

Stellungnahme des Bundesverbandes Solarwirtschaft e. V.

zur Festlegung GBK 25 01 1 Nummer 3

Entwurf einer Festlegung zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes)

Stand: 18.09.2026

Das Wichtigste in Kürze

Die Festlegung muss in vier Punkten geändert werden, damit Investitionen in Erzeugungsanlagen finanzierbar bleiben, der Bestandsschutz für in der Planung befindliche Batteriespeicher nicht verkürzt, anlagengekoppelte Speicher nicht benachteiligt und Prosumer nicht diskriminiert werden.

- Der Grundpreisaufschlag für Prosumer ist zu streichen. Stattdessen soll der Kapazitätspreis für Erzeugungsanlagen auch für kleine Erzeugungsanlagen gelten. Ausgenommen bleiben Steckersolargeräte.
- Beim Kapazitätspreis für Erzeugungsanlagen ist ein verbindlicher Höchstwert über den gesetzlichen Förderzeitraum vorzusehen. Ein rollierender Fünfjahresmittelwert allein schafft keine ausreichende Kalkulierbarkeit.
- Anlagengekoppelte Speicher dürfen nicht schlechter gestellt werden als netzgekoppelte Speicher. Bei gemischter Bezugs- und Einspeiseoptimierung muss das Einspeiseregime nach Ziffer 10.1 gelten.
- Die gesetzliche Netzentgeltbefreiung für Batteriespeicher darf nicht durch eine zusätzliche Hürde (endgültige Investitionsentscheidung) verkürzt werden. Maßgeblich sollte die Inbetriebnahme bis zum 4. August 2029 sein. Hilfsweise sind der FID-Stichtag zu verschieben auf den 1.7.2027 und die irreversible Investitionsbindung des Gesamtprojekts anzuerkennen.

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	1
1. Prosumeraufschlag.....	3
1.1 Pauschaler Prosumer-Aufschlag ist abzulehnen.....	3
1.2 Prosumernetzentgelt verstößt gegen Rechtsprinzipien.....	4
1.3 Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung würde mehrfach belastet	4
1.4 Die Belastung würde kleine Wohnungen und kleine Anlagen besonders treffen	5
1.5 Der Aufschlag schwächt Systemdienlichkeit und gesetzgeberische Ziele	5
2. Kapazitätspreis für Erzeugungsanlagen.....	6
2.1 Preis muss über die Betriebsdauer kalkulierbar sein	6
2.2 Erforderliche Ausgestaltung	6
3. Gleichbehandlung anlagengekoppelter Speicher	7
3.1 Gemischte Betriebsweisen lassen sich keinem wesentlichen Zweck zuordnen	7
3.2 Anlagengekoppelte Speicher dürfen nicht schlechter gestellt werden	8
4. Bestandsschutz für Batteriespeicher	8
4.1 Definition der endgültigen Investitionsentscheidung (FID) nach Tenorziffer 2.1 des Entwurfs bildet Speicherprojekte nicht sachgerecht ab	8
4.2 Maßgeblich ist die Investitionsbindung des Gesamtprojekts	8
4.3 Netzinfrastuktur wird regelmäßig früher beauftragt	9
4.4 Finanzierungsrealität und FCA dürfen nicht zulasten der Projekte wirken.....	9
4.4 Der Stichtag 31 Dezember 2026 ist praktisch nicht erreichbar.....	10
4.5 Eine erzwungene vorzeitige Bestellung schafft zusätzliche Risiken	10
4.6 Inbetriebnahmefrist bis zum 4. August 2029 ausreichend	11
4.7 Alternativ ist ein offener Nachweis der FID erforderlich	11
4.8 Vorschlag zur Ergänzung der FID Definition	11

1. Prosumeraufschlag

1.1 Pauschaler Prosumer-Aufschlag ist abzulehnen

Nach Ziffer 8.2 Satz 3 soll für Entnahmestellen von Prosumern ein jährlicher Aufschlag von 70 bis 90 Prozent des allgemeinen Grundpreises erhoben werden. Der Aufschlag knüpft allein an die Prosumereigenschaft an. Er unterscheidet weder nach der Größe der Erzeugungsanlage noch nach der beanspruchten Einspeisekapazität oder dem konkreten Netznutzungsverhalten.

Damit fehlt ein Bezug zu der Kapazität, die der Netzanschluss tatsächlich für Einspeisung oder Bezug bereithalten muss. Eine kleine PV-Dachanlage würde grundsätzlich ebenso belastet wie eine wesentlich größere PV-Anlage. Hinzu kommt, dass im Fall einer Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung jede Verbrauchsstelle im Mehrfamilienhaus mit dem Aufschlag belastet werden soll, wodurch dieses gerade erst eingeführte Modell zur Vereinfachung der gemeinsamen Eigenversorgung in Mietwohngebäuden nicht mehr umsetzbar wäre. Der Aufschlag setzt auch keinen Anreiz, Einspeisespitzen zu begrenzen, Netzanschlüsse zu überbauen oder Speicher netzdienlich einzusetzen.

Prosumer mit Wärmepumpe oder Elektrofahrzeug beziehen regelmäßig überdurchschnittlich hohe Strommengen aus dem Netz und leisten damit bereits über die Arbeitspreise einen erhöhten Finanzierungsbeitrag. Ein zusätzlicher Prosumeraufschlag belastet gerade die Verbindung von Photovoltaik, Elektromobilität und Wärmeversorgung. Er verschlechtert die Rentabilität von Investitionen in Eigenversorgung und Sektorkopplung erheblich, ohne eine zielgerichtete Netzreaktion auszulösen. Diese Belastung würde die erheblichen negativen Auswirkungen der in der EEG-Reform geplanten Fördereinschnitte nochmals verschärfen.

Für drei exemplarische Anlagen sind in der folgenden Tabelle, die durch den Prosumeraufschlag entstehenden Netzentgelte auf jede eigenverbrauchte Kilowattstunde berechnet.

	Kleines EFH	Gewerbe	Mietshaus mit 30 Apartments
PV-Anlagengröße	5 kWp	50 kWp	30 kWp
Batteriegröße	keine Batterie	50 kWh	keine Batterie
Stromverbrauch	3.000 kWh/a	50.000 kWh/a	30 x 1.000 kWh/a
Eigenverbrauch	20% (1000 kWh/a)	60% (30.000 kWh/a)	30% (10.000 kWh/a)
Prosumeraufschlag	78 - 165 €/a	78 - 165 €/a	78 - 165 €/a pro Messstelle
Prosumeraufschlag auf Eigenverbrauch	7,8 – 16,5 ct/kWh	0,26 – 0,45 ct/kWh	26 – 55 ct/kWh
Ersparnis Einspeisetzementgelt	Ausgenommen	-275 €/a (gegenüber Volleinspeisung)	Ausgenommen

Die BNetzA schätzt den Prosumeraufschlag auf maximal 100 € pro Jahr. Nach Analyse der aktuellen Netzentgelte bei zwei exemplarischen Verteilnetzbetreibern zeigt sich ein anderes Bild. Aus den aktuellen Daten wurden die heutigen Einnahmen aus der Niederspannung für Kunden ohne Lastgangmessung berechnet und auf die neue Systematik mit dann 20% und 40% Einnahmen aus dem Grundpreis und einem Aufschlag von 70% und 90% für Prosumer umgerechnet. Hierdurch ergeben sich die Bandbreiten für das Prosumeraufschlag von 78 € bis 165 €. Bei über 850 Verteilnetzbetreibern kann diese Spanne noch größer sein.

Die kalkulatorischen Netzentgelte auf eine eigenverbrauchte Kilowattstunde liegen bei diesen drei unterschiedlichen Anlagen um den Faktor 100 auseinander und zeigen sehr eindeutig, dass dieser Aufschlag kein geeignetes Mittel ist, um den eigenverbrauchten Strom mit einem Netzentgelt zu belegen. Der Prosumeraufschlag verstößt damit gegen den Art. 18 Abs.1 der Verordnung (EU) 2019/943 (Strombinnenmarkt-VO). Dort werden kostenreflexive und diskriminierungsfreie Netzentgelte verlangt.

Der Prosumeraufschlag soll zudem auch für Bestandsanlagen gelten. Das wäre ein massiver rückwirkender Eingriff in Investitionssicherheit und Vertrauensschutz. Der Prosumeraufschlag ist durch zahlreiche zu erwartende Kollateralschäden gänzlich abzulehnen.

1.2 Prosumernetzentgelt verstößt gegen Rechtsprinzipien

Ein Rechtsgutachten für den BSW-Solar stellt fest, dass der Prosumeraufschlag in der von der BNetzA vorgelegten Form sowohl gegen die Europäische Elektrizitäts-Binnenmarktrichtlinie wie auch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie verstößt. Er konterkariert die Gesetzgebung des Bundes und den Koalitionsvertrag, indem ganze Geschäftsmodelle unwirtschaftlich werden und es privaten Haushalten nicht leichter gemacht wird, sondern erschwert wird, zu „Akteuren der eigenen Energieversorgung“ zu werden.

1.3 Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung würde mehrfach belastet

Bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG behält jede teilnehmende Partei ihren eigenen Stromliefervertrag für den ergänzenden Netzbezug. Nach der im Festlegungsentwurf erläuterten Abrechnungssystematik soll deshalb jede teilnehmende verbrauchende Marktllokation den vollen Prosumeraufschlag zahlen. Der Aufschlag würde in einem Mehrfamilienhaus somit nicht einmal für die gemeinsame PV-Anlage oder den gemeinsamen Netzanschluss, sondern entsprechend der Zahl der teilnehmenden Wohnungen mehrfach erhoben.

Diese Vervielfachung ist weder kosten- noch verursachungsgerecht. Die Höhe des gebäudeintern genutzten Solarstroms und die Netzwirkung der PV-Anlage hängen nicht proportional von der Zahl der teilnehmenden Marktllokationen ab. In einem Gebäude mit hoher Teilnahmequote kann deshalb ein deutlich höherer Gesamtaufschlag anfallen als in einem ansonsten identischen Gebäude mit geringerer Teilnahmequote, obwohl sich der Eigenverbrauch kaum unterscheidet. Ebenso kann ein Mehrfamilienhaus mit vier kleinen Wohnungen bei vergleichbarer PV-Anlage und vergleichbarem gesamten Eigenverbrauch viermal belastet werden, während in einem Einfamilienhaus nur ein Aufschlag anfällt.

Besonders deutlich wird die Ungleichbehandlung im Vergleich zum Mieterstrom mit virtuellem Summenzähler. Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und Mieterstrom können am Netzanschluss und in der Messung technisch gleich ausgestaltet sein. Beim Mieterstrom beschafft jedoch ein zentraler Anbieter den gesamten Reststrom, sodass nur ein regulärer Liefervertrag und damit nur ein Prosumeraufschlag anfällt. Bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung würde derselbe Netsachverhalt allein wegen der dezentralen Liefervertragsstruktur mit mehreren Aufschlägen belastet. Die Netzentgeltsystematik würde damit nicht die Netznutzung, sondern die Wahl des vom Gesetzgeber ausdrücklich eingeführten Versorgungsmodells bepreisen.

1.4 Die Belastung würde kleine Wohnungen und kleine Anlagen besonders treffen

Bei einem Aufschlag von bis zu 165 Euro pro Jahr und einer Solarstromnutzung von etwa 300 kWh je Wohnung ergäbe sich eine zusätzliche Belastung von bis 55 Cent je Kilowattstunde gebäudeintern genutzten Solarstroms. Bei dieser Wohnung wäre die Belastung je Kilowattstunde damit etwa dreimal so hoch wie bei einem Einfamilienhaus mit 1.000 kWh Eigenverbrauch. Bei einer Gewerbeanlage mit 30.000 kWh Eigenverbrauch ist die Belastung hingegen klein und um den Faktor 100 kleiner als bei der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung. Selbst kostenlos bereitgestellter Solarstrom könnte dadurch gegenüber dem Netzbezug wirtschaftlich unattraktiv werden.

Betroffen wären insbesondere Mieterinnen und Mieter mit niedrigem Stromverbrauch sowie Gebäude mit vielen kleinen Wohnungen, darunter Projekte des sozialen Wohnungsbaus. Dies widerspricht dem Ziel, auch Mietparteien ohne eigenes Dach einen einfachen Zugang zu lokal erzeugtem Solarstrom zu eröffnen. Bestehende Projekte würden in Richtung des administrativ aufwendigeren Mieterstrommodells gedrängt; neue Projekte könnten unterbleiben, wenn kein Akteur die vollständige Reststromlieferung und die damit verbundenen Pflichten übernehmen will.

1.5 Der Aufschlag schwächt Systemdienlichkeit und gesetzgeberische Ziele

Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung setzt einen Anreiz, Solarstrom zeitgleich im Gebäude zu verbrauchen. Dadurch sinkt die Einspeisung in Zeiten hoher Solarstromproduktion. Ein Aufschlag, der die Teilnahme wirtschaftlich verhindert, beseitigt diesen Anreiz und kann zusätzliche Einspeisespitzen fördern. Die Regelung wäre damit nicht nur verteilungs- und verursachungsseitig problematisch, sondern liefe auch dem Ziel einer systemdienlichen Netznutzung entgegen.

§ 42b EnWG wurde geschaffen, um die Nutzung von Solarstrom innerhalb eines Gebäudes ohne die vollständigen Lieferantenpflichten des Mieterstrommodells zu ermöglichen. Eine Netzentgeltregelung, die dieses Modell gegenüber technisch vergleichbarem Mieterstrom wirtschaftlich wesentlich schlechter stellt, konterkariert diese gesetzgeberische Entscheidung. Sie wirft zudem Fragen der Kostenreflexivität, der Diskriminierungsfreiheit und der Verhältnismäßigkeit auf.

Schon die im Entwurf vorgesehene Ausnahme für gesonderte Entnahmestellen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zeigt, dass mehrere Marktllokationen an einem Netzanschluss nicht zwingend mehrfach mit Grundpreis und Prosumeraufschlag belastet werden müssen. Falls die Bundesnetzagentur entgegen unserer Hauptforderung am Prosumeraufschlag festhält, muss deshalb zumindest für die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung gelten:

Der Prosumeraufschlag darf je gemeinsamer Erzeugungsanlage und Netzanschluss höchstens einmal erhoben und muss verursachungsgerecht auf die teilnehmenden Marktllokationen verteilt werden. Eine solche Ausnahmeregelung wäre jedoch nur eine Notlösung gegenüber einer eigentlich erforderlichen vollständigen Streichung des Aufschlags.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Ein einheitlicher Kapazitätspreis ist die sachgerechtere Alternative

Statt eines Prosumeraufschlags sollte der Kapazitätspreis für Erzeugungsanlagen auch auf Erzeugungsanlagen mit einer installierten Bruttoleistung bis einschließlich 30 kW angewandt werden. Steckersolargeräte bleiben ausgenommen. Der Beitrag richtet sich dann nach der vereinbarten Einspeisekapazität und damit nach einer Größe, die für die Vorhaltung des Netzanschlusses relevant ist.

Diese Lösung behandelt neue Erzeugungsanlagen nach einem einheitlichen Prinzip, vermeidet einen gesonderten Prosumerstatus als Abrechnungstatbestand und setzt einen nachvollziehbaren Anreiz zur Reduzierung der vereinbarten Einspeiseleistung. Anlagenbetreiber können durch Überbauung, Wirkleistungsbegrenzung und den Einsatz von Speichern die bepreiste Kapazität senken. Die Ausnahme für Steckersolargeräte verhindert unverhältnismäßigen Verwaltungsaufwand bei Kleinstanlagen.

Erforderliche Änderungen:

- Seite 5 Abs. 11 Prosumer streichen
- Seite 11 Abs. 8.2 Satz 4 und 5 streichen
- Seite 11 Abs 8.3 streichen
- Seite 13 Abs 9.1 Satz 1 30 kW durch 2 kW ersetzen.
- Seite 13 Abs 9.1 Satz 2 streichen
- Seite 24 Abs. 17.8 streichen

2. Kapazitätspreis für Erzeugungsanlagen

2.1 Preis muss über die Betriebsdauer kalkulierbar sein

Ziffer 9 sieht ein bundeseinheitliches kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt vor. Der Preis wird aus einer Grundkomponente sowie Anteilen der Regelenergie- und Verlustenergiekosten gebildet und anhand eines rollierenden Fünfjahresmittels geglättet. Die Begründung erkennt ausdrücklich an, dass volatile Beschaffungskosten zu erheblichen jährlichen Schwankungen führen können.

Die Glättung reduziert kurzfristige Ausschläge, begrenzt aber weder das Niveau noch die Veränderung des Entgelts während der Betriebsdauer. Für Solar- und andere Erzeugungsanlagen werden Investitions- und Finanzierungsentscheidungen über lange Zeiträume getroffen. Ein jährlich veränderlicher, nach oben offener Kapazitätspreis führt deshalb zu Risikozuschlägen, höheren Stromgestehungskosten und gegebenenfalls höheren Förderkosten. Die Kostenposition muss bereits bei Gebotsabgabe oder Investitionsentscheidung belastbar kalkulierbar sein.

2.2 Erforderliche Ausgestaltung

Der Kapazitätspreis sollte deshalb durch einen verbindlichen, anlagenbezogenen Höchstwert ergänzt werden. Der bei Zuschlag, FID oder spätestens Inbetriebnahme geltende Höchstwert wird für den gesetzlichen Förderzeitraum, festgeschrieben. Der jährlich berechnete Preis ist zu zahlen, soweit er unter diesem Höchstwert liegt. Steigt der Rechenwert darüber, greift die Obergrenze.

Eine Anpassung der Obergrenze für Neuanlagen darf nur nach einem vorab festgelegten, transparenten Verfahren erfolgen.

Die Regelung wahrt zugleich die von der Bundesnetzagentur angestrebte einheitliche Berechnung und verhindert, dass spätere Kostenentwicklungen rückwirkend die Wirtschaftlichkeit bereits realisierter Anlagen verändern.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Vorschlag zur Ergänzung von Ziffer 9

- *Für jede Erzeugungsanlage gilt ab dem Zeitpunkt des Zuschlags in einer staatlich administrierten Ausschreibung, andernfalls ab der endgültigen Investitionsentscheidung, ein verbindlicher Höchstwert des Kapazitätspreises. Der Höchstwert gilt für die staatlich garantierte Förderdauer ab Inbetriebnahme. Eine Anpassung ist ausschließlich nach Maßgabe eines in der Festlegung bestimmten transparenten Verfahrens zulässig.*

3. Gleichbehandlung anlagengekoppelter Speicher

3.1 Gemischte Betriebsweisen lassen sich keinem wesentlichen Zweck zuordnen

Ziffer 10.1 sieht für rein netzgekoppelte Stromspeicheranlagen ein jährliches Kapazitätsentgelt in Höhe des Kapazitätspreises für Erzeugungsanlagen vor. Dagegen sollen anlagengekoppelte Speicher nach Ziffer 10.2 gemeinsam mit der gekoppelten Erzeugungs- oder Letztverbrauchsanlage nach Ziffer 8 oder 9 abgerechnet werden. Die Begründung stützt diese unterschiedliche Behandlung darauf, dass der Speicher **im Wesentlichen** dem Zweck der jeweils gekoppelten Anlage diene: Bei Letztverbrauch solle er vor allem den Bezug optimieren, bei Erzeugungsanlagen vor allem die Einspeisung beziehungsweise die Vermarktung der erzeugten Energie.

Diese Typisierung bildet viele praktische Anwendungen nicht ab. Speicher hinter einem gemeinsamen Netzanschluss optimieren häufig zugleich den Strombezug und die Einspeisung. Sie begrenzen Bezugsspitzen, erhöhen den Eigenverbrauch, verschieben Einspeisung in andere Zeiträume, vermeiden Einspeisespitzen und reagieren zusätzlich auf Markt- oder Netzsignale. Welcher Zweck im Einzelfall überwiegt, kann sich innerhalb eines Tages, saisonal und über die Betriebsdauer ändern. Eine dauerhafte Einordnung nach einem wesentlichen Zweck ist daher weder technisch eindeutig noch rechtssicher handhabbar.

Eine solche Zweckprüfung würde zu Abgrenzungsstreitigkeiten, zusätzlichen Nachweisen und möglicherweise wechselnden Entgeltregimen führen. Wirtschaftlich gleichartige Speicher könnten allein aufgrund der Anordnung hinter oder neben einem gemeinsamen Netzanschluss

unterschiedlich belastet werden. Dies setzt einen Fehlanreiz gegen die gemeinsame Nutzung vorhandener Netzanschlusskapazität und gegen hybride Betriebsstrategien, obwohl gerade diese Betriebsweisen Netzbezug und Einspeisung begrenzen können.

3.2 Anlagengekoppelte Speicher dürfen nicht schlechter gestellt werden

Ein anlagengekoppelter Speicher darf netzentgeltlich nicht schlechter stehen als ein funktional vergleichbarer netzgekoppelter Speicher. Für den netzgekoppelten Speicher verzichtet der Entwurf auf das allgemeine Verbrauchsentgelt und erhebt lediglich den reduzierten Kapazitätspreis für Erzeugungsanlagen. Wird ein anlagengekoppelter Speicher wegen einer vermeintlichen Bezugsoptimierung dem Verbrauchsregime zugeordnet, können dagegen höhere Kapazitätspreise ausgelöst werden. Diese Mehrbelastung knüpft nicht an eine stärkere Netznutzung an, sondern allein an die Kopplung mit einer Verbrauchsanlage.

Kann der Speicher sowohl den Bezug als auch die Einspeisung optimieren, muss daher für die Speicherkomponente stets das Regime der Ziffer 10.1 gelten. Der Speicher wird dann ausschließlich mit dem Kapazitätspreis für die Einspeiserichtung belastet, so wie ein rein netzgekoppelter Speicher. Die angeschlossene Letztverbrauchsanlage zahlt ihr reguläres Entgelt nach Ziffer 8 weiter; der Speicher löst jedoch weder ein zusätzliches Verbrauchskapazitätsentgelt noch zusätzliche Arbeitspreise aus. Damit wird keine Privilegierung geschaffen, sondern eine Schlechterstellung aufgrund der Anschlusskonfiguration vermieden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Vorschlag zur Änderung von Ziffer 10 2

Dient eine anlagengekoppelte Stromspeicheranlage sowohl der Optimierung des Strombezugs als auch der Optimierung der Einspeisung oder kann ein dauerhaft überwiegender Zweck nicht anhand objektiver Kriterien eindeutig festgestellt werden, ist für die Stromspeicheranlage Ziffer 10.1 anzuwenden. Die Stromspeicheranlage wird ausschließlich mit dem Kapazitätspreis für die Einspeiserichtung belastet. Zusätzliche Kapazitäts- oder Arbeitsentgelte für die Entnahmerichtung werden für die Stromspeicheranlage nicht erhoben. Entgelte der gekoppelten Letztverbrauchsanlage bleiben unberührt.

4. Bestandsschutz für Batteriespeicher

4.1 Definition der endgültigen Investitionsentscheidung (FID) nach Tenorziffer 2.1 des Entwurfs bildet Speicherprojekte nicht sachgerecht ab

Nach Ziffer 2 Nummer 1 des Entwurfs liegt eine endgültige Investitionsentscheidung nur vor, wenn verbindliche Komponentenbestellungen mindestens die Hälfte des Investitionsvolumens abdecken und eine Lösung von den Verträgen nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden möglich ist. Ziffer 17.5 knüpft die Fortgeltung der Befreiung nach § 118 Absatz 6 Satz 1 EnWG zusätzlich an eine solche FID vor Bekanntgabe der Festlegung.

4.2 Maßgeblich ist die Investitionsbindung des Gesamtprojekts

Die Fokussierung auf die Bestellung von Batteriecontainern, Wechselrichtern und sonstigen unmittelbar der Speicheranlage zugeordneten Komponenten greift bei zu kurz. Wirtschaftlich besteht ein solches Vorhaben aus dem gesamten projektspezifischen Verbund von Speicher-,

Projekt- und Netzinfrastruktur. Zwingende Voraussetzungen der Realisierung sind der Erwerb oder die Entwicklung von Projektrechten, Grundstückserwerb oder langfristige Flächensicherung, Genehmigungs- und Planungskosten, Netzanschlussplanung und Netzanschlusskosten, Kabeltrassen, Wegerechte und Dienstbarkeiten sowie weitere Erschließungsmaßnahmen.

Je nach Anschlusskonzept kommen der Bau eines eigenen Umspannwerks, der entgeltliche Erwerb von Anschlusskapazität oder die Beteiligung an einem bestehenden privaten Umspannwerk hinzu. Allein Umspannwerk, Netzanschluss und sonstige Infrastruktur können einen erheblichen Millionenbetrag erfordern. Diese Investitionen sind nicht optional: Ohne sie können die eigentlichen Speicherkomponenten nicht betrieben werden. Eine FID-Definition, die diese Bindungen ausblendet, misst daher nicht den tatsächlichen Grad der wirtschaftlichen Festlegung auf das konkrete Projekt.

4.3 Netzinfrastruktur wird regelmäßig früher beauftragt

Umspannwerke, Transformatoren, Hochspannungskomponenten und andere Netzanschlusskomponenten weisen teilweise lange Planungs-, Genehmigungs- und Lieferzeiten auf. Die entsprechenden Investitionsentscheidungen müssen deshalb häufig deutlich vor der Bestellung der Batteriecontainer getroffen werden. Die Umsetzung eines Großspeichers kann bereits zwei bis drei Jahre laufen, bevor die eigentlichen Speicherkomponenten am Ende der Beschaffungskette bestellt werden. Spätestens mit der verbindlichen Bestellung projektspezifischer Infrastruktur zur Herstellung des Netzanschlusses kann eine wirtschaftlich irreversible Investitionsentscheidung erreicht sein.

Der Entwurf führt andernfalls zu dem widersprüchlichen Ergebnis, dass ein Investor bereits mehrere Millionen Euro verbindlich und projektspezifisch investiert haben kann, ohne formal eine FID getroffen zu haben. Zugleich könnte ein weniger weit entwickeltes Projekt die Schwelle durch eine entsprechend gestaltete Komponentenbestellung erfüllen. Eine starre Komponentenquote setzt damit Fehlanreize und benachteiligt gerade Projekte, die frühzeitig die langlaufende Infrastruktur gesichert haben.

4.4 Finanzierungsrealität und FCA dürfen nicht zulasten der Projekte wirken

Die Definition berücksichtigt außerdem nicht hinreichend, wie große Batteriespeicherprojekte finanziert werden. In zahlreichen Netzgebieten fehlen noch abschließende Netzanschlussverträge oder erforderliche Flexible Connection Agreements (FCA). Banken und andere Fremdkapitalgeber verlangen für einen bankfähigen beziehungsweise Ready-to-Build-Status regelmäßig belastbare Netzanschlussrechte und eine entsprechende vertragliche Absicherung. Trotz bestehenden Baurechts und erheblicher Vorinvestitionen kann die Fremdfinanzierung deshalb noch nicht abgeschlossen werden.

Bis diese Voraussetzungen vorliegen, werden Projektentwicklung, Grundstücke und Projektrechte, Netzanschlussinfrastruktur und gegebenenfalls das Umspannwerk weitgehend aus Eigenkapital finanziert. Zum Zeitpunkt der Komponentenbestellung kann das für die Entwicklungsphase verfügbare Eigenkapital bereits vollständig im Projekt gebunden und bei einem Scheitern vollständig gefährdet sein. Die wirtschaftliche Risikolage lässt sich deshalb nicht sachgerecht mit

einer pauschalen Quote der Komponentenbestellungen oder einem abstrakten Teilverlustrisiko abbilden.

Fehlende Netzanschlussverträge oder FCA liegen zudem nicht vollständig im Einflussbereich des Projektentwicklers. Stellt ein Netzbetreiber die erforderlichen Vertragsmodelle oder Dokumente noch nicht bereit, darf dieses Umsetzungsdefizit nicht dadurch dem Investor zugerechnet werden, dass er für den Vertrauensschutz zusätzliche Eigenmittel in eine vorgezogene Komponentenbestellung binden muss. Andernfalls würden besonders weit entwickelte und ernsthaft verfolgte Projekte aufgrund einer netzbetreiberseitigen Verzögerung benachteiligt.

4.4 Der Stichtag 31 Dezember 2026 ist praktisch nicht erreichbar

Nach Rückmeldungen aus der Projektpraxis wurde eine größere Zahl von Zusagen für Netzananschluss, Einspeisung und Graustrombezug erst Mitte 2026 erteilt. Für die betroffenen Projekte verbleibt damit nur ein sehr kurzer Zeitraum, um den Status Ready to Build zu erreichen, eine belastbare Finanzierung abzuschließen und anschließend eine endgültige Investitionsentscheidung oder umfangreiche BESS-Bestellungen auszulösen. Ein Stichtag zum 31. Dezember 2026 bildet diese tatsächliche Ausgangslage nicht ab.

Der Ready-to-Build-Status setzt regelmäßig einen vollständigen Bauantrag und die erforderliche Baugenehmigung voraus. Dafür müssen unter anderem Brand-, Lärm- und Wasserschutzgutachten, Bodengutachten, ökologische Stellungnahmen und weitere projektspezifische Unterlagen erstellt werden. Die Gutachten sind kostenintensiv, erfordern teilweise bereits die Festlegung auf einen Herstellertyp und weisen nach den Praxiserfahrungen Bearbeitungs- und Wartezeiten von etwa vier bis acht Wochen auf. Erst bei vollständigen Unterlagen kann der Bauantrag abschließend bearbeitet werden; das Genehmigungsverfahren selbst nimmt häufig weitere zwei bis drei Monate in Anspruch und kann sich durch Nachforderungen verlängern.

4.5 Eine erzwungene vorzeitige Bestellung schafft zusätzliche Risiken

Ein regulatorisch ausgelöster Bestelldruck zwingt Projekte möglicherweise dazu, Speichertechnik festzulegen, bevor Genehmigung, Finanzierung und Anschlusskonzept abschließend gesichert sind. Dies erhöht das Risiko nicht passender Spezifikationen, kostspieliger Vertragsänderungen und verllorener Anzahlungen. Zugleich entwickeln sich BESS-Technologie, LFP-Zellen, Systemeffizienz und Preise dynamisch weiter. Eine allein zur Fristwahrung vorgezogene Bestellung kann deshalb dazu führen, dass technisch oder wirtschaftlich überholte Konfigurationen beschafft und mögliche Preis- und Effizienzfortschritte der Folgejahre nicht genutzt werden.

Ein marktweiter FID-Sprint bis zum Jahresende würde außerdem Kapazitätsengpässe bei Herstellern, EPC-Dienstleistern, Gutachtern und Finanzierern verschärfen. Unter Zeitdruck sinkt die Verhandlungsmacht der Projektträger bei Preisen, Garantien, Haftung, Leistungswerten, Rücktrittsrechten und Lieferklauseln. Die Übergangsregelung würde damit gerade jene Risiken erzeugen, die eine sorgfältige Investitionsentscheidung vermeiden soll.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

4.6 Inbetriebnahmefrist bis zum 4. August 2029 ausreichend

Für Batteriespeicher sollte die Übergangsregelung an die gesetzliche Systematik des § 118 Absatz 6 EnWG anknüpfen. Speicher, die die gesetzlichen Voraussetzungen erfüllen und bis zum 4. August 2029 in Betrieb genommen werden, müssen die dort vorgesehene Befreiung für 20 Jahre ab Inbetriebnahme behalten. Eine zusätzliche, vorgezogene FID-Grenze zum Zeitpunkt der Bekanntgabe der Festlegung würde den gesetzlich eröffneten Realisierungszeitraum verkürzen und Investitionen belasten, die auf diese Frist vertrauen.

Der Inbetriebnahmezeitpunkt ist objektiv feststellbar, technologieoffen und administrativ handhabbar. Er vermeidet Abgrenzungsstreitigkeiten über interne Gremienentscheidungen und heterogene Vertragsstrukturen. Gleichzeitig ist der Kreis geschützter Anlagen durch die feste Inbetriebnahmefrist klar begrenzt.

4.7 Alternativ ist ein offener Nachweis der FID erforderlich

Falls die Bundesnetzagentur zusätzlich an einer FID festhält, muss der Stichtag **mindestens auf den 30. Juni 2027 verschoben** werden. Nur so erhalten Projektentwickler, Investoren, Banken, Hersteller und Lieferanten eine realistische Möglichkeit, bereits projektierte BESS-Vorhaben geordnet bis zur Baureife und zu einer belastbaren Investitionsentscheidung zu führen. Unabhängig davon darf der Nachweis nicht ausschließlich von Komponentenbestellungen in Höhe von 50 Prozent des Investitionsvolumens abhängen. Entscheidend muss technologie- und beschaffungsneutral sein, ob der Projektträger vor dem Stichtag erhebliche, dem konkreten Speicherprojekt unmittelbar zurechenbare Investitionen oder Verpflichtungen eingegangen ist, die nicht oder nur unter erheblichem Vermögensschaden rückgängig gemacht werden können.

Für die Gewährung von Vertrauensschutz kann nicht entscheidend sein, für welche einzelne Kostenposition ein Investor sein Kapital bereits irreversibel gebunden hat, sondern ob er es im Vertrauen auf die bestehende Rechtslage irreversibel für die Realisierung des konkreten Speicherprojekts gebunden hat.

4.8 Vorschlag zur Ergänzung der FID Definition

Eine endgültige Investitionsentscheidung ist getroffen, wenn der Vorhabenträger vor dem maßgeblichen Stichtag für das konkrete Projekt erhebliche, projektspezifische Investitionen getätigt oder verbindliche Verpflichtungen übernommen hat, die nicht oder nur unter erheblichem Vermögensschaden rückgängig gemacht werden können.

Bei der Prüfung sind sämtliche dem Gesamtprojekt unmittelbar zurechenbaren Investitionen und Verpflichtungen zu berücksichtigen. Hierzu zählen insbesondere Speicher- und Leistungselektronik, Transformatoren und Hochspannungskomponenten, Netzanschlussinfrastruktur und Umspannwerkskapazität, Netzanschluss- und Bauverträge, Grundstücke und Projektrechte sowie bereits ausgeführte Bau- und Erschließungsmaßnahmen. Komponentenbestellungen in Höhe von mindestens 50 Prozent des Investitionsvolumens können den Nachweis erbringen, sind aber keine ausschließliche Voraussetzung.



Rückfragen:

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar)

Carsten Körnig, Hauptgeschäftsführer, geschaeftsleitung@bsw-solar.de

Martin Rothert, Koordinator Netz & Elektrotechnik, rothert@bsw-solar.de, Tel. 030 29 77788-41

Thomas Seltmann, Referent Solartechnik & Speicher, seltmann@bsw-solar.de, Tel. 030 29 77788-28

Eintrag im Lobbyregister des Deutschen Bundestages: R002438