



- Der Präsident -

Az.: 618-25-02

In dem Festlegungsverfahren
zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL),

unter Beteiligung der
Enpal Energy GmbH,
Bödikerstr. 25, 10245 Berlin, vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene –

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen,
vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

am 01.10.2026 entschieden:

1. ¹Für die Inanspruchnahme von Umlageprivilegien für die *saldierungsfähige Netzeinspeisung* aus Stromspeichern und/oder bidirektional nutzbaren Ladepunkten sowie für etwaige *privilegierungsfähige Stromspeicherverluste* nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG muss der Netznutzer die Voraussetzungen und Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis dieser *umlagereduzierenden Strommengen* und des verbleibenden *umlagebelasteten Netzbezugs* nach **Anlage 1** einhalten. ²Satz 1 gilt sowohl für Fallkonstellationen mit einer EE-Anlage, für die der Anlagenbetreiber Marktprämienzahlungen auf Basis der Abgrenzungsoption nach Tenorziffer 3 in Anspruch nimmt, als auch für Fallkonstellationen ohne eine marktprämiengeförderte EE-Anlage in der Abgrenzungsoption.
2. ¹Für die Inanspruchnahme von Umlageprivilegien für eine pauschal bestimmbare *saldierungsfähige Netzeinspeisung* aus Stromspeichern und/oder bidirektional nutzbaren Ladepunkten nach § 21 Abs. 4a EnFG muss der Netznutzer die Voraussetzungen und Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis dieser *umlagereduzierenden Strommengen* und des verbleibenden *umlagebelasteten Netzbezugs* nach **Anlage 2** einhalten. ²Satz 1 gilt sowohl für Fallkonstellationen mit einer Solaranlage, für die der Anlagenbetreiber Marktprämienzahlungen auf Basis der Pauschaloption nach Tenorziffer 4 in Anspruch nimmt, als

auch für Fallkonstellationen mit ausschließlich ungefördernden Solaranlagen in der ungefördernden Direktvermarktung.

3. Für die Inanspruchnahme von Marktprämienzahlungen für die förderfähige Netzeinspeisung von **EE-Strom direkt aus EE-Anlagen** und von **EE-Speichererzeugung aus Stromspeichern und/oder bidirektional nutzbaren Ladepunkten** auf Basis der Abgrenzungsoption nach § 19 Abs. 3b i.V.m. Abs. 1 Nr. 1 EEG muss der Anlagenbetreiber die Voraussetzungen und Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis dieser *förderfähigen Netzeinspeisung* nach **Anlage 1** einhalten.
4. Für die Inanspruchnahme von Marktprämienzahlungen für eine pauschal bestimmbare förderfähige Netzeinspeisung von Strom aus Solaranlagen, Stromspeichern und/oder bidirektional nutzbaren Ladepunkten auf Basis der Pauschaloption nach § 19 Abs. 3c i.V.m. Abs. 1 Nr. 1 EEG müssen die Anlagenbetreiber die Voraussetzungen und Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis dieser *förderfähigen Netzeinspeisung* nach **Anlage 2** einhalten.
5. ¹Die Inanspruchnahme von Marktprämienzahlungen nach Tenorziffer 3 oder 4 setzt voraus, dass der Anlagenbetreiber mindestens eine EE-Anlage sowie die Stromspeicher und bidirektional nutzbaren Ladepunkte hinter der Einspeisestelle der Veräußerungsform der Direktvermarktung per Marktprämie zuordnet und dabei ergänzend angibt, dass die Zuordnung auf Basis der Abgrenzungsoption oder auf Basis der Pauschaloption erfolgt. ²Die ergänzende Angabe zur Zuordnung auf Basis der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption erfolgt entsprechend der Regelungen zur Zuordnung und zum Wechsel der Veräußerungsform nach § 21b und § 21c EEG. ³Die Zuordnung von Misch-Stromspeichern und bidirektional nutzbaren Ladepunkten, die keine „Anlagen“ im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG sind, erfolgt in gleicher Weise wie die Zuordnung von EE-Anlagen nach § 21b und § 21c EEG; die Regelungen finden auch insoweit entsprechende Anwendung (§ 19 Abs. 3b S. 2 und Abs. 3c S. 5 EEG).
6. Die Begriffsbestimmungen und die Schriftfarben zur Kennzeichnung der Strommengen nach den Anlagen 1 und 2 gelten auch für diesen Tenor.
7. Netzbetreiber und Messstellenbetreiber sind im Rahmen ihrer energiewirtschaftlichen Aufgaben verpflichtet, die Inanspruchnahme von Umlageprivilegien nach den Tenorziffern 1 und 2, die Inanspruchnahme von Marktprämienzahlungen nach den Tenorziffern 3 und 4 sowie die Zuordnungen nach Tenorziffer 5 zu ermöglichen.
8. Die Wirkung der Regelungen dieser Festlegung tritt mit der Bekanntgabe ein.

9. Für die Anwendung gelten folgende Übergangsregelungen:

- a) Die Regelungen der Festlegung sind bis zum 30.09.2027 nur anwendbar, wenn die Geltendmachung der Ansprüche nach den Tenorziffern 1 bis 4 und die Zuordnung nach Tenorziffer 5 im Einverständnis mit dem jeweiligen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber erfolgen.
- b) Die Tenorziffern 2 und 4 sind frühestens für Netzeinspeisung ab dem ersten Kalendertag des Kalendermonats anwendbar, der auf die beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission zu § 19 Abs. 3c EEG im Sinne des beihilferechtlichen Vorbehalts nach § 101 Abs. 1 EEG folgt.

Gründe

I. Sachverhalt

1. Gegenstand der Entscheidung

Mit dem Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) werden Regelungen geschaffen, die eine aktive Nutzung der Flexibilitäten von Stromspeichern und bidirektional nutzbaren Ladepunkten nach den Signalen des Strommarktes unterstützen und bisherige Hemmnisse abbauen. Zu diesem Zweck werden mit der „Abgrenzungsoption“ und der „Pauschaloption“ zwei weitere Optionen zusätzlich zu der bereits bisher nutzbaren „Ausschließlichkeitsoption“ eröffnet, um die strikte Trennung von „Grünstrom“ und „Netzstrom“ zu überwinden. Stromspeicher und/oder Ladepunkte können dadurch nicht nur für die Einspeicherung von Strom aus einer EE-Anlage (EE-Strom), sondern auch für die Einspeicherung von Strom aus dem Netz und für die bidirektionale Einspeisung der Stromspeicher- bzw. Ladepunkterzeugung ins Netz genutzt werden.

Die Festlegung betrifft zwei verschiedene Rechtsbereiche, die durch diese erweiterte Nutzung der Stromspeicher und/oder Ladepunkte berührt sind: Zum einen die Inanspruchnahme von Förderzahlungen nach dem EEG für einen förderfähigen Anteil an der Netzeinspeisung aus der EE-Anlage und aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt auf Basis der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption nach § 19 Abs. 3b oder 3c i.V.m. Abs. 1 Nr. 1 EEG sowie zum anderen die Inanspruchnahme von Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 1 bis 4a EnFG für einen saldierungsfähigen Anteil an der Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt. Zusätzlich kann es

je nach Fallkonstellation um die Inanspruchnahme von privilegierungsfähigen Verlusten im Stromspeicher als weitere umlagerereduzierende Strommenge gehen. Der wesentliche Regelungsgegenstand der Festlegung besteht darin, die Voraussetzungen und Anforderungen einschließlich konkreter Formelsätze vorzugeben, nach denen die anteilig förderfähigen und umlagerereduzierenden Strommengen zu bestimmen und nachzuweisen sind.

2. Festlegungsverfahren

Das Referat für Erneuerbare Energien (618) der Bundesnetzagentur hat am 31. Juli 2025 das Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) eröffnet und dies am gleichen Tag auf der Webseite der Bundesnetzagentur zum MiSpeL-Verfahren veröffentlicht:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/start.html

Am 18. September 2025 wurden Eckpunkte zur MiSpeL-Festlegung zur Konsultation gestellt. Die Eckpunkte bestehen aus den folgenden drei Entwürfen, die auf der o.g. Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht sind:

- Entwurf des Tenors zur MiSpeL-Festlegung
- Entwurf der Anlage 1 zur MiSpeL-Festlegung - Abgrenzungsoption
- Entwurf der Anlage 2 zur MiSpeL-Festlegung - Pauschaloption

Das Referat 618 hat am 1. Oktober 2025 einen öffentlichen Workshop zur MiSpeL-Festlegung durchgeführt, in dem die Eckpunkte vorgestellt und erläutert wurden.

Im Laufe der Konsultation haben die folgenden Unternehmen, Verbände und Personen eine Stellungnahme abgegeben, die auf der Verfahrens-Webseite veröffentlicht sind:

- 1KOMMA5° GmbH
- ADS-TEC Energy GmbH
- BDEW
- BK Energie Richlisreute KG
- Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (BNE)
- Bundesverband Energiespeicher Systeme (BVES)
- Bundesverband neue Mobilität e.V. (BNM)
- Bundesverband Steckersolar

- Consolinno Energy GmbH
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS)
- Deutsche Wärmepumpen Werke GmbH (DWW)
- DIHK
- E.ON
- Eckhard Wolf
- EFET Deutschland
- Elli - Volkswagen Group Charging GmbH
- EnBW
- Enerparc AG - Sunnic Lighthouse GmbH
- Enpal B.V.
- Elektrizitätswerke Schönau eG (EWS)
- Fronius Deutschland GmbH
- GermanZero e.V.
- Gebäudeenergieberater Ingenieure Handwerker e.V. (GIH)
- Green Planet Energy eG
- HTW Bergner-Conzelmann
- HTW Weniger-Orth
- Klafka & Hinz Energie-Informations-Systeme GmbH
- Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen GmbH (KEAN)
- Konstantin Schubert
- Ministerium für Wirtschaft Infrastruktur Tourismus und Arbeit Mecklenburg-Vorpommern
- Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur - NOW GmbH
- N-ERGIE Netz GmbH
- Next Kraftwerke GmbH
- node.energy GmbH
- Octopus Energy Germany GmbH
- Otter Energy Trading GmbH

- Rabot Energy
- Sigenergy
- solmotion project GmbH
- sonnen GmbH
- SpotmyEnergy GmbH
- Statkraft Markets GmbH
- Steinkamp EnErGie
- Stromnetz Berlin GmbH
- Vattenfall GmbH
- Verband der Automobilindustrie (VDA)
- Verband kommunaler Unternehmen (VKU)
- Zwickauer Energieversorgung GmbH (ZEV)
- Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH)
- Verband der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI)

Zu den konsultierten MiSpeL-Entwürfen wurde anschließend von der HTW Bergner-Conzelmann ein weiterer Beitrag übermittelt, in dem auf wesentliche Fehlanreize in der Abgrenzungsoption hingewiesen wird. Dieser Beitrag ist gemeinsam mit den o.g. Stellungnahmen auf der Verfahrens-Webseite veröffentlicht.

Am 05.08.2026 wurde ein Arbeitsstand zur MiSpeL-Festlegung auf der Verfahrens-Webseite veröffentlicht. Dieser umfasst die folgenden drei Dokumente:

- Arbeitsstand des Tenors zur MiSpeL-Festlegung,
- Arbeitsstand der Anlage 1 zur Abgrenzungsoption und
- Arbeitsstand zur Anlage 2 zur Pauschaloption.

Eine erneute Konsultation war mit der Veröffentlichung nicht verbunden.

Die BNetzA hat den Länderausschuss mit Mail vom 07.08.2026 auf den Arbeitsstand und den geplanten Erlass der MiSpeL-Festlegung mit Wirkung zum 01.10.2026 hingewiesen und die Festlegung im Länderausschuss am 10.09.2026 vorgestellt. Das Bundesamt für Sicherheit in der In-

formationstechnik (BSI) und die Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) wurden fortlaufend über den Stand des Festlegungsverfahrens informiert. Das Benehmen zur MiSpeL-Festlegung nach § 85d EEG mit dem BSI und der PTB wurde hergestellt.

Auf den Beiladungsantrag der Enpal vom 18.06.2026 wurde diese mit Beschluss vom 22.09.2026 zum Verfahren beigelegt.

Die MiSpeL-Festlegung wird am 01.10.2026 auf der oben genannten Webseite zum MiSpeL-Verfahren und am 07.10.2026 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Rechtsgrundlage

Die Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten beruht zum einen auf den Festlegungsbefugnissen nach § 85d EEG und zum anderen auf den Festlegungsbefugnissen nach § 62 Abs. 2 Nr. 1 EnFG.

Die Tenorziffern 1 und 2 zu den Voraussetzungen und Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der umlagerelevanten Strommengen für die Inanspruchnahme von Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 1 bis 4a EnFG finden ihre Rechtsgrundlage in den Festlegungsbefugnissen nach § 62 Abs. 2 Nr. 1 Buchstaben a bis c EnFG. Die Tenorziffern 3 und 4 zu den Voraussetzungen und Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der förderfähigen Netzeinspeisung für die Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption nach § 19 Abs. 3b oder 3c i.V.m. Abs. 1 Nr. 1 EEG beruhen auf den Festlegungsbefugnissen nach § 85d S. 1 Nr. 1 und 2 EEG. Tenorziffer 5 zur Anlagenzuordnung für die Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption beruht auf derselben Rechtsgrundlage. Die Tenorziffern 6 bis 9 zu den Begriffsbestimmungen, zu den Mitwirkungspflichten, zum Wirksamwerden per Bekanntgabe und zu den Übergangsregelungen beziehen sich auf die in den Tenorziffern 1 bis 5 geregelten Inhalte und beruhen auf denselben oben zu diesen Tenorziffern genannten Festlegungsbefugnissen nach § 62 EnFG und § 85d EEG.

2. Formelle Rechtmäßigkeit

Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

2.1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für den Erlass dieser Festlegung ergibt sich aus § 85d EEG und aus § 62 Abs. 2 Nr. 1 EnFG. Die Verfahrensvorschriften nach § 85 Abs. 3 EEG und § 62 Abs. 3 EnFG sehen keine zwingende Beschlusskammer-Zuweisung vor.

2.2. Verfahren

Die Festlegung betrifft als Adressaten zum einen Netznutzer (in der Regel Stromlieferanten), die Umlageprivilegien für den aus dem Netz entnommenen Strom nach § 21 Abs. 1 bis 4a EnFG in Anspruch nehmen möchten. Sie betrifft zum anderen Betreiber von EE-Anlagen, Stromspeichern und/oder Ladepunkten, die Marktprämienzahlungen für den ins Netz eingespeisten Strom nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. Abs. 3b oder 3c EEG auf Basis der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption in Anspruch nehmen möchten. Betroffen sind darüber hinaus Netzbetreiber und Messstellenbetreiber, die die Inanspruchnahme der genannten Umlageprivilegien und EEG-Förderzahlungen nach den Vorgaben der Festlegung ermöglichen müssen.

Durch die Gelegenheit zur Stellungnahme nach § 67 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 62 Abs. 3 EnFG und § 85 Abs. 3 EEG hat die Bundesnetzagentur den Betroffenen die Möglichkeit gegeben, sich zu den für die Entscheidung erheblichen Tatsachen zu äußern. Die Entwürfe der geplanten Festlegung wurden am 18.09.2025 auf der Verfahrens-Webseite veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Zahlreiche Unternehmen und Verbände haben zu dem veröffentlichten Festlegungsentwurf Stellung genommen. Die eingegangenen Stellungnahmen wurden auf der Verfahrens-Webseite veröffentlicht und bei der Entscheidung berücksichtigt.

Von der Möglichkeit der Durchführung einer öffentlichen mündlichen Verhandlung hat die Bundesnetzagentur abgesehen, da die wesentlichen tatsächlichen und rechtlichen Erwägungen und Standpunkte bereits schriftlich ausgetauscht wurden. Nach Überzeugung der Bundesnetzagentur wäre von einer öffentlichen mündlichen Verhandlung kein weiterer Zugewinn erheblicher Informationen zu erwarten gewesen.

Die Festlegung erfolgt im Benehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) und der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB).

Der Länderausschuss wurde über den Arbeitsstand und die den geplanten Verfahrensabschluss in der Sitzung des Länderausschusses am 10.09.2026 informiert. Eine formelle Einbeziehung mit Gelegenheit zur Stellungnahme war nicht geboten; der Anwendungsbereich der Aufgaben des Länderausschusses nach § 60a EnWG ist nicht eröffnet. Die Festlegung erfolgt nicht nach den Teilen 2 und 3 des EnWG, sondern nach § 85d EEG und § 62 EnFG. Die Regelung des § 60a EnWG ist von den Verweisen zum behördlichen Verfahren nach § 85 Abs. 3 EEG und § 62 Abs. 3

EnFG nicht erfasst. Auch eine formelle Einbeziehung des Bundeskartellamtes und der Landesregulierungsbehörden mit Gelegenheit zur Stellungnahme war nicht geboten; der Anwendungsbereich der Zusammenarbeit mit den Kartellbehörden nach § 58 EnWG ist ebenfalls nicht eröffnet. Die Festlegung erfolgt nicht nach Teil 3 des EnWG.

3. Materielle Recht- und Zweckmäßigkeit

Die Festlegung ist recht- und zweckmäßig.

3.1. Aufgreifermessen

Die Bundesnetzagentur hält es im Rahmen ihres Aufgreifermessens für notwendig und zweckmäßig, sowohl die Voraussetzungen und Anforderungen an die Inanspruchnahme der Umlageprivilegien im Rahmen der Arbitragenutzung von Stromspeichern und/oder Ladepunkten nach § 21 Abs. 1 bis 4a EnFG als auch die Voraussetzungen und Anforderungen an die Inanspruchnahme der EEG-Förderzahlungen für die Netzeinspeisung aus EE-Anlagen sowie aus Stromspeichern und/oder Ladepunkten auf Basis der Abgrenzungs- und der Pauschaloption nach § 19 Abs. 3b und 3c i.V.m. Abs. 1 Nr. 1 EEG per Festlegung auszugestalten.

Die Notwendigkeit der Regelungen zur Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungs- und der Pauschaloption ergibt sich bereits daraus, dass die Nutzung dieser beiden Optionen erst durch die vorliegende Festlegung eröffnet wird. Die Inanspruchnahme dieser beiden Optionen ist nur möglich, wenn und soweit jeweils konkretisierende Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 85d EEG wirksam werden (vgl. § 100 Abs. 34 EEG).

Die Notwendigkeit der Regelungen zur Inanspruchnahme der Umlageprivilegien ergibt sich für Fallkonstellationen, in denen neben Stromspeichern und/oder Ladepunkten auch (mindestens eine) förderfähige EE-Anlage eingebunden ist, bereits aus den Wechselwirkungen mit der Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption: Es muss nach in sich kohärenten Regelungen bestimmt werden, welche Teilmengen der Netzeinspeisung an der Einspeisestelle anteilig förderfähig und anteilig umlagereduzierend sind. Auch in Fallkonstellationen ohne eine geförderte EE-Anlage bedarf es klarer Regelungen, um die Umlageprivilegien tatsächlich in Anspruch nehmen zu können; die Inanspruchnahme von Umlageprivilegien setzt nicht die Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen voraus.

Die Festlegung ist notwendig und zweckmäßig, um die Wahrnehmung der genannten Umlageprivilegien und der EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungs- und der Pauschaloption zu ermöglichen und eine bundeseinheitliche Umsetzung der damit verbundenen wirtschaftlichen Vorteile sicherzustellen. Die Regelungen ermöglichen einen energie-, volks- und betriebswirtschaftlich sinnvollen Betrieb von Stromspeichern und/oder bidirektional nutzbaren Ladepunkten, indem

diese nicht mehr allein zur Eigenverbrauchsoptimierung im eng gesteckten Rahmen der Ausschließlichkeitsoption genutzt werden, sondern zusätzlich marktgetrieben zur Optimierung des Netzbezugs, der Stromvermarktung (mit EEG-Förderung) und für Arbitrage (mit Umlageprivilegierung) genutzt werden können. Die marktaktive Nutzung der Speicherpotentiale hilft bei der Systemintegration der volatilen EE-Stromerzeugung und dämpft die damit verbundenen Preisschwankungen im Strommarkt.

Einige Konsultationsteilnehmer haben darauf hingewiesen, dass die Eröffnung der Marktintegration von Stromspeichern und bidirektionalen Ladepunkten zu einer Synchronisierung der Strombezüge und der Stromeinspeisung führen kann, die sich teilweise auch nachteilig auf das Stromnetz auswirken können (vgl. z.B. BDEW, EnBW, N-Ergie, Stromnetz Berlin, VKU). Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung, dass marktpreis-getriebene Gleichzeitigkeitseffekte mitunter auch zu einer Verstärkung von Netzengpässen führen können. Diese möglichen Folgewirkungen einer marktlich sinnvollen Nutzung von Stromspeichern und Ladepunkten können jedoch nicht im Rahmen der MiSpeL-Festlegung behoben werden. Sie sind einer der Gründe, weshalb die Bundesnetzagentur im Rahmen der Festlegung zur allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) beabsichtigt, dynamische Netzentgelte einzuführen. Der traditionelle Redispatch kann das Problem nicht angemessen lösen, weil er die Kosten von den engpassverursachenden Speichern auf die sonstigen Netznutzer verlagert. Obwohl die Einführung dynamischer Netzentgelte wegen der komplexen Details wohl erst ab 2030 möglich sein wird, erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht sinnvoll, auf die Ermöglichung einer marktlich sinnvollen Speichernutzung zu verzichten, um mögliche engpassverstärkende Folgewirkungen dieser sinnvollen Nutzung zu verhindern.

3.2. Umlageprivilegien und EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungsoption nach Anlage 1 (Tenorziffern 1 und 3)

Tenorziffer 1 regelt in Satz 1, dass Netznutzer, die Umlageprivilegien für die saldierungsfähige Netzeinspeisung aus Stromspeichern und/oder bidirektional nutzbaren Ladepunkten sowie für etwaige privilegierungsfähige Stromspeicherverluste nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG in Anspruch nehmen möchten, die Voraussetzungen und Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis dieser umlagereduzierenden Strommengen und des verbleibenden umlagebelasteten Netzbezugs nach Anlage 1 einhalten müssen. Satz 2 stellt klar, dass die Vorgaben nach Anlage 1 nicht nur für Fallkonstellationen mit einer EE-Anlage gelten, in denen der Anlagenbetreiber Marktprämienzahlungen auf Basis der Abgrenzungsoption in Anspruch nimmt, sondern auch für Fallkonstellationen ohne eine geförderte EE-Anlage. Die Vorgaben der Anlage 1 sind folglich in allen Fallkonstellationen zu beachten, in denen der Netznutzer Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG in Anspruch nehmen möchte.

Mit der Einbeziehung auch von Fallkonstellationen ohne eine geförderte EE-Anlage in der Abgrenzungsoption geht die Festlegung in ihrer finalen Fassung deutlich über den Anwendungsbereich des Konsultationsentwurfs hinaus und greift damit eine zentrale Forderung vieler Konsultationsteilnehmer auf.

Die Festlegung zu den umlagerelevanten Strommengen nach Tenorziffer 1 erfolgt, wie es die Festlegungsbefugnis nach § 62 Abs. 2 EnFG voraussetzt, unter Berücksichtigung der Ziele nach § 1 EEG und nach § 1 Abs. 1 KWKG. Die Zielsetzungen der beiden Gesetze werden durch die Festlegung zu den Voraussetzungen und Anforderungen an die Inanspruchnahme der Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG nicht beeinträchtigt. Im Gegenteil ermöglicht die verbesserte Marktintegration von Stromspeichern und Ladepunkten eine bessere Marktintegration von volatilen EE-Anlagen, hat einen glättenden Effekt auf die Strompreise und bringt zusätzliche Akteure in den Markt. Damit trägt die MiSpeL-Festlegung – auch im Hinblick auf die Vorgaben nach Anlage 1 zur Abgrenzungsoption – positiv zu den Zielen der Umweltverträglichkeit, der Nachhaltigkeit, der Treibhausneutralität, der Preisgünstigkeit, der Effizienz und des wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei.

Tenorziffer 3 regelt, dass Anlagenbetreiber, die EEG-Förderzahlungen für die förderfähige Netzeinspeisung von EE-Strom direkt aus EE-Anlagen und von EE-Speichererzeugung aus Stromspeichern und/oder bidirektional nutzbaren Ladepunkten auf Basis der Abgrenzungsoption nach § 19 Abs. 3b i.V.m. Abs. 1 Nr. 1 EEG in Anspruch nehmen möchten, die Voraussetzungen und Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis dieser förderfähigen Netzeinspeisung nach Anlage 1 einhalten müssen. Die Vorgaben der Anlage 1 sind folglich in allen Fallkonstellationen zu beachten, in denen ein Anlagenbetreiber EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungsoption in Anspruch nehmen möchte.

Die nach Tenorziffer 1 und 3 einzuhaltenden Vorgaben zur Bestimmung und zum Nachweis der umlage- und der förderrelevanten Strommengen für die Inanspruchnahme der Umlageprivilegien und der EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungsoption sind in Anlage 1 geregelt.

3.2.1. Begriffsbestimmungen zur Anlage 1

(Anlage 1 Abschnitt 1)

Im Abschnitt 1 der Anlage 1 werden vorab Begriffe definiert, die für die Regelungen der Anlage 1 von Bedeutung sind.

Für den Begriff der **EE-Anlage** wird auf die Legaldefinition nach § 3 Nr. 1 Halbsatz 1 EEG verwiesen. Stromspeicher, die als reine EE-Stromspeicher nach § 3 Nr. 1 Halbsatz 2 EEG vom Anlagenbegriff des EEG mit umfasst sind, sind – insoweit abweichend vom EEG – nicht als „EE-Anlage“ im Sinne der MiSpeL erfasst. Wie in der Fußnote 1 der Anlage 1 näher erläutert wird, kann

die EE-Anlage aus mehreren Anlagen hinter derselben Einspeisestelle bestehen, die grundsätzlich auch einzeln als „Anlagen“ im Sinne von § 3 Nr. 1 Halbsatz 1 EEG erfasst sind (z.B. die einzelnen Solarmodule einer Solaranlage). Entsprechend der Zusammenfassungsregelungen des EEG zur Ermittlung der EEG-Förderzahlungen wird die als eine Anlage geförderte EE-Anlage (mit *einem* anzulegenden Wert und *einheitlichen* AW>0-Zeiten) auch im Rahmen der MiSpeL als eine EE-Anlage betrachtet.

Als **förderfähige Netzeinspeisung** ist die Teilmenge der Netzeinspeisung aus den EE-Anlagen und aus den Stromspeichern und/oder Ladepunkten an der Einspeisestelle erfasst, für die EEG-Förderzahlungen (in Form der Marktprämie) auf Basis der Abgrenzungsoption nach § 19 Abs. 3b i.V.m. Abs. 1 Nr. 1 EEG in Anspruch genommen werden können.

Der Begriff des **Formelsatzes** umfasst nicht nur die jeweiligen Formeln, sondern die gesamte Vorgehensweise zur Bestimmung der umlage- und der förderrelevanten Strommengen in der jeweiligen Fallkonstellation einschließlich des Messkonzepts, der Formeln und sonstiger Vorgaben.

Für den Begriff des **Ladepunktes** wird grundsätzlich auf die Legaldefinition nach § 2 Nr. 1 der Ladesäulenverordnung (LSV) verwiesen. Als Ladepunkt im Sinne der MiSpeL sind jedoch nicht unidirektionale Ladepunkte, sondern ausschließlich bidirektional nutzbare Ladepunkt erfasst, die für die Zwecke der Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 3 EnFG oder der EEG-Förderzahlungen nach § 19 Abs. 3 S. 5 EEG den Stromspeichern gleichgestellt sind. In der Begriffsdefinition ist zudem die Regelung enthalten, dass die Ladeverbräuche der Elektromobile über den Ladepunkt und die Erzeugung für die bidirektionale Rückspeisung jeweils dem Ladepunkt (und nicht dem Elektromobil) zugerechnet werden. Dies entspricht den gesetzlichen Zuordnungsregelungen für bidirektionale Ladepunkte in § 21 Abs. 3 Nr. 2 und 3 EnFG und in § 19 Abs. 3 S. 5 Nr. 2 und 3 EEG, wobei die Formulierung der Begriffsdefinition ausdrücklich alle über den Ladepunkt „rückgespeiste“ Strommengen erfasst, unabhängig davon, ob sie unmittelbar oder mittelbar ins Netz eingespeist oder innerhalb der Kundenanlage verbraucht werden (sonstiger Verbrauch oder Verbrauch in einem Stromspeicher).

Der Begriff des **Netzbezugs** erfasst die gesamte Strommenge, die an der bilanzierungsrelevanten Entnahmestelle aus dem Netz entnommen wird. Der Netzbezug im Sinne der MiSpeL entspricht der „Netzentnahme“ im Sinne des Energiefinanzierungsgesetzes nach § 2 Nr. 9 EnFG. Spiegelbildlich zum Begriff des Netzbezugs erfasst der Begriff der **Netzeinspeisung** die gesamte Strommenge, die an der bilanzierungsrelevanten Einspeisestelle in das Netz eingespeist wird.

In der Konsultation haben einzelne Konsultationsteilnehmer angeregt, die Begriffe der Netzeinspeisung und des Netzbezugs konkreter zu fassen (DGS und Enpal). Die Bundesnetzagentur hat die Anregung aufgegriffen, indem klargestellt wurde, dass sich der Netzbezug und die Netzeinspeisung auf die Strommengen bezieht, die an der jeweils „bilanzierungsrelevanten“ Entnahme-

bzw. Einspeisestelle aus dem Netz bezogen (= „entnommen“) bzw. in das Netz eingespeist werden. Es handelt sich dementsprechend bei dem Netzbezug um die bilanzierungsrelevanten Strommengen, die an der Entnahmestelle (bilanziell betrachtet) aus dem Bilanzkreis des Netznutzers, der die Netznutzung für die Netzentnahme des Stroms kontrahiert hat und zur Zahlung der Netzentgelte zzgl. der Umlagen verpflichtet ist (vgl. § 2 Nr. 8 EnFG, dies ist i.d.R. der Stromlieferant) bezogen werden. Umgekehrt handelt es sich bei der Netzeinspeisung um die bilanzierungsrelevanten Strommengen, die an der Einspeisestelle (bilanziell betrachtet) in den Bilanzkreis des Verantwortlichen (dies ist i.d.R. ein beauftragter Direktvermarkter) eingespeist werden.

Als **privilegierungsfähige Stromspeicherverluste** ist die Teilmenge der Stromspeicherverluste erfasst, die umlagerereduzierend für das Umlageprivileg nach § 21 Abs. 2 EnFG in Ansatz gebracht werden kann. Entsprechend der gesetzlichen Vorgabe kommen als „privilegierungsfähige Stromspeicherverluste“ ausschließlich Stromverluste in einem Stromspeicher in Betracht (als Differenz zwischen den Stromverbräuchen zur Einspeicherung und den Erzeugungsmengen zur Ausspeicherung). Eine entsprechende Anwendung auf bidirektional nutzbare Ladepunkte scheidet aus.

Als **saldierungsfähige Netzeinspeisung** ist die Teilmenge der Netzeinspeisung aus den Stromspeichern und/oder Ladepunkten erfasst, die umlagerereduzierend für das Umlageprivileg nach § 21 Abs. 1, 3 und 4 EnFG in Ansatz gebracht werden kann. Bei der Umlagesaldierung wird die „saldierungsfähige Netzeinspeisung“ von dem Netzbezug abgezogen, so dass nur auf den nach dieser Saldierung verbleibenden umlagebelasteten Netzbezug die Umlagen zu zahlen sind.

Der Begriff des **Stromspeichers** erfasst Einrichtungen, die elektrische Energie zum Zweck der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Zwischenspeicherung und der späteren Erzeugung von elektrischer Energie verbrauchen. Die allgemeingültige, technologieoffene Definition gibt die prägenden energiewirtschaftlichen Funktionen eines „Stromspeichers“ wieder: der Stromverbrauch bei der Einspeicherung, die Stromerzeugung bei der Ausspeicherung und die (Zwischen-) Speicherung durch den Zeitversatz zwischen dem Verbrauch und der Erzeugung. Die Definition orientiert sich an den gesetzlichen Vorgaben zu Stromspeichern (vgl. § 21 Abs. 1 EnFG und § 19 Abs. 3b EEG). Bidirektional nutzbare „Ladepunkte“ sind nicht als „Stromspeicher“ erfasst, sondern eigenständig definiert; sie werden – im Rahmen spezieller Vorgaben – wie Stromspeicher behandelt.

Als **umlagebelasteter Netzbezug** ist die Teilmenge des Netzbezugs an der Entnahmestelle erfasst, die nach dem Abzug der umlagerereduzierenden Strommengen (aufgrund der Umlagesaldierung und – sofern relevant – aufgrund privilegierungsfähiger Stromspeicherverluste) verbleiben. Auf den „umlagebelasteten Netzbezug“ sind die Umlagen nach dem EnFG zu zahlen.

Der Begriff der **umlagerereduzierenden Strommenge** erfasst die Strommenge, die aufgrund der Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG insgesamt in Abzug gebracht werden können für

die Bestimmung des umlagebelasteten Netzbezugs. Bei der „umlagereduzierenden Strommenge“ handelt es sich um einen zusammenfassenden Oberbegriff für zwei verschiedene privilegierungsrelevante Strommengen: einerseits die saldierungsfähige Netzeinspeisung und andererseits – sofern relevant – die privilegierungsfähigen Stromspeicherverluste.

Der Begriff der **Zeitgleichheit** gibt die Viertelstunde (15-Minuten-Intervall) als das Zeitintervall vor, innerhalb dessen Strommengen aus einer bestimmten Stromquelle (EE-Anlage, Stromspeicher, Ladepunkte, weitere Erzeugungsanlage oder Netzbezug) einer bestimmten Stromsenke (Stromspeicher, Ladepunkte, sonstiger Verbrauch oder Netzeinspeisung) zugeordnet werden. Die Definition orientiert sich an den gesetzlichen Vorgaben zur zeitgleichen Zuordnung bestimmter Strommengen nach § 21 Abs. 4 S. 3 und 4 EnFG. Der Begriff der „Zeitgleichheit“ wird nach den Vorgaben der Anlage 1 jedoch allgemeingültig (auch für die Zuordnung anderer Strommengen) verwendet.

3.2.2. Regelungsgegenstand und Schriftfarben der Anlage 1

(Anlage 1 Abschnitt 2)

3.2.2.1. Regelungsgegenstand der Anlage 1

(Anlage 1 Abschnitt 2.1)

In Abschnitt 2 wird der Regelungsgegenstand der Anlage 1 im Überblick dargestellt und erläutert. Der Abschnitt dient der Einordnung der in den anschließenden Abschnitten folgenden materiellen Regelungen. Die übersichtsartige Darstellung soll das Verständnis der Ziele, Inhalte und Zusammenhänge der verschiedenen materiellen Regelungen erleichtern.

3.2.2.1.1. Fallkonstellationen mit marktpremien-geförderter EE-Anlage in der Abgrenzungsoption

(Anlage 1 Abschnitt 2.1.1)

Der Abschnitt 2.1.1 der Anlage 1 zeigt auf, dass Fallkonstellationen, in denen (Misch-) Stromspeicher und/oder bidirektionale Ladepunkte in Kombination mit marktpremien-geförderten EE-Anlagen auf Basis der Abgrenzungsoption hinter derselben Einspeisestelle betrieben werden, zunächst im Fokus der materiellen Regelungen und Darstellungen stehen (Fallkonstellationen ohne geförderte EE-Anlage bilden einen separaten Regelungsgegenstand, vgl. Abschnitt 2.1.8). Diese Fallkonstellationen mit einer EE-Anlage in der Abgrenzungsoption bringen regelmäßig komplexere Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der Strommengen mit sich als Fallkonstellationen ohne eine geförderte EE-Anlage. Denn in den Fällen mit einer geförderten EE-Anlage in der Abgrenzungsoption müssen nicht nur umlage- sondern zusätzlich auch förderrelevante Strommengen anteilig bestimmt werden.

Die Übersicht 1 der Anlage 1 gibt einen umfassenden Überblick über diese Fälle mit geförderter EE-Anlage und die je nach konkreter Fallkonstellation anzuwendenden Formelsätze. Fallkonstellationen ohne geförderte EE-Anlagen bilden einen eigenen Regelungsgegenstand, der im ➔ Abschnitt 2.1.8 dargestellt wird.

3.2.2.1.2. Bestimmung der umlage- und der förderrelevanten Strommengen

(Anlage 1 Abschnitt 2.1.2)

In Abschnitt 2.1.2 der Anlage 1 wird die grundsätzliche Vorgehensweise zur Bestimmung und zum Nachweis der förder- und der umlagerelevanten Strommengen aufgezeigt. Diese basiert in der Anlage 1 auf einer Verrechnung und anteiligen Zuordnung von viertelstündlich erfassten Strommengen nach mathematisch eindeutigen Rechenformeln. Die Rechenformeln sind integraler Bestandteil des jeweiligen Formelsatzes und sind auf das zugehörige Messkonzept abgestimmt.

Diese Vorgehensweise in der Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption) ermöglicht eine genauere Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen und eine deutlich breitere Anwendung in unterschiedlichen Fallkonstellationen im Vergleich zu der pauschalierenden Vorgehensweise in Anlage 2 (zur Pauschaloption). In beiden Optionen ist die Erfassung von viertelstundengenauen Messwerten erforderlich.

3.2.2.1.3. Erweiterte Nutzungsmöglichkeiten der Abgrenzungsoption im Vergleich zur Ausschließlichkeitsoption

(Anlage 1 Abschnitt 2.1.3)

Abschnitt 2.1.3 der Anlage 1 enthält eine Darstellung der Nutzungsmöglichkeiten für Stromspeicher und Ladepunkte in der durch die MiSpeL-Festlegung neu eröffneten Abgrenzungsoption im Vergleich zu der bisher allein nutzbaren Ausschließlichkeitsoption. Die Darstellung zeigt auf, worin die zusätzlichen Nutzungsmöglichkeiten in der Abgrenzungsoption im Blick auf die Marktintegration von Stromspeichern und bidirektional nutzbaren Ladepunkten bestehen: In der Abgrenzungsoption können die Stromspeicher und Ladepunkte nicht nur zur Optimierung des Eigenverbrauchs genutzt werden, sondern auch zur Optimierung des Netzbezugs (Nutzung von Zeiten mit niedrigem Strompreis zur Einspeicherung), zur Optimierung der EE-Vermarktung (Nutzung von Zeiten mit hohem Strompreis zur Netzeinspeisung) und zur Arbitrage (Nutzung von Preisdifferenzen zwischen dem Netzbezug zur Einspeicherung und der Netzeinspeisung von Strom aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt).

Die Übersicht 2 der Anlage 1 zeigt die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten der Optionen im Überblick auf.

Die Darstellung verdeutlicht zugleich, dass die Einbindung von bidirektional nutzbaren Ladepunkten in Kombination mit einer geförderten EE-Anlage durch die Abgrenzungsoption erstmals unter

Wahrung der EEG-Förderung (auch für Strom aus dem Ladepunkt) und der Umlageprivilegien eröffnet wird. Die Einbindung von bidirektionalen Ladepunkten ist in der Ausschließlichkeitsoption nach § 19 Abs. 3a EEG hingegen nicht möglich. Die bisher bereits nutzbare „Alternative zur Ausschließlichkeitsoption“, bei der mittels Energieflussrichtungssensoren sichergestellt wird, dass keine Erzeugung im Ladepunkt bei gleichzeitiger Netzeinspeisung erfolgt, ermöglicht zwar die Einbindung von bidirektional nutzbaren Ladepunkten, aber mit eingeschränkten Nutzungsmöglichkeiten, ohne Umlageprivilegien und mit einer EEG-Förderung, die auf die Direkteinspeisung aus der EE-Anlage beschränkt ist.

3.2.2.1.4. Formelbasierte Zuordnung und Verrechnung der Strommengen

(Anlage 1 Abschnitt 2.1.4)

Im Abschnitt 2.1.4 der Anlage 1 wird erläutert, wie die Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen mittels einer formelbasierten Zuordnung und Verrechnung grundsätzlich funktioniert. Die Basis dafür bilden viertelstündlich erfasste Strommengen nach dem jeweiligen Messkonzept. Die konkrete Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen erfolgt darauf aufbauend im ersten Schritt für den jeweiligen Kalendermonat, bevor im zweiten Schritt die Werte für die Jahresabrechnungen ermittelt werden können.

Damit ist eine wesentliche Änderung gegenüber der konsultierten Entwurfsfassung der Festlegung vom 18.09.2025 (im Folgenden: Konsultationsfassung) benannt: Die Bestimmung der saldierungsfähigen Strommengen erfolgt auf Basis einer monatlichen Saldierungsperiode. In der Konsultationsfassung war noch eine jährliche Saldierungsperiode vorgesehen.

In der Konsultation wurde von mehreren Teilnehmern vorgeschlagen, in der Abgrenzungsoption anstelle der jährlichen Betrachtung eine monatliche Saldierungsperiode einzuführen (vgl. z.B. DWW, Enerparc, Klafka & Hinz, Next, SpotmyEnergy). Zur Begründung wurden verschiedene Vorteile vorgetragen:

- Die nach dem EEG und dem EnFG vorgegebenen monatlichen Abschlagszahlungen könnten durch eine monatliche Saldierung sachgerechter ermittelt werden (vgl. z.B. EFET, Enerparc, Klafka & Hinz, DWW, Next, Fronius, Otter).
- Die Jahresbetrachtung führe zu hohen Korrekturbedarfen (vgl. z.B. Next, Otter).
- Bei einem Bedarf zur unterjährigen Abgrenzung (z.B. Wechsel der Vermarktungsform, Änderungen in der Konfiguration) komme es bei einer kalenderjährlichen Betrachtung zu Schwierigkeiten, die sich durch eine kalendermonatliche Betrachtung vermeiden ließen (vgl. z.B. BNE).

- Die Betriebsweise der Stromspeicher und/oder Ladepunkte könne monatsweise jeweils stärker durch Arbitrage-Aktivitäten oder durch Förder-Optimierungen geprägt sein, was durch die monatliche Saldierung angemessener berücksichtigt werde (vgl. z.B. HTW Bergner-Conzelmann, node.energy).

Die Bundesnetzagentur folgt dem Vorschlag der Konsultationsteilnehmer. Die Saldierungsperiode wird in der Abgrenzungsoption einheitlich auf den jeweiligen Kalendermonat festgelegt.

Die Umstellung auf eine monatliche Saldierungsperiode vermeidet die von den Konsultationsteilnehmern aufgezeigten Probleme, die eine kalenderjährliche Saldierungsperiode mit sich bringen kann. Ein Nachteil der monatlichen Saldierungsperiode besteht darin, dass Füllstandeffekte bei einer monatlichen Saldierung häufiger und somit insgesamt stärker zum Tragen kommen als bei einer jährlichen Saldierung: Der Stromspeicher kann aus dem vorhergehenden Kalendermonat unterschiedlich hohe Rest-Füllstände an eingespeichertem Strom mitbringen. Auf diese Effekte weist auch die Stellungnahme von Klafka & Hinz hin. Diese Füllstandeffekte haben gleichwohl nur beschränkte Auswirkungen und gleichen sich über die Monate weitgehend aus. In Anbetracht der erheblichen Vorteile einer monatlichen Saldierungsperiode wird dieser Nachteil in Kauf genommen.

Die Festlegung weicht mit der monatlichen Saldierungsperiode von den gesetzlich ursprünglich vorgesehenen Voraussetzungen für das Umlageprivileg ab. § 21 Abs. 1 S. 1 (für Ladepunkte i.V.m. Abs. 3) EnFG bezieht sich auf die Saldierung „in einem Kalenderjahr“. Die Abweichung ist von der Festlegungsbefugnis umfasst. Die Bundesnetzagentur ist nach § 62 Abs. 2 Nr. 1 EnFG dazu befugt, per Festlegung Vorgaben zu treffen zu den Voraussetzungen der Verringerung der Umlagen nach § 21 und zu den insoweit zu erfüllenden Anforderungen. Diese Befugnis ist weder nach ihrem Wortlaut noch nach dem Sinn und Zweck auf die bereits gesetzlich nach § 21 EnFG vorgesehenen Voraussetzungen und Anforderungen beschränkt. Die in § 62 Abs. 2 Nr. 1 EnFG geregelte Festlegungsbefugnis zu den Umlageprivilegien nach § 21 EnFG wurde im Zuge des sogenannten Stromspitzengesetzes (Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen, BGBl. 2025 I Nr. 51 vom 24.02.2025) weiter und allgemeiner gefasst. Die Erweiterung der Festlegungsbefugnis zu den Umlageprivilegien nach § 62 Abs. 2 Nr. 1 EnFG erfolgte parallel zur Einführung der Festlegungsbefugnis zur EEG-Förderung auf Basis der Abgrenzungs- und der Pauschaloption nach § 85d EEG.

Nach dem Sinn und Zweck der beiden Festlegungsbefugnisse sowie der inhaltlich und gesetzes-systematisch engen Zusammenhänge zwischen den Umlageprivilegien nach § 21 EnFG einerseits und der EEG-Förderung auf Basis der Abgrenzungs- und Pauschaloption nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. Abs. 3b und 3c EEG andererseits, soll die Bundesnetzagentur insbesondere die Be-

stimmung und den Nachweis der anteilig umlage- und förderrelevanten Strommengen für Konstellationen mit Stromspeichern und/oder Ladepunkten kohärent und umfassend regeln. Dieses Verständnis wird durch die Gesetzesbegründung zur erweiterten Festlegungsbefugnis nach § 62 Abs. 2 Nr. 1 EnFG bestätigt: „Nach den angepassten Festlegungsbefugnissen der Bundesnetzagentur gemäß § 62 Absatz 2 Nummer 1 EnFG kann diese Festlegungen zu den gesamten Voraussetzungen einer Verringerung der Umlagezahlungen nach § 21 EnFG treffen. Dies ermöglicht ihr, in Kombination mit den Festlegungsbefugnissen nach § 85d EEG 2023 kohärente Vorgaben für eine komplementäre Bestimmung der anteilig EEG-förderfähigen und der anteilig umlagesaldierungsfähigen Netzeinspeisemengen festzulegen.“

Für die Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen werden die viertelstündlichen Messwerte nach den Vorgaben der Anlage 1 miteinander verrechnet und für jeden Kalendermonat bestimmt. Für die Abrechnung des Kalenderjahres werden wiederum die monatlichen Werte aufsummiert.

Die im EnFG für die Umlagezahlungen und im EEG für die Förderzahlungen vorgesehenen Regelungen und zu den kalenderjährlichen Endabrechnungen im Rückblick auf das jeweils abzurechnende Kalenderjahr (Abrechnungsjahr) sowie zu monatlichen Abschlagszahlungen gelten unverändert; sie werden durch die MiSpeL-Festlegung nicht berührt und nicht verändert. Durch eine ergänzende Formulierung wurde klargestellt, dass stets sich das Abrechnungsjahr auf das jeweils nach dem EnFG bzw. dem EEG abzurechnende Kalenderjahr bezieht. Mit der Klarstellung wurde eine entsprechende Anregung des BDEW umgesetzt.

3.2.2.1.5. Speichervorrang – gesetzlich gewillkürte vorrangige Zuordnung

(Anlage 1 Abschnitt 2.1.5)

Im Abschnitt 2.1.5 der Anlage 1 wird die Wirkweise der gesetzlichen Vorgabe zur vorrangigen Zuordnung von Netzbezugs- und Netzeinspeisemengen zu zeitgleichen Stromverbrauchs- und Stromerzeugungsmengen im Stromspeicher und/oder Ladepunkt (gesetzlich „gewillkürte Vorrangregelung“) erläutert. Anhand von Beispielrechnungen wird zudem aufgezeigt, welche Auswirkungen diese vorrangige Zuordnung auf die Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen hat.

Die Zuordnung von Strommengen einer bestimmten Quelle (z.B. aus dem Netz oder aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt) zu einer bestimmten Senke innerhalb eines Viertelstundenintervalls ist eine grundlegende Mechanik und eine Voraussetzung für die Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen nach der Anlage 1.

3.2.2.1.6. Berücksichtigung von „Fremdtankstrom“ bei Ladepunkten

(Anlage 1 Abschnitt 2.1.6)

Abschnitt 2.1.6 der Anlage 1 beschreibt das grundsätzliche Vorgehen, mit dem in der Abgrenzungsoption Energie, die aus anderenorts geladenem Strom zur Erzeugung und Rückspeisung von Strom über den Ladepunkt „mitgebracht“ wird, bei der Umlagesaldierung und von der EEG-Förderung möglichst unberücksichtigt bleibt. Dieser „Fremdtankstrom“ wird, soweit er anhand der Messwerte identifiziert werden kann, in den Formeln abgezogen. Es würde gegen die Vorgaben und den Sinn und Zweck der Umlageprivilegierung sowie der EEG-Förderung verstoßen, Netzeinspeisung als saldierungs- oder förderfähige Strommenge abzurechnen, die auf einem identifizierbaren Fremdtankstrom beruht (vgl. auch BNM). Dass der Fremdtankstrom anhand der verfügbaren Messwerte ggf. nicht oder jedenfalls nicht in vollem Umfang identifiziert und abgezogen werden kann, wird zugunsten der praxistauglichen Einbeziehung von bidirektional nutzbaren Ladepunkten in Kauf genommen. Fremdtankstrom kann nur in Messkonzepten mit (mindestens) zwei (Zweirichtungs-) Zählern anteilig identifiziert werden. In dem Ein-Zähler-Messkonzept des vereinfachenden Sonderfalls A11 kann Fremdtankstrom nicht identifiziert und berücksichtigt werden. Auch in der Pauschaloption nach Anlage 2 ist aufgrund des vereinfachten Messkonzeptes keine explizite Berücksichtigung des Fremdtankstroms möglich.

Von einzelnen Konsultationsteilnehmern wurde vorgetragen, dass bei der Saldierung berücksichtigt werden sollte, ob und in welcher Höhe für den andernorts zum Laden genutzten Strom Umlagen gezahlt wurden oder nicht und ob es sich ggf. um EE-Strom handeln könne (vgl. z.B. BNM, EnBW, HTW Bergner-Conzelmann). Eine solche zusätzliche Unterscheidung ist jedoch weder erforderlich noch zielführend. Sie würde die Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen drastisch verkomplizieren und grundlegende Vorgaben zur Einbindung von bidirektional nutzbaren Ladepunkten missachten. Der Forderung nach einer Unterscheidung dürfte das Missverständnis zugrunde liegen, dass der Akku eines Elektromobils ein Stromspeicher sei und infolgedessen nachverfolgt werden müsse, in welchem Umfang das einzelne Elektromobil an welchem Ladepunkt anteilig mit welchem Strom (aus dem Netz, mit welcher Umlagehöhe, aus einer EE-Anlage, aus sonstigen Erzeugungsanlagen) geladen wird und welche anteiligen Strommengen es an denselben oder an anderen Ladepunkten bidirektional in die Netze verschiedener Verteilernetzbetreiber einspeist. Das ist jedoch nicht der Fall.

Der Akku eines Elektromobils ist kein Stromspeicher im Sinne der energiewirtschaftlichen Regelungen. Anders als bei einem Stromspeicher, in dem die elektrische Energie zum Zweck der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Zwischenspeicherung und der späteren Erzeugung von elektrischer Energie verbraucht wird, sind die zentralen energiewirtschaftlichen Funktionen des Verbrauchs (zum Laden/Einspeichern über den Ladepunkt) und der zeitversetzten Erzeugung (zum Rückspeisen/Ausspeichern über den Ladepunkt) bei einem Elektromobil

nicht dem Akku des Fahrzeugs, sondern nach § 21 Abs. 3 Nr. 2 und 3 EnFG sowie § 19 Abs. 3 S. 5 Nr. 2 und 3 EEG dem Ladepunkt zugeordnet (auch nach dem allgemeinen Energiewirtschaftsrecht wird der Ladeverbrauch des Netzbezugs dem Ladepunkt zugerechnet, vgl. § 3 Nr. 70 EnWG). Diese gesetzliche Zuordnungsfiktion des Verbrauchs und der Erzeugung zum Ladepunkt ermöglicht die weitreichende Gleichsetzung der bidirektional nutzbaren Ladepunkte mit Stromspeichern im Rahmen der Umlagesaldierung nach § 21 Abs. 3 Nr. 1 i.V.m. Abs. 1 EnFG und im Rahmen der EEG-Förderung auf Basis der Abgrenzungs- und der Pauschaloption nach § 19 Abs. 3 S. 5 Nr. 1 i.V.m. Abs. 3b und 3c EEG (nicht hingegen im Rahmen des Umlageprivilegs für Stromspeicherverluste nach § 21 Abs. 2 EnFG und im Rahmen der EEG-Förderung auf Basis der Ausschließlichkeitsoption nach § 19 Abs. 3a EEG).

Dass den bidirektional nutzbaren Ladepunkten (und nicht den Akkus der einzelnen Elektromobile) die Verbrauchs- und Erzeugungsmengen aller im jeweiligen Abrechnungszeitraum angeschlossenen Elektromobile zugerechnet werden, ist die wesentliche Voraussetzung dafür, dass die umlage- und förderrelevanten Strommengen nach (weitgehend) parallelen MiSpeL-Vorgaben bestimmt werden können. Aufgrund verschiedener Besonderheiten der bidirektional nutzbaren Ladepunkte (insbesondere aufgrund der Berücksichtigung von Fremdtankstrom und aufgrund der Nicht-Privilegierung von Speicherverlusten) muss zwar stets zwischen Fallkonstellationen mit bidirektional nutzbaren Ladepunkten und Fallkonstellationen mit Stromspeichern unterschieden werden; die Vorgaben sind jedoch soweit wie möglich gleichlaufend geregelt.

Auch bei Fallkonstellationen mit bidirektional nutzbaren Ladepunkten kommt es allein auf die umlage- und förderrelevanten Strommengen an und hinter der Entnahme- bzw. Einspeisestelle an, hinter der der jeweilige Ladepunkt eingebunden ist. Ob stets das gleiche oder ob verschiedene Elektromobile an den Ladepunkt angeschlossen werden und welche Strommengen die angeschlossenen Elektromobile in welcher Qualität an anderen Ladepunkten laden oder einspeisen, ist hingegen ohne Belang. Es reicht aus, sicherzustellen, dass für den Ladepunkt keine Umlageprivilegien für Speicherverluste in Anspruch genommen werden und dass der identifizierbare Fremdtankstrom nach den Vorgaben des jeweiligen Formelsatzes berücksichtigt wird.

In der Konsultation wurde darüber hinaus angemerkt, dass der Begriff „Fremdtankstrom“ ungeeignet sei, da es sich nicht um einen Tankvorgang im engeren Sinne handle (vgl. z.B. Eckhard Wolf, Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur). Der Einwand ist insoweit richtig, als man bei Elektromobilen regelmäßig vom „Laden“ und nicht vom „Tanken“ spricht. Die Bundesnetzagentur hält gleichwohl an dem Begriff fest, da er aussagekräftig den Wesenskern auf den Punkt bringt und bereits in der Konsultation eingeführt ist. Die Bezeichnung bringt keine negativen Auswirkungen mit sich und beinhaltet auch keinerlei Kritik. Auch „mitgebrachte“ Energiemengen („Fremdtankstrom“) können und sollen zur marktorientierten Netzeinspeisung genutzt werden. Die Vorgaben

zur Identifizierung und Einordnung von „Fremdtankstrom“ dienen lediglich zur Vermeidung von unsachgemäßen Folgen.

3.2.2.1.7. Berücksichtigung von Zeiten mit reduziertem „anzulegenden Wert“ ($AW_{\frac{1}{2}}$) bei der EEG-Förderung
(Anlage 1 Abschnitt 2.1.7)

Im Abschnitt 2.1.7 der Anlage 1 wird klargestellt, dass die EEG-Förderzahlungen (Marktprämie) auch auf Basis der Abgrenzungsoption nur für die förderfähige Netzeinspeisung gezahlt werden darf, die in Zeiten mit einem anzulegenden Wert über null erfolgt (förderfähige Netzeinspeisung in $AW > 0$ -Zeiten).

Die Absenkung des anzulegenden Wertes kann sich grundsätzlich aus verschiedenen Regelungen des EEG ergeben. In der Regel ist der anzulegende Wert einer EE-Anlage aufgrund von negativen (oder in bestimmten Fällen bereits aufgrund von nur schwach positiven) Spotmarktpreisen zeitweise auf null verringert (vgl. § 51 und § 51b EEG). Je nach Inbetriebnahmedatum der EE-Anlage können unterschiedliche Regelungen zur Absenkung des anzulegenden Wertes bei negativen Preisen gelten.

In Anlage 1 der MiSpeL-Festlegung wird die notwendige Unterscheidung zwischen förderfähiger Netzeinspeisung in $AW > 0$ -Zeiten und förderfähiger Netzeinspeisung in Zeiten mit einem anzulegenden Wert von null ($AW = 0$ -Zeiten), berücksichtigt, indem die $AW > 0$ -Zeiten in den Formeln zur Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung auf Basis der Abgrenzungsoption integriert sind.

ZVEI weist darauf hin, dass mit der Berücksichtigung der $AW = 0$ -Zeiten Unsicherheiten für den Anlagenbetreiber einhergehen, die erst in der Jahresendabrechnung bewertet werden können. Durch die Umstellung auf die monatliche Saldierungsperiode wird diese Unsicherheit in der Abgrenzungsoption vermindert.

3.2.2.1.8. Fallkonstellationen ohne marktprämien-geförderte EE-Anlage in der Abgrenzungsoption
(Anlage 1 Abschnitt 2.1.8)

Abschnitt 2.1.8 der Anlage 1 stellt klar, dass auch Fallkonstellationen, in denen Stromspeicher und/oder bidirektionale Ladepunkte ohne eine geförderte EE-Anlage in der Abgrenzungsoption betrieben werden, in denen also entweder keine EE-Anlagen oder ausschließlich ungeförderte EE-Anlagen (in der ungeförderten Direktvermarktung) eingebunden sind, vom Regelungsgegenstand der Anlage 1 erfasst sind (vgl. Tenorziffer 1 S. 2). Der Begriff der „ungeförderten Direktvermarktung“ bezieht sich auf Fallkonstellationen, in denen die Anlage der Direktvermarktung zugeordnet ist, ohne eine Zahlung nach dem EEG in Anspruch zu nehmen. Dies wird im EEG auch als

„sonstige Direktvermarktung“ bezeichnet (vgl. § 21a EEG). Es können auch sonstige Erzeugungsanlagen (z.B. KWK-Anlagen) ohne eine geförderte EE-Anlage eingebunden sein.

Die Inanspruchnahme der Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG ist auch in diesen Fallkonstellationen (ohne geförderte EE-Anlage) ausschließlich nach den in der Anlage 1 vorgesehenen Vorgaben möglich. Die Voraussetzungen und die Formelsätze für diese Fallkonstellationen sind in einem eigenen Abschnitt geregelt und sehen zum Großteil eine entsprechende Anwendung der Formelsätze für die Fallkonstellationen mit marktpremien-geförderten EE-Anlagen in der Abgrenzungsoption vor. Vereinfachungsmöglichkeiten sind ergänzend vorgesehen.

Wie bereits dargelegt, wurde diese Erweiterung der MiSpeL-Festlegung (im Vergleich zur Konsultationsfassung) in der Konsultation von zahlreichen Teilnehmern gefordert.

3.2.2.2. Entsprechende Anwendung von Anlage 1 zur Netzentgeltreduzierung nach § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG und zur Umlagereduzierung nach § 19 Abs. 2 S. 16 StromNEV

(Anlage 1 Abschnitt 2.2)

Abschnitt 2.2 der Anlage 1 stellt klar, dass der unmittelbare Regelungsgegenstand der Anlage 1 die Voraussetzungen der Umlagereduzierung nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG und die insoweit zu erfüllenden Anforderungen insbesondere an die Bestimmung und den Nachweis der umlagererelevanten Strommengen sind.

Mehrere Regelungen in anderen Gesetzen und Verordnungen verweisen auf die Regelungen zur Umlageprivilegierung nach § 21 EnFG, vgl. § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG für die Bestimmung der netzentgeltreduzierenden Strommengen und § 19 Abs. 2 S. 16 StromNEV für die Bestimmung der umlagereduzierenden Strommengen im Hinblick auf den Aufschlag für besondere Netznutzung. Auch im Stromsteuerrecht ist ein Verweis auf § 21 EnFG enthalten, vgl. § 11a Abs. 3 StromStV.

Die Bundesnetzagentur ist sich bewusst, dass die Vorgaben der MiSpeL-Festlegung nach Anlage 1 die Regelungen zu den Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG verbindlich ausgestalten und dadurch mittelbar zugleich den Gegenstand der gesetzlichen Verweise ausgestaltet. Die entsprechende Anwendung des § 21 EnFG und der zugehörigen MiSpeL-Vorgaben in anderen Regelungsbereichen ist jedoch nicht Gegenstand dieser Festlegung, sondern die Folge dieser gesetzlichen Verweise.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer haben gefordert, dass die Regelungen der MiSpeL-Festlegung entsprechende Anwendung finden für die Bestimmung von Netzentgeltprivilegien (und Privilegien bei anderen Strompreisbestandteilen) bei Fallkonstellationen mit Stromspeichern und/oder bidirektional nutzbaren Ladepunkten (vgl. z.B. BVES, DIHK, DWW, E.ON, Elli, KEAN, node.energy, SpotmyEnergy, VDA,). BDEW, DIHK, DWW, GermanZero, node.energy und VDA

fordern die Bundesnetzagentur dementsprechend dazu auf, die Festlegungen zur allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) und zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) aufeinander abzustimmen.

Die entsprechende Anwendung der MiSpeL-Vorgaben im Netzentgeltbereich ist jedoch nicht Gegenstand dieser MiSpeL-Festlegung. Dies gilt zum einen im Hinblick auf die aktuelle Rechtslage, die wie geschildert in § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG einen Verweis auf die Regelungen zu den Umlageprivilegien nach § 21 EnFG vorsieht, der die ausgestaltenden Regelungen dieser MiSpeL-Festlegung nach dem Verständnis der Bundesnetzagentur mit umfasst. Dies gilt zum anderen aber auch im Hinblick auf die künftige Rechtslage: Die Festlegung verbindlicher Vorgaben zu den künftigen Netzentgeltpflichten bei Stromspeichern und bidirektional nutzbaren Ladepunkten ist Gegenstand des laufenden Verfahrens der Rahmenfestlegung zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). Inwieweit die AgNes-Festlegung weiterhin eine entsprechende Anwendung des § 21 EnFG und der ausgestaltenden Regelungen dieser MiSpeL-Festlegung vorsehen wird, gehört nicht zum Regelungsgegenstand der vorliegenden Festlegung.

3.2.2.3. Schriftfarben zur Unterscheidung von Strommengen in der Abgrenzungsoption (Anlage 1 Abschnitt 2.3)

In Abschnitt 2.3 wird die Darstellung mittels farbiger Schrift erläutert. Mit der verschiedenfarbigen Gestaltung im Text und in den Formelsätzen soll die Orientierung in den Dokumenten erleichtert werden.

3.2.3. Voraussetzungen und Anforderungen nach Anlage 1 (Anlage 1 Abschnitt 3)

3.2.3.1. Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Umlageprivilegien und EEG-Förderzahlungen nach Anlage 1 (Anlage 1 Abschnitt 3.1)

3.2.3.1.1. Voraussetzungen in Fallkonstellationen mit einer marktprämien-geförderten EE-Anlage in der Abgrenzungsoption (Anlage 1 Abschnitt 3.1.1)

In Abschnitt 3.1.1 sind die Voraussetzungen zur Anwendung der Anlage 1 geregelt, die in Fallkonstellationen mit einer geförderten EE-Anlage einzuhalten sind, um Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG sowie EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungsoption nach § 19 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 und Abs. 3b EEG in Anspruch nehmen zu können.

Die **Voraussetzung 1** sieht vor, dass alle EE-Anlagen, Stromspeicher und Ladepunkte hinter der Einspeisestelle der Direktvermarktung zugeordnet sein müssen. Die Zuordnung ist in Tenorziffer 5

geregelt. Dass mindestens eine EE-Anlage der geförderten Direktvermarktung per Marktprämie auf Basis der Abgrenzungsoption zugeordnet sein muss, ergibt sich in den vorliegenden Fallkonstellationen aus den gesetzlichen Vorgaben zur Abgrenzungsoption nach § 19 Abs. 3 i.V.m. Abs. 3b EEG (Fallkonstellationen ohne eine geförderte EE-Anlage sind separat geregelt): In der Abgrenzungsoption (wie auch in der Pauschaloption) können EEG-Förderzahlungen ausschließlich in Form der Marktprämie nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG geltend gemacht werden. Andere Formen der EEG-Förderung und jede Form einer „kaufmännischen Abnahme“ durch den Netzbetreiber sind ausgeschlossen. EE-Anlagen in der ungeförderten Direktvermarktung sind hingegen unschädlich.

In der Konsultation wurde vorgetragen, dass Steckersolargeräte von dieser Vorgabe ausgenommen werden sollten (vgl. z.B. BNE, EWS, Fronius Green Planet, Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, ZVEI). Aufgrund der rechtlichen Vorgaben gibt es für eine solche Sonderregelung jedoch keinen Spielraum.

Auch bei der „unentgeltlichen Abnahme“, die häufig für Steckersolargeräte in Anspruch genommen wird, handelt es sich um eine Unterkategorie der Veräußerungsform der Einspeisevergütung (vgl. § 21 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, § 11 Abs. 1 S. 2 und § 3 Nr. 46a EEG), bei der der Strom vom Netzbetreiber „kaufmännisch abgenommen“ wird. Die Geltendmachung einer Form der Einspeisevergütung ist jedoch nur in der Ausschließlichkeitsoption vorgesehen (vgl. § 19 Abs. 3a EEG). In der Abgrenzungs- und der Pauschaloption kann hingegen ausschließlich die Marktprämie als EEG-Förderzahlung geltend gemacht werden (vgl. § 19 Abs. 3b und 3c i.V.m. Abs. 1 Nr. 1 EEG). Eine kaufmännische Abnahme durch den Netzbetreiber wäre darüber hinaus auch nicht mit der Vorgabe vereinbar, dass bei Inanspruchnahme der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption die gesamte Netzeinspeisung an der Einspeisestelle in einem gesonderten Bilanzkreis oder Unterbilanzkreis (in aller Regel eines beauftragten Direktvermarkters) bilanziert werden muss (vgl. § 20 S. 2 EEG und Voraussetzung 4).

Der Ausschluss von Anlagen ohne marktliche Bilanzierungsverantwortung entspricht zugleich dem Sinn und Zweck der beiden Optionen: In der Abgrenzungs- und in der Pauschaloption sollen alle Einspeisemengen in das Netz und alle Bezugsmengen aus dem Netz marktlich bewirtschaftet und bilanziert werden, um die Fähigkeiten und Flexibilität der Stromspeicher und/oder Ladepunkte in Kombination mit den marktprämien-geförderten EE-Anlagen (und ggf. vorhandenen sonstigen Erzeugungsanlagen) aktiv im Strommarkt zu nutzen. Die marktaktive Einbindung aller Erzeugungsanlagen (einschließlich der Stromspeicher und Ladepunkte) ist eine wesentliche Voraussetzung in der Abgrenzungsoption, um die Flexibilität möglichst effizient zur Markt- und Systemintegration des EE-Stroms nutzen zu können.

Die **Voraussetzungen 2 und 3** stellen klar, dass der gesamte Netzbezug an der Entnahmestelle aus dem Netz und die gesamte Netzeinspeisung an der Einspeisestelle ins Netz einheitlich nach Maßgabe der Anlage 1 erfasst und zugeordnet werden müssen. Die Formelsätze der Anlage 1 zur Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen bauen auf dieser Voraussetzung auf; eine fehlende oder anderweitige Erfassung bzw. Zuordnung von anteiligen Strommengen würde zu untauglichen Ergebnissen führen.

Die einheitliche Erfassung und Zuordnung nach Anlage 1 der gesamten umlage- und förderrelevanten Strommengen schließt darüber hinaus die parallele Inanspruchnahme von Umlageprivilegien und von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Pauschaloption nach Anlage 2 (oder auf Basis der Ausschließlichkeitsoption) an dieser Entnahme- bzw. Einspeisestelle aus.

Die **Voraussetzung 4** greift die spezielle gesetzliche Regelung des § 20 S. 2 EEG auf: Die gesamte Netzeinspeisung an der Einspeisestelle muss für die Inanspruchnahme der Marktprämie auf Basis der Abgrenzungsoption nach § 20 S. 2 EEG einheitlich in „einem“ (Singular) gesonderten Bilanzkreis oder Unterbilanzkreis bilanziert werden.

Dieser gesonderte Bilanzkreis für alle Einspeisemengen an der Einspeisestelle unterstreicht die erforderliche einheitliche Behandlung und Bilanzierung der Strommengen. Die gesonderte Bilanzierung gegenüber den „sortenreinen“ Bilanzierung von marktprämien-gefördertem EE-Strom nach § 20 S. 1 EEG ist erforderlich, da es sich bei der Netzeinspeisung im Fall der Abgrenzungsoption (wie auch im Fall der Pauschaloption) nach § 20 S. 2 EEG um Strom handelt, der nur anteilig förderfähig ist.

Von einigen Konsultationsteilnehmern wurde die Pflicht zur einheitlichen Zuordnung in Frage gestellt (vgl. z.B. Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur). Angesichts der klaren gesetzlichen Vorgabe hält die Bundesnetzagentur an der Voraussetzung fest. Die Vorgabe zur einheitlichen Zuordnung zu einem Direktvermarktungs-Bilanzkreis entspricht den dargelegten Zielen, die gesamte Netzeinspeisung aus den verschiedenen Anlagen aktiv im Strommarkt zu bilanzieren, zu vermarkten und zu steuern. Die einheitliche Zuordnung der gesamten Netzeinspeisung ist zudem die Basis für die einheitliche Erfassung und für die sachgerechte Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen nach den Formelsätzen der MiSpeL-Festlegung.

In vielen Stellungnahmen der Konsultation nimmt die Frage breiten Raum ein, ob für die Bilanzierung der Strommengen die Werkzeuge der bestehenden Marktkommunikation („Zeitreihentypen“) verwendet werden können (vgl. z.B. 1Komma5°, BNE, BDEW, BVES, EnBW, Enpal, E.ON, N-Ergie, sonnen). Diese Frage ist jedoch nicht Gegenstand der MiSpeL-Festlegung.

Die **Voraussetzung 5** gibt die gesetzliche Vorgabe nach Anlage 1 Nr. 2 S. 2 des EEG zur Bestimmung der Marktprämie anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes wieder: Mit

der Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungsoption (wie auch auf Basis der Pauschaloption) wechseln Bestandsanlagen, bei denen die Marktprämie grundsätzlich nach dem Monatsmarktwert bestimmt wird, in die Bestimmung nach dem Jahresmarktwert.

In der Konsultation wurde vorgeschlagen, dass Betreiber von Bestandsanlagen auch bei einem Wechsel in die Abgrenzungsoption weiterhin die Marktprämie auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes in Anspruch nehmen können (vgl. z.B. BDEW, DWW, Enerparc, Next, Otter, SpotmyEnergy). Der vorgeschriebene Wechsel zum Jahresmarktwert stelle die Betreiber deutlich schlechter und mache daher für Bestandsanlagen den Wechsel in die Abgrenzungsoption unattraktiv. Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung, dass eine nicht erforderliche Schlechterstellung vermieden werden sollte. Der wesentliche Zweck der gesetzlichen Vorgabe dürfte mit der Umstellung auf eine kalendermonatliche Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen in Anlage 1 (mit monatlicher Saldierungsperiode) im Hinblick auf die Abgrenzungsoption entfallen sein (vgl. Gesetzesbegründung zur Einführung der Regelung, BT-Drs. 20/14235, S. 86).

Eine Anpassung der gesetzlichen Vorgaben nach Anlage 1 Nr. 2 S. 2 des EEG ist jedoch nicht durch diese Festlegung möglich; eine etwaige Änderung ließe sich nur seitens des Gesetzgebers bewirken. Die Formulierung der Voraussetzung bezieht sich bewusst auf die Einhaltung der „geltenden speziellen Vorgaben“ des EEG zur Marktwertberechnung bei Wechseln in eine MiSpeL-Option. Für den Fall, dass der Gesetzgeber diese speziellen Vorgaben für die Abgrenzungsoption künftig entfallen lassen sollte, entfielen dementsprechend auch die Voraussetzung nach dieser Festlegung.

Die **Voraussetzung 6** greift die geltenden Vorgaben der InnAusV auf, die mit dem Betrieb eines Misch-Stromspeichers und der Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen auf Basis Abgrenzungsoption nicht kompatibel sind: Nach den speziellen Vorgaben der InnAusV dürfen eingebundene Speicher ausschließlich EE-Strom aus den weiteren Anlagen der jeweiligen Anlagenkombination zur Einspeicherung verbrauchen (vgl. die Ausschließlichkeitsvorgaben nach § 8 Abs. 2, § 13 Abs. 4 InnAusV). Die Voraussetzung 6 stellt daher klar, dass hinter der Einspeisestelle nach den geltenden speziellen Vorgaben InnAusV keine Anlagenkombination mit Stromspeicher nach § 2 Nr. 1 Buchstabe b InnAusV eingebunden sein darf, für die auf Basis eines Zuschlags nach der InnAusV Zahlungen in Anspruch genommen werden. In der Konsultation wurde von mehreren Teilnehmern vorgeschlagen, diese Voraussetzung entfallen zu lassen oder zumindest offener zu formulieren (vgl. z.B. BNE, BVES, Enerparc, Statkraft, BK Energie Richlisreute, solmotion). Aktuell sind keine Anhaltspunkte für ein Entfallen der speziellen verordnungsrechtlichen Vorgaben ersichtlich.

Unabhängig davon wäre eine Anpassung der Vorgaben der InnAusV nicht durch diese Festlegung möglich; eine etwaige Änderung ließe sich nur seitens des Verordnungsgebers bewirken. Die Bundesnetzagentur hält dementsprechend an der Voraussetzung fest, wobei sie jedoch den Vorschlag aufgreift, die Voraussetzung offener zu formulieren: Die Formulierung der Voraussetzung bezieht sich bewusst auf die „geltenden speziellen Vorgaben“ der InnAusV. Für den Fall, dass der Verordnungsgeber diese speziellen Vorgaben für die Abgrenzungsoption künftig entfallen lassen sollte, entfielen dementsprechend auch die Voraussetzung nach dieser Festlegung.

Die **Voraussetzung 7** stellt klar, dass die Anlage 1 nicht nur für neu in Betrieb genommene Anlagen, sondern auch für Bestandsanlagen anwendbar ist. Für die hinter der Einspeise- bzw. Entnahmestelle eingebundenen EE-Anlagen ergibt sich die Anwendbarkeit der Regelungen zur Abgrenzungsoption auch auf Bestandsanlagen nach der Übergangsregelung gemäß § 100 Abs. 34 S. 2 und 3 EEG. Auch Stromspeicher und bidirektional nutzbare Ladepunkte müssen nicht neu in Betrieb genommen werden, um die Umlageprivilegien sowie Förderzahlungen nach Anlage 1 in Anspruch nehmen zu können.

Die **Voraussetzung 8** verweist für den zeitlichen Anwendungsbereich auf die Tenorziffern 8 und 9 der Festlegung: Anlage 1 ist ab dem Wirksamwerden der Festlegung nach Tenorziffer 8 grundsätzlich anwendbar, wobei die Übergangsregelung nach Tenorziffer 9 zu beachten ist.

3.2.3.1.2. Voraussetzungen in Fallkonstellationen ohne eine marktpremien-geförderte EE-Anlage in der Abgrenzungsoption (Anlage 1 Abschnitt 3.1.2)

Die in der Konsultation vielfach geforderte Erweiterung des Anwendungsbereichs der Abgrenzungsoption auf Fallkonstellationen ohne eine geförderte EE-Anlage erfordert eine eigenständige Regelung zu den Voraussetzungen, nach denen die Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG in Anspruch genommen werden können.

Die Voraussetzungen für die Fallkonstellationen ohne geförderte EE-Anlage sind in Abschnitt 3.1.2 der Anlage 1 geregelt. Im Wesentlichen gelten dieselben Voraussetzungen wie in Fallkonstellationen mit mindestens einer geförderten EE-Anlage in der Abgrenzungsoption nach Abschnitt 3.1.1. Die Voraussetzung 1 ist jedoch an die Besonderheiten dieser Fallkonstellationen angepasst und die Voraussetzungen 4 bis 6 finden keine Anwendung.

3.2.3.2. Anforderungen an den Formelsatz und die Messung nach Anlage 1

(Anlage 1 Abschnitt 3.2)

3.2.3.2.1. Allgemeine Anforderungen an die Messung

(Anlage 1 Abschnitt 3.2.1)

In Abschnitt 3.2.1 der Anlage 1 werden grundlegende messtechnische Anforderungen festgelegt, die auf einer viertelstundengenauen Erfassung der relevanten Strommengen mittels mess- und eichrechtskonformer Messeinrichtungen beruhen. Dies betrifft zum einen die viertelstundengenau Erfassung und Bilanzierung der gesamten Netzeinspeisung an der Einspeisestelle und des gesamten Netzbezugs an der Entnahmestelle, die für die marktliche Bewirtschaftung unentbehrlich und u.a. nach § 21b Abs. 3 EEG für die Direktvermarktung ausdrücklich geboten ist. Darüber hinaus sind zum anderen auch alle anderen umlage- und förderrelevanten Strommengen viertelstundengenau mit mess- und eichrechtskonformen Messeinrichtungen zu erfassen. Dies entspricht den gesetzlichen Vorgaben nach § 21 Abs. 4 S. 2 EnFG und § 85d S. 1 Nr. 1 EEG.

Die Vorgaben der MiSpeL-Festlegung zur Einhaltung der mess- und eichrechtlichen Vorgaben (auch im Hinblick auf die in den Messkonzepten vorgesehenen Zähler) dienen entsprechend der genannten Regelungen im EnFG und EEG vor allem der Klarstellung. Dies gilt auch für den ergänzend aufgenommenen Satz, dass die Vorgaben des Messstellengesetzes (MsBG) unberührt bleiben. Es gehört nicht zum Regelungsgegenstand der MiSpeL-Festlegung, Vorgaben zum Mess- und Eichrecht oder zum Messstellenbetrieb aufzustellen oder abzuändern. Ebenso gehört die konkrete Umsetzung der MiSpeL-Vorgaben im Rahmen der Marktkommunikation nicht zum Regelungsgegenstand dieser Festlegung, sondern ist Gegenstand der üblichen Anpassungen der MaKo-Prozesse im Rahmen der festgelegten MaKo-Vorgaben.

Für Forderungen aus der Konsultation, auch nicht mess- und eichrechtskonform erfasste Messwerte zur Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen zu verwenden (vgl. z.B. Elli, VDA), scheidet bereits aufgrund der genannten gesetzlichen Vorgaben zur mess- und eichrechtskonformen Bestimmung aus. Die Forderung von KEAN, in der MiSpeL-Festlegung Regelungen zu zulässigen und/oder ausreichenden Zählertypen und Einbaugrößen zu treffen, gehört nicht zum Regelungsgegenstand der MiSpeL-Festlegung.

In der Konsultation wurde darüber hinaus gefordert, die Abgrenzungsoption mit nur einem Zähler zu ermöglichen (vgl. z.B. Bundesverband Steckersolar) oder generell einfachere Regelungen zur Erfassung und Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen vorzusehen (vgl. z.B. DIHK, Eckhard Wolf, EWS, Ministerium für Wirtschaft Infrastruktur Tourismus und Arbeit Mecklenburg-Vorpommern, N-Ergie, Stromnetz Berlin, VKU, ZEV).

Die Bundesnetzagentur teilt das Ziel, die Vorgaben so einfach wie möglich zu halten. Aus diesem Grund sind in der Anlage 1 unterschiedliche Messkonzepte (als Bestandteil eines darauf abgestimmten Formelsatzes) vorgesehen, die jeweils nur so viele Zähler vorsehen, wie in der jeweiligen Fallkonstellation erforderlich sind. Im Vergleich zum Konsultationsentwurf wurde dieser Ansatz um weitere Formelsätze erweitert, die teilweise sogar in der Anlage 1 zur Abgrenzungsoption Messkonzepte mit nur einem Zweirichtungszähler vorsehen (vgl. Sonderfälle A8, A10 und A11).

Konsultationsteilnehmer haben des Weiteren darauf hingewiesen, dass die vorgesehenen Messkonzepte aus ihrer Sicht teilweise zu wenig Zähler aufzeigen: Aus anderen, teils energierechtlichen Anforderungen könne sich in verschiedenen Fallkonstellationen die Erforderlichkeit ergeben, Strommengen mit weiteren Zählern zu erfassen (vgl. z.B. Next). Die Bundesnetzagentur hat diese zutreffenden Hinweise durch die Klarstellung aufgegriffen, dass in Anlage 1 nur die für die Anwendung der MiSpeL-Anforderungen erforderlichen Messeinrichtungen dargestellt sind. Dies schließt nicht aus, dass aus anderen Gründen oder nach anderen Vorgaben weitere Messungen erforderlich sind. Diese sind aber nicht Gegenstand der MiSpeL-Festlegung.

3.2.3.2.2. Formelsatz mit passendem Messkonzept

(Anlage 1 Abschnitt 3.2.2)

Abschnitt 3.2.2 der Anlage 1 regelt das Verhältnis zwischen Messkonzept, Formelsatz und Fallkonstellation. Die in Anlage 1 vorgesehenen Messkonzepte sind Bestandteil des zugehörigen Formelsatzes und auf eine jeweilige Fallkonstellation abgestimmt (vgl. Begriffsdefinition zum „Formelsatz“).

Die Bestimmung und der Nachweis der umlage- und förderrelevanten Strommengen muss nach den Vorgaben der Anlage 1 auf Basis eines Formelsatzes (inkl. darauf abgestimmtem Messkonzept) erfolgen, das den Gegebenheiten und Anforderungen der jeweiligen Fallkonstellation entspricht. Um den Messaufwand auf das jeweils erforderliche Maß zu reduzieren und die Erfassung der benötigten Messwerte sicherzustellen, müssen die Vorgaben zur Bestimmung der Strommengen nach Formelsätzen auch Vorgaben zu den jeweils zugrunde liegenden Messkonzepten enthalten. Durch das Zusammenspiel zwischen Formelsatz und zugehörigem Messkonzept ergeben sich konkrete Vorgaben und Vorgehensweisen, wie die relevanten Strommengen zu bestimmen sind. Die Formelsätze mit den zugehörigen Messkonzepten sind für eine konstante, einheitliche Bestimmung der Strommengen konzipiert. Unnötige Wechsel oder eine gezielte Optimierung durch unterjährige Wechsel der Formelsätze und Messkonzepte sind damit nicht vereinbar.

Die Anlage 1 enthält keine abschließende Darstellung von Formelsätzen (und Messkonzepten) für alle denkbaren Fallkonstellationen. Dies wäre aufgrund der Vielzahl an möglichen Varianten weder möglich noch sinnvoll. Im Hinweiskasten des Abschnitts 3.2.2 zum „Baukastenprinzip“ wird

daher klargestellt, dass sich die Formelsätze (und Messkonzepte) auf Kombinationen und Varianten der dargestellten Fallkonstellationen entsprechend anwenden und übertragen lassen. Dies ist jedoch nur in dem Rahmen und mit der Vorgabe möglich, dass die umlage- und förderrelevanten Strommengen entsprechend der in Anlage 1 aufgezeigten Vorgaben und Vorgehensweisen bestimmt und nachgewiesen werden und alle dafür benötigten Messwerte (an den passenden Stellen) erhoben werden.

Dazu muss hinsichtlich des Messkonzepts beispielsweise sichergestellt sein, dass die Stromspeicher und/oder die bidirektionalen Ladepunkte stets getrennt von sonstigem Verbrauch und sonstigen Erzeugungsanlagen gemessen werden (vgl. Abschnitt 3.2.4). Die verschiedenen Zähler und Anlagen müssen in einer Weise angeordnet sein, dass weder die Messwerte noch die Ergebnisse der Formelsätze verfälscht werden. Sofern Formelsätze im Rahmen einer entsprechenden Anwendung nach dem Baukastenprinzip kombiniert oder variiert werden müssen, ist insbesondere sicherzustellen, dass die zu den dargestellten Fallkonstellationen aufgezeigten Vorgaben und Vorgehensweisen entsprechend genutzt werden. Wie im Hinweiskasten ausdrücklich klargestellt wird, dürfen die Vorgaben der Anlage 1 durch eine entsprechende Anwendung nach dem Baukastenprinzip nicht umgangen werden.

Der offene Ansatz nach dem Baukastenprinzip wird in der Konsultation grundsätzlich begrüßt, (vgl. z.B. BNE). Einige Konsultationsteilnehmer (vgl. z.B. BDEW, DIHK, E.ON) haben eine Begrenzung der zulässigen Messkonzepte vorgeschlagen. Andere Konsultationsteilnehmer haben vorgeschlagen, weitere Messkonzepte zu verschiedenen Fallkonstellationen mit dafür anwendbaren Formelsätzen in der Festlegung vorzusehen (vgl. z.B. BVES, BNE, Enerparc, GIH, ZVEH).

Die Bundesnetzagentur hält beide Sichtweisen für berechtigt. Für die praktische Umsetzbarkeit im Massengeschäft bedarf es einer überschaubaren Anzahl an Formelsätzen (mit zugehörigen Messkonzepten) für typische Fallkonstellationen. Es wäre nicht sinnvoll, für jede denkbare Fallvariation eigenständige Formelsätze (und Messkonzepte) vorzugeben. Dementsprechend bleiben die Vorgaben der Anlage 1 auf typische Fallkonstellationen beschränkt. Zugleich wurden die Formelsätze (mit Messkonzepten) so gewählt, dass sie die Bandbreite möglicher Fallkonstellationen anhand möglichst universeller Fallgestaltungen und Unterscheidungsmerkmale aufzeigen. Einen umfassenden Überblick über die verschiedenen Fallkonstellationen (mit zugehörigen Formelsätzen inkl. Messkonzept) und ihre Unterscheidungsmerkmale bieten die Übersichten 1, 3 und 4 der Anlage 1.

Den Forderungen nach zusätzlichen Formelsätzen (mit Messkonzepten) hat die Bundesnetzagentur in der Anlage 1 in begründeten Fällen Rechnung getragen. Die Ergänzungen dienen einerseits der Schließung von Regelungslücken und andererseits der Eröffnung vereinfachter Umsetzungsmöglichkeiten für bestimmte Sonderfälle. Gegenüber den Konsultationsentwürfen wurden

in Anlage 1 insbesondere Formelsätze zur Anwendung bei Sonderfällen in Co-Location (vgl. Abschnitt 8), bei unterschiedlich umlagebelastetem Netzbezug (vgl. Abschnitt 9), bei Fallkonstellationen ohne geförderte EE-Anlage (vgl. Abschnitt 10.1), bei Sonderfällen mit rein netzgekoppelten Stromspeichern (→ vgl. Abschnitt 10.2) und bei Sonderfällen ohne sonstige Erzeugung (vgl. Abschnitt 10.3) ergänzt.

Zum Messkonzept für die Abgrenzung der separaten Liefermengen für Wärmepumpenverbräuche (→ vgl. Abschnitt 7) wurde zudem klargestellt, dass sich dieses Messkonzept grundsätzlich auch für die Abgrenzung sonstiger Drittverbräuche (z.B. in Wohngebäuden oder im gewerblichen Kontext) nutzen lässt. Damit werden zugleich Anregungen bzw. Fragestellungen aus der Konsultation aufgegriffen (vgl. z.B. BNE, GIH).

In der Konsultation hat es breiten Raum eingenommen, dass die Bundesnetzagentur bei der Vorstellung der Entwürfe im Workshop am 1.10.2025 vorgetragen hat, dass die Abgrenzungsoption für DC-gekoppelte Speicher wohl „mangels geeigneter Zähler nicht geeignet“ sei (vgl. Foliensatz aus dem Workshop zum Start der Konsultation vom 1.10.2025, Folie 53). Diese Einschätzung wird in der Stellungnahme von HTW Weniger-Orth geteilt: DC-gekoppelte Anlagenkonfigurationen mit einer Anlagenleistung oberhalb von 30 kW könnten die MiSpeL-Verfahrensweisen nicht nutzen. Zahlreiche andere Konsultationsteilnehmer haben hingegen darauf hingewiesen, dass geeignete DC-Zähler durchaus bereits heute oder in Kürze verfügbar seien (vgl. z.B. ADS-TEC, BNE, BNM, BVES, Fronius, Sigenergy, ZVEI). Die Bundesnetzagentur hat diese Hinweise zu den technischen Möglichkeiten erfreut zur Kenntnis genommen. Ein Änderungsbedarf an der Festlegung hat sich daraus nicht ergeben. Die MiSpeL-Festlegung steht dem Einsatz von DC-gekoppelten Geräten und Zählern nicht entgegen; sie enthält keine Vorgaben dazu, ob es sich bei den Zählern um AC- oder um DC-Geräte handelt. Sofern geeignete mess- und eichrechtskonforme DC-Zähler zur Verfügung stehen, können diese in gleicher Weise genutzt werden, um die nach dem jeweiligen Messkonzept erforderlichen Messwerte an den dafür vorgesehenen Stellen innerhalb des Messkonzepts zu erfassen.

BNE und DGS haben zu dem Thema ergänzend vorgetragen, dass es in der Praxis auch Konstellationen gebe, in denen der Stromspeicher und der Ladepunkt gekoppelt mit Gleichstrom betrieben werden und sich einen gemeinsamen Wechselrichter teilen. In einer solchen Konstellation können die für die Anwendung der Festlegung erforderlichen Messwerte z.B. im Basisfall A3 auch ohne eine DC-Messung erhoben werden (ohne gesonderte Messung für die Speicherverluste und daher ohne privilegiierungsfähige Stromspeicherverluste).

ADS-TEC und ZVEH weisen in ihren Konsultationsbeiträgen des Weiteren auf Konstellationen hin, in denen sonstige Verbrauchsgeräte (außer den Stromspeichern und/oder Ladepunkten) in die DC-Kopplung einbezogen sind. In einer solchen Konstellation kann nach den Vorgaben der

Anlage 1 nicht auf die mess- und eichrechtskonforme (geeichte) DC-Messung verzichtet werden, da Stromspeicher und/oder Ladepunkte messtechnisch stets gegenüber sonstigen Verbräuchen separiert werden müssen (vgl. Abschnitt 3.2.4).

Das gilt in entsprechender Weise für Konstellationen, in denen eine sonstige Erzeugungsanlage (z.B. eine Solaranlage) mit dem Stromspeicher und/oder mit dem Ladepunkt gleichstromseitig verbunden ist: Da Stromspeicher und/oder Ladepunkte messtechnisch stets gegenüber sonstigen Erzeugungsanlagen separiert werden müssen (vgl. Abschnitt 3.2.4), ist auch in diesem Fall eine geeignete, mess- und eichrechtskonforme (geeichte) DC-Messung erforderlich.

Auch in Fallkonstellation mit DC-Kopplung ist sicherzustellen, dass alle für den jeweiligen MiSpEL-Formelsatz erforderlichen viertelstündlichen Werte mess- und eichrechtskonform (geeicht) gemessen und sachgerecht nach den Vorgaben der Anlage 1 zugeordnet und verwendet werden.

3.2.3.2.3. Anwendung von vereinfachten Formelsätzen und Messkonzepten der Anlage 1 (Anlage 1 Abschnitt 3.2.3)

Abschnitt 3.2.3 der Anlage 1 zeigt auf, welche vereinfachten Formelsätze grundsätzlich anstelle eines umfangreicheren Formelsatzes genutzt werden können und regelt die Voraussetzungen für die Verwendung der vereinfachten Formelsätze.

Die Bundesnetzagentur hat sich dazu entschieden, vereinfachte Formelsätze für bestimmte Fallkonstellationen vorzusehen, in denen aufgrund besonderer Umstände ein einfacheres Messkonzept (mit weniger Zählern; teilweise sogar nur mit einem Zähler) und/oder vereinfachte Formeln zur Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen ausreichen (teilweise unter Inkaufnahme von Nachteilen bei der Strommengen-Bestimmung). Sie ist damit entsprechenden Forderungen aus der Konsultation nachgekommen. Die Einführung bzw. die Erweiterung der alternativ nutzbaren, vereinfachten Formelsätze bringt die Notwendigkeit mit sich, Regelungen dazu zu treffen, unter welchen Voraussetzungen welche Formelsätze zur Anwendung kommen. Optimierungen durch das Hin- und Herwechseln zwischen verschiedenen Formelsätzen oder durch die Nicht-Berücksichtigung von verfügbaren Messwerten sollen vermieden werden.

Daher gilt zum einen ein Gebot der Bestnutzung der verfügbaren Messwerte: Wie in dem Hinweiskasten dargestellt, sind die vereinfachenden Formelsätze nicht anwendbar, wenn das vorhandene Messkonzept eine genauere Bestimmung nach einem umfangreicheren Formelsatz ermöglicht. Wenn z.B. in der Fallkonstellation einer kleinen Solar-Aufdachanlage mit Stromspeicher zwei Zähler vorhanden sind, die die Strommengenbestimmung nach dem Formelsatz des Basisfall A1 ermöglichen, kann der Anlagenbetreiber (in Abstimmung mit seinem Stromlieferanten/Direktvermarkter) EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungsoption in Anspruch nehmen, nicht

jedoch auf Basis der Pauschaloption (nach Basisfall P1 mit Berücksichtigung nur des einen Zählers).

Soweit die Fallkonstellation (und das Gebot der Bestnutzung des vorhandenen Messkonzepts) die Auswahl zwischen einem vereinfachten und einem umfangreicheren Formelsatz ermöglicht (z.B. im Fall der Wahl zwischen A5-Variante und A5), ist eine verbindliche Entscheidung zu treffen, nach welchem Formelsatz die umlage- und förderrelevanten Strommengen konstant bestimmt werden; diese Entscheidung kann frühestens zum Folgejahr umgestellt werden.

3.2.3.2.4. Getrennte Messung der Stromspeicher und/oder Ladepunkte

(Anlage 1 Abschnitt 3.2.4)

Die Bestimmung und der Nachweis von Strommengen für die Inanspruchnahme der Ansprüche auf Umlageprivilegierung und EEG-Förderzahlung auf Basis der Abgrenzungsoption setzt nicht nur ein zur Fallkonstellation passendes, sondern auch ein passend umgesetztes Messkonzept voraus. Eine zwingende Voraussetzung dafür ist die korrekte Anordnung der Messeinrichtungen, damit es nicht zu unsachgemäßen Vermischungen von Strommengen kommt.

In Abschnitt 3.2.4 der Anlage 1 ist daher ein wesentlicher Grundsatz geregelt, der in den Messkonzepten der Anlage 1 zu beachten ist: Für die Anwendbarkeit der Formelsätze ist eine strikte messtechnische Trennung erforderlich: Der Verbrauch und die Erzeugung „in den Stromspeichern und/oder Ladepunkten“ muss getrennt erfasst werden gegenüber jedem anderen Verbrauch („sonstiger Verbrauch“) und jeder anderen Erzeugung („sonstige Erzeugungsanlagen“).

Die Begriffe „Verbrauch im Stromspeicher“ und „Verbrauch im Ladepunkt“ sind von zentraler Bedeutung für die Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen; diese Strommengen werden in zahlreichen Formeln zu den verschiedenen Fallkonstellationen der MiSpeL-Festlegung verwendet. Auch die gesetzlichen Vorgaben zu den Umlageprivilegien (§ 21 Abs. 1 bis 4 EnFG) und zu EEG-Förderzahlungen auf Basis der MiSpeL-Optionen (§ 19 Abs. 3, 3b und 3c EEG) verwenden diese Begriffe.

Für die praxistaugliche und rechtssichere Bestimmung der umlage- und förderfähigen Strommengen muss der „Verbrauch im Stromspeicher“ bzw. der „Verbrauch im Ladepunkt“ gegenüber dem „sonstigen Verbrauch“ abgegrenzt werden. Für die Umsetzung im Messkonzept muss daher klar sein, welche Stromverbräuche als „Verbrauch im Stromspeicher und/oder Ladepunkt“ hinter dem Zähler Z2 (bzw. im Basisfall A4 als „Verbrauch im Stromspeicher“ hinter dem Zähler Z3) erfasst werden können.

Nach den Vorgaben des ➔ Abschnitts 3.2.4 können die Stromverbräuche als „Verbrauch im Stromspeicher und/oder Ladepunkt“ hinter dem Zähler Z2 (bzw. als „Verbrauch im Stromspeicher

hinter dem Zähler Z3) erfasst und in den Formeln auch als solche berücksichtigt werden, die ausschließlich zum Betriebszweck des Stromspeichers und/oder Ladepunktes verbraucht werden. Stromverbräuche, die zumindest auch anderen Zwecken dienen, sind hingegen separat als „sonstiger Verbrauch“ zu erfassen und in den Formeln auch als solcher zu berücksichtigen.

Neben den Strommengen, die innerhalb des „Gehäuses“ des Stromspeichers und/oder Ladepunktes zu ihren jeweiligen Betriebszwecken verbraucht werden, können auch die Strommengen, die z.B. unvermeidlich als Leitungsverluste hinter dem Zähler Z2 anfallen, als „Verbrauch im Stromspeicher und/oder Ladepunkt“ erfasst und berücksichtigt werden. Auch der Stromverbrauch z.B. für die erforderliche Kühlung des Stromspeichers kann als „Verbrauch im Stromspeicher“ erfasst und berücksichtigt werden, sofern die Kühlung ausschließlich für die Betriebszwecke des Stromspeichers erfolgt; die Erfassung und Berücksichtigung als „sonstiger Verbrauch“ (vor dem Zähler Z2) bleibt alternativ möglich. Der Stromverbrauch einer Kühlanlage, die (zumindest auch) der Kühlung zu anderen Zwecken dient, ist hingegen zwingend dem „sonstigen Verbrauch“ zuzurechnen und dementsprechend abzugrenzen.

3.2.3.2.5. Anforderungen an unidirektional und an bidirektional nutzbare Ladepunkte

(Anlage 1 Abschnitt 3.2.5)

Während ausschließlich unidirektional nutzbare Ladepunkte ein Teil des sonstigen Verbrauchs darstellen und daher *vor* Zähler Z2 einzubinden sind, müssen bidirektional nutzbare Ladepunkte gemäß des Messkonzeptes *hinter* Zähler Z2 eingebunden werden. Ein bidirektional nutzbarer Ladepunkt liegt auch dann vor, wenn die Rückspeisung über den Ladepunkt nicht unmittelbar in ein Netz erfolgt, sondern in die Kundenanlage und der Strom über diese mittelbar ins Netz eingespeist werden kann („Vehicle-to-grid“ und „Vehicle-to-home“, vgl. die Fußnote zur „bidirektionalen Betriebsweise“ in Anlage 1 Abschnitt 3.2.5). Mit der Klarstellung zur Zuordnung von unidirektionalen Ladepunkten zum „sonstigen Verbrauch“ hat die Bundesnetzagentur eine entsprechende Anregung aus der Konsultation aufgegriffen (vgl. GIH).

In Abschnitt 3.2.5 der Anlage 1 werden die Unterschiede zwischen unidirektional und bidirektional nutzbaren Ladepunkten erläutert und die besonderen messtechnischen Anforderungen aufgezeigt, die im Fall eines bidirektional nutzbaren Ladepunktes zu beachten sind. Es muss insbesondere ein geeignetes, für die Einbindung von Bidi-Ladepunkten passendes Messkonzept zur Anwendung kommen, mit dem u.a. sichergestellt wird, dass die Netzeinspeisung viertelstundengenau bilanziert wird (Vermeidung von unbilanzierter „wilder Einspeisung“). In Fallkonstellationen mit EE-Anlage bringt die Einbindung von bidirektional nutzbaren Ladepunkten zudem besondere Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der förderfähigen Netzeinspeisung mit sich. Insbesondere dürfen bidirektional nutzbare Ladepunkte in dem Fall nicht parallel zu der förderfähigen EE-Anlage gemessen werden, da sich ansonsten der Strom aus dem Ladepunkt und der

förderfähige Strom aus der EE-Anlage nicht mehr abgrenzen ließe. Mit der Inanspruchnahme der EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungsoption lassen sich die förderfähigen Strommengen (sowohl aus der EE-Anlage als auch anteilig aus dem Ladepunkt) nach einem passenden Formelsatz und Messkonzept nach Anlage 1 bestimmen und nachweisen.

3.2.3.2.6. Anwendung der Formelsätze und Messkonzepte bei mehreren Stromspeichern, Ladepunkten, Erzeugungsanlagen sowie mit und ohne sonstigen Verbrauch
(Anlage 1 Abschnitt 3.2.6)

Die Darstellungen der Messkonzepte (und Formelsätze) zu den Fallkonstellationen der Anlage 1 sind möglichst einfach gehalten, um die grundlegende Vorgehensweise anhand gängiger und übersichtlicher Fallkonstellationen aufzuzeigen. Die Darstellungen enthalten dementsprechend jeweils nur einen Stromspeicher und/oder einen Ladepunkt und sehen in aller Regel einen sonstigen Verbrauch vor.

In Abschnitt 3.2.6 der Anlage 1 ist geregelt, dass sich die Messkonzepte (und Formelsätze) auch auf Fallkonstellationen mit mehreren Stromspeichern und/oder mit mehreren Ladepunkten (an der im Messkonzept vorgesehen Stelle) anwenden lassen. Die Anwendung auf Fallkonstellationen ohne sonstigen Verbrauch ist ebenso möglich.

Daraus ergibt sich eine hohe Variabilität für die Anwendung der Messkonzepte (und Formelsätze) auf Fallkonstellationen in verschiedenen Varianten nach dem „Baukasten-Prinzip“ (vgl. die Übersichten 1, 3 und 4 der Anlage 1 zu den verschiedenen Fallkonstellationen und dazu passenden Formelsätzen).

3.2.4. Abgrenzungsoption bei einer einzelnen EE-Anlage
(Anlage 1 Abschnitt 4)

Im Abschnitt 4 der Anlage 1 ist die Bestimmung der umlage- und förderfähigen Strommengen in den Basisfällen A1 bis A4 mit einer einzelnen EE-Anlage (in Kombination mit Stromspeichern und/oder Ladepunkten) geregelt.

Die Formelsätze zur Bestimmung dieser Strommengen sind für alle Fallkonstellationen der Anlage 1 möglichst einheitlich aufgebaut. Dies zeigt sich auch an den Vorgaben zu den Basisfällen (mit einer einzelnen EE-Anlage): Im ersten Schritt werden die Fallkonstellationen (hier: die Basisfälle A1 bis A4) einschließlich des passenden Messkonzepts aufgezeigt. Im zweiten Schritt werden die für die Bestimmung benötigten Abkürzungen, Notationen und Formeln eingeführt, um im dritten Schritt vorzugeben, wie die umlage- und förderrelevanten Strommengen anhand dieser Formeln zu bestimmen sind.

3.2.4.1. Basisfälle A1 bis A4: Eine einzelne EE-Anlage mit Stromspeicher, mit Ladepunkt oder mit beidem (Anlage 1 Abschnitt 4.1)

In Abschnitt 4.1 der Anlage 1 werden die vier Basisfälle A1 bis A4 einschließlich der dazu passenden Messkonzepte dargestellt. Die Basisfälle bilden die drei möglichen Kombinationen zur Einbindung von Stromspeichern und/oder Ladepunkten ab: In Basisfall A1 ist nur ein Stromspeicher, in Basisfall A2 ist nur ein Ladepunkt und in den Basisfällen A3 und A4 sind sowohl ein Stromspeicher als auch ein Ladepunkt eingebunden.

Die Basisfälle A3 und A4 unterscheiden sich dadurch, dass im Basisfall A4 eine gesonderte Messung des Stromspeichers vorgesehen ist. Die Fallkonstellation A3 (ohne gesonderte Messung) stellt daher eine vereinfachte Variante zum Basisfall A4 dar.

Alle vier Basisfälle sehen darüber hinaus eine EE-Anlage (exemplarisch als Solaranlage dargestellt) und sonstigen Verbrauch vor. Die Basisfälle bilden damit ein breites Spektrum der üblichen Standardfälle ab, wie sie zum Beispiel in typischen Prosumer-Konstellationen im Haushaltsbereich, aber auch im Gewerbe- und Industriebereich zu finden sind.

3.2.4.2. Abkürzungen, Notationen und Formeln zu den Basisfällen A1 bis A4 (Anlage 1 Abschnitt 4.2)

Für die vier Basisfälle A1 bis A4 werden in Abschnitt 4.2 der Anlage 1 die Abkürzungen und Notationen sowie die Formeln zu Bestimmung und zum Nachweis der umlage- und der förderrelevanten Strommengen dargestellt. Wie bereits in der Konsultationsfassung wurde bewusst eine kleinschrittige Darstellungsform gewählt, die es den Nutzern der Festlegung ermöglicht, die Berechnung und die dahinterstehende Logik Schritt für Schritt nachzuvollziehen und anzuwenden. Dies soll zugleich die IT-Umsetzung erleichtern.

Zu jeder Formel und somit zu jedem Rechenschritt finden sich kurze Erklär-Texte, in denen geschildert wird, welche Werte in der Formel auf welche Weise für den Rechenschritt heranzuziehen sind. Auch zu den Abkürzungen und Notationen sind solche Erklär-Texte vorgesehen. Gegenüber der Konsultationsfassung wurden die Erklär-Texte zu den Abkürzungen, Notationen und Formeln in den Formelsätzen in allen Fallkonstellationen der Anlage 1 ergänzt, um die Verständlichkeit weiter zu erhöhen.

Viele Erklär-Texte umfassen zudem kurze Begründungen, zu welchem Zweck der mit der Formel vorgegebene Rechenschritt bzw. wofür die Abkürzung bzw. Notation erforderlich ist. Für die vorliegende Begründung wird auf diese Erklär-Texte und Begründungen in den Formelsätzen verwiesen; die Begründung baut auf diesen Erläuterungen auf. Dies gilt nicht nur für die Basisfälle A1 bis A4, sondern auch für alle weiteren Fallkonstellationen der Anlage 1 zur Abgrenzungsoption.

Damit greift die Bundesnetzagentur zugleich eine Anregung des VKU aus der Konsultation auf, der im Blick auf die Konsultationsfassung eine noch klarere Darstellung der Rechenschritte und Zwischenergebnisse angeregt hat.

Die farblichen Markierungen erleichtern zusätzlich die Orientierung, welche umlage- oder förder-relevante Strommenge mit der jeweiligen Formel bestimmt wird.

3.2.4.2.1. A1 bis A4: Abkürzungen und Notationen

(Anlage 1 Abschnitt 4.2.1)

In den Formeln zu den Basisfällen werden Abkürzungen und Notationen verwendet, die in Abschnitt 4.2.1 der Anlage 1 definiert sind. Diese Abkürzungen und Notationen werden auch für die weiteren in Anlage 1 dargestellten Formelsätze verwendet, soweit keine spezielleren oder ergänzenden Abkürzungen und Notationen vorgesehen sind.

3.2.4.2.2. A1 bis A4: Bestimmung der saldierungsfähigen Netzeinspeisung

(Anlage 1 Abschnitt 4.2.2 und Abschnitt 4.3.1)

In Abschnitt 4.3.1 der Anlage 1 ist vorgegeben, dass die Bestimmung und der Nachweis der saldierungsfähigen Netzeinspeisung eines Kalendermonats nach → Formel (16) erfolgt (mit Rückgriff auf die weiteren Formeln aus → Abschnitt 4.2.2): Der Bestimmung der saldierungsfähigen Netzeinspeisung eines Kalendermonats wird zunächst die Summe der zeitgleichen Netzeinspeisung des im Stromspeicher und/oder Ladepunkt erzeugten Stroms zugrunde gelegt. Von dieser insgesamt zeitgleich ins Netz eingespeisten Speichererzeugung wird die EE-Speichererzeugung abgezogen, um die nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG saldierungsfähige Teilmenge der ins Netz eingespeisten Speichererzeugung zu ermitteln.

Ausgangspunkt dieser Bestimmung und allgemein der Formelsätze der Abgrenzungsoption sind die beiden gesetzlich gewillkürten Vorrangregeln gemäß § 21 Absatz 4 EnFG (vgl. Abschnitt 2.1.5 der Anlage 1 zum „Speichervorrang“ für die Strommengen-Zuordnung). Diese Vorgaben zur vorrangigen Zuordnung sind in den → Formeln (1)_¼ und (2)_¼ zum zeitgleichen Netzstromverbrauch im Stromspeicher und/oder Ladepunkt sowie zur zeitgleichen Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt umgesetzt. Die daran anschließenden Formeln summieren die Viertelstunden über den Kalendermonat (die Saldierungsperiode) auf und berechnen darauf aufbauend die jeweils relevanten Werte.

Von besonderer Bedeutung, die über die schrittweise Entwicklung der Formeln hinausgeht, sind insbesondere die → Formeln (12) und (13) zur (anteiligen) Identifizierung und Berücksichtigung des „Fremdtankstroms“, die → Formel (14) zur Bestimmung des Wirkungsgrades der Stromspeicherung und die → Formel (16) zur Bestimmung der „saldierungsfähigen Netzeinspeisung“. In

diesen Formeln haben sich im Vergleich zur Konsultationsfassung wesentliche Änderungen ergeben. Die geänderten Formeln folgen nun dem Grundsatz einer gesicherten Zuordnung: Soweit eine (anteilig) fehlerhafte Zuordnung durch eine klare Zuordnung vermieden werden kann, wird die klare Zuordnung in den Formeln umgesetzt.

Die für die Bestimmung der saldierungsfähigen Netzeinspeisung zentrale Ergebnisformel (16) ist gegenüber der Konsultationsfassung der Festlegung in einem wesentlichen Aspekt geändert: Nach der Logik der Konsultationsfassung erfolgte die Zuordnung der Speichererzeugung (der Ausspeichermenge aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt) als saldierungsfähig oder als förderfähig (soweit die Speichererzeugung ins Netz eingespeist wird) durch eine anteilige Zuschlüsselung nach den Verbrauchs-Anteilen bei der Einspeicherung im Stromspeicher und/oder Ladepunkt (vgl. § 21 Abs. 1 S. 2 EnFG). Im Rahmen der Konsultation wurde deutlich, dass diese anteilige Zuschlüsselung zu gravierenden Fehlzuordnungen und Fehlanreizen führen würde: Jede im Stromspeicher und/oder Ladepunkt verbrauchte EE-Strommenge hätte nach der Konsultationsfassung fehlerhafterweise zu einer anteiligen Saldierungsfähigkeit geführt; Problem der anteiligen „Rotfärbung von EE-Strom“ (die Farbe Rot bezieht sich in der MiSpeL-Festlegung auf die Strommengen, die im Rahmen der arbitragebezogenen Nutzung des Stromspeichers und/oder Ladepunktes anfallen). Es wäre dadurch möglich gewesen, für den (umlagefreien) Verbrauch von EE-Erzeugung hinter dem Netzanschluss eine zusätzliche anteilige Saldierungsfähigkeit und damit zusätzliche Saldierungsprivilegien für Strommengen zu erlangen, die nicht zur Arbitrage-Nutzung des Stromspeichers und/oder Ladepunktes gehören. Diese unsachgemäßen Saldierungsprivilegien hätten zugleich zu dem Fehlanreiz geführt, den Stromspeicher und/oder Ladepunkt nicht energiewirtschaftlich sinnvoll nach den Strommarktpreisen einzusetzen, sondern stattdessen die Saldierungsprivilegien zu optimieren. Die wirtschaftlichen Vorteile und die einhergehenden Anreize, die sich aus diesen Saldierungsprivilegien (für die EnFG-Umlagen und mittelbar für andere Strompreisbestandteile) ergeben, übersteigen die wirtschaftlichen Vorteile der EEG-Förderzahlung per Marktprämie in aller Regel um ein Vielfaches.

Auf diesen Fehlanreiz wurde die Bundesnetzagentur unter anderem von HTW Bergner-Conzelmann hingewiesen (vgl. auch DWW). Die HTW hat die Formelsätze der Konsultationsfassung mittels Simulationsrechnungen überprüft und ein unsachgemäßes Verhalten von Speicherbetreibern registriert. Im Anschluss an die Konsultation hat sie die Bundesnetzagentur im Dezember 2025 auf den Fehlanreiz in der Abgrenzungsoption hingewiesen: *„Mein Optimierungsalgorithmus entscheidet sich auffallend häufig dafür, den Speicher mittags bei sehr niedrigen Börsenstrompreisen ins Netz zu entladen, nur um ihn in der Folgestunde wieder mit Strom aus der Photovoltaikanlage zu füllen. Dieses Verhalten tritt auch bei gleichbleibenden oder leicht steigenden Bör-*

senstrompreisen auf, obwohl eine direkte Einspeisung ohne verlustbehaftete Zwischenspeicherung aus marktwirtschaftlicher Sicht sinnvoller wäre. Aus meiner Sicht deutet dies auf einen Fehlanreiz hin, zwischengespeicherten PV-Strom ins Netz zu entladen, anstatt direkt einzuspeisen.“

Im weiteren Austausch wurde der Fehlanreiz eingegrenzt und die von der Bundesnetzagentur entwickelte Lösung von HTW Bergner-Conzelmann mit dem Instrument der Modellierung überprüft; ein Entwurf der geänderten Formelsätze wurde dafür zur Verfügung gestellt. Die Überprüfung hat ergeben, dass die erarbeiteten Änderungen am MiSpeL-Formelsatz die Fehlanreize wirksam beheben (vgl. den unter den Stellungnahmen veröffentlichten Bericht HTW Bergner-Conzelmann). Die Behebung geht nach den Simulationsergebnissen mit einer Minderung des wirtschaftlichen Spielraums für Arbitrage-Geschäfte (im Vergleich zur Konsultationsfassung) mit sich, deren Umfang von den jeweiligen Gegebenheiten abhängt. Die Bundesnetzagentur nimmt diese unerwünschte Nebenwirkung in dem erforderlichen Umfang in Kauf, um die beschriebenen gravierenden Probleme zu beheben. Die sachgerechte Zuordnung der Strommengen, die Vermeidung von Umlageprivilegien für Strommengen ohne Arbitragenutzung (insbes. für EE-Strom) und die Vermeidung von Fehlanreizen für marktwidriges (und systemschädliches) Verhalten gehören zu den zwingenden Anforderungen an die MiSpeL-Festlegung und die sachgerechte, praxistaugliche Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen. Insbesondere ist EE-Strom weiterhin gezielt über die EEG-Förderzahlungen (per Marktprämie) und nicht implizit über Privilegien für Netzbezugsmengen zu fördern.

Die Behebung der gravierenden Probleme fußt im Wesentlichen darauf, dass für die Bestimmung der saldierungsfähigen Netzeinspeisung in → Formel (16) von der insgesamt ins Netz eingespeisten Speichererzeugung (= von der zeitgleichen Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt) die Teilmenge der „EE-Speichererzeugung“ abgezogen wird. Dadurch wird sichergestellt, dass nur die tatsächlich arbitragebezogene Teilmenge der ins Netz eingespeisten Speichererzeugung, als „saldierungsfähige“ Netzeinspeisung angerechnet wird. Die Formel impliziert, dass die Teilmenge der EE-Speichererzeugung entsprechend des Grundsatzes der gesicherten Zuordnung zunächst der zeitgleichen Netzeinspeisung (und in verbleibender Höhe dem sonstigen Verbrauch) zugeordnet wird.

Um diese Teilmenge der „EE-Speichererzeugung“ nach → Formel (15) anhand der im Stromspeicher und/oder Ladepunkt bei der Einspeicherung verbrauchten EE-Strommengen bestimmen zu können, wird der „Wirkungsgrad der Stromspeicherung“ benötigt. Die unterschiedliche Bestimmung des Wirkungsgrades je nachdem, ob ein Ladepunkt mit eingebunden ist oder nicht, veranschaulicht exemplarisch, dass bidirektional nutzbare Ladepunkte nicht pauschal mit Stromspeichern gleichgesetzt werden können, sondern in dem Umfang, in dem die Besonderheiten keine spezielleren Vorgaben erfordern. Während der Wirkungsgrad im Basisfall A1 („Stromspeicher“) gemäß → Formel (14)_{A1} anhand des Verhältnisses zwischen der Erzeugung (Ausspeicherung)

und dem Verbrauch (Einspeicherung) des Stromspeichers und somit anhand der nach dem Messkonzept verfügbaren Messwerte bestimmt werden kann, ist dies in den Basisfällen A2 bis A4 mit Ladepunkt nicht möglich. Der Wirkungsgrad wird für diese Basisfälle daher nach → Formel (14)_{A2,A3,A4} mit dem pauschalen Wert von 0,85 veranschlagt.

Zu den Besonderheiten der Ladepunkte gehört des Weiteren auch der „Fahrstromverbrauch“ der Elektromobile zum Fahren und zum sonstigen Betrieb der Fahrzeuge. Der Fahrstromverbrauch entspricht energiewirtschaftlich einem „sonstigen Verbrauch“ hinter der Entnahmestelle, lässt sich jedoch als Verbrauch hinter dem Zähler für den Ladepunkt (Z2) in den Messkonzepten der Anlage 1 nicht getrennt erfassen. Auf den Netzbezug für die Verbräuche im Ladepunkt, die letztlich der Deckung der Fahrstromverbräuche dienen, sind die gewöhnlichen Umlagen zu zahlen. Der Fahrstromverbrauch gehört insbesondere nicht zur bidirektionalen Arbitragenutzung des Ladepunktes und darf dementsprechend auch nicht zu einer Erhöhung der saldierungsfähigen Netzeinspeisung führen. Dies war in der Konsultationsfassung noch nicht vollständig gewährleistet; die o.g. Änderungen der Formeln zur Behebung der Probleme der anteiligen „Rotfärbung von EE-Strom“ beheben jedoch zugleich dieses Problem.

Eine weitere Besonderheit bei der Einbindung von bidirektional nutzbaren Ladepunkten ist der „Fremdtankstrom“. Mitgebrachter „Fremdtankstrom“ ist nach den Formelsätzen der Anlage 1 in dem Umfang identifizierbar, in dem die gemessene Erzeugung im Stromspeicher und/oder Ladepunkt die gemessenen Verbräuche im Stromspeicher und/oder Ladepunkt übersteigt → Formel (12). Dieser überschießende Erzeugungsanteil kann naturgemäß nur auf mitgebrachter Energie aufgrund des Ladens an anderen Ladepunkten beruhen; er wird in dem Ausmaß sichtbar, in dem er die Speicherverluste übersteigt. Soweit Fremdtankstrom identifiziert wird, wird diese Strommenge in → Formel (13) abgezogen. In der Konsultationsfassung der Anlage 1 wurde dieser Strom nur anteilig abgezogen, wodurch nicht ausreichend sichergestellt war, dass es nicht versehentlich zu einer Umlagesaldierung oder zu einer EEG-Förderung eines Teils dieses Stroms gekommen wäre.

3.2.4.2.3. A1 bis A4: Bestimmung der privilegierungsfähigen Stromspeicherverluste (Anlage 1 Abschnitt 4.2.3 und Abschnitt 4.3.2)

In Abschnitt 4.3.2 ist vorgegeben, dass die Bestimmung und der Nachweis der privilegierungsfähigen Stromspeicherverluste eines Kalendermonats nach → Formel (19) erfolgen (mit Rückgriff auf die weiteren Formeln insbesondere aus → Abschnitt 4.2.3).

Durch eine Fallunterscheidung in → Formel (19) ist – gegenüber der Konsultationsfassung inhaltlich unverändert – auch in den Formeln selbst verankert, dass das Umlageprivileg für Stromspeicherverlust ausschließlich für Speicherverluste in Stromspeichern und nicht für Ladepunkte gilt (vgl. § 21 Abs. 3 EnFG). Dementsprechend kann das Umlageprivileg in den Basisfällen A1 und

A4 nach → Formel (19)_{A1,A4}, nicht hingegen in den Basisfällen A2 und A3 geltend gemacht werden; → Formel (19)_{A2,A3} weist in diesen Fällen stets eine null aus.

Durch die Begrenzung der Privilegierung des Stromspeicherverlustes auf den Anteil der saldierungsfähigen Netzeinspeisung in den → Formeln (18) und (19) ist – im Unterschied zur Konsultationsfassung – nunmehr sichergestellt, dass der Stromspeicherverlust nur in dem Umfang privilegiert wird, in dem er im Zusammenhang mit der Arbitragenutzung des Stromspeichers steht. Nach den Formeln der Konsultationsfassung der Anlage 1 wurde noch der gesamte aus dem Netz bezogene Speicherverlust des Stromspeichers als privilegierungsfähig berücksichtigt. Dies hätte zur Folge gehabt, dass auch Speicherverluste für Strommengen, die nicht zur arbitragebezogenen Einspeisung von Speichererzeugung ins Netz, sondern zur Deckung von sonstigen Verbräuchen verwendet werden, von der Privilegierung erfasst gewesen wären. Insbesondere bei Konstellationen mit kleinen EE-Anlagen und im Verhältnis großen Stromspeichern hätte dies zur Folge gehabt, dass ein nennenswerter Teil der als privilegierungsfähig ausgewiesenen Stromspeicherverluste nicht für Arbitragezwecke, sondern für den preisoptimierten Netzbezug für den sonstigen Verbrauch (mit „Zwischenspeicherung“ im Stromspeicher) anfallen. Dies würde dem Sinn und Zweck der Speicherverlust-Privilegierung nach § 21 Abs. 2 EnFG im Zusammenspiel mit der Umlagesaldierung für Arbitragemengen nach § 21 Abs. 1 EnFG widersprechen und unsachgemäße Privilegierungen und Anreizwirkungen entfalten. Die Umlagen sollen für den Netzbezug im Umfang der Arbitragenutzung der Stromspeicher entfallen. Auf Netzbezüge für sonstige Verbräuche sollen die Umlagen hingegen nach den gewöhnlichen Vorgaben gezahlt werden.

In der Konsultation ist eine Ausweitung der Umlageprivilegierung auf den gesamten Stromspeicherverlust vorgeschlagen worden, also auch auf die Stromspeicherverluste, die infolge der Einspeicherung von Strom aus der EE-Anlage (oder einer andern Erzeugungsanlage) entstehen (vgl. BDEW). Dem Vorschlag kann aus den dargelegten Gründen nicht gefolgt werden.

3.2.4.2.4. A1 bis A4: Bestimmung des umlagebelasteten Netzbezugs

(Anlage 1 Abschnitt 4.2.4 und Abschnitt 4.3.3)

In Abschnitt 4.3.3 ist vorgegeben, dass die Bestimmung und der Nachweis des umlagebelasteten Netzbezugs an der Entnahmestelle für den jeweiligen Kalendermonat nach → Formel (21) und für das jeweilige Kalenderjahr nach → Formel (22) erfolgen (mit Rückgriff auf die weiteren Formeln insbesondere aus → Abschnitt 4.2.4).

Für die Bestimmung des umlagebelasteten Netzbezugs werden die Ergebnisse zur Bestimmung der saldierungsfähigen Strommenge und – soweit in der Fallkonstellation relevant – der privilegierungsfähigen Stromspeicherverluste verwendet: Die Summe dieser beiden Strommengen, die insgesamt „umlagereduzierende Strommenge“ wird von dem Netzbezug an der Entnahmestelle ab-

gezogen, um zu bestimmen, auf welchen verbleibenden „umlagebelasteten Netzbezug“ der Netznutzer in den Basisfällen A1 bis A4 die Umlagen zu entrichten hat. Naturgemäß kann die Umlagepflicht höchstens auf null fallen.

3.2.4.2.5. A1 bis A4: Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung

(Anlage 1 Abschnitt 4.2.5 und Abschnitt 4.4)

In Abschnitt 4.4 der Anlage 1 ist vorgegeben, dass die Bestimmung und der Nachweis der förderfähigen Netzeinspeisung an der Einspeisestelle in den Basisfällen A1 bis A4 für den jeweiligen Kalendermonat nach → Formel (32) und für das jeweilige Kalenderjahr nach → Formel (33) erfolgen (mit Rückgriff auf die weiteren Formeln insbesondere aus → Abschnitt 4.2.5).

Formel (32) sieht eine monatliche Zusammenrechnung der jeweils förderfähigen „grünen“ und der förderfähigen „gelben“ Netzeinspeisung vor: Die Netzeinspeisung, die auf Basis der Abgrenzungsoption förderfähig ist, besteht dementsprechend zum einen aus der Netzeinspeisung von EE-Strom direkt aus der EE-Anlage („grün“), für die der Anspruch auf Zahlung der Marktprämie nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG geltend gemacht werden kann, und zum anderen aus der Netzeinspeisung von EE-Speichererzeugung aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt, für die der Anspruch auf Zahlung der Marktprämie nach § 19 Abs. 3b i.V.m. Abs. 3 und Abs. 1 Nr. 1 EEG geltend gemacht werden kann („gelb“).

Ausgewiesen wird die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung „in $AW > 0$ -Zeiten“, die in Zeiträumen ins Netz eingespeist wird, in denen der Viertelstundenwert des anzulegenden Wertes ($AW_{1/4}$) der EE-Anlage über null liegt und nicht (insbesondere aufgrund negativer Preise nach § 51 EEG oder aufgrund von § 51b EEG) auf null verringert ist. Auf diese förderfähige Netzeinspeisung kommt es für die Abrechnung der vom Netzbetreiber zu zahlenden Marktprämie an.

Bei der Bestimmung der „grünen“ Direkteinspeisung aus der EE-Anlage wird direkt anhand der Viertelstundenwerte berücksichtigt, inwieweit der Strom förderfähig ist oder nicht (vgl. → Formeln (24) und (25)). Bei der Bestimmung der förderfähigen „gelben“ Teilmenge der Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt erfolgt dies anhand des „ $AW > 0$ -Anteils der zeitgleichen Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt im Kalendermonat“ (vgl. → Formeln (27), (29) und (30)).

3.2.5. Abgrenzungsoption bei mehreren gleichartigen EE-Anlagen

(Anlage 1 Abschnitt 5)

In der Praxis kommt es nicht selten vor, dass hinter einer Einspeisestelle mehrere gleichartige EE-Anlagen, zum Beispiel zwei Solaranlagen, in Kombination mit Stromspeichern und/oder Ladepunkten eingebunden sind. Die Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen ist für diese Fallkonstellationen in Abschnitt 5 der Anlage 1 geregelt.

Die Darstellung erfolgt anhand des Sonderfalls A5, der in Abschnitt 5.1 der Anlage 1 mit zwei gleichartigen EE-Anlagen (Solaranlagen a und b) als Abwandlung zum Basisfall A1 (mit einem Stromspeicher) eingeführt wird. Die Abkürzungen, Notationen und Formeln, die ergänzend zu denjenigen der Basisfälle erforderlich sind, werden in Abschnitt 5.2 ergänzend eingeführt. In Abschnitt 5.3 wird klargestellt, dass sich für die Bestimmung der umlagererelevanten Strommengen durch die zusätzliche EE-Anlage im Sonderfall A5 kein Unterschied gegenüber dem jeweils relevanten Basisfall A1 bis A4 ergibt.

Für die Bestimmung der förderfähigen Strommengen sind in Abschnitt 5.4 der Anlage 1 (und in den ergänzenden Formeln des Abschnitts 5.2) zwei verschiedene Vorgehensweisen vorgesehen: Die grundsätzlich anwendbare Vorgehensweise nach A5 und die vereinfachte, nur unter speziellen Voraussetzungen alternativ anwendbare Vorgehensweise nach A5-Variante.

Nach dem Formelsatz A5 erfolgt die Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung in $AW > 0$ -Zeiten im Sonderfall A5 mit mehreren gleichartigen EE-Anlagen – insoweit abweichend von den Basisfällen A1 bis A4 mit einer EE-Anlage – nicht als Gesamtsumme, sondern anteilig „in Bezug auf“ die jeweilige EE-Anlage (hier: Solaranlage a und b) unter Berücksichtigung ihrer jeweiligen $AW > 0$ -Zeiten ($AW_a > 0$ -Zeiten und $AW_b > 0$ -Zeiten). Die Formulierung „in Bezug auf“ die EE-Anlage a oder die EE-Anlage b umfasst sowohl die förderfähige Netzeinspeisung von „grünem“ Strom direkt aus der jeweiligen EE-Anlage, als auch die „gelbe“ förderfähige Netzeinspeisung von EE-Speichererzeugung, soweit sie der jeweiligen EE-Anlage zugerechnet wird.

Nach dem Formelsatz A5 ergibt sich die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung von EE-Strom und von EE-Speichererzeugung in Bezug auf EE-Anlage a (hier: Solaranlage a) in $AW_a > 0$ -Zeiten aus → Formel (32a) für den Kalendermonat und aus → Formel (33a) für das Kalenderjahr. Dem entsprechend ergibt sich die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung in Bezug auf EE-Anlage b (hier: Solaranlage b) in $AW_b > 0$ -Zeiten aus → Formel (32b) für den Kalendermonat und aus → Formel (33b) für das Kalenderjahr.

Die Zuordnung der Netzeinspeisung zu der jeweiligen EE-Anlage fußt im Sonderfall A5, der ausschließlich „gleichartige“ EE-Anlagen voraussetzt, auf der anteilig leistungsgewichteten Zuordnung der über eine gemeinsame Messeinrichtung erfassten Netzeinspeisung zu den einzelnen gleichartigen EE-Anlagen (hier: Solaranlagen a und b). Die leistungsgewichtete Zuordnung erfolgt hinsichtlich der Direkteinspeisung aus den jeweiligen EE-Anlagen in unmittelbarer und hinsichtlich der Netzeinspeisung von EE-Speichererzeugung in entsprechender Anwendung von § 24 Abs. 3 EEG. Die entsprechende Anwendung ist in § 19 Abs. 3 S. 2 Halbsatz 2 EEG vorgesehen. Die leistungsgewichtete Zuordnung wird im Formelsatz A5 (und A5-Variante) über den Zuordnungsfaktor (ZF) der jeweiligen gleichartigen EE-Anlagen (hier: Solaranlage a und b) abgebildet, vgl. → Formeln (ZF_a) und (ZF_b).

Die $AW > 0$ -Zeiten der gleichartigen EE-Anlagen (hier: der Solaranlagen a und b) können je nach konkreter Fallkonstellation voneinander abweichen. Dies wird im Formelsatz A5 durch die getrennte Ermittlung der „in Bezug auf“ die jeweilige EE-Anlage (hier: Solaranlage a und b) förderfähigen Netzeinspeisung nach ihren jeweiligen $AW_a > 0$ -Zeiten und $AW_b > 0$ -Zeiten berücksichtigt. Die Marktprämie kann dementsprechend für die Netzeinspeisung der jeweiligen EE-Anlage nach ihrem EEG-Fördersatz („anzulegenden Wert“) und nach ihren $AW > 0$ -Zeiten abgerechnet werden.

A5-Variante sieht eine vereinfachte Vorgehensweise vor, die optional genutzt werden kann, wenn die gleichartigen EE-Anlagen (hier: die beiden Solaranlagen a und b) jederzeit übereinstimmende $AW > 0$ -Zeiten aufweisen. Die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung von EE-Strom und von EE-Speichererzeugung „in Bezug auf“ EE-Anlage a (hier: Solaranlage a) in $AW_a > 0$ -Zeiten kann in der A5-Variante nach $\rightarrow$ Formel (32a)_{A5-Variante} für den Kalendermonat und (33a)_{A5-Variante} für das Kalenderjahr bestimmt werden. Dementsprechend lässt sich die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung in Bezug auf EE-Anlage b (hier: Solaranlage b) in $AW_b > 0$ -Zeiten (die identisch sein müssen mit den $AW_a > 0$ -Zeiten) nach $\rightarrow$ Formel (32b)_{A5-Variante} für den Kalendermonat und nach $\rightarrow$ Formel (33b)_{A5-Variante} für das Kalenderjahr bestimmen.

Die Vereinfachung ergibt sich in der A5-Variante daraus, dass die Zuordnung der Netzeinspeisung zu den einzelnen EE-Anlagen (hier: Solaranlagen a und b) aufgrund der übereinstimmenden $AW > 0$ -Zeiten entsprechend der Formelsätze der Basisfälle A1 bis A4 weitgehend wie eine einzelne EE-Anlage betrachtet werden können, bevor im letzten, ergänzenden Rechenschritt die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung in den (übereinstimmenden) $AW > 0$ -Zeiten „in Bezug auf die beiden EE-Anlagen a und b“ nach den leistungsgewichteten Zuordnungsfaktoren der beiden gleichartigen EE-Anlagen aufgeteilt wird.

3.2.6. Abgrenzungsoption bei weiteren verschiedenartigen Erzeugungsanlagen (Anlage 1 Abschnitt 6)

In der Praxis treten auch Fallkonstellationen auf, in denen hinter einer Einspeisestelle Stromerzeugungsanlagen mit unterschiedlichen Energieträgern, z.B. eine Solar- und eine Windenergieanlage, in Kombination mit Stromspeichern und/oder Ladepunkten eingebunden sind. Die Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen ist für diese Fallkonstellationen in Abschnitt 6 der Anlage 1 geregelt.

Die Darstellung erfolgt anhand des Sonderfalls A6, der in Abschnitt 6.1 der Anlage 1 mit zwei unterschiedlichen EE-Anlagen (Solaranlage a und Windkraftanlage b) als Abwandlung zum Basisfall A1 (mit einem Stromspeicher) eingeführt wird. Wie im Messkonzept zum Sonderfall A6 dargestellt, erfordert die Abgrenzung der Strommengen aus den verschiedenartigen Erzeugungsanlagen mindestens eine zusätzliche viertelstündliche Messung (Erzeugungszähler Z4).

Für die Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen ist eine verbindliche Entscheidung erforderlich, welche der unterschiedlichen Erzeugungsanlagen vorrangig im Verhältnis zu der Erzeugung der anderen Anlage einerseits den zeitgleichen Verbräuchen im Stromspeicher und/oder Ladepunkt sowie andererseits der zeitgleichen Netzeinspeisung zugeordnet wird. Wie diese Entscheidung verbindlich zu treffen ist, ist in Abschnitt 6.5 der Anlage 1 geregelt.

Die Abkürzungen, Notationen und Formeln, die ergänzend zu denjenigen der Basisfälle erforderlich sind für die Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen im Sonderfall A6, werden in Abschnitt 6.2 ergänzend eingeführt. In Abschnitt 6.3 wird klargestellt, dass sich für die Bestimmung der umlagerlevanten Strommengen durch die unterschiedlichen Erzeugungsanlagen im Sonderfall A6 kein Unterschied gegenüber dem jeweils relevanten Basisfall A1 bis A4 ergibt.

Die Bestimmung der förderfähigen Strommengen ist in Abschnitt 6.4 (und in den ergänzenden Formeln des Abschnitts 6.2) geregelt. Nach dem Formelsatz A6 erfolgt die Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung in $AW > 0$ -Zeiten im Sonderfall A6 mit mehreren verschiedenartigen EE-Anlagen – insoweit abweichend von den Basisfällen A1 bis A4 mit einer EE-Anlage – nicht als Gesamtsumme, sondern anteilig in Bezug auf die jeweilige EE-Anlage (hier: Solaranlage a und Windenergieanlage b) unter Berücksichtigung ihrer jeweiligen $AW > 0$ -Zeiten ($AW_a > 0$ -Zeiten und $AW_b > 0$ -Zeiten). Für die Bestimmung der förderfähigen Strommengen der jeweiligen Erzeugungsanlagen sind im Formelsatz A6 viertelstündliche Verrechnungen der Messwerte unter Berücksichtigung der getroffenen Vorrangigkeits-Entscheidung vorgesehen.

Nach dem Formelsatz A6 ergibt sich die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung von EE-Strom und von EE-Speichererzeugung in Bezug auf EE-Anlage a (hier: Solaranlage a) in $AW_a > 0$ -Zeiten aus → Formel (32a) für den Kalendermonat und aus → Formel (33a) für das Kalenderjahr. Dementsprechend ergibt sich die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung in Bezug auf EE-Anlage b (hier: Windenergieanlage b) in $AW_b > 0$ -Zeiten aus → Formel (32b) für den Kalendermonat und aus → Formel (33b) für das Kalenderjahr.

Die ggf. unterschiedlichen $AW > 0$ -Zeiten der verschiedenartigen EE-Anlagen werden bei der Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung in $AW > 0$ -Zeiten durch die getrennte Ermittlung der „in Bezug auf“ die jeweilige EE-Anlage (hier: Solaranlage a und Windkraftanlage b) förderfähigen Netzeinspeisung nach ihren jeweiligen $AW_a > 0$ -Zeiten und $AW_b > 0$ -Zeiten berücksichtigt. Die Marktprämie kann dementsprechend für die Netzeinspeisung der jeweiligen EE-Anlage nach ihrem EEG-Fördersatz („anzulegenden Wert“) und nach ihren $AW > 0$ -Zeiten abgerechnet werden.

**3.2.7. Abgrenzungsoption bei zusätzlichem separatem Stromliefervertrag
z.B. für Wärmepumpen-Verbräuche
(Anlage 1 Abschnitt 7)**

In Abschnitt 7 wird eine weitere praxisrelevante Fallkonstellation (exemplarisch als Abwandlung zum Basisfall A1) aufgegriffen: Aus verschiedenen Gründen kann es in MiSpeL-Konstellationen mit Stromspeichern und/oder Ladepunkt den Bedarf geben, bestimmte Verbräuche nicht gemeinsam mit dem sonstigen Verbrauch über den gewöhnlichen Stromliefervertrag zu decken, sondern über einen separat abgerechneten Stromliefervertrag (an einer eigenen, separaten Entnahmestelle).

In Abschnitt 7.1 der Anlage 1 wird eine solche Fallkonstellation anhand des Sonderfalls A7 dargestellt, in der die Stromverbräuche für eine Wärmepumpe über einen separaten Stromliefervertrag gedeckt werden (über die eigene Entnahme, gemessen am Zähler ZW), während der sonstige Verbrauch über den gewöhnlichen Stromliefervertrag gedeckt wird (über die Entnahmestelle der MiSpeL-Konstellationen, gemessen am Zähler Z1). Hintergrund für den separaten Stromliefervertrag für die Netzstromverbräuche in der elektrischen Wärmepumpe kann beispielsweise sein, dass der Stromlieferant einen preisgünstigen Sondertarif für Wärmepumpenstrom anbietet und für diesen Netzbezug über einen „eigenen Zählpunkt“ (= eigene Entnahmestelle) das Wärmepumpen-Umlageprivileg nach § 22 EnFG in Anspruch nimmt. Durch den besonderen Aufbau des Messkonzepts A7 bleibt es möglich, dass trotz der separaten Wärmepumpen-Belieferung mit Netzstrom über die eigene Entnahmestelle auch der Strom aus der EE-Anlage und aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt für die Deckung der Wärmepumpenverbräuche genutzt werden kann.

Wie im Hinweiskasten im Abschnitt 7.1 ausgeführt wird, kann der Formelsatz A7 (einschließlich des Messkonzepts) in entsprechender Weise z.B. auch in Fallkonstellationen angewendet werden, in denen nicht der Verbrauch einer Wärmepumpe, sondern z.B. ein Drittverbrauch abgegrenzt und über einen separaten Stromliefervertrag gedeckt werden soll. Damit werden zugleich Hinweise aus der Konsultation aufgegriffen (vgl. z.B. BNE, GIH).

In den Abschnitten 7.2 und 7.3 der Anlage 1 ist dargestellt, auf Grundlage welcher Messwerte im Sonderfall A7 die umlagereduzierenden Strommengen wie zu bestimmen sind. Für die (je nach Basisfall) anzuwendenden Formeln selbst ergeben sich (bis auf die Besonderheiten zu den Messwerten) keine weitergehenden Änderungen bei der Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen.

3.2.8. Abgrenzungsoption bei Stromspeichern in Co-Location mit Erzeugungsanlagen ohne sonstigen Verbrauch (Anlage 1 Abschnitt 8)

Im Abschnitt 8 der Anlage 1 ist ein vereinfachter Formelsatz zur Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen für den im Abschnitt 8.1 spezifizierten Sonderfall A8 vorgesehen, in dem ein Stromspeicher (ohne Ladepunkt) ausschließlich mit sonstigen Erzeugungsanlagen (ohne sonstigen Verbrauch) „in Co-Location“ hinter derselben Einspeisestelle angeschlossen ist. Der Formelsatz A8 basiert auf dem vereinfachten Messkonzept A8, das mit nur einem Zähler (Z1) auskommt.

Der Sonderfall A8 ist nur anwendbar, wenn kein Ladepunkt eingebunden ist. Denn der vereinfachte Formelsatz A8 setzt voraus, dass der gesamte Netzbezug ausschließlich zu Arbitragezwecken im Stromspeicher verbraucht wird und keinerlei umlagepflichtiger Verbrauch hinter der Entnahmestelle erfolgt. Diese Voraussetzung kann in einer Fallkonstellation mit Ladepunkt naturgemäß nicht erfüllt werden, da der im Ladepunkt verbrauchte Netzbezug im Umfang der Fahrstromverbräuche der Elektromobile (einschließlich ihrer Speicherverluste) umlagepflichtig ist.

Mit der Aufnahme des Formelsatzes A8 wurde die von vielen Konsultationsteilnehmern erhobene Forderung, einen vereinfachten Formelsatz für reine „Co-Location“-Fälle von Stromspeichern mit Erzeugungsanlagen (ohne sonstigen Verbrauch) aufzunehmen, aufgegriffen und umgesetzt. Der vereinfachte Formelsatz erfordert nur einen Zähler (Z1). Diese messtechnische Vereinfachung kann unter anderem auch dann vorteilhaft sein, wenn die Stromspeicher und die Stromerzeugungsanlagen gleichstromseitig hinter einem gemeinsamen Wechselrichter gekoppelt sind.

Abkürzungen, Notationen und Formeln, die im Sonderfall A8 ergänzend zu denjenigen der Basisfälle erforderlich sind, werden in Abschnitt 8.2 eingeführt.

In Abschnitt 8.3 der Anlage 1 ist (im Zusammenspiel mit den ergänzenden Formeln des Abschnitts 8.2) geregelt, dass im Sonderfall A8 für den Netzbezug an der Entnahmestelle gemäß der ➔ Formel (21)_{A8} keine Umlagen zu zahlen sind. Dass kein umlagebelasteter Netzbezug anfällt, ergibt sich aus den Besonderheiten des Sonderfalls A8, in dem der gesamte Netzbezug ausschließlich zu Arbitragezwecken im Stromspeicher verbraucht wird und keinerlei sonstiger Verbrauch hinter der Entnahmestelle erfolgen darf (zur Abgrenzung zwischen dem Verbrauch „im Stromspeicher“ und dem „sonstigen Verbrauch“ vgl. die obigen Ausführungen zum ➔ Abschnitt 3.2.4). Aufgrund der eingeschränkten Messwerte im Sonderfall A8 lassen sich die saldierungsfähige Netzeinspeisung und die privilegierungsfähigen Stromspeicherverluste zwar nicht einzeln bestimmen, aber gemeinsam als insgesamt „umlagereduzierende Strommenge“ mit ➔ Formel (20)_{A8}. Da ein sonstiger Verbrauch (neben dem Verbrauch im Stromspeicher) im Sonderfall A8 ausgeschlossen ist, kann der gesamte Netzbezug ausschließlich im Stromspeicher verbraucht werden und kann die gesamte Speichererzeugung ausschließlich ins Netz eingespeist werden.

Der gesamte Netzbezug an der Entnahmestelle führt daher entweder zu einer saldierungsfähigen Netzeinspeisung oder zu privilegierungsfähigen Stromspeicherverlusten.

Die Bestimmung der förderfähigen Strommengen ist in Abschnitt 8.4 (im Zusammenspiel mit den ergänzenden Formeln des Abschnitts 8.2) geregelt. Nach dem vereinfachenden Formelsatz des Sonderfalls A8 ergibt sich die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung in AW>0-Zeiten aus → Formel (32)_{A8} für den Kalendermonat und aus → Formel (33)_{A8} für das Kalenderjahr.

Die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung umfasst auch im Sonderfall A8 zum einen die jeweilige Netzeinspeisung von EE-Strom direkt aus der EE-Anlage und zum anderen die Netzeinspeisung von EE-Speichererzeugung aus dem Stromspeicher. Diese beiden förderfähigen Teilmengen können jedoch aufgrund der eingeschränkten Messwerte, die das vereinfachte Messkonzept im Sonderfall A8 mit sich bringt, weder voneinander noch gegenüber der nicht förderfähigen saldierungsfähigen Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher abgegrenzt werden. Bei der vereinfachten Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung wird daher im Sonderfall A8 gemäß → Formel (40) von der gesamten Netzeinspeisung die insgesamt umlagerereduzierende Strommenge abgezogen. Dadurch ist sichergestellt, dass die (nicht einzeln ermittelbare) saldierungsfähige Netzeinspeisung nicht als förderfähige Netzeinspeisung erfasst wird. Dabei werden jedoch zugleich die privilegierungsfähigen Stromspeicherverluste mit abgezogen (als nicht einzeln ermittelbare Teilmenge der insgesamt „umlagerereduzierenden Strommengen“). Dadurch ergeben sich im Sonderfall A8 im Vergleich zur genaueren Bestimmung nach dem Formelsatz des Basisfalls A1 (mit mehr Messwerten) etwas geringere förderfähige Strommengen. Der Formelsatz A1 ist der grundsätzlich anzuwendende Formelsatz; der vereinfachte Formelsatz A8 kann in dem Sonderfall A8 optional anstelle des genaueren Formelsatzes A1 angewendet werden.

3.2.9. Umlageprivilegien bei unterschiedlich umlagepflichtigen Netzbezugsmengen z.B. aufgrund von BesAR-Privilegien (Anlage 1 Abschnitt 9)

Fallkonstellationen, in denen an der Entnahmestelle Strommengen aus dem Netz bezogen werden, für die (bereits ohne Saldierung und etwaige Speicherverlust-Privilegien nach § 21 EnFG) unterschiedlich hohe Umlagezahlungen anfallen, bringen weitere Besonderheiten für die Anwendung der MiSpeL-Regelungen mit sich, die in Abschnitt 9 der Anlage 1 geregelt sind.

Im unmittelbaren Anwendungsbereich der MiSpeL treten solche unterschiedlich umlagebelasteten Netzbezugsmengen insbesondere in Fallkonstellationen auf, in denen ein Unternehmen für den Netzbezug an der Entnahmestelle zugleich Umlageprivilegien nach der Besonderen Ausgleichsregelung geltend macht (BesAR-Unternehmen, §§ 28 ff. EnFG). Ein Anwendungsbeispiel sind stromkostenintensive Unternehmen, z.B. in der Industrie. Diese installieren aus verschiedenen

Gründen Batteriespeicher, z.B. zur Glättung des zeitlichen Verlaufs des Strombezuges, zur Vermeidung von hohen zusätzlichen Leistungspreisen und zur Erreichung der Netzentgeltbegünstigungen nach § 19 Absatz 2 StromNEV. Die MiSpeL-Festlegung ermöglicht es, diese Stromspeicher in den Markt zu integrieren, sie im Fall einer EE-Erzeugung als Misch-Stromspeicher zu betreiben und sie parallel zu den o.g. Zwecken z.B. auch für die Arbitrage einzusetzen. Im Rahmen der Arbitrage-Nutzung und der damit verbundenen Speicherverluste können auch Unternehmen, die die BesAR-Regelung in Anspruch nehmen, zugleich die Umlageprivilegien nach § 21 EnFG geltend machen (nach den besonderen Vorgaben des Abschnitts 9).

Eine solche Fallkonstellation mit einem stromkostenintensiven BesAR-Unternehmen wird als Sonderfall A9 im Abschnitt 9.1 exemplarisch aufgegriffen. Im Abschnitt 9.2 werden ergänzende Abkürzungen, Notationen und Formeln für diesen Sonderfall eingeführt.

In Abschnitt 9.3 ist (im Zusammenspiel mit den ergänzenden Formeln aus Abschnitt 9.2) geregelt, wie im Sonderfall A9 die umlagerelevanten Strommengen und die resultierenden Zahlungspflichten für die verbleibenden (unterschiedlich) umlagebelasteten Netzbezüge zu bestimmen sind. Dafür werden zwei verschiedene Vorgehensweisen dargestellt: Zum einen die A9-Vorgehensweise, die das grundsätzliche Vorgehen bei unterschiedlich umlagepflichtigen Netzbezugsmengen aufzeigt, und zum anderen die A9-Variante, die für die im unmittelbaren Anwendungsbereich der MiSpeL praxisrelevanten Fälle mit BesAR-Unternehmen aufzeigt, wie die zusätzlichen Besonderheiten, die sich aus Wechselwirkungen mit der Besonderen Ausgleichsregel ergeben, zu berücksichtigen sind.

Angesichts der unterschiedlichen Umlagehöhen für die jeweiligen Netzbezugsmengen reicht es im Sonderfall A9 (nach beiden Vorgehensweisen) nicht aus, nur die „umlagerereduzierenden Strommengen“ nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG zu bestimmen. Da (auch für die im Stromspeicher und/oder Ladepunkt verbrauchten Netzbezugsmengen) unterschiedlich hohe Umlagewerte anfallen (bereits ohne die Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG), ist es erforderlich, den umlagerereduzierenden Strommengen einen konkreten Umlagewert beizumessen, um ihren umlagerereduzierenden Effekt und die verbleibenden Zahlungspflichten für den umlagebelasteten Netzbezug bestimmen zu können.

Nach der in Abschnitt 9.3.1 dargestellten A9-Vorgehensweise sind die Zahlungspflichten für den (nach Abzug der umlagerereduzierenden Strommengen) verbleibenden umlagebelasteten Netzbezug nach → Formel (43) für den Kalendermonat und nach Formel (44) für das Kalenderjahr zu bestimmen (mit Rückgriff auf die ergänzenden Formeln aus Abschnitt 9.2). Die im jeweiligen Kalendermonat zu leistende Umlagezahlung ergibt sich dabei als Summe der Umlagezahlungen für

die anteiligen Netzbezugsmengen, für die unterschiedlich hohe Umlagesätze gelten (UW α -Zahlung (41 α) + UW β -Zahlung (41 β) etc.), abzüglich eines „umlagerereduzierenden Abzugsbetrags“, über den die „umlagerereduzierenden Strommengen“ berücksichtigt werden.

Bei der Bestimmung des „umlagerereduzierenden Abzugsbetrags“ nach $\rightarrow$ Formel (42) werden die umlagerereduzierenden Strommengen mit dem niedrigsten Umlagewert des jeweiligen Kalendermonats angesetzt: Die Pflicht zur Zahlung der Umlagen verringert sich in dem jeweiligen Kalendermonat (im Umfang der umlagerereduzierenden Strommengen) in Höhe dieses niedrigsten der anfallenden Umlagewerte des Kalendermonats. Durch die Anrechnung mit dem niedrigsten Umlagewert ist sichergestellt, dass die Umlagereduzierung keinen höheren finanziellen Wert hat als die Umlagezahlung auf den zeitgleichen Netzbezug des Stromspeichers und/oder Ladepunktes.

Auch hier wirkt sich die Umstellung der Formelsätze der Anlage 1 auf eine kalendermonatliche Saldierung positiv aus: Es reicht für die grundsätzliche A9-Vorgehensweise aus, für die Saldierung den niedrigsten Umlagewert des jeweiligen Kalendermonats (und nicht des Kalenderjahres) heranzuziehen. Eine Saldierung, bei der ein Durchschnittswert der Umlagen angerechnet wird, wie dies in der Konsultation von KEAN vorgeschlagen wurde, würde hingegen zu inakzeptablen Fehlansätzen und Umlageprivilegien führen. Denn bei einer Saldierung mit einem höheren Wert als dem niedrigsten Umlagewert des Kalendermonats (z.B. einem Durchschnittswert) wäre es rentabel, die Umlagedifferenz zwischen dem niedrigen Umlagewert (für den Netzbezug bei der Einspeicherung) und dem Durchschnittswert (für die Anrechnung der saldierungsfähigen Netzeinspeisung) zur Umlage-Optimierung zu nutzen. Die Netzbezüge und Netzeinspeisungen könnten an der Umlagedifferenz statt an den Marktpreisen ausgerichtet werden. Dies widerspräche dem Sinn und Zweck der Umlageprivilegien und den Zielen einer marktaktiven Nutzung der Speicherpotentiale nach den Preisen des Strommarktes.

Für die im unmittelbaren Anwendungsbereich der MiSpeL praxisrelevanten Fälle mit BesAR-Unternehmen sind weitere Besonderheiten zu berücksichtigen, die sich aus dem Zusammenspiel der Umlageprivilegien nach § 21 EnFG mit den Umlageprivilegien nach der Besonderen Ausgleichsregelung nach den §§ 28 ff. EnFG ergeben. Diese werden in den speziellen, in Abschnitt 9.3.2 (im Zusammenspiel mit Abschnitt 9.2) geregelten A9-Varianten-Formelsätzen zu dem vereinfachten Vorgehen bei BesAR-Unternehmen ausführlich dargestellt und berücksichtigt. Dabei wird zwischen zwei A9-Varianten unterschieden: die „A9-Variante im Fall von $BesAR > 1$ “ und die „A9-Variante im Fall von $BesAR \leq 1$ “.

Die „A9-Variante im Fall von $BesAR > 1$ “ ist anzuwenden, wenn der vom BesAR-Unternehmen selbst verbrauchte „Selbstbehalts-Netzbezug“ im abrechnungsrelevanten Kalenderjahr mehr als 1 GWh beträgt. Dies ist in aller Regel der Fall.

Die Zahlungspflichten für den (nach Abzug der umlagereduzierenden Strommengen) verbleibenden umlagebelasteten Netzbezug sind gemäß dieser A9-Variante nach → Formel (43)_{BesAR>1} für den Kalendermonat und nach → Formel (44)_{BesAR>1} für das Kalenderjahr zu bestimmen (mit Rückgriff auf die ergänzenden Formeln aus Abschnitt 9.2). Auch nach dieser Formel ergibt sich die im jeweiligen Kalendermonat zu leistende Umlagezahlung als Summe der Umlagezahlungen für die anteiligen Netzbezugsmengen, für die unterschiedlich hohe Umlagesätze gelten (UW α -Zahlung (41 α) + UW β -Zahlung (41 β) etc.), abzüglich eines „umlagereduzierenden Abzugsbetrags“, über den die „umlagereduzierenden Strommengen“ berücksichtigt werden.

Bei der Bestimmung des „umlagereduzierenden Abzugsbetrags“ nach → Formel (42)_{BesAR>1} werden die umlagereduzierenden Strommengen allerdings mit dem niedrigsten Umlagewert des jeweiligen Kalenderjahres (nicht des Kalendermonats) angesetzt. Dies stellt jedoch keine Schlechterstellung gegenüber dem grundsätzlichen A9-Vorgehen dar, sondern ist der eine Teil der beiden wesentlichen Vereinfachungen, mit denen die speziellen Anforderungen an die Bestimmung und Berücksichtigung des voll umlagepflichtigen, vom BesAR-Unternehmen selbst verbrauchten Selbstbehalts-Netzbezugs im Kalenderjahr, die sich aus dem Zusammenspiel zwischen der Besonderen Ausgleichregelung und den Umlageprivilegien nach § 21 EnFG ergeben, umgesetzt werden. Der zweite Teil dieser beiden wesentlichen Vereinfachungen besteht darin, dass die vom BesAR-Unternehmen selbst verbrauchte (Teil-) Menge des UW β -Netzbezugs (abzüglich etwaiger Drittverbrauchs-Netzbezüge) im Gegenzug vollständig als Selbstbehalts-Netzbezug im Sinne von § 31 Nr. 1 EnFG angerechnet werden kann, bis die 1 GWh-Grenze im jeweiligen Kalenderjahr erreicht ist. Die einhergehenden Vor- und Nachteile dieser beiden Vereinfachungen gleichen sich aus, so dass das BesAR-Unternehmen nach dem vereinfachten Vorgehen der A9-Variante in den Genuss der gleich hohen Umlageprivilegien kommt, wie sie sich nach dem A9-Vorgehen ergeben würden.

Die „A9-Variante im Fall von $BesAR \leq 1$ “ ist anzuwenden, wenn der vom BesAR-Unternehmen selbst verbrauchte „Selbstbehalts-Netzbezug“ im abrechnungsrelevanten Kalenderjahr lediglich bis zu 1 GWh beträgt. Dies dürfte nur in seltenen Sonderfällen auftreten.

In diesem Sonderfall der A9-Variante im Fall von $BesAR \leq 1$ wird der gesamte „umlagebelastete Netzbezug“ im Kalenderjahr gemäß → Formel (22) mit dem höheren Umlagewert im Kalenderjahr (UW β_J) abgerechnet, der in der A9-Variante stets einer Umlagepflicht in voller Höhe entspricht. Es handelt sich bei diesen Mengen um Selbstbehalts-Netzbezug des BesAR-Unternehmens oder (anteilig) um Drittverbrauchs-Netzbezug, für den jeweils die Umlage in voller Höhe zu zahlen ist. Mit der vereinfachten Vorgehensweise bleibt zugunsten des BesAR-Unternehmens sichergestellt, dass die Umlage für die nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG *umlagereduzierenden Strommengen* (20) auf null reduziert wird; für die Bestimmung der Zahlungspflichten wird nach der → Formel (22) nur

der nach Abzug der „umlagerereduzierenden Strommengen“ verbleibende „umlagebelasteten Netzbezug“ herangezogen.

3.2.10. Umlageprivilegien bei Fallkonstellationen ohne marktpremien-geförderte EE-Anlage in der Abgrenzungsoption

(Anlage 1 Abschnitt 10)

In der Konsultation wurde vielfach gefordert, auch Fallkonstellationen mit Stromspeicher und/oder Ladepunkten in der Festlegung zu adressieren, in denen keine geförderte EE-Anlage eingebunden ist, um die Umlagesaldierung nach den MiSpeL-Formelsätzen der Anlage 1 auch in diesen Fällen zu ermöglichen (vgl. z.B. BNE, BVES, Consolinno, EFET, EnBW, Enerparc, Enpal, EWS, Next, Otter, Rabot, Statkraft, Vattenfall).

Die vorgebrachten Argumente sind überzeugend. Die Bundesnetzagentur hat den Anwendungsbereich der Festlegung dementsprechend erweitert und Formelsätze für diese Anwendungsfälle ergänzt. Diese sind in Abschnitt 10 der Anlage 1 geregelt und umfassen zum einen die entsprechende Anwendung von bestimmten Formelsätzen und zum anderen vereinfachte Formelsätze für spezielle Sonderfälle.

Die beiden am Anfang von Abschnitt 10 eingefügten Übersichten (Übersicht 3 und Übersicht 4 der Anlage 1) geben einen Überblick über die Fallkonstellationen ohne eine marktpremien-geförderte EE-Anlage. Sie machen deutlich, welche Formelsätze jeweils anzuwenden sind: die erste Übersicht (Übersicht 3) für die entsprechende Anwendung der Basisfälle A1 bis A4, die zweite Übersicht (Übersicht 4) für die entsprechende Anwendung der Sonderfälle A5 bis A9 und für die speziellen Sonderfälle A10 und A11.

3.2.10.1. Entsprechende Anwendung der Formelsätze A1 bis A9 bei Fallkonstellationen ohne marktpremien-geförderte EE-Anlage

(Anlage 1 Abschnitt 10.1)

In Abschnitt 10.1 der Anlage 1 ist die entsprechende Anwendung der Basisfälle A1 bis A4 sowie der Sonderfälle A5 bis A9 geregelt. Für die entsprechende Anwendung ist jeweils der Formelsatz einschließlich des zugehörigen Messkonzeptes entsprechend anzuwenden, der in der Fallkonstellation anzuwenden wäre, wenn eine marktpremien-geförderte EE-Anlage in der Abgrenzungsoption eingebunden wäre.

Der Abschnitt 10.1.1 gibt einen Überblick, welche Fallkonstellationen es ohne eine marktpremien-geförderte EE-Anlage gibt (ohne jede Erzeugungsanlage oder ausschließlich mit „anderen Erzeugungsanlagen“). Bei „anderen Erzeugungsanlagen“ kann es sich sowohl um Nicht-EE-Anlagen (z.B. eine KWK-Anlage) als auch um ungeförderte EE-Anlagen in der ungeförderten Direktvermarktung handeln.

Die entsprechende Anwendung des passenden Formelsatzes ermöglicht auch ohne marktpremien-geförderte EE-Anlage die Inanspruchnahme der Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG. Die entsprechende Anwendung der Formelsätze in den Fallkonstellationen ohne geförderte EE-Anlage erfolgt naturgemäß nur für die Bestimmung der umlagerelevanten Strommengen; förderfähige Strommengen scheiden aus. Die in den Formelsätzen als „förderfähige Netzeinspeisung“ bezeichneten Strommengen werden im Zuge der entsprechenden Anwendung zwar berechnet, bleiben für die Zwecke dieser Festlegung aber unberücksichtigt.

Wie in Abschnitt 10.1.2 klargestellt wird, schließt dies nicht aus, die Bestimmung der anteiligen Netzeinspeisung der „anderen Erzeugungsanlagen“, Stromspeicher und Ladepunkte gleichwohl für andere Zwecke zu nutzen (jenseits der für die MiSpeL-Festlegung relevanten Zwecke). Bei KWK-Anlagen bleibt zu beachten, dass die Formelsätze der MiSpeL nicht dafür genutzt werden können, KWKG-Förderzahlungen für die (anteilige) Netzeinspeisung aus Stromspeichern und/oder Ladepunkten in Anspruch zu nehmen. Die Regelungen nach § 19 Abs. 3 bis 3c EEG und die MiSpeL-Vorgaben gelten ausschließlich für die „Zwischenspeicherung“ von EE-Strom.

Ob und inwieweit die Ergebnisse nach den MiSpeL-Formelsätzen zu den anteiligen Netzeinspeisemengen, die nach den Formelsätzen „in Bezug auf“ verschiedene ungeförderten EE-Anlagen hinter der Einspeisestelle erfolgen, beispielsweise auch dazu genutzt werden, um Herkunftsnachweise (HKN) zuzuordnen und auszugeben, kann und soll in der MiSpeL-Festlegung nicht geregelt werden. Die Forderung mehrerer Konsultationsteilnehmer, die Anwendung des MiSpeL-Mechanismus auch für die Bestimmung und Ausgabe von Herkunftsnachweisen zu nutzen (vgl. z.B. BDEW, BNE, BVES, Enerparc, EWS, Next, Statkraft, Vattenfall), wird daher nur die Klarstellung in Abschnitt 10.1.2 aufgegriffen, dass die Vorgaben der MiSpeL-Festlegung einer entsprechenden Anwendung bzw. Nutzung der Strommengen-Bestimmung auch für diese Zwecke ausdrücklich nicht entgegen. Die Bestimmung und die Ausstellung der Herkunftsnachweise selbst liegen jedoch außerhalb des Regelungsbereichs dieser Festlegung.

Sofern in der jeweiligen Fallkonstellation „andere Erzeugungsanlagen“ eingebunden sind, sind diese Erzeugungsanlagen und die von ihnen erzeugten Strommengen gemäß den Ausführungen in Abschnitt 10.1.3 auch für bei der Bestimmung der umlagerelevanten Strommengen zu berücksichtigen, z.B. in → Formel (16).

Für Fallkonstellationen mit mehreren „anderen Erzeugungsanlagen“ werden in Abschnitt 10.1.4 die anwendbaren Formelsätze dargestellt: Es können – je nach eingebundenen „anderen Erzeugungsanlagen“ – die Formelsätze der Sonderfälle A5 oder A6 genutzt werden. Für die Zwecke der Bestimmung allein der umlagerelevanten Strommengen reicht jedoch auch die entsprechende Anwendung der Formelsätze zu den Basisfällen A1 bis A4 aus.

3.2.10.2. Bestimmung der umlagereduzierenden Strommengen und des umlagebelasteten Netzbezugs bei rein netzgekoppelten Stromspeichern ohne sonstige Erzeugung und ohne sonstigen Verbrauch

(Anlage 1 Abschnitt 10.2)

In Abschnitt 10.2 der Anlage 1 wird der vereinfachte Formelsatz A10 (mit einem 1-Zähler-Messkonzept) für den speziellen Sonderfall „rein netzgekoppelter Stromspeicher“ ohne sonstige Erzeugung und ohne sonstigen Verbrauch eingeführt.

Teilnehmer der Konsultation haben angeregt, die Fallkonstellation eines rein netzgekoppelten Stromspeichers aufzunehmen (vgl. z.B. Rabot) und darauf hingewiesen, dass in diesem speziellen Fall strukturell kein umlagebelasteter Netzbezug anfällt (vgl. z.B. Next). Die Bundesnetzagentur hat diese Anregung aufgegriffen und in → Abschnitt 10.2 den Sonderfall A10 eingeführt. Dieser Sonderfall ist streng begrenzt auf Fallkonstellationen, in denen die Einspeise- bzw. Entnahmestelle ausschließlich für den Netzbezug und die Netzeinspeisung von Stromspeichern genutzt wird. Der vereinfachte Formelsatz setzt zwingend voraus, dass keinerlei andere Erzeugungsanlagen oder sonstige Verbräuche eingebunden sind (zur Abgrenzung zwischen „Erzeugung im Stromspeicher“ und „sonstigen Erzeugungsanlagen“ sowie zur Abgrenzung zwischen „Verbräuchen im Stromspeicher“ und „sonstigen Verbräuchen“ vgl. die Ausführungen zu → Abschnitt 3.2.4). Aus diesem Grund dürfen auch keine Ladepunkte neben den Stromspeichern eingebunden sein. Eine Anwendung des Sonderfalls A10 („rein netzgekoppelte Stromspeicher“) auf Ladepunkte scheidet aufgrund der Besonderheiten bidirektional nutzbarer Ladepunkte aus. Wie oben dargestellt, erfolgt nur ein Teil der Ladestromverbräuche für die bidirektionale Nutzung; der Großteil dient letztlich der Deckung der „Fahrstromverbräuche“ in den Elektromobilen zum Fahren und zum sonstigen Betrieb der Fahrzeuge. Diese Verbrauchsmengen entsprechen energiewirtschaftlich einem „sonstigen Verbrauch“. Auf den Netzbezug für diese Verbrauchsmengen müssen die Umlagen in gewöhnlicher Höhe gezahlt werden; die im Formelsatz A10 vorgesehene vollständige Umlagereduzierung für den gesamten Netzbezug wäre damit unvereinbar.

Der Sonderfall A10 mit dem Ein-Zähler-Messkonzept für „rein netzgekoppelte Stromspeicher“ wird in Abschnitt 10.2.1 der Anlage 1 eingeführt. In Abschnitt 10.2.2 sind ergänzende Abkürzungen, Notationen und Formeln für diesen Sonderfall aufgeführt und in Abschnitt 10.2.3 ist (im Rückgriff auf diese ergänzenden Formeln) die Bestimmung des umlagebelasteten Netzbezugs geregelt.

Da im Fall der rein netzgekoppelten Stromspeicher (ohne sonstige Erzeugung und ohne sonstigen Verbrauch) alle aus dem Netz bezogenen und ins Netz eingespeisten Strommengen ausschließlich der Arbitrage mit dem Stromspeicher dienen, fallen im Ergebnis keine Umlagezahlungen an der Entnahmestelle an. Der umlagebelastete Netzbezug beträgt nach Formel (21)_{A10} in jedem Kalendermonat und nach Formel (22)_{A10} im gesamten Kalenderjahr stets null.

Förderfähige Strommengen kommen in den Fallkonstellationen des → Abschnittes 10 (ohne geförderte EE-Anlage) ohnehin nicht in Betracht.

3.2.10.3. Bestimmung der Umlageprivilegien bei Stromspeichern und/oder Ladepunkten ohne sonstige Erzeugung

(Anlage 1 Abschnitt 10.3)

In Abschnitt 10.3 der Anlage 1 ist ein weiterer vereinfachender Formelsatz auf Basis eines Ein-Zähler-Messkonzeptes vorgesehen. Wie der in Abschnitt 10.3.1 eingeführte Sonderfall A11 aufzeigt, besteht die wesentliche Besonderheit und Voraussetzung für die Anwendbarkeit dieses Sonderfalls darin, dass hinter der Einspeisestelle ausschließlich Stromspeicher und/oder Ladepunkte Strom erzeugen, aber keinerlei weitere Erzeugungsanlage (zur Abgrenzung zwischen „Erzeugung im Stromspeicher und/oder Ladepunkt“ und „sonstigen Erzeugungsanlagen“ vgl. die obigen Ausführungen zu → Abschnitt 3.2.4).

In Abschnitt 10.3.2 der Anlage 1 sind ergänzende Abkürzungen, Notationen und Formeln für diesen Sonderfall A11 aufgeführt. In Abschnitt 10.3.3 ist (im Rückgriff aus diesen ergänzenden Formeln) die Bestimmung des umlagebelasteten Netzbezugs nach → Formel (21)_{A11} für den Kalendermonat und nach → Formel (22)_{A11} für das Kalenderjahr geregelt.

Die gesamte Netzeinspeisung an der Einspeisestelle wird dabei gemäß → Formel (16)_{A11} als saldierungsfähige Netzeinspeisung gewertet. Durch die Voraussetzung, dass keine andere Erzeugungsanlage eingebunden ist, ist im Sonderfall A11 sichergestellt, dass an der Einspeisestelle jede ins Netz eingespeiste Kilowattstunde Strom ausschließlich aus den eingebundenen Stromspeichern und/oder Ladepunkten stammen kann und in den Stromspeichern und/oder Ladepunkten ausschließlich aus dem Netz bezogener Strom verbraucht werden kann.

Da im Fall von bidirektional nutzbaren Ladepunkten auch mitgebrachter „Fremdtankstrom“ zur Rückspeisung über den Ladepunkt genutzt werden kann, der in dem Ein-Zähler-Konzept nicht identifiziert und dementsprechend auch nicht bei der Ermittlung der saldierungsfähigen Netzeinspeisung berücksichtigt werden kann, wäre es aus systematischen Gründen eigentlich geboten gewesen, den Sonderfall A11 nur für Stromspeicher (ohne Ladepunkt) und nicht auch für bidirektionale Ladepunkte zu öffnen. Dies war in dem „Arbeitsstand“ der MiSpeL-Festlegung vom 05.08.2026 auch noch so vorgesehen. Die Bundesnetzagentur hat sich im Lichte der dazu erfolgten Äußerungen jedoch bewusst dafür entschieden, die Nicht-Identifizierbarkeit in Kauf zu nehmen und die Sonderkonstellation A11 auch für Fallkonstellationen nur mit Ladepunkten (in Abwandlung zum Basisfall A2) sowie mit Stromspeichern und Ladepunkten (in Abwandlung zu Basisfall A3) zu eröffnen. Grund dafür ist das Bestreben, Vereinfachungsvorteile zu erschließen und die Erwar-

tung, dass in der Sonderkonstellation A11 der nicht identifizierbare Fremdtankstrom volumenmäßig klar hinter dem Netzbezug an der Entnahmestelle zurückbleibt. Dies dient der größtmöglichen Gleichsetzung von bidirektionalen Ladepunkten mit Stromspeichern.

In der MiSpel-Festlegung werden bidirektional nutzbare Ladepunkte soweit wie möglich Stromspeichern gleichgesetzt und in den Formelsätzen parallel behandelt. Abweichende Regelungen sind dort notwendig, wo Besonderheiten der Ladepunkte dies erfordern. Die Besonderheit, dass Fremdtankstrom mitgebracht werden kann, für den – in begrenztem Umfang – beim Laden anderenorts ggf. keine Umlagen gezahlt wurden, wird in den Formelsätzen/Messkonzepten, in denen diese Mengen (in wiederum beschränkten Umfang) identifiziert werden können, berücksichtigt. Im Formelsatz/Messkonzept A11 mit nur einem Zähler sind diese Mengen nicht identifizierbar und werden dementsprechend vollständig bei der Ermittlung der saldierungsfähigen Mengen mitgerechnet. Die Bundesnetzagentur nimmt diesen Nachteil im Sonderfall A11 in Kauf, um die praxisrelevante Vereinfachung auch für Ladepunkte zu eröffnen und sie soweit wie möglich gleichlaufend zu behandeln.

Aufgrund der eingeschränkten Messwerte, die das vereinfachte Messkonzept A11 mit sich bringt, können in dem Formelsatz *keine privilegierungsfähigen Stromspeicherverluste* bestimmt und daher auch nicht umlagereduzierend geltend gemacht werden. Die Bestimmung nach dem Formelsatz des Sonderfalls A11 ergibt daher eine entsprechend **geringere umlagereduzierende Strommenge** im Vergleich zur Bestimmung nach dem Formelsatz des Basisfalls A1.

Förderfähige Strommengen kommen in den Fallkonstellationen des ➔ Abschnittes 10 (ohne geförderte EE-Anlage) ohnehin nicht in Betracht.

3.2.11. Besonderheiten bei bestimmungsrelevanten Änderungen im Kalendermonat (Anlage 1 Abschnitt 11)

In Abschnitt 11 der Anlage 1 ist geregelt, wie mit „bestimmungsrelevanten Änderungen“ innerhalb eines Kalendermonats umzugehen ist.

Was eine „bestimmungsrelevante Änderung“ ist, wird im Hinweiskasten am Anfang des Abschnittes 11 abstrakt-generell beschrieben. Demnach ist eine „bestimmungsrelevante Änderung“ eine Änderung, die aufgrund von Auswirkungen auf den anzuwendenden Formelsatz (ggf. auch auf das zugehörige Messkonzept) oder aufgrund von Auswirkungen auf die Werte zur Bestimmung der Strommengen eine eigenständige Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen für anteilige Zeiträume des Kalendermonats vor und/oder nach dieser Änderung erfordert. Anschließend ist aufgeführt, welche Änderungen insbesondere bestimmungsrelevante Auswirkungen haben können.

Sofern eine bestimmungsrelevante Änderung zum ersten eines Kalendermonats eintritt (zum Beispiel der Wechsel der Anlagen-Zuordnung zur Veräußerungsform), bedarf es keiner Sonderregelung, da die Formelsätze der Anlage 1 in der finalen Fassung der MiSpeL-Festlegung eine kalendermonatliche Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen vorsehen (mit kalendermonatlicher Saldierungsperiode). In dem Konsultationsentwurf, der noch eine kalenderjährliche Bestimmung der Strommengen (mit kalenderjährlicher Saldierungsperiode) in Anlage 1 vorsah, bedurfte es noch einer Sonderregelung für unterjährige (bestimmungsrelevante) Änderungen.

Sofern eine bestimmungsrelevante Änderung innerhalb eines Kalendermonats eintritt, erfolgt die Bestimmung und der Nachweis der umlage- und förderrelevanten Strommengen in entsprechender Anwendung der Formelsätze der Anlage 1 für den jeweiligen „Rumpfmonat“. Als „Rumpfmonate“ gelten die anteiligen Zeiträume des Kalendermonats vor und/oder nach der bestimmungsrelevanten Änderung. Im Unterschied zu der Sonderregelung, die noch im Konsultationsentwurf vorgesehen war und Änderungen nur zum Anfang eines Kalendermonats vorgesehen hatte, können nun bestimmungsrelevante Änderungen an beliebigen Kalendertagen innerhalb eines Kalendermonats berücksichtigt werden.

Damit hat die Bundesnetzagentur Forderungen zahlreicher Konsultationsteilnehmer aufgegriffen. Diese haben in ihren Stellungnahmen darauf aufmerksam gemacht, dass die ursprünglich im Konsultationsentwurf vorgesehene Sonderregelung zum Umgang mit unterjährigen Änderungen bei der Inanspruchnahme der Abgrenzungsoption nicht praxistauglich gewesen sei (vgl. z.B. BVES). Insbesondere könne es auch innerhalb eines Kalendermonats an beliebigen Tagen zu relevanten Änderungen kommen (vgl. z.B. BDEW, DWW, Enerparc, Steinkamp, Klafka & Hinz), was in der Sonderregelung des Konsultationsentwurfs nicht adäquat abgebildet war, da diese nur unterjährige Änderungen Beginn der Kalendermonate vorsah. Es gab allerdings auch einen Konsultationsbeitrag, der vorgeschlagen hat, Änderungen generell nur zum Monatsersten zuzulassen bzw. zu berücksichtigen (vgl. Enerparc). Diesem pragmatischen Vorschlag ist die Bundesnetzagentur nicht gefolgt, da der von anderen Konsultationsteilnehmern dargelegte Bedarf für die Berücksichtigung auch von untermonatlich (nicht immer steuerbaren) Änderungen, überzeugt. Beispielsweise muss auch die untermonatliche Inbetriebnahme ggf. großer zusätzlich eingebundener EE-Anlagen angemessen berücksichtigt werden können, da es ansonsten in erheblichem Umfang zu fehlerhaft zugeordneten und abgerechneten Strommengen kommen kann. Dem Vorschlag von DWW, im Fall einer unterjährigen Änderung den Monatsmarktwert anstelle des eigentlich anzuwendenden Jahresmarktwertes für die Berechnung der Marktprämie anzusetzen, kann im Rahmen der MiSpeL-Festlegung nicht gefolgt werden; wie oben dargelegt, handelt es sich bei der Vorgabe zur Anwendung des Jahresmarktwertes um eine gesetzliche Regelung.

In der Konsultation haben mehrere Teilnehmer Beispiele genannt, welche Änderungen bestimmungsrelevant sein können. Mit der Insbesondere-Aufzählung an Änderungen, die bestimmungsrelevante Auswirkungen haben können, hat die Bundesnetzagentur auch in der Konsultation genannte Beispiele aufgegriffen. In der Konsultation wurde allerdings z.B. auch der Wechsel des Lieferanten oder des Direktvermarkters als eine bestimmungsrelevante Änderung angeführt (vgl. z.B. DWW). Diese Änderung zählt jedoch ausdrücklich nicht zu den bestimmungsrelevanten Änderungen: Durch einen Wechsel des Lieferanten oder Direktvermarkters ändern sich keine bestimmungsrelevanten Parameter der Fallkonstellation. Es steht dem neuen und dem alten Lieferanten bzw. Direktvermarkter frei, die MiSpeL-Regelungen für ihre Zwecke einer untermonatlichen Strommengen-Zuordnung entsprechend anzuwenden; dies gehört jedoch nicht zu den Zwecken und dem Regelungsgegenstand der Festlegung.

3.3. Umlageprivilegien und EEG-Förderzahlungen auf Basis der Pauschaloption nach Anlage 2

(Tenorziffern 2 und 4)

Tenorziffer 2 regelt in Satz 1, dass Netznutzer, die Umlageprivilegien für die saldierungsfähige Netzeinspeisung aus Stromspeichern und/oder bidirektional nutzbaren Ladepunkten nach § 21 Abs. 4a EnFG in Anspruch nehmen möchten, die Voraussetzungen und Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis dieser umlagereduzierenden Strommengen und des verbleibenden umlagebelasteten Netzbezugs nach Anlage 2 einhalten müssen. Satz 2 stellt klar, dass die Vorgaben nach Anlage 2 nicht nur für Fallkonstellationen mit einer Solaranlage gelten, für die der Anlagenbetreiber Marktprämienzahlungen auf Basis der Pauschaloption in Anspruch nimmt, sondern auch für Fallkonstellationen mit ausschließlich ungefördernten Solaranlagen in der ungefördernten Direktvermarktung. Die Vorgaben der Anlage 2 sind in allen Fallkonstellation zu beachten, in denen der Netznutzer Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 4a EnFG in Anspruch nehmen möchte.

Mit der Einbeziehung auch von Fallkonstellation mit ausschließlich ungefördernten Solaranlagen in der Pauschaloption geht die Festlegung in ihrer finalen Fassung über den Anwendungsbereich des Konsultationsentwurfs hinaus und greift damit eine zentrale Forderung vieler Konsultationsteilnehmer auf (vgl. z.B. BNE, BVES, EFET, EnBW, Enerparc, Enpal, EWS, Otter, Rabot, Statkraft, Vattenfall).

Die Festlegung zu den umlagerelevanten Strommengen nach Tenorziffer 2 erfolgt, wie es die Festlegungsbefugnis nach § 62 Abs. 2 EnFG voraussetzt, unter Berücksichtigung der Ziele nach § 1 EEG und nach § 1 Abs. 1 KWKG. Die Zielsetzungen der beiden Gesetze werden durch die Festlegung zu den Voraussetzungen und Anforderungen an die Inanspruchnahme der Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 4a EnFG nicht beeinträchtigt. Im Gegenteil ermöglicht die verbesserte

Marktintegration von Stromspeichern und Ladepunkten eine bessere Marktintegration von volatilen Solaranlagen, hat einen glättenden Effekt auf die Strompreise und bringt zusätzliche Akteure in den Markt. Damit trägt die MiSpeL-Festlegung – auch hinsichtlich der Vorgaben nach Anlage 2 zur Pauschaloption – positiv zu den Zielen der Umweltverträglichkeit, der Nachhaltigkeit, der Treibhausneutralität, der Preisgünstigkeit, der Effizienz und des wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei.

Tenorziffer 4 regelt, dass Anlagenbetreiber, die EEG-Förderzahlungen für die förderfähige Netzeinspeisung von EE-Strom direkt aus Solaranlagen und von EE-Speichererzeugung aus Stromspeichern und/oder bidirektional nutzbaren Ladepunkten auf Basis der Pauschaloption nach § 19 Abs. 3c i.V.m. Abs. 1 Nr. 1 EEG in Anspruch nehmen möchten, die Voraussetzungen und Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis dieser förderfähigen Netzeinspeisung nach Anlage 2 einhalten müssen. Die Vorgaben der Anlage 2 sind folglich in allen Fallkonstellation zu beachten, in denen ein Anlagenbetreiber EEG-Förderzahlungen auf Basis der Pauschaloption in Anspruch nehmen möchte.

Die nach Tenorziffer 2 und 4 einzuhaltenden Vorgaben zur Bestimmung und zum Nachweis der umlage- und der förderrelevanten Strommengen für die Inanspruchnahme der Umlageprivilegien und der EEG-Förderzahlungen auf Basis der Pauschaloption sind in Anlage 2 geregelt.

3.3.1. Begriffsbestimmungen zur Anlage 2

(Anlage 2 Abschnitt 1)

Im Abschnitt 1 der Anlage 2 werden zunächst Begriffe definiert, die für die Regelungen der Anlage 2 von Bedeutung sind.

Zu den Begriffsbestimmungen der Anlage 2 wird auf die Begründung zu den Begriffsbestimmungen der Anlage 1 (in → Abschnitt 3.2.1 zu Anlage 1) verwiesen. Diese sind weitgehend deckungsgleich.

In den Begriffsbestimmungen zur Anlage 2 ist zusätzlich der Begriff der „Solaranlage“ für die Zwecke der Festlegung definiert: Erfasst sind Solaranlagen im Sinne der Legaldefinition des EEG (§ 3 Nr. 41 EEG), wobei – wie oben zum Begriff der EE-Anlage nach Anlage 1 ausgeführt, auf die abrechnungsrelevante Solaranlage im Sinne des EEG abzustellen ist (diese umfasst in aller Regel mehrere Solarmodule). Auch Steckersolargeräte sind im Hinblick auf die stets enthaltenen Solaranlagen von dem Begriff der „Solaranlagen“ erfasst.

3.3.2. Regelungsgegenstand und Schriftfarben der Anlage 2

(Anlage 2 Abschnitt 2)

3.3.2.1. Regelungsgegenstand der Anlage 2

(Anlage 2 Abschnitt 2.1)

In Abschnitt 2 wird der Regelungsgegenstand der Anlage 2 im Überblick dargestellt und erläutert. Der Abschnitt dient der Einordnung der in den anschließenden Abschnitten folgenden materiellen Regelungen. Die übersichtsartige Darstellung soll das Verständnis der Ziele, Inhalte und Zusammenhänge der verschiedenen materiellen Regelungen erleichtern.

Vorab wird das Verhältnis zwischen den Formelsätzen der Anlage 2 (zur Pauschaloption) einerseits und den Formelsätzen der Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption) eingeordnet: Bei den Formelsätzen der Anlage 2 (zur Pauschaloption) handelt es sich um vereinfachte Alternativen zu den Formelsätzen der Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption), die in speziellen Fallkonstellationen (mit Solaranlagen bis 30 kW_p in Kombination mit Stromspeichern und/oder Ladepunkten) zur Vereinfachung genutzt werden können, aber nicht genutzt werden müssen. Ist der Anwendungsbereich einer Fallkonstellation nach Anlage 2 (zur Pauschaloption) eröffnet, kann die Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen wahlweise pauschaliert nach diesem vereinfachten Formelsatz (mit einem vereinfachten Ein-Zähler-Messkonzept) oder genauer nach dem umfangreicheren Formelsatz (mit i.d.R. mindestens zwei Zählern) nach Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption) erfolgen. Sofern jedoch nach dem bereits installierten Messkonzept eine genauere Bestimmung möglich ist, ist diese zu nutzen, vgl. → Abschnitt 3.2.3 der Anlage 2.

3.3.2.1.1. Fallkonstellationen mit marktpremien-geförderter Solaranlage in der Pauschaloption

(Anlage 2 Abschnitt 2.1.1)

Der Abschnitt 2.1.1 der Anlage 2 zeigt auf, dass Fallkonstellationen, in denen (Misch-) Stromspeicher und/oder bidirektionale Ladepunkte in Kombination mit marktpremien-geförderten Solaranlagen auf Basis der Pauschaloption hinter derselben Einspeisestelle betrieben werden, zunächst im Fokus der materiellen Regelungen und Darstellungen stehen (Fallkonstellationen mit ausschließlich ungeförderten Solaranlage bilden einen separaten Regelungsgegenstand, vgl. Abschnitt 2.1.9).

Die Übersicht 1 der Anlage 2 gibt einen umfassenden Überblick über diese Fallkonstellationen und die jeweils anzuwendenden Formelsätze. Fallkonstellationen mit ausschließlich ungeförderten Solaranlagen werden im Abschnitt 2.1.9 als Regelungsgegenstand aufgegriffen und im → Abschnitt 8 inhaltlich geregelt.

Für Fallkonstellationen ganz ohne Solaranlagen können die Formelsätze der Anlage 2 (zur Pauschaloption) nicht angewendet werden. Für Fallkonstellationen mit Stromspeichern und/oder Ladepunkten, in denen keine Solaranlagen (und auch keine weiteren Erzeugungsanlagen) hinter der Einspeisestelle eingebunden sind, kann jedoch der Formelsatz des Sonderfalls A11 der Anlage 1 angewendet werden, der – insoweit wie die Pauschaloption – ebenfalls ein Messkonzept mit nur einem Zähler vorsieht. Dies wird in einem Hinweiskasten im → Abschnitt 8 klargestellt.

3.3.2.1.2. Pauschale Bestimmung der umlage- und der förderrelevanten Strommengen (Anlage 2 Abschnitt 2.1.2)

In Abschnitt 2.1.2 der Anlage 2 wird die grundsätzliche Vorgehensweise zur Bestimmung und zum Nachweis der förder- und der umlagerelevanten Strommengen aufgezeigt. Diese basiert in der Anlage 2 auf einer pauschalen Einordnung der viertelstündlich erfassten Strommengen. Die dafür erforderlichen Formelsätze sind auf das zugehörige Messkonzept (mit nur einem Zweirichtungszähler) abgestimmt. Die Vorgehensweise in der Anlage 2 (zur Pauschaloption) ermöglicht nur eine pauschale, im Vergleich zu der Vorgehensweise in Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption) vereinfachte, aber zugleich deutlich ungenauere Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen.

Die Bestimmung der Strommengen erfolgt – insoweit abweichend von Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption) – in Anlage 2 (zur Pauschaloption) nicht zunächst für jeden Kalendermonat, sondern direkt für das Kalenderjahr (mit kalenderjährlicher Saldierungsperiode).

Auch in den Fallkonstellationen der Anlage 2 (zur Pauschaloption) müssen die Messwerte – insoweit wie in den Fallkonstellationen der Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption) – jedoch viertelstundengenau erfasst werden. Die viertelstundengenaue Messung zählt zu den grundlegenden messtechnischen Anforderungen an die Inanspruchnahme von Umlageprivilegien und von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Pauschaloption, vgl. → Abschnitt 3.2.1. Jahresmesswerte reichen nicht aus.

KEAN hat in der Konsultation angeregt, eine viertelstundengenaue Messung in der Pauschaloption nur dann zu verlangen, wenn diese Messwerte bei der Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung für die Berücksichtigung von $AW > 0$ -Zeiten (in Abgrenzung zu $AW = 0$ -Zeiten) benötigt werden. Die Bundesnetzagentur hat diese Anregung nicht aufgegriffen. Auch im Fall einer älteren Bestands-EE-Anlage, die von den gesetzlichen Regelungen zur vorübergehenden Reduzierung des anzulegenden Wertes (insbesondere bei negativen Spotmarktpreisen nach § 51 EEG) nicht betroffen ist, würden Jahresmesswerte nicht ausreichen. Die Viertelstundenwerte werden nach den Formelsätzen nicht nur für die Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung benötigt (als $AW > 0$ -Zeiten), sondern auch für die Bestimmung der saldierungsfähigen Netzeinspeisung (als $SP \geq 0$ -Zeiten), vgl. → Abschnitt 2.1.8 der Anlage 2. Darüber hinaus lässt die Anregung außer Be-

tracht, dass die viertelstundengenaue Messung ohnehin für die Direktvermarktung und die viertelstundengenaue Bilanzierung des Stroms erforderlich und gesetzlich ausdrücklich vorgeschrieben ist (vgl. § 21b Abs. 3 und § 20 S. 2 EEG). Die Pauschaloption dient der marktaktiven Nutzung der erzeugungs- und verbrauchsseitigen Flexibilitäten der Stromspeicher und/oder Ladepunkte (in Kombination mit Solaranlagen), was ohne eine viertelstundengenaue Messung und Bilanzierung nicht möglich ist.

3.3.2.1.3. Erweiterte Nutzungsmöglichkeiten der Pauschaloption im Vergleich zur Ausschließlichkeitsoption

(Anlage 2 Abschnitt 2.1.3)

In Abschnitt 2.1.3 der Anlage 2 werden die erweiterten Möglichkeiten zur marktaktiven Nutzung von Stromspeichern und/oder Ladepunkten in der Pauschaloption aufgezeigt: Die „Pauschaloption“ nach § 19 Abs. 3c EEG ermöglicht im Vergleich zu den engen Vorgaben der „Ausschließlichkeitsoption“ nach § 19 Abs. 3a EEG erweiterte Möglichkeiten für eine flexible, bidirektionale Nutzung von Stromspeichern in Kombination mit Solaranlagen bis 30 kW_p und ermöglicht diese erstmals auch für Ladepunkte (in Kombination mit Solaranlagen bis 30 kW_p; optional auch mit Stromspeichern). In der Ausschließlichkeitsoption (für reine EE-Stromspeicher) können keine bidirektional nutzbaren Ladepunkte eingebunden werden. In Anlage 2 wird auf die ausführliche Darstellung in Anlage 1 zu den erweiterten Nutzungsmöglichkeiten der MiSpeL-Optionen im Vergleich zur Ausschließlichkeitsoption verwiesen.

3.3.2.1.4. Formelbasierte pauschale Einordnung von Strommengen

(Anlage 2 Abschnitt 2.1.4)

In Abschnitt 2.1.4 der Anlage 2 wird erläutert, wie die Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen in den Formelsätzen der Anlage 2 (zur Pauschaloption) mittels einer pauschalisierenden Einordnung der Strommengen grundsätzlich funktioniert. Die Basis dafür bilden viertelstündlich erfasste Strommengen nach dem jeweiligen Messkonzept. Die konkrete Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen erfolgt darauf aufbauend für das jeweilige Kalenderjahr.

Kalenderjährliche Betrachtung und Saldierung

Die Einordnung der Strommengen erfolgt in der Pauschaloption auf Basis pauschaler Kriterien. Im Unterschied zur Abgrenzungsoption wird die Pauschaloption nicht auf eine kalendermonatliche Betrachtung (mit kalendermonatlicher Saldierungsperiode) umgestellt; es bleibt bei einer Betrachtung des gesamten Kalenderjahres (mit kalenderjährlicher Saldierungsperiode), um die Strommengen anteilig einordnen zu können.

Es ist der pauschalen Bestimmung immanent, dass sie Sachverhalte mit einer geringen inhaltlichen und zeitlichen Differenzierung zusammenfasst und einordnet. Eine kleinteilige, monatliche Betrachtung und Saldierung würde dem Charakter der Pauschaloption und den Vereinfachungszielen widersprechen. Womöglich würden durch eine solche (z.B. monatliche) Betrachtung (und Saldierung) darüber hinaus Optimierungsmöglichkeiten eröffnet, die nicht auf die gewünschte Marktintegration gerichtet sind, sondern auf die Nutzung der unvermeidlichen Pauschalisierungs-Unschärfen. Auch die im Gesetz auf Jahresbasis definierte Pauschalgrenze der Förderfähigkeit widerspricht einer monatlichen Betrachtung (vgl. § 19 Abs. 3c EEG). Für die pauschale Umlagesaldierung ist ebenfalls eine kalenderjährliche Betrachtung (und Saldierung) vorgesehen (vgl. § 21 Abs. 4a EnFG).

Die Anregung einiger Konsultationsteilnehmer, auch in der Pauschaloption eine monatliche Betrachtung vorzusehen (vgl. z.B. DWW, Klafka & Hinz), wird aus den dargelegten Gründen nicht umgesetzt.

Pauschale Einordnung förderfähiger, saldierungsfähiger und indifferenter Strommengen

Abschnitt 2.1.4 zur „formelbasierten pauschalen Einordnung von Strommengen“ gibt einen Überblick über die drei Teilmengen, die bei der pauschalen Einordnung der Netzeinspeisung im Kalenderjahr (die gemeinsam gemessene Gesamteinspeisung aller Solaranlagen, Stromspeicher und Ladepunkte an der Einspeisestelle) je nach Höhe der Jahreseinspeisung anhand von pauschalen Kriterien ggf. zu unterscheiden sind: Die „förderfähige Netzeinspeisung“, die „indifferente Netzeinspeisung“ und die „saldierungsfähige Netzeinspeisung“.

Pauschalgrenze der Förderfähigkeit: Bis zur „Pauschalgrenze der Förderfähigkeit“ wird jährliche Netzeinspeisung pauschal als grundsätzlich „förderfähig“ eingeordnet (soweit die Netzeinspeisung in AW>0-Zeiten erfolgt). Die Bestimmung dieser „förderfähigen Netzeinspeisung“ erfolgt für die Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Pauschaloption (in Form der Marktprämie). Die Pauschalgrenze der Förderfähigkeit richtet sich nach der installierten Leistung der insgesamt eingebundenen Solaranlagen hinter der Einspeisestelle: je kW_p installierter Leistung der Solaranlagen werden bis zu 500 kWh der jährlichen Netzeinspeisung als grundsätzlich „förderfähig“ eingeordnet.

Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit: Soweit die jährliche Netzeinspeisung die „Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit“ übersteigt, wird diese Teilmenge pauschal als grundsätzlich „saldierungsfähig“ eingeordnet (soweit ihr ein Netzbezug gegenübersteht und die Netzeinspeisung in SP≥0-Zeiten erfolgt). Die Bestimmung der „saldierungsfähigen Netzeinspeisung“ erfolgt für die Inanspruchnahme der pauschalen Umlageprivilegien zur Reduzierung der Umlagezahlungen auf den Netzbezug.

Einführung des Indifferenzbereichs

Durch die Einführung einer „Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit“ oberhalb der „Pauschalgrenze der Förderfähigkeit“ ergibt sich ein Zwischenbereich zwischen diesen beiden Pauschalgrenzen: der „Indifferenzbereich“. Die Teilmenge der jährlichen Netzeinspeisung, die in diesen Indifferenzbereich fallen, gelten pauschal als „indifferent“. Die „indifferente Netzeinspeisung“ lässt sich weder als pauschal förderfähig noch als pauschal saldierungsfähig einordnen.

In dem Konsultationsentwurf der MiSpel-Festlegung gab es noch keine ausdrücklich geregelte „Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit“ und somit auch noch keinen „Indifferenzbereich“. In den Formelsätzen der Anlage 2 war im Konsultationsentwurf noch eine streng „komplementäre“ Einordnung der jährlichen Netzeinspeisung vorgesehen: Soweit die Jahreseinspeisung an der Einspeisestelle die „Pauschalgrenze der Förderfähigkeit“ übersteigt, sollte sie pauschal als grundsätzlich „saldierungsfähig“ eingeordnet werden. Die „Pauschalgrenze der Förderfähigkeit“ entsprach im Konsultationsentwurf somit faktisch zugleich einer (nicht ausdrücklich geregelten) „Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit“ (ohne Indifferenzbereich).

Die Bundesnetzagentur hat sich aufgrund von gewichtigen Erkenntnissen aus der Konsultation und anschließenden weiterführenden Untersuchungen für die Heraufsetzung der „Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit“ und somit für die Einführung eines „Indifferenzbereiches“ entschieden.

Ausgangspunkt für die Anpassungen waren Hinweise aus der Konsultation, dass sich nach den Formeln der Konsultationsfassung Fehlanreize und unsachgemäße Fördereffekte ergeben (vgl. Konstantin Schubert). Die Privilegien der Saldierung wären nach den Formelsätzen des Konsultationsentwurfes in – je nach Konstellationen in erheblichem Umfang – auch für Netzeinspeisung ermöglicht worden, die ohne eine Arbitragenutzung des Stromspeichers und/oder Ladepunktes erfolgt.

Die Problematik tritt besonders deutlich zu Tage, wenn man eine Fallkonstellation mit einem sehr kleinen Stromspeicher und einer besonders großen Solaranlage (mit maximal 30 kW_p) betrachtet. Dies soll in der vorliegenden Begründung anhand von zwei Beispielsfällen verdeutlicht werden: Bei einer – im Vergleich zur Solarleistung – sehr geringen Speicherkapazität besteht die Netzeinspeisung faktisch vollständig oder nahezu vollständig aus Solarstrom (und nicht oder allenfalls zu sehr geringen Anteilen aus einer Arbitrage-Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher). In diesem Fall (Beispielsfall 1) wird also faktisch nahezu gleichviel Solarstrom ins Netz eingespeist wie in einer Fallkonstellation mit gleich großer Solaranlage ohne Stromspeicher (Beispielsfall 2). Im Beispielsfall 2 ohne Stromspeicher würde für die gesamte (Solar-) Einspeisung ins Netz die EEG-Förderung gezahlt. Im Beispielsfall 1 mit kleinem Stromspeicher und faktisch nahezu identischer (Solar-) Einspeisung ins Netz würde einerseits für die pauschal förderfähige Teilmenge ebenfalls

die EEG-Förderung gezahlt, aber andererseits für die pauschal saldierungsfähige Teilmenge die Saldierungsprivilegien gewährt.

Die wirtschaftlichen Vorteile und die einhergehenden Anreize, die sich aus diesen Saldierungsprivilegien insgesamt ergeben (unmittelbar für die EnFG-Umlagen und mittelbar aufgrund von Verweis-Regelungen zur entsprechenden MiSpeL-Saldierung auch für andere Strompreisbestandteile, vgl. → Abschnitt 2.2), übersteigen die wirtschaftlichen Vorteile der EEG-Förderzahlung in aller Regel um ein Vielfaches. Wie der obige Beispielsfall 1 veranschaulicht, wäre auf Basis der Konsultationsfassung eine Begünstigung für erhebliche Teilmengen des ins Netz eingespeisten Solarstroms möglich geworden, die pro kWh deutlich oberhalb der vom EEG gewährten Förderung gelegen hätte. Eine solche implizite Solarstrom-Förderung in Form von Saldierungsprivilegien („Rotfärbung von Solarstrom“) könnte im Fall von systematischen Fehleinordnungen in der Pauschaloption zu deutlich höheren Belastungen zulasten Dritter (insbesondere zulasten der anderen Netznutzer u.a. durch höhere Umlagen und Netzentgelte) führen.

In Fallkonstellationen mit Ladepunkten könnte im Fall einer systematischen Fehleinordnung darüber hinaus auch mitgebrachter „Fremdtankstrom“ zu nennenswerten Saldierungsvorteilen ohne tatsächliche Arbitragenutzung des Ladepunktes führen. Die drohenden Belastungen für die übrigen Netznutzer wären in diesem Fall (im Vergleich zu den Saldierungsprivilegien für Solarstrom) strukturell geringer, da gewöhnlicher Weise zumindest für einen erheblichen Anteil des anderenorts geladenen „Fremdtankstroms“ die Umlagen (und die anderen saldierungsfähigen Strompreisbestandteile) gezahlt werden. Da es in der Pauschaloption aufgrund der eingeschränkten Messwerte nicht möglich ist, „Fremdtankstrom“ (anteilig) zu identifizieren (vgl. → Anlage 1 Abschnitt 2.1.6) werden diese Mengen in den Formelsätzen der Anlage 2 bei der Bestimmung der saldierungsfähigen Netzeinspeisung auch nicht in Abzug gebracht.

Unschärfen bei der Einordnung der Strommengen sind in der Pauschaloption ein Stück weit unvermeidbar und werden in dem durch die Formelsätzen der Anlage 2 vorgegebenen Rahmen auch bewusst zugunsten der Vereinfachungsvorteile in Kauf genommen. Die Unschärfen müssen jedoch in einem angemessenen Rahmen bleiben, der die ausgeführten Fehlanreize und unsachgemäßen Fördereffekte vermeidet. Durch die Einführung der Regelungen zum Indifferenzbereich vermeidet die Bundesnetzagentur systematische Fehleinordnungen, wie sie im Konsultationsentwurf möglich waren. Es verbleiben Unschärfen in einem angemessenen Rahmen.

Die Nachteile, die der Indifferenzbereich für die Potentiale zur Arbitragenutzung der Stromspeicher und/oder Ladepunkte in der Pauschaloption mit sich bringen kann, werden von der Bundesnetzagentur gesehen, aber in Abwägung mit den gravierenden Fehlanreizen und unsachgemäßen Fördereffekte bei systematischen Fehleinordnungen in Kauf genommen. Der Indifferenzbereich

(und die einhergehenden Nachteile) werden im Rahmen der pauschalen Differenzierungsmöglichkeiten auf das jeweils erforderliche Maß beschränkt (dazu wird im Folgenden ausführlicher ausgeführt). Die übrigen drei Nutzungsmöglichkeiten der Stromspeicher und/oder Ladepunkte zur marktaktiven Optimierung des Eigenverbrauchs, des Netzbezugs (Strombezug in preiswerten Zeiten) und der Netzeinspeisung (Stromverkauf in lukrativen Zeiten) in der Pauschaloption werden durch den Indifferenzbereich nicht beeinträchtigt. Diese drei Nutzungsmöglichkeiten dürften für die wirtschaftliche Attraktivität der Pauschaloption in typischen Prosumer-Konstellationen dieses Segmentes in aller Regel im Vergleich zur Arbitragenutzung zumindest deutlich höheres Gewicht haben.

Der Vorschlag von SpotmyEnergy aus der Konsultation, die Saldierungsfähigkeit der Netzeinspeisung ab der ersten ins Netz eingespeisten kWh je Kalenderjahr zu gewähren, um damit eine implizite Förderung von Direktvermarktungsmodellen zu erreichen, würde die dargelegten Fehlanreize und unsachgerechten Fördereffekte verstärken. Dem Vorschlag wird nicht gefolgt.

3.3.2.1.5. Berücksichtigung von indifferenter Netzeinspeisung bei der pauschalen Einordnung

(Anlage 2 Abschnitt 2.1.5)

In Abschnitt 2.1.5 der Anlage 2 wird die grundsätzliche Systematik aufgezeigt, wie der Indifferenzbereich für die jeweilige Fallkonstellation bestimmt wird.

Wie breit der Indifferenzbereich ausfällt, variiert je nach Abstand zwischen der „Pauschalgrenze der Förderfähigkeit“ (als Untergrenze des Indifferenzbereiches) und der „Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit“ (als Obergrenze des Indifferenzbereiches). Um den Indifferenzbereich anhand verfügbarer pauschaler Kriterien auf das erforderliche Maß zu begrenzen, wird die Höhe der „Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit“ (und somit die Breite des Indifferenzbereiches) – soweit möglich – nach dem Größenverhältnis zwischen der Speicherkapazität und der Solarleistung bestimmt. Daher muss zwischen Fallkonstellationen mit Stromspeichern (Basisfall P1), mit Ladepunkten (Basisfall P2) und solchen mit Stromspeichern und Ladepunkten (Basisfall P3) unterschieden werden.

Nur Stromspeicher: Wenn nur Stromspeicher ohne bidirektional nutzbare Ladepunkte eingebunden sind (vgl. Basisfall P1), ergibt sich die Breite des Indifferenzbereiches aus dem Verhältnis von installierter Solarleistung und Speicherkapazität. In der oben als Beispielsfall 1 geschilderten Konstellation eines sehr kleinen Stromspeichers mit großer Solaranlage fällt der Indifferenzbereich vergleichsweise breit aus. Dadurch werden die oben geschilderten Fehlanreize und unsachgemäßen Fördereffekte (insbesondere implizite Solarstrom-Förderung in Form von Saldierungsprivilegien) in angemessenem Umfang vermieden. In Fallkonstellationen mit einem großen Stromspeicher (in Relation zur Solaranlage) ergibt sich hingegen nur ein schmaler Indifferenzbereich:

Aufgrund des (in Relation) großen Stromspeichers kann auch die (neben den Nutzungsmöglichkeiten zur Optimierung des Eigenverbrauchs, des Netzbezugs und der Netzeinspeisung) verbleibende Speicherkapazität für die Arbitragenutzung genutzt werden. Eine erhöhte Netzeinspeisung wird in diesem Fall dementsprechend bereits ab der vergleichsweise niedrig angesetzten „Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit“ als saldierungsfähig angerechnet.

Nur Ladepunkte: Wenn nur Ladepunkte ohne Stromspeicher eingebunden sind (vgl. Basisfall P2), muss die „Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit“ (und somit die Breite des Indifferenzbereiches) anhand einer pauschal vorgegebenen Rechengröße erfolgen, da mangels einer festen Speicherkapazität nicht wie bei den Stromspeichern das Größenverhältnis zwischen der Speicherkapazität und der Solarleistung als Rechengröße herangezogen werden kann.

Die Bundesnetzagentur hatte diese pauschale Rechengröße für Fallkonstellationen mit Ladepunkten im veröffentlichten „Arbeitsstand“ der MiSpeL-Festlegung vom 05.08.2026 zunächst höher angesetzt (vgl. → Formel $(P2)_{P2} = 0,5$) als in der finalen Fassung der MiSpeL-Festlegung (vgl. → Formel $(P2)_{P2} = 0,2$). Durch diese Absenkung des pauschalen Berechnungsfaktors (im Formelsatz „Rechengröße“) von dem Wert 0,5 auf den Wert 0,2 fällt der Indifferenzbereich für reine Ladepunkt-Konstellationen deutlich schmaler aus.

Die Bundesnetzagentur hat sich im Lichte der Äußerungen zum pauschalen Berechnungsfaktor bewusst dafür entschieden, diese Absenkung vorzunehmen und die damit verbundenen größeren Unschärfen bei der pauschalen Einordnung der Netzeinspeisung in diesen Fallkonstellationen in Kauf zu nehmen. Der abgesenkte Wert von 0,2 greift einen Vorschlag aus der Branche auf, den Wert auf 0,2 oder 0,25 festzulegen. Der Wert 0,2 entspricht bei einer Konstellation mit Stromspeicher einem Größenverhältnis von 2 zu 1 zwischen Solarleistung und Speicherkapazität. Übertragen auf eine Konstellation mit einem bidirektionalem Ladepunkt (ohne Stromspeicher) entspricht der Wert dementsprechend einem pauschalen Größenverhältnis von 2 zu 1 zwischen der Solarleistung und der für die Rückspeisung über den Ladepunkt nutzbaren Speicherkapazität der zeitweilig angeschlossenen Elektromobile (im Rahmen ihrer Möglichkeiten für eine V2G- und V2H-Nutzung). Die Absenkung des Wertes dient der größtmöglichen Gleichsetzung von bidirektionalen Ladepunkten mit Stromspeichern.

Durch den schmaleren Indifferenzbereich kann eine durch Arbitrage-Nutzung erhöhte Netzeinspeisung bereits ab der nunmehr niedriger angesetzten „Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit“ als saldierungsfähig angerechnet werden. Für die übrigen drei Nutzungsmöglichkeiten des Ladepunktes in der Pauschaloption (Optimierung des Eigenverbrauchs, des Netzbezugs und der Netzeinspeisung) ergeben sich, wie oben bereits erwähnt, durch den Indifferenzbereich keine Unterschiede, da sie durch diesen nicht beschränkt werden.

In Fallkonstellationen, in denen die Arbitrage einen besonders großen Stellenwert einnehmen soll, können die Nachteile eines Indifferenzbereiches durch die Nutzung eines Formelsatzes der Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption) anstelle des entsprechenden vereinfachten Formelsatzes der Anlage 2 (zur Pauschaloption) vermieden werden. Aufgrund der genaueren Bestimmung ist in den Formelsätzen der Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption) kein Indifferenzbereich vorgesehen. Der pauschal bestimmte Indifferenzbereich für Ladepunkte kann zudem durch die Einbindung eines (hinreichend großen) Stromspeichers vermieden werden.

Stromspeicher und Ladepunkte: Wenn sowohl Stromspeicher als auch Ladepunkte eingebunden sind (vgl. Basisfall P3), wird für die Bestimmung der „Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit“ der niedrigere Wert der Basisfälle P1 (Stromspeicher) und P2 (Ladepunkt) verwendet. Es kommt also der schmalere der beiden Indifferenzbereiche zur Anwendung.

3.3.2.1.6. Beispielrechnungen zur pauschalen Einordnung der Netzeinspeisung

(Anlage 2 Abschnitt 2.1.6)

Abschnitt 2.1.6 der Anlage 2 zeigt anhand von Beispielrechnungen zu einem Beispielfall mit einer Solaranlage und einem Stromspeicher, wie die Netzeinspeisung eines Kalenderjahres pauschal als anteilig förderfähig, indifferent und als saldierungsfähig eingeordnet wird.

3.3.2.1.7. Berücksichtigung von Zeiten mit reduziertem „anzulegenden Wert“ ($AW_{\frac{1}{2}}$) bei der EEG-Förderung

(Anlage 2 Abschnitt 2.1.7)

In Abschnitt 2.1.7 der Anlage 2 wird klargestellt, dass die EEG-Förderzahlungen (Marktprämie) auch auf Basis der Pauschaloption nur für die förderfähige Netzeinspeisung gezahlt werden darf, die in Zeiten mit einem anzulegenden Wert über null erfolgt (förderfähige Netzeinspeisung in $AW > 0$ -Zeiten).

Die Absenkung des anzulegenden Wertes kann sich grundsätzlich aus verschiedenen Regelungen des EEG ergeben. In der Regel ist der anzulegende Wert einer Solaranlage aufgrund von negativen Spotmarktpreisen zeitweise auf null verringert (vgl. § 51 EEG). Je nach Inbetriebnahmedatum der Solaranlage können unterschiedliche Regelungen zur Absenkung des anzulegenden Wertes bei negativen Preisen gelten.

In Anlage 2 der MiSpeL-Festlegung wird die notwendige Unterscheidung zwischen förderfähiger Netzeinspeisung in $AW > 0$ -Zeiten und förderfähiger Netzeinspeisung in Zeiten mit einem anzulegenden Wert von null ($AW = 0$ -Zeiten), berücksichtigt, indem die $AW > 0$ -Zeiten in den Formeln zur Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung auf Basis der Pauschaloption integriert sind. ZVEI

hat in der Konsultation darauf hingewiesen, dass mit der Berücksichtigung der AW=0-Zeiten Unsicherheiten für den Anlagenbetreiber einhergingen, die erst in der Jahresendabrechnung bewertet werden können.

ZVEI und Fronius kritisieren darüber hinaus, dass in der Pauschaloption überhaupt berücksichtigt wird, ob der anzulegende Wert auf null absinkt. Der Kritik dürfte die Fehlannahme zugrunde liegen, durch die MiSpeL-Festlegung komme es dazu, dass der anzulegende Wert einer Solaranlage in Viertelstunden mit negativen Spotmarktpreisen auf null sinkt. Das ist nicht der Fall. Die Absenkung erfolgt nach Maßgabe der gesetzlichen Vorgaben (vgl. § 51 EEG unter Berücksichtigung der Übergangsregelungen je nach Inbetriebnahmedatum der Solaranlage). Die MiSpeL-Festlegung zeigt lediglich auf, wie diese gesetzlichen Vorgaben bei der Bestimmung der förderrelevanten Strommengen zu berücksichtigen sind. Wenn nach den maßgeblichen gesetzlichen Vorgaben trotz negativer Spotmarktpreise kein Absinken der Förderhöhe vorgegeben ist für die konkrete Solaranlage (z.B. aufgrund von Übergangsregelungen für eine Bestandsanlage), dann wird auch durch die MiSpeL-Festlegung keine solche Absenkung ausgelöst. Dem Vorschlag von Fronius, die Zeiten mit einem anzulegenden Wert von null z.B. durch pauschale und konstante Abzugsbeträge zu berücksichtigen, kann dementsprechend nicht gefolgt werden: Die Absenkung ist gesetzlich vorgegeben und liegt außerhalb des Gestaltungsbereiches der MiSpeL-Festlegung. Im Übrigen widerspräche eine pauschale nachträgliche Berücksichtigung von Netzeinspeisemengen trotz negativer Börsenpreise den vom Gesetz intendierten Anreizwirkungen für eine marktaktive Steuerung.

3.3.2.1.8. Berücksichtigung von Zeiten mit negativem Spotmarktpreis ($SP_{\frac{1}{4}}$) bei der Umlagesaldierung (Anlage 2 Abschnitt 2.1.8)

In Abschnitt 2.1.8 der Anlage 2 wird aufgezeigt, dass in den Formelsätzen der Anlage 2 (zur Pauschaloption) darüber hinaus berücksichtigt wird, ob der Spotmarktpreis in der jeweiligen Viertelstunde der Netzeinspeisung unter null liegt oder nicht ($SP \geq 0$ -Zeiten). Für die pauschale Umlageprivilegierung wird nur Netzeinspeisung angerechnet, die in Viertelstunden ohne negativen Spotmarktpreis erfolgt.

Dies war in der Konsultationsfassung noch nicht vorgesehen. Die Bundesnetzagentur folgt mit der Änderung einem Vorschlag aus der Konsultation (vgl. Konstantin Schubert). Für Netzeinspeisungen bei negativen Preisen sollen keine Saldierungsvorteile in Anspruch genommen werden. Die Änderung dient dem Zweck, keine unsachgemäßen Umlageprivilegien zu gewähren und Fehlanreize zu (systembelastenden) Netzeinspeisungen trotz negativer Preise zu vermeiden.

3.3.2.1.9. Fallkonstellationen mit ausschließlich ungefördernten Solaranlagen in der Pauschaloption

(Anlage 2 Abschnitt 2.1.9)

Abschnitt 2.1.9 der Anlage 2 stellt klar, dass auch Fallkonstellationen, in denen Stromspeicher und/oder Ladepunkte ohne eine geförderte Solaranlage in der Pauschaloption betrieben werden, in denen also ausschließlich ungefördernte Solaranlagen (in der ungefördernten Direktvermarktung) eingebunden sind, vom Regelungsgegenstand der Anlage 2 erfasst sind (vgl. Tenorziffer 2 S. 2).

Die Inanspruchnahme der Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 4a EnFG ist auch in diesen Fallkonstellationen (nur mit ungefördernten Solaranlagen) ausschließlich nach den in der Anlage 2 vorgesehenen Vorgaben möglich. Die Voraussetzungen und die entsprechende Anwendung von Formelsätzen für diese Fallkonstellationen sind eigenständig geregelt in → Abschnitt 8 der Anlage 2.

Wie bereits dargelegt, wurde diese Erweiterung der MiSpeL-Festlegung (im Vergleich zur Konsultationsfassung) in der Konsultation von zahlreichen Teilnehmern gefordert.

3.3.2.2. Entsprechende Anwendung von Anlage 2 zur Netzentgeltreduzierung nach § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG und zur Umlagereduzierung nach § 19 Abs. 2 S. 16 StromNEV

(Anlage 2 Abschnitt 2.2)

Abschnitt 2.2 stellt klar, dass der unmittelbare Regelungsgegenstand der Anlage 2 die Voraussetzungen der Umlagereduzierung nach § 21 Abs. 4a EnFG und die insoweit zu erfüllenden Anforderungen insbesondere an die Bestimmung und den Nachweis der umlagererelevanten Strommengen sind.

Auch die Vorgaben nach Anlage 2 (zur Pauschaloption) sind von den bereits zur Anlage 1 aufgeführten Verweisen in anderen Gesetzen und Verordnungen auf die Regelungen zur Umlageprivilegierung nach § 21 EnFG (in Ausgestaltung durch die MiSpeL-Festlegung) erfasst. Insoweit wird auf die entsprechenden Ausführungen zur Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption) verwiesen.

3.3.2.3. Schriftfarben zur Unterscheidung von Strommengen in der Pauschaloption

(Anlage 2 Abschnitt 2.3)

In Abschnitt 2.3 der Anlage 2 wird die Darstellung mittels farbiger Schrift erläutert. Mit der verschiedenfarbigen Gestaltung im Text und in den Formelsätzen soll die Orientierung auch in der Anlage 2 erleichtert werden.

3.3.3. Voraussetzungen und Anforderungen nach Anlage 2

(Anlage 2 Abschnitt 3)

3.3.3.1. Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Umlageprivilegien und EEG-Förderzahlungen nach Anlage 2

(Anlage 2 Abschnitt 3.1)

3.3.3.1.1. Voraussetzungen in Fallkonstellationen mit einer marktpremien-geförderten Solaranlage in der Pauschaloption

(Anlage 2 Abschnitt 3.1.1)

In Abschnitt 3.1.1 sind die Voraussetzungen zur Anwendung der Anlage 2 geregelt, die in Fallkonstellationen mit einer geförderten Solaranlage einzuhalten sind, um Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 4a EnFG sowie EEG-Förderzahlungen auf Basis der Pauschaloption nach § 19 Abs. 3c i.V.m. Abs. 1 Nr. 1 EEG in Anspruch nehmen zu können.

Die Voraussetzungen 1 bis 3 vollziehen die speziellen gesetzlichen Voraussetzungen für die Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Pauschaloption (vgl. § 19 Abs. 3c EEG). Insoweit handelt es sich um zusätzliche Voraussetzungen in Anlage 2 (zur Pauschaloption), die über die zu Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption) dargestellten Voraussetzungen hinausgehen.

Nach der **Voraussetzung 1** dürfen als stromerzeugende Anlagen ausschließlich Solaranlagen, Stromspeicher und Ladepunkte hinter der Einspeisestelle eingebunden sein (vgl. § 19 Abs. 3c S. 2 Nr. 1 EEG). Steckersolargeräte sind zulässig, da sie im Hinblick auf die verbauten Solarmodule eine „Solaranlage“ darstellen (vgl. die o.g. Begriffsdefinition zur Solaranlage). Jede andere Erzeugungsanlage (z.B. andere EE-Anlagen, KWK-Anlagen, andere fossile Erzeugungsanlagen usw.) ist mit der Pauschaloption nicht vereinbar.

Nach der **Voraussetzung 2** müssen alle Solaranlagen, Stromspeicher und Ladepunkte hinter der Einspeisestelle von demselben Anlagenbetreiber betrieben werden (vgl. § 19 Abs. 3c S. 2 Nr. 2 EEG). Zu der Frage, wer als Anlagenbetreiber eine Stromerzeugungsanlage betreibt, hat die Bundesnetzagentur in ihrem Leitfaden zur Eigenversorgung von Juli 2016 umfassend dargelegt (vgl. dort insbesondere Abschnitt 4.1.2 „Betreiber der Stromerzeugungsanlage“). Der Anlagenbetreiber muss „personenidentisch“ alle eingebundenen Solaranlagen, Stromspeicher und Ladepunkte betreiben.

Die Voraussetzung des personenidentischen Anlagenbetreibers wurde in der Konsultation von einigen Teilnehmern kritisiert (vgl. z.B. DIHK, EWS, ZVEH, ZVEI). Teilweise wurde auch gefordert, für Steckersolargeräte eine Ausnahme einzuführen (vgl. z.B. BNE, Fronius, Green Planet). Die

Bundesnetzagentur hält an der Voraussetzung fest. Es handelt es sich um eine verbindliche gesetzliche Vorgabe für die Anwendbarkeit der Pauschaloption. Abgesehen davon handelt es sich um eine sinnvolle Voraussetzung. Die Pauschaloption ist ausdrücklich als vereinfachte Option für besonders einfache Standardfälle vorgesehen. Im Fall von personenverschiedenen Anlagenbetreibern wäre es erforderlich, die Netzeinspeisung weiter aufzuteilen, da jeder Anlagenbetreiber einen eigenen Anspruch auf EEG-Förderzahlungen für eine Teilmenge hätte; dies wäre mit dem Ein-Zähler-Messkonzept der Pauschaloption nicht möglich.

Nach der **Voraussetzung 3** darf die installierte Leistung aller Solaranlagen hinter der Einspeisestelle insgesamt höchstens 30 kW_p betragen (vgl. § 19 Abs. 3c S. 2 Nr. 3 EEG). Bei der Ermittlung, ob der Schwellenwert für diese Voraussetzung eingehalten wird, wird die installierte (Solar-) Leistung der in Steckersolargeräten enthaltenen Solaranlagen entsprechend § 24 Abs. 1 S. 5 EEG nicht angerechnet, soweit die dort geregelten Schwellenwerte für die Steckersolargeräte eingehalten werden: Die Summe der installierten (Solar-) Leistung aller hinter der Entnahmestelle betriebenen Steckersolargeräte darf insgesamt höchstens 2 kW_p betragen und die Summe der Wechselrichterleistung dieser Steckersolargeräte darf insgesamt höchstens 800 Voltampere betragen.

Die Berücksichtigung der Steckersolargeräte in der Pauschaloption hat bei einigen Teilnehmern in der Konsultation breiten Raum eingenommen. Vielfach wurde gefordert, Steckersolargeräte generell aus der Betrachtung auszuklammern und nicht nur bei der Ermittlung des Schwellenwertes für die Voraussetzung 3. Eine generelle Nicht-Berücksichtigung von Steckersolargeräten in der Pauschaloption wäre jedoch nicht von den gesetzlichen Vorgaben gedeckt und auch nicht hilfreich für die Betreiber von Steckersolargeräten: Es gehört zu den tragenden Vereinfachungen und Vorteilen der Pauschaloption, dass in der Anwendung (jenseits der Frage der 30 kW_p-Schwelle für die Voraussetzung 3) nicht unterschieden werden muss (und mit dem Ein-Zähler-Messkonzept auch nicht unterschieden werden kann), aus welcher der in der Pauschaloption zulässigen Erzeugungsanlagen („gewöhnliche“ Solaranlagen, Steckersolargeräte, Stromspeicher und/oder Ladepunkte) die ins Netz eingespeiste Strommenge stammt. Nur durch die Einbeziehung und Mitberücksichtigung der Steckersolargeräte und ihrer Solarerzeugung bei der Bestimmung der relevanten Strommengen ist sichergestellt, dass die Ergebnisse tragfähig sind und dass auch für die (anteilig) ins Netz eingespeiste Stromerzeugung der Steckersolargeräte die EEG-Förderzahlungen (in Form der Marktpremie) in Anspruch genommen werden.

In der Konsultation wurde von mehreren Teilnehmern darüber hinaus zu der Voraussetzung 3 angeregt, den Anwendungsbereich der Pauschaloption auf Fallkonstellationen auszuweiten, in denen Solaranlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt über 30 kW_p eingebunden sind (vgl. z.B. EWS, DGS, HTW Weniger-Orth, ZVEH). Diesem Vorschlag kann in der Festlegung nicht gefolgt werden, da es sich auch bei der Voraussetzung um eine verbindliche gesetzliche Vorgabe

für die Anwendbarkeit der Pauschaloption handelt. Abgesehen davon, erscheint die gesetzliche Beschränkung auch fachlich überzeugend. Wie geschildert ist die Pauschaloption ausdrücklich als vereinfachte Option für Standardfälle vorgesehen. Die pauschalen Annahmen, die der Ausgestaltung und Parametrierung zugrunde liegen, sind auf die Gegebenheiten ausgerichtet, die sich in typischen Prosumer-Eigenverbrauchs-Haushalten mit Aufdach-Solaranlage finden lassen. Gebäude mit einer Dachfläche, die Anlagen > 30 kW_p tragen können, gehören hingegen dem gewerblichen Bereich an, für den die zugrundeliegenden Annahmen nicht mehr hinreichend plausibel wären.

Voraussetzung 4 sieht vor, dass alle Solaranlagen, Stromspeicher und Ladepunkte hinter der Einspeisestelle der Veräußerungsform der (geförderten oder ungeförderten) Direktvermarktung zugeordnet sein müssen. Die Zuordnung ist in Tenorziffer 5 geregelt. Die Voraussetzung 4 der Anlage 2 entspricht inhaltlich der Voraussetzung 1 der Anlage 1 in ➔ Abschnitt 3.1.1 (angepasst an die in der Pauschaloption relevanten Anlagen). Zur Vermeidung von Wiederholungen wird auf die Begründung zu Abschnitt 3.1.1 der Anlage 1 verwiesen.

In der Konsultation wurde von einigen Teilnehmern im Hinblick auf die Voraussetzung 4 der Wunsch vorgetragen, in der Pauschaloption nicht nur EEG-Förderzahlungen in Form der Marktprämie (geförderte Direktvermarktung) zuzulassen, sondern auch die Inanspruchnahme anderer EEG-Förderzahlungen wie insbesondere der Einspeisevergütung oder des Mieterstromzuschlags (vgl. z.B. DGS, DIHK, Eckhard Wolf, Green Planet, KEAN). Diesen Vorschlägen kann aufgrund der ausdrücklichen gesetzlichen Vorgaben nicht gefolgt werden: Die Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen in Form der Einspeisevergütung nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG ist (soweit es auch um Netzeinspeisung aus reinen EE-Stromspeichern geht) allein nach den Vorgaben der „Ausschließlichkeitsoption“ möglich (vgl. § 19 Abs. 3a S. 1 EEG). Die Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Pauschaloption bezieht sich hingegen (ebenso wie EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungsoption) ausdrücklich auf den „Anspruch nach Absatz 1 Nummer 1“ und somit auf die Marktprämie. Diese Vorgabe entspricht zugleich den erklärten Zielen und der Funktionsweise der beiden MiSpel-Optionen: Wie bereits an anderer Stelle erläutert, sollen die Flexibilitätspotentiale der Stromspeicher und/oder Ladepunkte sowohl auf der Bezugs- als auch auf der Einspeiseseite marktorientiert genutzt werden. Dies setzt u.a. voraus, dass die Netzeinspeisung im Viertelstundentakt des Strommarktes bilanziert und vermarktet wird (in aller Regel beauftragt der Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung einen Direktvermarkter mit dieser Aufgabe; vgl. auch die gesetzlichen Bilanzierungsvorgaben für die MiSpel-Optionen nach § 20 S. 2 EEG). Der Direktvermarkter kann in beiden MiSpel-Optionen die Netzeinspeisung (aus der Solaranlage sowie aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt) steuern und durch eine Verlagerung in Zeiten mit besonders hohen Preisen optimieren. Das ist sowohl betriebswirtschaftlich (für den Anlagenbetreiber/Direktvermarkter) als auch energiewirtschaftlich sinnvoll (u.a. für die Markt- und

Systemintegration der Erneuerbaren Energien). Bei Inanspruchnahme der Einspeisevergütung gäbe es hingegen weder einen Anreiz (die Einspeisevergütung ist unabhängig vom Marktpreis stets gleich hoch) noch einen Marktpartner (Direktvermarkter), der sich um eine preisoptimierte Netzeinspeisung kümmern könnte. Im Fall der Einspeisevergütung muss der Netzbetreiber den Strom „kaufmännisch abnehmen“ (ohne marktliche Steuerung). Diese Netzbetreiberabnahme würde zu einer Abschirmung des Prosumers vom Marktsignal führen, die durch die MiSpeL-Festlegung gerade überwunden werden soll.

Die **Voraussetzungen 5 und 6** geben vor, dass der gesamte Netzbezug an der Entnahmestelle aus dem Netz und die gesamte Netzeinspeisung an der Einspeisestelle ins Netz einheitlich nach Maßgabe der Anlage 2 erfasst und eingeordnet werden müssen. Die Formelsätze der Anlage 2 zur Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen bauen auf dieser Voraussetzung auf; eine fehlende oder anderweitige Erfassung bzw. Einordnung von anteiligen Strommengen würde zu untauglichen Ergebnissen führen.

Die einheitliche Erfassung und Einordnung nach Anlage 2 der gesamten umlage- und förderrelevanten Strommengen schließt darüber hinaus die parallele Inanspruchnahme von Umlageprivilegien und von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungsoption nach Anlage 1 (oder auf Basis der Ausschließlichkeitsoption) an dieser Entnahme- bzw. Einspeisestelle aus.

Die **Voraussetzung 7** nimmt Bezug auf die spezielle gesetzliche Regelung des § 20 S. 2 EEG: Die gesamte Netzeinspeisung an der Einspeisestelle muss für die Inanspruchnahme der Marktprämie auf Basis der Pauschaloption einheitlich in „einem“ (Singular) gesonderten Bilanzkreis oder Unterbilanzkreis nach § 20 S. 2 EEG bilanziert werden.

Die Voraussetzung 7 der Anlage 2 entspricht inhaltlich der Voraussetzung 4 der Anlage 1 in → Abschnitt 3.1.1 (angepasst an die in der Pauschaloption relevanten Anlagen). Zur Vermeidung von Wiederholungen wird auf die obige Begründung zur Anlage 1 verwiesen.

Die **Voraussetzung 8** gibt die gesetzliche Vorgabe nach Anlage 1 Nr. 2 S. 2 des EEG zur Bestimmung der Marktprämie anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes wieder: Mit der Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Pauschaloption wechseln Bestandsanlagen, bei denen die Marktprämie grundsätzlich nach dem Monatsmarktwert bestimmt wird, in die Bestimmung nach dem Jahresmarktwert.

Die **Voraussetzung 9** stellt klar, dass die Anlage 2 nicht nur für neu in Betrieb genommene Anlagen, sondern auch für Bestandsanlagen anwendbar ist. Für die hinter der Einspeise- bzw. Entnahmestelle eingebundenen Solaranlagen ergibt sich die Anwendbarkeit der Regelungen zur Pauschaloption auch auf Bestandsanlagen nach der Übergangsregelung gemäß § 100 Abs. 34 S. 2 und 3 EEG. Auch Stromspeicher und bidirektional nutzbare Ladepunkte müssen nicht neu in

Betrieb genommen werden, um die Umlageprivilegien sowie Förderzahlungen nach Anlage 2 in Anspruch nehmen zu können.

Die **Voraussetzung 10** verweist für den zeitlichen Anwendungsbereich auf die Tenorziffern 8 und 9 der Festlegung: Anlage 2 ist ab dem Wirksamwerden der Festlegung nach Tenorziffer 8 grundsätzlich anwendbar, wobei die Übergangsregelung nach Tenorziffer 9 einschließlich der erforderlichen beihilferechtlichen Genehmigung der gesetzlichen Grundlage der Pauschaloption zu beachten sind.

3.3.3.1.2. Voraussetzungen in Fallkonstellationen ausschließlich mit ungeforderten Solaranlagen in der Pauschaloption

(Anlage 2 Abschnitt 3.1.2)

Die in der Konsultation vielfach geforderte Erweiterung des Anwendungsbereichs der Pauschaloption auf Fallkonstellationen mit ausschließlich ungeforderten Solaranlage erfordert eine eigenständige Regelung zu den Voraussetzungen, nach denen die Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 4a EnFG in Anspruch genommen werden können.

Die Voraussetzungen für die Fallkonstellationen ohne geförderte Solaranlage sind in Abschnitt 3.1.2 der Anlage 2 geregelt. Im Wesentlichen gelten dieselben Voraussetzungen wie in Fallkonstellationen mit mindestens einer geförderten Solaranlage in der Pauschaloption nach Abschnitt 3.1.1 der Anlage 2. Die Voraussetzung 4 ist jedoch an die Besonderheiten dieser Fallkonstellationen angepasst und die Voraussetzungen 7 und 8 finden keine Anwendung.

3.3.3.2. Anforderungen an den Formelsatz und die Messung nach Anlage 2

(Anlage 2 Abschnitt 3.2)

3.3.3.2.1. Allgemeine Anforderungen an die Messung

(Anlage 2 Abschnitt 3.2.1)

In Abschnitt 3.2.1 der Anlage 2 werden grundlegende messtechnische Anforderungen festgelegt, die auf einer viertelstundengenauen Erfassung der relevanten Strommengen mittels mess- und eichrechtskonformer Messeinrichtungen beruhen. Dies betrifft die viertelstundengenaue Erfassung und Bilanzierung der gesamten Netzeinspeisung an der Einspeisestelle und des gesamten Netzbezugs an der Entnahmestelle, die für die marktliche Bewirtschaftung unentbehrlich und u.a. nach § 21b Abs. 3 EEG für die Direktvermarktung ausdrücklich geboten ist.

Die Vorgaben der MiSpeL-Festlegung zur Einhaltung der mess- und eichrechtlichen Vorgaben (auch im Hinblick auf die in den Messkonzepten der Anlage 2 vorgesehenen Zähler) dienen entsprechend der genannten Regelungen im EnFG und EEG vor allem der Klarstellung. Dies gilt auch für den ergänzend aufgenommenen Satz, dass die Vorgaben des Messstellenbetriebsge-

setzes (MsbG) unberührt bleiben. Es gehört nicht zum Regelungsgegenstand der MiSpeL-Festlegung, Vorgaben zum Mess- und Eichrecht oder zum Messstellenbetrieb aufzustellen oder abzuändern. Ebenso gehört die konkrete Umsetzung der MiSpeL-Vorgaben im Rahmen der Marktkommunikation nicht zum Regelungsgegenstand dieser Festlegung, sondern ist Gegenstand der üblichen Anpassungen der MaKo-Prozesse im Rahmen der festgelegten MaKo-Vorgaben.

3.3.3.2.2. Formelsatz mit passendem Messkonzept für die pauschale Bestimmung

(Anlage 2 Abschnitt 3.2.2)

Abschnitt 3.2.2 der Anlage 2 regelt das Verhältnis zwischen Messkonzept, Formelsatz und Fallkonstellation. Die in Anlage 2 vorgesehenen Messkonzepte sind Bestandteil des zugehörigen Formelsatzes und auf eine jeweilige Fallkonstellation abgestimmt (vgl. Begriffsdefinition zum „Formelsatz“).

Die Anforderungen dieses Abschnitts 3.2.2 der Anlage 2 (zur Pauschaloption) und die aufgrund von Konsultationsbeiträgen erfolgten Anpassungen decken sich im Wesentlichen mit den entsprechenden Anforderungen des ➔ Abschnitts 3.2.2 der Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption). Zur Vermeidung von Wiederholungen wird auf die entsprechende Begründung oben zur Anlage 1 verwiesen.

Die in der Konsultation von vielen Teilnehmern angesprochene Frage der DC-Kopplung (vgl. z.B. ADS-TEC, BNE, Stromnetz Berlin, VKU, ZVEH) ist für die Messkonzepte der Anlage 2 (zur Pauschaloption) nicht relevant, da diese Ein-Zähler-Messkonzepte keine messtechnisch separate Erfassung von DC-gekoppelten Solaranlagen, Stromspeichern, Ladepunkten und/oder Verbrauchsgeschäften hinter der Einspeise- bzw. Entnahmestelle erfordern.

3.3.3.2.3. Anwendung der vereinfachten Formelsätze und Messkonzepte der Anlage 2

(Anlage 2 Abschnitt 3.2.3)

Abschnitt 3.2.3 der Anlage 2 zeigt insbesondere auf, nach welchen Anforderungen die vereinfachten „P-Formelsätze“ der Anlage 2 (zur Pauschaloption) anstelle der umfangreicheren A-Formelsätze der Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption) genutzt werden können.

Die vereinfachten Formelsätze der Anlage 2 („P-Formelsätze“) basieren auf einem vereinfachten Messkonzept mit nur einem (Zweirichtungs-) Zähler (Z1). Diese Vereinfachungen dienen dazu, insbesondere auch im Bereich der Bestandsanlagen die Marktintegration von Stromspeichern und Ladepunkten zu ermöglichen, ohne ggf. aufwändige Ergänzungen des vorhandenen Messkonzeptes auszulösen. So kann beispielsweise der Austausch eines vorhandenen Zählerschranks vergleichsweise hohe Kosten im Haushaltsbereich mit sich bringen. Die pauschale Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen eröffnet eine umfassende marktaktive Nutzung

der Stromspeicher und/oder Ladepunkte mit nur einem Zähler (im Sonderfall P5 bedarf es eines zweiten Zählers).

Jeder Formelsatz der Anlage 2 (zur Pauschaloption) stellt eine Vereinfachung zu dem in der jeweiligen Fallkonstellation alternativ anwendbaren Formelsatz der Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption) dar, der eine wesentlich genauere Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen erlaubt. Die Unschärfen der Pauschaloption können je nach den konkreten Gegebenheiten und der tatsächlichen Nutzung im Einzelfall zu Lasten des Anlagenbetreibers oder zu Lasten der Allgemeinheit gehen. Diese Unschärfen können in Abwägung mit den aufgezeigten Vorteilen nur in Kauf genommen werden, wenn sie nicht durch Verwendung eines vorhandenen Messgerätes vermieden werden können.

Daher gilt auch hier das Gebot der Bestnutzung der verfügbaren Messwerte: Die vereinfachenden P-Formelsätze der Anlage 2 sind nicht anwendbar, wenn das vorhandene Messkonzept eine genauere Bestimmung nach einem umfangreicheren A-Formelsatz ermöglicht.

Soweit die Fallkonstellation (und das Gebot der Bestnutzung des vorhandenen Messkonzepts) die Auswahl zwischen einem vereinfachten und einem umfangreicheren Formelsatz ermöglicht (im Fall der Wahl zwischen P4-Variante anstelle von P4) ist eine verbindliche Entscheidung zu treffen, nach welchem Formelsatz die umlage- und förderrelevanten Strommengen konstant bestimmt werden; diese Entscheidung kann frühestens zum Folgejahr umgestellt werden.

3.3.3.2.4. Anforderungen an unidirektional und an bidirektional nutzbare Ladepunkte (Anlage 2 Abschnitt 3.2.4)

Der Abschnitt 3.2.4 der Anlage 2 zeigt auf, wie uni- und bidirektional nutzbare Ladepunkte zu unterscheiden sind und welche besonderen messtechnischen Anforderungen aufgrund der Besonderheiten von bidirektional nutzbaren Ladepunkten zu beachten sind.

Da die Ausführungen in diesem Abschnitt der Anlage 2 im Wesentlichen den Ausführungen zu den Anforderungen des ➔ Abschnittes 3.2.5 der Anlage 1 entsprechen, wird zur Vermeidung von Wiederholungen auf die obigen Erläuterungen zur Anlage 1 verwiesen.

3.3.3.2.5. Anwendung der Formelsätze und Messkonzepte bei mehreren Stromspeichern, Ladepunkten oder Solaranlagen (Anlage 2 Abschnitt 3.2.5)

Die Darstellungen der Messkonzepte (und Formelsätze) zu den Fallkonstellationen der Anlage 2 sind möglichst einfach gehalten, um die grundlegende Vorgehensweise anhand gängiger und übersichtlicher Fallkonstellationen aufzuzeigen. Auch die Darstellungen zu den Fallkonstellationen und zu den Messkonzepten der Anlage 2 enthalten dementsprechend jeweils nur einen Stromspeicher und/oder einen Ladepunkt.

In Abschnitt 3.2.5 der Anlage 2 ist geregelt, dass sich die Messkonzepte (und Formelsätze) auch auf Fallkonstellationen mit mehreren Stromspeichern und/oder mit mehreren Ladepunkten (an der im Messkonzept vorgesehen Stelle) anwenden lassen. Auch die Anwendung auf Fallkonstellationen ohne sonstigen Verbrauch ist grundsätzlich möglich, allerdings vermutlich wenig praxisrelevant in den typischen Fallkonstellationen des Anlage 2 (in aller Regel mit „Prosumer“-Haushalten).

Daraus ergibt sich eine hohe Variabilität für die Anwendung der Messkonzepte (und Formelsätze) auf Fallkonstellationen in verschiedenen Varianten nach dem „Baukasten-Prinzip“ (vgl. die Übersichten 1 und 2 der Anlage 2 zu den verschiedenen Fallkonstellationen und dazu passenden Formelsätzen).

3.3.4. Pauschaloption bei einer einzelnen Solaranlage

(Anlage 2 Abschnitt 4)

Im Abschnitt 4 der Anlage 2 ist die Bestimmung der umlage- und förderfähigen Strommengen in den Basisfällen P1 bis P3 mit einer einzelnen Solaranlage (in Kombination mit Stromspeichern und/oder Ladepunkten) geregelt.

Die Formelsätze zur Bestimmung dieser Strommengen sind für alle Fallkonstellationen der Anlage 2 möglichst einheitlich aufgebaut. Dies zeigt sich auch an den Vorgaben zu den Basisfällen (mit einer einzelnen Solaranlage): Im ersten Schritt werden die Fallkonstellationen (hier: die Basisfälle P1 bis P3) einschließlich des passenden Messkonzepts aufgezeigt. Im zweiten Schritt werden die für die Bestimmung benötigten Abkürzungen, Notationen und Formeln eingeführt, um im dritten Schritt vorzugeben, wie die umlage- und förderrelevanten Strommengen anhand dieser Formeln zu bestimmen sind.

3.3.4.1. Basisfälle P1 bis P3: Eine einzelne Solaranlage mit Stromspeicher, mit Ladepunkt oder mit beidem

(Anlage 2 Abschnitt 4.1)

In Abschnitt 4.1 der Anlage 2 werden die drei Basisfälle P1 bis P3 einschließlich der dazu passenden Messkonzepte dargestellt. Die Basisfälle bilden die drei möglichen Kombinationen zur Einbindung von Stromspeichern und/oder Ladepunkten in den Fallkonstellationen der Anlage 2 (zur Pauschaloption) ab: In Basisfall P1 ist nur ein Stromspeicher, in Basisfall P2 ist nur ein Ladepunkt und im Basisfall P3 sind sowohl ein Stromspeicher als auch ein Ladepunkt eingebunden.

Alle drei Basisfälle sehen darüber hinaus eine Solaranlage vor. Die Basisfälle bilden damit ein die üblichen Standardfälle ab, wie sie zum Beispiel in typischen Prosumer-Konstellationen im Haushaltsbereich, aber auch im Gewerbebereich (mit einer Solaranlage bis 30 kW_p) zu finden sind.

3.3.4.2. Abkürzungen, Notationen und Formeln zu den Basisfällen P1 bis P3

(Anlage 2 Abschnitt 4.2)

Für die drei Basisfälle P1 bis P3 werden in Abschnitt 4.2 der Anlage 2 die Abkürzungen und Notationen sowie die Formeln zu Bestimmung und zum Nachweis der umlage- und der förderrelevanten Strommengen dargestellt. Wie bereits in der Konsultationsfassung wurde bewusst eine kleinschrittige Darstellungsform gewählt, die es den Nutzern der Festlegung ermöglicht, die Berechnung und die dahinterstehende Logik Schritt für Schritt nachzuvollziehen und anzuwenden. Dies soll zugleich die IT-Umsetzung erleichtern.

Zu jeder Formel und somit zu jedem Rechenschritt finden sich kurze Erklär-Texte, in denen geschildert wird, welche Werte in der Formel auf welche Weise für den Rechenschritt heranzuziehen sind. Auch zu den Abkürzungen und Notationen sind solche Erklär-Texte vorgesehen. Gegenüber der Konsultationsfassung wurden die Erklär-Texte zu den Abkürzungen, Notationen und Formeln in den Formelsätzen in allen Fallkonstellationen der Anlage 2 ergänzt, um die Verständlichkeit weiter zu erhöhen.

Viele Erklär-Texte umfassen zudem kurze Begründungen, zu welchem Zweck der mit der Formel vorgegebene Rechenschritt bzw. wofür die Abkürzung bzw. Notation erforderlich ist. Für die vorliegende Begründung wird auf diese Erklär-Texte und Begründungen in den Formelsätzen verwiesen; die Begründung baut auf diesen Erläuterungen auf. Dies gilt nicht nur für die Basisfälle P1 bis P3, sondern auch für alle weiteren Fallkonstellationen der Anlage 2 zur Pauschaloption.

Damit greift die Bundesnetzagentur zugleich eine Anregung des VKU aus der Konsultation auf, der im Blick auf die Konsultationsfassung eine noch klarere Darstellung der Rechenschritte und Zwischenergebnisse angeregt hat.

Die farblichen Markierungen erleichtern zusätzlich die Orientierung, welche umlage- oder förderrelevante Strommenge mit der jeweiligen Formel bestimmt wird.

3.3.4.2.1. P1 bis P3: Abkürzungen und Notationen

(Anlage 2 Abschnitt 4.2.1)

In den Formeln zu den Basisfällen werden Abkürzungen und Notationen verwendet, die in Abschnitt 4.2.1 der Anlage 2 definiert sind. Diese Abkürzungen und Notationen werden auch für die weiteren in Anlage 2 dargestellten Formelsätze verwendet, soweit keine spezielleren oder ergänzenden Abkürzungen und Notationen vorgesehen sind.

3.3.4.2.2. P1 bis P3: Formeln zur Bestimmung der Pauschalgrenzen der Förderfähigkeit und der Saldierungsfähigkeit

(Anlage 2 Abschnitt 4.2.2)

Ausgangspunkt der Formelsätze zur pauschalen Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen in den drei Basisfällen der Pauschaloption sind die Pauschalgrenzen der Förderfähigkeit und der Saldierungsfähigkeit, anhand derer, wie erläutert, die Netzeinspeisung des Kalenderjahres eingeordnet wird. Die Bestimmung dieser Pauschalgrenzen und somit auch des Indifferenzbereiches zwischen diesen beiden Pauschalgrenzen ist im Abschnitt 4.2.2 der Anlage 2 geregelt.

Die jährliche „Pauschalgrenze der Förderfähigkeit“ ist gesetzlich vorgegeben (vgl. § 19 Abs. 3c S. 3 EEG). Diese Vorgaben wurden in der Formel (P1) übernommen: Die Pauschalgrenze beträgt 500 kWh pro kWp der installierten Leistung der insgesamt hinter der Einspeisestelle eingebundenen Solaranlagen (einschließlich etwaiger Steckersolargeräte und einschließlich etwaiger ungeförderter Solaranlagen).

Der Bundesverband Steckersolar hat in der Konsultation kritisiert, dass der gesetzliche Wert für die Pauschalgrenze der Förderfähigkeit von 500 kWh/kW nicht allen Anlagen, insbesondere nicht den am Balkon angebrachten Steckersolargeräten, gerecht werde. HTW Weniger-Orth kritisiert den gesetzlich festgelegten Wert ebenfalls in ihrer Stellungnahme. Sie weist u.a. auf die Streubreite der realen Fallgestaltungen hin und schlägt eine Ausweitung des Anwendungsbereichs der Pauschaloption bis 100 kWp vor. Die Bundesnetzagentur vollzieht in den Formeln zur Pauschaloption den gesetzlich vorgegebenen Wert zur Ermittlung der Pauschalgrenze der Förderfähigkeit nach; eine Änderung des Wertes oder eine Ausweitung des Anwendungsbereiches im Sinne der genannten Konsultationsbeiträge durch die MiSpeL-Festlegung ist nicht vorgesehen. Abgesehen davon würde eine Ausweitung auf Solaranlagen bis 100 kWp die Streubreite der Fallgestaltungen zusätzlich deutlich steigern. Gerade aufgrund der Streubreite hat der Gesetzgeber den Anwendungsbereich der Pauschaloption auf 30 kW_p begrenzt.

Die Bestimmung der „Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit“ ist in Formel (P4) geregelt und berücksichtigt durch die oben erläuterten, von der jeweiligen Fallkonstellation abhängigen „Rechengrößen“ – soweit möglich – das Größenverhältnis zwischen der Speicherkapazität und der Solarleistung.

3.3.4.2.3. P1 bis P3: Bestimmung der saldierungsfähigen Netzeinspeisung

(Anlage 2 Abschnitt 4.2.3 und Abschnitt 4.3.1)

In Abschnitt 4.3.1 der Anlage 2 ist vorgegeben, dass die Bestimmung und der Nachweis der „saldierungsfähigen Netzeinspeisung“ des jeweiligen Kalenderjahres nach ➔ Formel (P10) erfolgt (mit Rückgriff auf die weiteren Formeln insbesondere aus Abschnitt 4.2.2 und 4.2.3).

Die grundsätzlich saldierungsfähige Netzeinspeisung in Zeiten mit nicht negativen Spotmarktpreisen ergibt sich bereits aus → Formel (P8) und wird dort anhand der Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit bestimmt. Da maximal so viel Netzeinspeisung als „saldierungsfähig“ abgezogen werden kann wie überhaupt Strom aus dem Netz im Kalenderjahr bezogen wurde, wird die „saldierungsfähige Netzeinspeisung“ in der Ergebnis-Formel (P10) auf diesen Wert begrenzt; eine Saldierung unter null ist ausgeschlossen.

Wie in der Begründung zur grundsätzlichen Vorgehensweise in der Anlage 2 (zur Pauschaloption) aufgezeigt, bauen die Formeln zur Bestimmung der saldierungsfähigen Netzeinspeisung im Kalenderjahr auf der Bestimmung der Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit auf. Zudem wird sichergestellt, dass (wie auch in der Konsultation angeregt) keine Saldierung für Netzeinspeisung in Zeiten negativer Spotmarktpreise an der Strombörse angerechnet wird. Damit wird vermieden, dass der ökonomische Wert der Saldierung eine Einspeisung in Zeiten mit einem negativen Strompreis für den Anlagenbetreiber rentabel macht und zu Fehlanreizen führt.

3.3.4.2.4. P1 bis P3: Bestimmung des umlagebelasteten Netzbezugs

(Anlage 2 Abschnitt 4.2.4 und Abschnitt 4.3.2)

In Abschnitt 4.3.2 der Anlage 2 ist vorgegeben, dass die Bestimmung und der Nachweis des umlagebelasteten Netzbezugs an der Entnahmestelle für das jeweilige Kalenderjahr nach → Formel (P11) erfolgt (mit Rückgriff auf Abschnitt 4.2.4).

Für die Bestimmung des umlagebelasteten Netzbezugs werden die Ergebnisse zur Bestimmung der saldierungsfähigen Strommenge verwendet: Die saldierungsfähige Netzeinspeisung wird von dem Netzbezug an der Entnahmestelle abgezogen, um zu bestimmen, auf welchen verbleibenden „umlagebelasteten Netzbezug“ im Kalenderjahr der Netznutzer (in der Regel der Stromlieferant) in den Basisfällen P1 bis P3 die Umlagen zu entrichten hat.

3.3.4.2.5. P1 bis P3: Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung

(Anlage 2 Abschnitt 4.2.5 und Abschnitt 4.4)

In Abschnitt 4.4 der Anlage 2 ist vorgegeben, dass die Bestimmung und der Nachweis der förderfähigen Netzeinspeisung in $AW > 0$ -Zeiten an der Einspeisestelle in den Basisfällen P1 bis P3 für das jeweilige Kalenderjahr nach → Formel (P15) erfolgt (mit Rückgriff auf die weiteren Formeln insbesondere aus Abschnitt 4.2.5).

Wie in der Begründung zur grundsätzlichen Vorgehensweise in der Anlage 2 (zur Pauschaloption) aufgezeigt, bauen die Formeln zur Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung im Kalenderjahr auf der Bestimmung der Pauschalgrenze der Förderfähigkeit auf. Bis zur „Pauschalgrenze der Förderfähigkeit“ gilt die gesamte Netzeinspeisung in $AW > 0$ -Zeiten im Kalenderjahr als förderfähig; liegt die Netzeinspeisung in $AW > 0$ -Zeiten im Kalenderjahr unter der „Pauschalgrenze der

Förderfähigkeit“, ist sie insgesamt förderfähig. Diese pauschale Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung ergibt sich unmittelbar aus der gesetzlichen Vorgabe, dass eine Netzeinspeisung bis zur Pauschalgrenze der Förderfähigkeit (500 kWh pro kW installierte Solarleistung) förderfähig ist (§ 19 Abs. 3c S. 3 EEG).

Der generelle Einwand von EWS in der Konsultation, dass ein 100-%-Grünstrom-Netzbezug bei der Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung nach der MiSpeL-Festlegung nicht pauschal als (nicht förderfähiger) „Graustrom“ behandelt werden dürfe, geht in der Sache fehl: Förderfähig können nach § 19 EEG (und den Vorgaben der MiSpeL) immer nur die Strommengen sein, die hinter der Einspeisestelle in einer EE-Anlage (bzw. im Rahmen von § 19 Abs. 3 bis 3c in einem Stromspeicher und/oder Ladepunkt) erzeugt und an der Einspeisestelle ins Netz eingespeist werden. Ob und inwieweit für Netzbezug, der zur Einspeicherung in einem Stromspeicher und/oder Ladepunkt verbraucht wird, auch Strommengen verwendet werden, die vom Stromlieferanten als „Grünstrom“ geliefert werden, ist für die Bestimmung der auf Basis der Abgrenzungsoption (und der Pauschaloption) förderfähigen Netzeinspeisung ohne Belang.

3.3.5. Pauschaloption bei mehreren Solaranlagen

(Anlage 2 Abschnitt 5)

In der Praxis kommt es nicht selten vor, dass hinter einer Einspeisestelle mehrere Solaranlagen, in Kombination mit Stromspeichern und/oder Ladepunkten eingebunden sind. Die Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen ist für diese Fallkonstellationen in Abschnitt 5 der Anlage 2 geregelt.

Die Darstellung erfolgt anhand des Sonderfalls P4, der in Abschnitt 5.1 der Anlage 2 mit zwei Solaranlagen (Solaranlagen a und b) als Abwandlung zum Basisfall P1 (mit einem Stromspeicher) eingeführt wird. Die Abkürzungen, Notationen und Formeln, die ergänzend zu denjenigen der Basisfälle erforderlich sind, werden in Abschnitt 5.2 ergänzend eingeführt. In Abschnitt 5.3 wird klargestellt, dass sich für die Bestimmung der umlagererelevanten Strommengen durch die zusätzliche Solaranlage im Sonderfall P4 kein Unterschied gegenüber dem jeweils relevanten Basisfall P1 bis P3 ergibt.

Für die Bestimmung der förderfähigen Strommengen sind in Abschnitt 5.4 der Anlage 2 (und in den ergänzenden Formeln des Abschnitts 5.2) zwei verschiedene Vorgehensweisen vorgesehen: Die grundsätzlich anwendbare Vorgehensweise nach P4 und die vereinfachte, nur unter speziellen Voraussetzungen alternativ anwendbare Vorgehensweise nach P4-Variante.

Nach dem Formelsatz P4 erfolgt die Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung in AW>0-zeiten im Sonderfall P4 mit mehreren Solaranlagen – insoweit abweichend von den Basisfällen P1 bis P3 mit einer Solaranlage – nicht als Gesamtsumme, sondern anteilig „in Bezug auf“ die

jeweilige Solaranlage (hier: Solaranlage a und b) unter Berücksichtigung ihrer jeweiligen $AW>0$ -Zeiten ($AWa>0$ -Zeiten und $AWb>0$ -Zeiten). Die Formulierung „in Bezug auf“ die Solaranlage a oder die Solaranlage b umfasst die Teilmenge an der gesamten förderfähigen Netzeinspeisung (sowohl von „grünem“ Strom direkt aus den Solaranlagen als auch von „gelbem“ Strom aus den Stromspeichern und/oder Ladepunkten), die der jeweiligen Solaranlage zugerechnet wird.

Nach dem Formelsatz P4 ergibt sich die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung von Solarstrom und von EE-Speichererzeugung in Bezug auf Solaranlage a in $AWa>0$ -Zeiten aus → Formel (P16a). Dementsprechend ergibt sich die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung in Bezug auf Solaranlage b in $AWb>0$ -Zeiten aus → Formel (P16b).

Die Zuordnung der Netzeinspeisung zu der jeweiligen Solaranlage fußt im Sonderfall P4 auf der anteilig leistungsgewichteten Zuordnung der über eine gemeinsame Messeinrichtung erfassten Netzeinspeisung zu den einzelnen Solaranlagen (hier: Solaranlagen a und b). Die leistungsgewichtete Zuordnung wird im Formelsatz P4 (und P4-Variante) über den Zuordnungsfaktor (ZF) der jeweiligen Solaranlagen (hier: Solaranlage a und b) abgebildet, vgl. → Formeln (ZFa) und (ZFb).

Die $AW>0$ -Zeiten der Solaranlagen (hier: der Solaranlagen a und b) können je nach konkreter Fallkonstellation voneinander abweichen. Dies wird im Formelsatz P4 durch die getrennte Ermittlung der „in Bezug auf“ die jeweilige Solaranlage (hier: Solaranlage a und b) förderfähigen Netzeinspeisung nach ihren jeweiligen $AWa>0$ -Zeiten und $AWb>0$ -Zeiten berücksichtigt. Die Marktpremie kann dementsprechend für die Netzeinspeisung der jeweiligen Solaranlage nach ihrem EEG-Fördersatz („anzulegenden Wert“) und nach ihren $AW>0$ -Zeiten abgerechnet werden.

P4-Variante sieht eine vereinfachte Vorgehensweise vor, die optional genutzt werden kann, wenn die Solaranlagen (hier: die beiden Solaranlagen a und b) jederzeit übereinstimmende $AW>0$ -Zeiten aufweisen. Die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung von Solarstrom und von EE-Speichererzeugung „in Bezug auf“ Solaranlage a in $AWa>0$ -Zeiten kann in der P4-Variante nach → Formel (P16a)_{P4-Variante} bestimmt werden. Dementsprechend lässt sich die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung in Bezug auf Solaranlage b in $AWb>0$ -Zeiten (die identisch sein müssen mit den $AWa>0$ -Zeiten) nach → Formel (P16b)_{P4-Variante} bestimmen.

Die Vereinfachung ergibt sich in der P4-Variante daraus, dass die Zuordnung der Netzeinspeisung zu den einzelnen Solaranlagen (hier: Solaranlagen a und b) aufgrund der übereinstimmenden $AW>0$ -Zeiten entsprechend der Formelsätze der Basisfälle P1 bis P3 weitgehend wie eine einzelne Solaranlage betrachtet werden können, bevor im letzten, ergänzenden Rechenschritt die insgesamt förderfähige Netzeinspeisung in den (übereinstimmenden) $AW>0$ -Zeiten „in Bezug auf die beiden Solaranlagen a und b“ nach den leistungsgewichteten Zuordnungsfaktoren der beiden gleichartigen Solaranlagen aufgeteilt wird.

3.3.6. Pauschaloption bei separater Stromlieferung, z.B. für Wärmepumpen-Verbräuche

(Anlage 2 Abschnitt 6)

Aus verschiedenen Gründen kann es in MiSpeL-Konstellationen mit Stromspeichern und/oder Ladepunkt den Bedarf geben, bestimmte Verbräuche nicht gemeinsam mit dem sonstigen Verbrauch über den gewöhnlichen Stromliefervertrag zu decken, sondern über einen separat abgerechneten Stromliefervertrag (an einer eigenen, separaten Entnahmestelle).

In Abschnitt 6.1 der Anlage 2 wird eine solche Fallkonstellation anhand des Sonderfalls P5 (exemplarisch als Abwandlung zum Basisfall P1 „Stromspeicher“) dargestellt, in der die Stromverbräuche für eine Wärmepumpe über einen separaten Stromliefervertrag gedeckt werden (über die eigene Entnahme, gemessen am Zähler ZW), während der sonstige Verbrauch über den gewöhnlichen Stromliefervertrag gedeckt wird (über die Entnahmestelle der MiSpeL-Konstellationen, gemessen am Zähler Z1). Hintergrund für den separaten Stromliefervertrag für die Netzstromverbräuche in der elektrischen Wärmepumpe kann beispielsweise sein, dass der Stromlieferant einen preisgünstigen Sondertarif für Wärmepumpenstrom anbietet und für diesen Netzbezug über einen „eigenen Zählpunkt“ (= eigene Entnahmestelle) das Wärmepumpen-Umlageprivileg nach § 22 EnFG in Anspruch nimmt. Durch den besonderen Aufbau des Messkonzepts P5 bleibt es möglich, dass trotz der separaten Wärmepumpen-Belieferung mit Netzstrom über die eigene Entnahmestelle auch der Strom aus der Solaranlage und aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt für die Deckung der Wärmepumpenverbräuche genutzt werden kann.

Wie im Hinweiskasten im Abschnitt 6.1 ausgeführt wird, kann der Formelsatz P5 (einschließlich des Messkonzepts) in entsprechender Weise z.B. auch in Fallkonstellationen angewendet werden, in denen nicht der Verbrauch einer Wärmepumpe, sondern z.B. ein Drittverbrauch abgegrenzt und über einen separaten Stromliefervertrag gedeckt werden soll. Damit wird zugleich eine Anregung aus der Konsultation aufgegriffen (vgl. z.B. BNE, GIH).

In den Abschnitten 6.2 und 6.3 der Anlage 2 ist dargestellt, auf Grundlage welcher Messwerte im Sonderfall P5 die umlagereduzierenden Strommengen wie zu bestimmen sind. Für die (je nach Basisfall) anzuwendenden Formeln selbst ergeben sich (bis auf die Besonderheiten zu den Messwerten) keine weitergehenden Änderungen bei der Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen.

3.3.7. Pauschaloption bei unterschiedlich umlagepflichtigen Netzbezugsmengen (Anlage 2 Abschnitt 7)

In Abschnitt 7 der Anlage 2 ist geregelt, wie die umlagererelevanten Strommengen zu bestimmen sind, wenn für die Netzbezugsmengen (bereits ohne die Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 4a EnFG) unterschiedlich hohe Umlagezahlungen (Umlagewerte UW_{α} , UW_{β} etc.) anfallen.

Die Vorgaben dazu nach Abschnitt 9 der Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption) finden in der Anlage 2 (zur Pauschaloption) entsprechende Anwendung, wobei Besonderheiten zu berücksichtigen sind, die sich aus der vereinfachenden, pauschalen Vorgehensweise ergeben: Im Unterschied zu den Formelsätzen der Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption), in denen die umlagererelevanten Strommengen monatlich bestimmt und saldiert werden, findet in den Formelsätzen der Anlage 2 (zur Pauschaloption) eine jährliche Bestimmung und Saldierung der Strommengen statt. Dementsprechend kann auch der „umlagerereduzierende Abzugsbetrag“, der für die Anrechnung der saldierungsfähigen Netzeinspeisung bei unterschiedlich umlagepflichtigen Netzbezugsmengen benötigt wird, nur für das gesamte Kalenderjahr bestimmt werden unter Anrechnung des niedrigsten Umlagewertes des Kalenderjahres.

3.3.8. Umlagesaldierung bei Fallkonstellationen mit ausschließlich ungefördernten Solaranlagen in entsprechender Anwendung der Formelsätze P1 bis P5 (Anlage 2 Abschnitt 8)

Wie geschildert wurde in der Konsultation vielfach gefordert, auch Fallkonstellationen mit Stromspeicher und/oder Ladepunkten in der Festlegung zu adressieren, in denen keine geförderte Solaranlage eingebunden ist, um die Umlagesaldierung nach den MiSpeL-Formelsätzen der Anlage 2 auch in diesen Fällen zu ermöglichen (vgl. z.B. BNE, BVES, Consolinno, EFET, EnBW, Enerparc, Enpal, EWS, Next, Otter, Rabot, Statkraft, Vattenfall).

Die Bundesnetzagentur hat diese Anregung aufgegriffen und auch den Anwendungsbereich der Anlage 2 dementsprechend ergänzt um Fallkonstellationen mit ausschließlich ungefördernten Solaranlagen. In Abschnitt 8 der Anlage 2 ist die entsprechende Anwendung der Basisfälle P1 bis P3 sowie der Sonderfälle P4 bzw. P4-Variante und P5 in Fallkonstellationen mit ausschließlich ungefördernten Solaranlagen geregelt. Für die entsprechende Anwendung ist jeweils der Formelsatz einschließlich des zugehörigen Messkonzeptes entsprechend anzuwenden, der in der Fallkonstellation anzuwenden wäre, wenn eine marktpremien-geförderte Solaranlage in der Pauschaloption eingebunden wäre.

Eine darüberhinausgehende Erweiterung des Anwendungsbereiches der Anlage 2 (zur Pauschaloption) auch auf Fallkonstellationen ganz ohne eine Solaranlage hinter der Einspeisestelle wäre weder rechtlich möglich noch inhaltlich sinnvoll. Die gesetzlichen Vorgaben und die Formeln

zur Pauschaloption setzen eine Solarerzeugung für die pauschale Einordnung anhand der installierten Solarleistung unabdingbar voraus. Die Bundesnetzagentur hat gleichwohl eine Lösung für das Bedürfnis nach einer vereinfachten Vorgehensweise bei Fallkonstellationen ganz ohne eine Solaranlage (und ohne sonstige Erzeugungsanlagen neben dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt) umgesetzt: In einer solchen Fallkonstellationen kann der in Anlage 1 als ➔ „Sonderfall A11“ vorgesehene vereinfachte Formelsatz genutzt werden. Bei dem A11-Messkonzept für Stromspeicher und/oder Ladepunkte ohne sonstige Erzeugung handelt es sich (insoweit wie in der Pauschaloption) ebenfalls um ein Ein-Zähler-Messkonzept.

Wie in Abschnitt 8.1 der Anlage 2 ausgeführt wird, ermöglicht entsprechende Anwendung der Formelsätze der Anlage 2 auf Fallkonstellationen mit ausschließlich ungefördernten Solaranlagen die Inanspruchnahme der pauschalen Umlageprivilegien nach § 21 Abs. 4a EnFG nach Maßgabe dieser Formelsätze. Die entsprechende Anwendung der Formelsätze in den Fallkonstellationen mit ausschließlich ungefördernten Solaranlagen erfolgt naturgemäß nur für die Bestimmung der umlagerelevanten Strommengen; förderfähige Strommengen scheiden aus. Die in den Formelsätzen als pauschal „förderfähige Netzeinspeisung“ bezeichneten Strommengen werden im Zuge der entsprechenden Anwendung zwar berechnet, bleiben für die Zwecke dieser Festlegung aber unberücksichtigt.

Wie in Abschnitt 8.1 klargestellt wird, schließt dies nicht aus, die Bestimmung der pauschal förderfähigen Netzeinspeisung „in Bezug auf“ die ungefördernten Solaranlagen gleichwohl für andere Zwecke zu nutzen (jenseits der für die MiSpeL-Festlegung relevanten Zwecke).

In Abschnitt 8.2 der Anlage 2 wird klargestellt, dass bei der pauschalen Bestimmung der umlagerelevanten Strommengen (in entsprechender Anwendung der Formelsätze der Anlage 2) die – ausschließlich ungefördernten – Solaranlagen unverändert berücksichtigt werden müssen, insbesondere um anhand der installierten Leistung der Solaranlagen die Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit zu ermitteln.

In Abschnitt 8.3 der Anlage 2 wird klargestellt, dass im Fall von mehreren – ausschließlich ungefördernten – Solaranlagen stets die vereinfachte P4-Variante anstelle des Formelsatzes P4 angewendet werden kann.

3.3.9. Besonderheiten bei bestimmungsrelevanten Änderungen im Kalenderjahr (Anlage 2 Abschnitt 9)

In Abschnitt 9 der Anlage 2 ist geregelt, wie mit „bestimmungsrelevanten Änderungen“ innerhalb eines Kalenderjahres umzugehen ist.

Was eine „bestimmungsrelevante Änderung“ ist, wird im Hinweiskasten am Anfang des Abschnittes 9 abstrakt-generell beschrieben. Demnach ist eine „bestimmungsrelevanten Änderung“ eine

Änderung, die aufgrund von Auswirkungen auf den anzuwendenden Formelsatz (ggf. auch auf das zugehörige Messkonzept) oder aufgrund von Auswirkungen auf die Werte zur pauschalen Bestimmung der Strommengen eine eigenständige Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen für anteilige Zeiträume des Kalenderjahres vor und/oder nach dieser Änderung erfordert. Anschließend ist aufgeführt, welche Änderungen insbesondere bestimmungsrelevante Auswirkungen haben können.

Sofern eine bestimmungsrelevante Änderung innerhalb eines Kalenderjahres eintritt, erfolgt die Bestimmung und der Nachweis der umlage- und förderrelevanten Strommengen in entsprechender Anwendung der Formelsätze der Anlage 2 für das jeweilige „Rumpffjahr“. Als „Rumpffjahre“ gelten die anteiligen Zeiträume des Kalenderjahres vor und/oder nach der bestimmungsrelevanten Änderung. Im Unterschied zu der Sonderregelung, die noch im Konsultationsentwurf vorgesehen war und Änderungen nur zum Anfang eines Kalendermonats vorgesehen hatte, können nun bestimmungsrelevante Änderungen an beliebigen Kalendertagen innerhalb eines Kalenderjahres berücksichtigt werden.

Damit hat die Bundesnetzagentur Forderungen mehrerer Konsultationsteilnehmer aufgegriffen. Diese haben in ihren Stellungnahmen darauf aufmerksam gemacht, dass die ursprünglich im Konsultationsentwurf vorgesehene Sonderregelung zum Umgang mit unterjährigen Änderungen bei der Inanspruchnahme der Pauschaloption nicht praxistauglich gewesen sei. Insbesondere könne es auch innerhalb eines Kalendermonats an beliebigen Tagen zu relevanten Änderungen kommen (vgl. z.B. BDEW, DWW, Enerparc, Steinkamp, Klafka & Hinz), was in der Sonderregelung des Konsultationsentwurfs nicht adäquat abgebildet war, da diese unterjährige Änderungen nur am Beginn der Kalendermonate vorsah. Es gab allerdings auch einen Konsultationsbeitrag, der vorgeschlagen hat, Änderungen generell nur zum Monatsersten zuzulassen bzw. zu berücksichtigen (vgl. Enerparc). Diesem pragmatischen Vorschlag ist die Bundesnetzagentur nicht gefolgt, da der von anderen Konsultationsteilnehmern dargelegte Bedarf für die Berücksichtigung auch von untermonatlich (nicht immer steuerbaren) Änderungen, überzeugt. Beispielsweise muss auch die untermonatliche Inbetriebnahme zusätzlich eingebundener Solaranlagen angemessen berücksichtigt werden können, da es ansonsten in erheblichem Umfang zu fehlerhaft zugeordneten und abgerechneten Strommengen kommen kann.

In der Konsultation haben mehrere Teilnehmer Beispiele genannt, welche Änderungen bestimmungsrelevant sein können. Mit der Insbesondere-Aufzählung an Änderungen, die bestimmungsrelevante Auswirkungen haben können, hat die Bundesnetzagentur auch in der Konsultation genannte Beispiele aufgegriffen. In der Konsultation wurde allerdings z.B. auch der Wechsel des Lieferanten oder des Direktvermarkters als eine bestimmungsrelevante Änderung angeführt (vgl. z.B. DWW). Diese Änderung zählt jedoch ausdrücklich nicht zu den bestimmungsrelevanten Än-

derungen: Durch einen Wechsel des Lieferanten oder Direktvermarkters ändern sich keine bestimmungsrelevanten Parameter der Fallkonstellation. Es steht dem neuen und dem alten Lieferanten bzw. Direktvermarkter frei, die MiSpeL-Regelungen für ihre Zwecke einer untermonatlichen Strommengen-Zuordnung entsprechend anzuwenden; dies gehört jedoch nicht zu den Zwecken und dem Regelungsgegenstand der Festlegung.

Bei der Bestimmung der umlage- und förderrelevanten Strommengen für die Rumpffahre sich aufgrund der pauschalen Vorgehensweise Besonderheiten: Da nach den Formelsätzen der Anlage 2 (zur Pauschaloption) die förder- und saldierungsrelevanten Strommengen anhand von kalenderjährlichen Pauschalgrenzen ermittelt werden, müssen bei einer Unterteilung des Kalenderjahres in zwei Rumpffahre auch die Pauschalgrenzen entsprechend auf die Rumpffahre aufgeteilt werden.

In Abschnitt 9.1 werden daher besondere Abkürzungen und Notationen und in Abschnitt 9.2 besondere Formeln zur Bestimmung der „Pauschalgrenze der Förderfähigkeit“ und der „Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit“ eingeführt. Die „Pauschalgrenze der Förderfähigkeit eines Rumpffjahres“ ist nach diesen Vorgaben – abweichend von dem gewöhnlichen Vorgehen für ein Kalenderjahr – nicht nach der Formel (P1), sondern nach der speziellen Formel $(P1)_R$ für das jeweilige Rumpffjahr zu bestimmen (mit Rückgriff auf weitere im Abschnitt 9.2 geregelte Formeln). Dementsprechend ist auch die „Pauschalgrenze der Saldierungsfähigkeit des Rumpffjahres“ – abweichend von dem gewöhnlichen Vorgehen für ein Kalenderjahr – nicht nach der Formel (P4), sondern nach der speziellen Formel $(P4)_R$ für das jeweilige Rumpffjahr zu bestimmen (mit Rückgriff auf weitere im Abschnitt 9.2 geregelte Formeln).

Der „Indifferenzbereich“ wird dabei proportional auf die Tage des gesamten Kalenderjahres aufgeteilt, um ihn den Rumpffahren nach ihrer Anzahl an Tagen des Kalenderjahres zuteilen zu können, vgl. Formeln (P20) bis $(P22)_R$.

Dies ist bei der Aufteilung der „Pauschalgrenze der Förderfähigkeit“ so nicht möglich, da der saisonale Verlauf der Solarerzeugung bzw. der Solareinspeisung ins Netz (abzüglich des Eigenverbrauchs) berücksichtigt werden muss. In typischen Prosumer-Fallkonstellationen der Anlage 2 (zur Pauschaloption) mit Solaranlagen bis maximal 30 kW_p wird in den erzeugungsschwachen Kalendermonaten außerhalb der Sommerperiode regelmäßig ein Großteil der Solarerzeugung für den Eigenverbrauch genutzt, so dass in diesen Zeiten häufig nur ein geringer Anteil der (im Vergleich zur Sommerperiode ohnehin deutlich geringeren) Solarerzeugung in das Netz eingespeist wird.

Die Bundesnetzagentur hat sich vor diesem Hintergrund dazu entschieden, im Sinne einer pauschalen und einfachen Umsetzung eine Unterteilung des Kalenderjahres in eine Sommerperiode (April bis September) und eine Winterperiode (Oktober bis März) vorzusehen (insoweit entspricht

die Sonderregelung dem Konsultationsentwurf). Abweichend vom Konsultationsentwurf wurde die Berechnung jedoch auf eine tagesscharfe Anteilsbildung umgestellt, was auch in der Konsultation vorgeschlagen wurde (vgl. z.B. BDEW). Im Ergebnis wird die „Pauschalgrenze der Förderfähigkeit“ proportional auf die Tage der Sommerperiode aufgeteilt, um sie den Rumpffahren nach ihrer Anzahl an Tagen in der Sommerperiode zuteilen zu können, vgl. Formeln (P17) bis (P19)_R.

Die pauschale Aufteilung der „Pauschalgrenze der Förderfähigkeit“ auf die Kalendermonate der Sommerperiode wurde von einigen Konsultationsteilnehmern kritisiert (vgl. z.B. DWW, GIH). In der Konsultation wurde vorgeschlagen, die Aufteilung der „Pauschalgrenze der Förderfähigkeit“ stattdessen anhand einer tagesscharfen Zeitreihe vorzunehmen, z.B. ähnlich der monatlichen Zeitreihe in § 51a EEG. Die Bundesnetzagentur ist diesem Vorschlag nicht gefolgt. Für die vorgeschlagene Vorgehensweise hätte eigens eine Zeitreihe der typisierten Überschusseinspeisung von Solaranlagen erstellt werden müssen, die ebenfalls nur für wenige konkrete Fälle tatsächlich exakt gepasst hätte. Die Bundesnetzagentur hat daher der einfacheren und weniger aufwändigen Lösung den Vorzug gegeben. Die pauschale Aufteilung nach den Kalendermonaten der Sommerperiode erscheint als sachgemäße Vorgehensweise für die Fallkonstellationen der Anlage 2 (zur Pauschaloption).

3.4. Zuordnung der EE-Anlagen, Stromspeicher und/oder Ladepunkte zur Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungs- oder Pauschaloption (Tenorziffer 5)

In Tenorziffer 5 ist die Zuordnung der EE-Anlagen, Stromspeicher und/oder Ladepunkte für die Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Abgrenzungs- oder Pauschaloption geregelt.

In Satz 1 der Tenorziffer 5 ist zum einen die Voraussetzung geregelt, dass für die Inanspruchnahme dieser Förderzahlungen mindestens eine EE-Anlage sowie alle Stromspeicher und bidirektional nutzbaren Ladepunkte hinter der Einspeisestelle der Veräußerungsform der Direktvermarktung per Marktprämie auf Basis der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption zugeordnet sein müssen. Diese Vorgabe wird auch als Voraussetzung 1 in der Anlage 1 (zur Abgrenzungsoption) und als Voraussetzung 4 in der Anlage 2 (zur Pauschaloption) mit Verweis auf die Tenorziffer 5 aufgegriffen.

Durch die Vorgabe wird sichergestellt, dass EEG-Förderzahlungen (in Form der Marktprämie) auch auf Basis der beiden MiSpeL-Optionen ausschließlich für die Netzeinspeisung aus Anlagen in Anspruch genommen werden kann, die der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber dieser Veräußerungsform zugeordnet hat.

In den Sätzen 2 und 3 der Tenorziffer 5 ist geregelt, wie diese Zuordnung erfolgt. Dafür werden nach Satz 2 der Tenorziffer die etablierten Prozesse zur Zuordnung von EE-Anlagen zur EEG-Veräußerungsform nach § 21b und § 21c EEG genutzt: Sowohl die (erstmalige) Zuordnung der Anlagen als auch spätere Wechsel (zum ersten Kalendertag eines Monats) erfolgen entsprechend dieser Regelungen. Die Zuordnung bezieht sich dabei auf die Zuordnung zur Veräußerungsform der Marktprämie mit der ergänzenden Angabe, dass die Zuordnung auf Basis der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption erfolgt.

In Satz 3 wird klargestellt, dass die hinter der Einspeisestelle eingebundenen Stromspeicher und bidirektional nutzbaren Ladepunkte dabei wie EE-Anlagen behandelt werden: Ihre Zuordnung erfolgt in gleicher Weise wie bei EE-Anlagen. Die entsprechende Anwendung der Zuordnungsregelungen zur Veräußerungsform nach § 21b und § 21c EEG auf Misch-Stromspeicher, die – im Unterschied zu reinen EE-Stromspeichern – nicht bereits nach § 3 Nr. 1 Halbsatz 2 EEG als „Anlagen“ im Sinne des EEG gelten, ergibt sich auch aus den gesetzlichen Vorgaben zur entsprechenden Anwendung der Vorschriften des EEG, soweit EEG-Förderzahlungen (auch für Netzeinspeisung aus Stromspeichern und/oder Ladepunkten) auf Basis der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption geltend gemacht werden (vgl. § 19 Abs. 3b S. 2 und Abs. 3c S. 5 EEG).

Wie üblich steht dem Anlagenbetreiber auch hinsichtlich der Zuordnung offen, diese (in seinem Auftrag) z.B. von seinem Direktvermarkter vornehmen zu lassen.

Im Rahmen der Konsultation wurde unter anderem von BNE und E.ON vorgeschlagen, die Festlegung solle klarstellen, wie diese Zuordnung im Rahmen der Marktkommunikation an den Netzbetreiber übermittelt werden soll. Die Regelungen zur Marktkommunikation gehören jedoch nicht zum Regelungsgegenstand der MiSpeL-Festlegung.

3.5. Begriffsbestimmungen und Schriftfarben im Tenor

(Tenorziffer 6)

In Tenorziffer 6 ist geregelt, dass die Begriffsbestimmungen und die Schriftfarben zur Kennzeichnung der Strommengen nach dem jeweiligen Abschnitt 2 der Anlagen 1 und 2 auch für die Tenorziffern gelten.

3.6. Mitwirkungspflichten der Netzbetreiber und Messstellenbetreiber

(Tenorziffer 7)

In Tenorziffer 7 ist geregelt, dass die Netzbetreiber und Messstellenbetreiber im Rahmen ihrer energiewirtschaftlichen Aufgaben dazu verpflichtet sind, die Inanspruchnahme der Umlageprivilegien nach den Tenorziffern 1 und 2, die Inanspruchnahme von Marktprämienzahlungen nach den Tenorziffern 3 und 4 sowie die Zuordnungen nach Tenorziffer 5 zu ermöglichen.

Mit der Regelung wird klargestellt, dass die Netzbetreiber und Messstellenbetreiber ihrerseits alle für die praktische Anwendung erforderlichen Vorbereitungsmaßnahmen und Mitwirkungspflichten erfüllen müssen, damit die Anlagenbetreiber und Netznutzer ihre genannten Ansprüche nach Maßgabe der MiSpeL-Festlegung und nach den einschlägigen gesetzlichen Regelungen des EnFG (für die Inanspruchnahme von Umlageprivilegien) sowie des EEG (für die Inanspruchnahme von EEG-Förderzahlungen) massengeschäftstauglich geltend machen können. Durch den Einschub „im Rahmen ihrer energiewirtschaftlichen Aufgaben“, der im veröffentlichten Arbeitsstand vom 05.08.2026 noch nicht enthalten war, wird konkretisiert, dass sich diese Mitwirkungspflichten auf den energierechtlich zugewiesenen Aufgabenkreis der Netzbetreiber und der Messstellenbetreiber beziehen.

Das Ausmaß der Mitwirkungspflichten der genannten Akteure nimmt in den Stellungnahmen breiten Raum ein. Enerparc, node.energy, Octopus und VDA regen an, eine noch „stärkere“ Verpflichtung zur Mitwirkung und zur aktiven Unterstützung vorzusehen. 1Komma5°, BVES, E.ON, Ministerium für Wirtschaft Infrastruktur Tourismus und Arbeit Mecklenburg-Vorpommern und ZVEI plädieren dafür, die Pflichten konkret auszudifferenzieren.

Die im Tenor getroffene Vorgabe der Mitwirkungspflichten erscheint der Bundesnetzagentur ausreichend klar und angemessen. Es gehört nicht zum Regelungsgegenstand der MiSpeL-Festlegung, den Netzbetreibern und Messstellenbetreibern im Detail vorzugeben, welche einzelnen Umsetzungsschritte erforderlich sind und wie sie ihre in anderen energierechtlichen Gesetzen und Festlegungen geregelten Aufgaben wahrzunehmen haben.

3.7. Bekanntgabe und Wirksamwerden der Festlegung

(Tenorziffer 8)

Tenorziffer 8 regelt, dass die Regelungen der MiSpeL-Festlegung mit ihrer Bekanntgabe wirksam werden.

3.8. Übergangsregelungen

(Tenorziffer 9)

Nach Tenorziffer 9 Buchstabe a sind die Regelungen der MiSpeL-Festlegung für einen Übergangszeitraum bis zum 30.09.2027 nur anwendbar, wenn die Geltendmachung der Umlageprivilegien und der EEG-Zahlungsansprüche auf Basis der Abgrenzungs- oder Pauschaloption nach den Tenorziffern 1 bis 4 sowie die Zuordnung der Anlagen nach Tenorziffer 5 im Einverständnis mit dem jeweiligen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber erfolgen.

Diese Übergangsregelung ermöglicht im Zusammenspiel mit dem Wirksamwerden der MiSpeL-Festlegung ab ihrer Bekanntgabe (ohne Übergangszeitraum bis zum Wirksamwerden), dass die

genannten Ansprüche in Absprache zwischen den betroffenen Parteien bereits unmittelbar angewendet werden können. Zugleich wird eine knapp einjährige Übergangsfrist eingeräumt, damit alle Parteien in der Zeit massengeschäftstaugliche Prozesse insbesondere für die IT-gestützte Umsetzung etablieren können.

Die Übergangsregelung dient unter anderem dazu, der Branche ausreichend Zeit einzuräumen, die Marktkommunikations-Prozesse (MaKo) anzupassen bzw. zu ergänzen. Der Rahmen für die MaKo-Prozesse ist durch Festlegungen der BK6 geregelt; diese Vorgaben gehören nicht zum Regelungsgegenstand der MiSpeL-Festlegung. Die knapp einjährige Übergangszeit ist für die branchenseitige Anpassung der Datenformatbeschreibungen für die MaKo und die IT-seitige Etablierung in den Unternehmen knapp bemessen. Die Veröffentlichung des Arbeitsstandes der MiSpeL-Festlegung am 05.08.2026 diene unter anderem auch dazu, eine zeitnahe Anpassung der Datenformatbeschreibungen zu erleichtern.

Die Fragestellungen des Wirksamwerdens und des Zeitpunktes der ersten Anwendbarkeit der MiSpeL-Festlegung wurde in der Konsultation von zahlreichen Teilnehmern aufgegriffen. Der Meinungsstand zu diesen Fragen war sehr kontrovers. In diesem Zusammenhang wurde auch das Verhältnis zwischen den Vorgaben der MiSpeL-Festlegung und der Umsetzung im Rahmen der Marktkommunikations-Prozesse (MaKo) thematisiert. Der eine Teil der Konsultationsteilnehmer forderte, die MiSpeL-Festlegung solle umgehend und erforderlichenfalls auch unabhängig von der Umsetzung im Rahmen der MaKo-Prozesse anwendbar sein (vgl. z.B. BNE, BVES, Elli, Enerparc, Enpal, EWS, Next Kraftwerke, sonnen). Der andere Teil der Konsultationsteilnehmer drängte darauf, die MiSpeL-Vorgaben erst dann zur Anwendung zu bringen, wenn die Prozesse für die Umsetzung massengeschäftstauglich in der MaKo verankert sind (vgl. z.B. 1Komma5°, BDEW, EnBW, Fronius, N-Ergie, Octopus, Stromnetz Berlin, VKU). Teilweise wurde darüber hinaus angeregt, die Anwendung der MiSpeL-Vorgaben erst nach Umstellung der Bilanzierungsverfahren auf den „MaBis-HUB“ zu ermöglichen (vgl. z.B. N-Ergie, Stromnetz Berlin, VKU). Stromnetz Berlin hat eine einjährige Übergangszeit vorgeschlagen.

Die Bundesnetzagentur hat sich in Abwägung der verschiedenen Vorschläge und verschiedener Varianten für einen Mittelweg entschieden. Sie teilt übereinstimmend mit der Gesetzesbegründung zur Einführung gesetzlichen MiSpeL-Grundlagen die Einschätzung, dass es „einer angemessenen Übergangszeit [bedarf], um eine Umsetzung dieser Vorgaben durch die betroffenen Hersteller und Marktakteure mittels geeigneter Technik und Prozesse sicherzustellen“ (BT-Drs. 20/11180, S. 141). Die erforderliche Übergangszeit ließe sich, wie in der Gesetzesbegründung angelegt, über das Datum für das Wirksamwerden der Festlegungs-Regelungen (Tenorziffer 8) steuern. Die Bundesnetzagentur hat davon zugunsten einer möglichst zügigen Nutzbarkeit abgesehen und sich für die mildere Übergangsregelung nach Tenorziffer 9 Buchstabe a entschieden,

die die frühzeitige Anwendung (im Einverständnis) ermöglicht, ohne die Anwendung bereits (ohne Einverständnis) vorzugeben und die Marktakteure zu überfordern.

In Tenorziffer 9 Buchstabe b ist geregelt, dass die Tenorziffern 2 und 4 zur Inanspruchnahme von Umlageprivilegien und von EEG-Förderzahlungen auf Basis der Pauschaloption frühestens auf Netzeinspeisungen ab dem ersten Kalendertag des Kalendermonats angewendet werden können, der auf die beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission zu § 19 Abs. 3c EEG im Sinne des beihilferechtlichen Vorbehalts nach § 101 Abs. 1 EEG folgt. Mit dieser Übergangsregelung werden die europarechtlichen Vorgaben sowie die Vorgaben des EEG zum Beihilfevorbehalt nach § 101 Abs. 1 EEG umgesetzt und – hinsichtlich der Anwendbarkeit ab Beginn des auf die Genehmigung folgenden Kalendermonats – praxistauglich konkretisiert. Die beihilferechtliche Genehmigung bezieht sich auf die gesetzliche Grundlage für die Pauschaloption im EEG (§ 19 Abs. 3c EEG). Die MiSpEL-Festlegung selbst ist nicht Gegenstand der beihilferechtlichen Genehmigung, darf jedoch entsprechend des Beihilfevorbehaltes (hinsichtlich der Pauschaloption) frühestens ab der Genehmigung der gesetzlichen Grundlage angewendet werden.

Vorschläge aus der Konsultation, die Anwendung der Formelsätze der Anlage 2 (zur Pauschaloption) bereits unabhängig von der beihilferechtlichen Genehmigung zu ermöglichen (vgl. z.B. EWS) sind mit den genannten Vorgaben nicht vereinbar. Ob es ggf. noch vertretbar wäre, bereits die entsprechende Anwendung der Formelsätze nach Abschnitt 8 der Anlage 2 in Fallkonstellationen mit ausschließlich ungeforderten Solaranlagen vor der beihilferechtlichen Genehmigung zu ermöglichen (die enge Verknüpfung der pauschalen Umlageprivilegierung nach § 21 Abs. 4a EnFG mit den Vorgaben zur Pauschaloption nach § 19 Abs. 3c EEG spricht dagegen), kann dahinstehen. Eine isolierte vorzeitige Anwendbarkeit dieses speziellen Segments der Anlage 2 erschiene jedenfalls nicht zweckmäßig.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diese Entscheidung kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 62 Abs. 3 EnFG und § 85 Abs. 3 EEG).

Klaus Müller

- Präsident der Bundesnetzagentur -