Sowohl das Netz als auch die Anlagenbetreiber könnten von einer stärkeren marktlichen Aktivierung der InnoA-Speicher profitieren. Derzeit bleiben diese Speicher für einen Großteil des Jahres aufgrund der „Ausschließlichkeits“-Beschränkung in der Verordnung zur Innovationsausschreibung aufgrund fehlender Erzeugung der gekoppelten EE-Anlage ungenutzt. Gleichzeitig wird für diese Speicher Netzkapazität vorgehalten.

Im Sinne einer effizienten Netznutzung sollte es ermöglicht werden, dass der Speicher in diesem Zeitraum Systemdienstleistungen für das Netz erbringt oder Überschüsse von anderen Erzeugungstechnologien im Netz zeitlich verschiebt. Um vorhandene Potenziale auszuschöpfen, empfehlen wir deshalb die Anwendung der Abgrenzungsoption auch auf InnoA-Speicher. Es sollte jedenfalls einen praxistauglichen Wechselmechanismus von der Förderung nach Innovationsausschreibung in die geförderte Direktvermarktung nach EEG geben.

2.6 MESSKONZEPT FÜR VERSCHIEDENE ANWENDUNGEN

Wir begrüßen, dass der vorliegende Entwurf explizit Kombinationen benennt für die messtechnischen Abgrenzungen nach MiSpeL möglich sein werden. MiSpeL kann hier für die in den Anlagen 1 und 2 genannten Kombinationen einen Standard setzen.

In der Praxis herrscht hinsichtlich möglicher Mess- und Aufbaukonzepte große Unsicherheit zwischen Netzbetreibern und Netzanschlusspetenten. Wir möchten an dieser Stelle anregen, den Blick auch auf andere Anwendungsfälle zu erweitern.

Der Markt braucht eine Lösung für eine reine Umlagesaldierung, z.B. von Speichern und Ladepunkten ohne weitere erneuerbare Erzeugungsanlage. Weiterhin wird dringend eine Lösung gewünscht, für die Saldierung von Speicher und erneuerbarer Erzeugungsanlage ohne gesetzliche Förderung. Diese sollte es ermöglichen die vorhandene Grünstromqualität anhand der Herkunftsnachweise weiterhin nachzuweisen. Dies ist ein wichtiger Schritt, um Erneuerbare abseits gesetzlicher Förderung marktfähig zu machen.

Klarheit wäre auch hinsichtlich der kaufmännisch bilanziellen Trennung am Netzverknüpfungspunkt wünschenswert. In der Praxis herrscht bei Netzbetreibern oft Unsicherheit, ob diese Anlagen als ausschließlich mit dem Netz verbunden akzeptiert werden können. Wir plädieren hier für eine praxistaugliche Lösung.

2.7 BERÜCKSICHTIGUNG PHYSIKALISCHER LEITUNGSVERLUSTE

Bei realen Anschlüssen können Leitungsverluste anfallen. Für eine erfolgreiche Umsetzung für Großanlagen regen wir an, diese mit einem Korrekturfaktor zu berücksichtigen. Damit können Nachteile, aufgrund der in der Praxis bei der Nutzung vorhandener Netztopologie unvermeidbaren Leitungsverluste, vermieden werden.

Zur näheren Erläuterung: Bei der Nutzung gemeinsamer Leitungen von mehreren Erzeugungseinheiten (z. B. PV-Anlage und BESS) zu einem zentralen Netzeinspeisepunkt treten physikalisch unvermeidbare Leitungsverluste auf. Diese Verluste sind:

- nicht symmetrisch, wenn die Leitungslängen der EE-Anlagen unterschiedlich sind;
- nicht proportional zur erzeugten Energiemenge, sondern abhängig vom Stromquerschnitt, Leitungslänge und Stromstärke (quadratisch);
- nicht vernachlässigbar, wenn große Entfernungen (> 500 m) oder hohe Leistungen (> 1 MW) vorliegen.

Die derzeit in Anlage 1 vorgesehene Abgrenzungsformel verwendet jedoch nur viertelstündlich gemessene Energieflüsse an den Erzeugungszählern (z. B. Z2 für PV, Z3 für Speicher) und am Netzeinspeisepunkt (Z1), ohne die Verluste auf dem Leitungsweg zu berücksichtigen.

Beispielhafte Formel zur Abgrenzung (gemäß Anlage 1, A1-A4):

Förderfähiger EE-Anteil an der Netzeinspeisung:

$$EE_{\text{anteil}} = \frac{E_{PV}}{E_{PV} + E_{BESS}} \cdot E_{Z1}$$

Dabei ist:

- E_{PV} : Energie laut Zähler an der PV-Anlage (Z2)
- E_{BESS} : Energie laut Zähler an der BESS-Anlage (Z3)

- E_{Z1PV} Gesamte Netzeinspeisung am NVP (Z1)

Kritikpunkt: Diese Formel geht implizit davon aus, dass die Summe $E_{PV} + E_{BESS} = E_{Z1}$ ist, was in realen Netztopologien aufgrund von Leitungsverlusten nicht zutrifft.

Wir schlagen vor, die Abgrenzungsformel um einen „verlustkorrigierenden Faktor η_i je Erzeugungseinheit zu ergänzen:

$$EE_{anteil} = \frac{\eta_{PV} \cdot E_{PV}}{\eta_{PV} \cdot E_{PV} + \eta_{BESS} \cdot E_{BESS}} \cdot E_{Z1}$$

mit:

- $\eta_i = 1 - Verlust_i$
- $Verlust_i$: Leitungsverlustanteil je Anlage in %

Die Verluste können in Anlehnung an VDE 0100-520 bzw. DIN VDE 0298-4 berechnet werden.

Die Einführung eines verlustkorrigierenden Faktors ist:

- **technisch valide**, da Stromwärmeverluste nach $P_{verlust} = I^2 \cdot R$ (vgl. VDE 0298-4);
- **normkonform ermittelbar**, da die für Leitungsdimensionierung und Verlustbewertung üblichen VDE-Vorschriften verwendet werden können;
- **praxisgerecht**, da sie durch einfache Verlustberechnung abbildbar sind.

Empfehlungen:

- Die Abgrenzungsformeln der MiSpEL-Abgrenzungsoption sollten um einen verlustkorrigierenden Faktor η_i je Einspeiseeinheit ergänzt werden.
- Alternativ sollte explizit ermöglicht werden, dass der Anlagenbetreiber Verluste durch **Messung oder modellhafte Berechnung** nachweisen kann und diese bei der Bestimmung des förderfähigen Anteils anerkannt werden.
- In Zweifelsfällen sollte ein pauschaler Verlustrabatt je Leitungslänge (z. B. 0,2 % pro 100 m) als Standardwert zulässig sein.

2.8 WEITERE POTENZIELLE ANWENDUNGSFELDER DER MISPEL-FESTLEGUNG

Wir halten die Messkonzepte für geeignet, künftig auch für andere Saldierungen genutzt werden zu können. Dazu zählen die Stromsteuerbefreiung für rückgespeisten Strom, die THG-Quotenanerkennung bei Ladestrom, Herkunftsnachweise und ggf. auch die Befreiung von Netzentgelten.

Jede Reduktion von kWh-bezogenen Kosten reduziert die Kosten für die Energiespeicherung und trägt so zur Sicherung einer kosteneffizienten Stromversorgung bei. Wir stimmen mit Ihrer Einschätzung überein, dass die Saldierung von Umlagen nicht zu Mindereinnahmen auf Seiten der Netzbetreiber führen wird. Bedenken halten wir hier nicht für angebracht.

Als BVES werden wir uns dafür einsetzen, dass die vorgeschlagenen Messkonzepte auch über den hier vorgelegten Regelungsrahmen hinaus Anwendung finden. So könnten Prozesse vereinheitlicht, vereinfacht und dadurch weniger bürokratisch werden. Soweit im Verantwortungsbereich der

Bundesnetzagentur möchten wir hier Abstimmungsprozesse anregen, die eine solche Vereinheitlichung anstreben und die Anwendbarkeit der Messkonzepte prüfen.

Wir begrüßen die Überlegungen zu Anwendungsfeldern, die über den konkreten Regelungsbereich hinaus. Für eine reibungslose Umsetzung wäre beispielsweise die Einfügung eines Verweises in den neuen § 5 Abs. 4 StromStG-E auf den § 21 EnFG hilfreich. Gleiches gilt auch für die Konzessionsabgabenverordnung (KAV).

Derzeit sehen wir als großes Hemmnis für einen flächendeckenden Roll-Out von Anlagenkombinationen nach MiSpeL die Belastung mit Netzentgelten. Die breite Anwendung und Nutzung der MiSpeL-Konzepte ist jedoch Voraussetzung dafür, den gewünschten Effekt für die marktliche Integration erneuerbarer Erzeugungsanlagen mit Energiespeicheranlagen zu gewährleisten. Wir sehen in § 118 Abs. 6 S. 1, 3 EnWG die Möglichkeit angelegt, auch auf Anlagen mit EE-Erzeugung und Speicher angewendet zu werden. Dies deshalb, weil sich die Formulierung auf die konkret verbrauchte kWh bezieht. So würden Anlagen nach MiSpeL, die einen weiteren Verbrauch aufweisen nicht gleichzeitig unter die Netzentgeltbefreiung fallen, die derzeit der Markttreiber für den Speicherhochlauf bietet. Hier sehen wir keine andere Lösung als die Änderung des § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG. Es bräuchte die Änderung des „wenn“ durch ein „soweit“. Dann könnten auch Anlagenkombinationen mit weiteren Verbrauchern wie Industrie und Gewerbe von den neuen Möglichkeiten nach MiSpeL profitieren.

Anders sieht es für Anlagenkombinationen aus, die ausschließlich Erzeugungsanlagen und Energiespeicher betreffen. Hier bitten wir im Rahmen der Festlegung insbesondere klarzustellen, dass es in solchen Anlagenkombinationen keinen sonstigen Verbrauch gibt, der nicht dem Energiespeicher zuzuschreiben ist. Diese Anlagenkombinationen beziehen bereits jetzt nur im Hinblick auf den Energiespeicher Strom aus dem Netz und ist ausschließlich zur Zwischenspeicherung im Energiespeicher bestimmt. Nach unserem Verständnis fallen diese Kombinationen von Erzeugung und Speicherung bereits jetzt in den Anwendungsbereich des § 118 Abs. 6 S. 1, 3 EnWG. Eine Klarstellung würde den Energiespeicherhochlauf im Rahmen von Kombinationen mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen deutlich beschleunigen.

2.9 BKZ ALS ANREIZINSTRUMENT NUTZEN

Letztverbraucher, die einen Netzanschluss beantragen und bereits eine solche MiSpeL-Konstellation ans Netz bringen, haben derzeit deutliche Wettbewerbsnachteile gegenüber anderen Kombinationen wie z. B. Stand-Alone Batteriespeichern. Diese begründen sich durch Unklarheiten beim BKZ und Netzentgelten für den Bezug sowie EEG-Förderungen. Soll den Speichern an den Erzeugungsanlagen der Weg geebnet werden, sollten die Rahmenbedingungen angeglichen und gesichert werden. Als Instrument bietet sich die BKZ-Zahlung an. Über diese könnte ein zusätzlicher Anreiz für Flexibilität an Erzeugungsanlagen oder auch in Industrie und Gewerbe geschaffen werden. Auch für Projektierer von Stand-Alone BESS könnte so ein Anreiz für EE-Erzeugung an diesem Standort geschaffen werden. In diesem Rahmen könnte auch über einheitliche Standards für Reduktionen beim BKZ als Anreiz für Flexibilität nachgedacht werden.

2.10 REDISPATCH UND REGELLEISTUNG

Bereits heute tritt die absurde Situation auf, dass PV-Anlagen gänzlich abgeregelt werden, obwohl ein Speicher danebensteht, welcher die erzeugte Strommenge aufnehmen könnte. Die zugrunde liegende Einzelbetrachtung von Anlagen sollte deshalb dringend überdacht werden, da sie für MiSpeL-Anlagenkombinationen sehr hinderlich wäre. Die BNetzA sollte deshalb die Frage klären, wie ein Redispatch von kombinierten Anlagen in Zukunft laufen soll. Insbesondere in der Abgrenzungsoption sehen wir nicht, wie ein Redispatch von der einzelnen Anlagen noch zielführend ist.

Ähnliche Probleme sehen wir im Bereich der Regelleistung mit solchen Anlagenkombinationen. Bitte prüfen Sie, wie trotz einer Anlagenkombination Regelleistung angeboten werden kann.

2.11 NETZANSCHLUSS

Grundsätzlich werden Grünstromspeicher in Kombination mit EE-Anlagen vorrangig angeschlossen. Dieser Vorrang gilt jedoch nicht mehr, sobald auch ein Netzbezug des Speichers stattfindet. Die durch MiSpeL ermöglichten Anlagenkombinationen werden im Netzanschlussverfahren damit benachteiligt. Derzeitige Entwicklungen lassen für Energiespeicher mehrere Verfahren notwendig werden. Sowohl für Bezug als auch Einspeisung werden eigene Netzanschlussverfahren verlangt. Dies ist eine Diskriminierung einer einzigen Anlagenklasse im generellen Netzanschlussprozess. Diese Unsicherheit und Doppelbelastung sollten dringend beseitigt werden. Nicht nur im Rahmen von MiSpeL-Kombinationen werden Netzanschlusspetenten und Netzbetreiber verunsichert, wie ein geordnetes Netzanschlussverfahren für Energiespeicher ablaufen könnte. Dort wo Knappheiten bei Schaltfeldern entstehen, macht es im Rahmen von netzeffizienten Überlegungen wenig Sinn Anlagen nach Erzeugung und Verbrauch zu kategorisieren und entsprechende Verfahren durchführen zu lassen.

2.12 BAUPLANUNGSRECHT

Wir möchten auch im Rahmen dieser Stellungnahme darauf aufmerksam machen, dass es derzeit im Rahmen des Bauplanungsrechts keine hinreichende Berücksichtigung von Anlagenkombinationen wie in MiSpeL gibt. Um den Erfolg der MiSpeL-Konzepte sicherzustellen, bedarf es einer Beseitigung dieser Unsicherheiten. Diese Unsicherheit entsteht vornehmlich im Rahmen von § 35 BauGB. Die Außenbereichsprivilegierung zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren sollte ausdrücklich eingeführt werden.