

Berlin, 10. Januar 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen vom 17. Dezember 2024, BT-Drs. 20/14235

und dem Änderungsantrag der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN zu diesem Gesetz (Ausschussdrucksache 20(25)745)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) in Berlin und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasserförderung und rund ein Drittel der Abwasserentsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Relevanz des Gesetzentwurfs für die Energiewirtschaft	3
2	Erzeugerüberschüsse/Stromspitzen	4
2.1	Änderungen im EnWG („Anlagen-TÜV“)	5
2.2	Technische Einrichtungen zur netzdienlichen Steuerung, §§ 9, 100 Abs. 3 bis 3b EEG-E	5
2.3	Netztrennbefugnis, § 52a EEG-E.....	6
2.4	Speicherlösungen, §§ 19 Abs. 3 bis 3c, 20, 85d EEG-E.....	7
2.5	Bessere Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung, §§ 10b, und 8b EEG-E.....	7
2.6	Wegfall der Förderung bei negativen Preisen, §§ 51, 51a, 94 EEG-E	7
2.7	Flexiblere ÜNB-Vermarktung, Art. 5 (Erneuerbare-Energien-Verordnung)...	8
3	Wirtschaftlicher Steuerungsrollout, Art. 2 (Messstellenbetriebsgesetz)	9
3.1	Einbau auf Kundenwunsch: Interessen austarieren.....	10
3.2	Anhebung der POG für moderne Messeinrichtungen	10
3.3	Vorübergehende Entkopplung Einbau iMSys und Steuerung über SMGW, Verlängerung agiler Rollout.....	11
3.4	Wirkleistungsanpassung bei größeren „Nulleinspeiseanlagen“	12
4	Flexible Netzanschlussvereinbarungen, § 17 Abs. 2b EnWG-E, § 8a EEG-E	12
5	Blind- und Kurzschlussleistung, § 13l EnWG-E und Art. 7 (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz)	13
6	Verlängerung der Genehmigungsfiktion für Ladesäulen von De minimis-Unternehmen, § 118 Abs. 34 EnWG-E.....	14

1 Relevanz des Gesetzentwurfs für die Energiewirtschaft

Der BDEW begrüßt ausdrücklich das im vorliegenden Entwurf eines „Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen“ enthaltene **Maßnahmenpaket zur Vermeidung von Stromspitzen und zur Gewährleistung der Systemstabilität**, die wichtigen Änderungen für einen **zügigen und wirtschaftlichen Rollout von intelligenten Messsystemen** sowie die notwendigen **Folgeanpassungen der Umstellung des Stromhandels**. Besonders erfreulich ist, dass bereits wichtige Verbesserungsvorschläge des BDEW aufgenommen wurden, so wie unter anderem der Änderungsantrag zur **Verlängerung der Genehmigungsfiktion für Ladesäulen von De minimis-Unternehmen**.

Der BDEW unterstützt alle Regelungen, die es der Energiewirtschaft ermöglichen, die Herausforderungen der Energiewende zu meistern. Dazu gehören insbesondere die Maßnahmen, die dem schnellen Ausbau und sicheren Betrieb des deutschen Stromnetzes und der raschen Integration Erneuerbarer Energien in das Stromnetz dienen.

Der BDEW hält es für dringend erforderlich, dass die in diesem Gesetzentwurf enthaltenen Maßnahmen insgesamt noch in dieser Legislaturperiode realisiert werden. Dabei ist es richtig, dass jetzt die „no regret“-Regelungen umgesetzt werden und die Zuständigkeit für weitere Konkretisierungen den nachgelagerten Behörden überlassen wird (kein Mikromanagement). Im Übrigen muss die praktische Umsetzbarkeit gewährleistet und administrativer Zusatzaufwand vermieden werden.

Wir weisen darüber hinaus darauf hin, dass einige im Regierungsentwurf zur „EnWG-Novelle“ enthaltene Regelungen in der nächsten Legislaturperiode ebenfalls dringend umgesetzt werden müssen. Der BDEW verweist hierzu auf seine Stellungnahmen zum [1. Referentenentwurf](#) und zum [2. Referentenentwurf](#). Im Sinne einer schnellen Umsetzung der dringlichsten Maßnahmen können diese Regelungen in einem Verfahren nach Neukonstitution des Bundestags neu vorgelegt und diskutiert werden.

2 Erzeugerüberschüsse/Stromspitzen

Mit steigender Anzahl an unsichtbaren und nicht steuerbaren Anlagen fehlen notwendige Kontroll- und Korrekturmöglichkeiten zur Sicherstellung der Netz- und Systemsicherheit. Insbesondere Einspeisespitzen bergen zunehmend erhebliche Risiken für die Netzstabilität – unabhängig vom künftigen Netzausbau. Ohne die Möglichkeit, Erzeugungsanlagen in netzkritischen Situationen konkret anzusteuern, droht die Notwendigkeit, einzelne Netzstränge mit Erzeugern und Verbrauchern zeitweise vom Netz zu nehmen, um das System zu stabilisieren.

Aus diesem Grund sind alle im Gesetzentwurf enthaltenen Maßnahmen – mit den wenigen Änderungsvorschlägen des BDEW unter 2.1 ff. – dringend umzusetzen, um sicherzustellen, dass die „Mittagsspitzen“ die Stabilität der Netze nicht gefährden.

Was bereits enthalten ist:

- › Wirkleistungseinspeisungsbegrenzung für Neuanlagen am Verknüpfungspunkt der Anlagen mit dem Netz, die nicht steuerbar sind.
- › Vorgaben zur sicheren Steuerbarkeit aller Anlagen ab 7 kW und zum sicheren Systembetrieb
- › Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen Rollout der intelligenten Messsysteme mit Steuerung.
- › Wegfall der Einspeisevergütung bei negativen Preisen, teilweise in Verbindung mit der Möglichkeit, ungeforderte Mengen in einem begrenzten Rahmen nachzuholen, und Folgeanpassung in der ÜNB-Vermarktung.
- › Vereinfachungen für die netzdienliche Nutzung von Stromspeichern.
- › Grundlegende Ausgestaltung eines „Anlagen-TÜV“ für fernsteuerbare Anlagen.

Was es in Ergänzung bei diesen Punkten noch braucht:

- › Der „Anlagen-TÜV“ muss **unbürokratischer** werden.
- › Verschiedene Regelungen können noch zur Vermeidung administrativer Aufwände gestrichen oder zur besseren Umsetzung in der Praxis vereinfacht werden.
- › Perspektivisch: Die schrittweise **Absenkung der Schwelle zur verpflichtenden Direktvermarktung** bei zeitgleicher Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung.
- › Perspektivisch: Der Wegfall der Vergütung bei negativen Preisen muss mit einem **Marktmengenmodell** ohne Einschränkungen weiterentwickelt werden.

2.1 Änderungen im EnWG („Anlagen-TÜV“)

Sichergestellt wird die tatsächliche Steuerung der Erzeugungsanlagen **nach § 12 Abs. 2a ff. EnWG-E** durch umfassende Tests und durch ein Monitoring der BNetzA. Für die Sicherstellung der Steuerbarkeit ist dieses Vorgehen entscheidend. Sehr erfreulich ist, dass sich die Testung zunächst auf Anlagen mit mehr als 100 kW Peak beziehen soll. Hierfür hatte der BDEW sich im Sinne eines effizienten Vorgehens eingesetzt.

Gleichwohl ist es dringend geboten, unnötige Bürokratie bei den Meldepflichten zu vermeiden. Insbesondere die Einbeziehung der Messstellenbetreiber ist angesichts der Datenerhebung und Veröffentlichung durch die BNetzA nicht erforderlich. Es werden bereits viermal im Jahr Daten zum Smart Meter Rollout seitens der BNetzA erhoben. Diese Daten der BNetzA können in den Prozess zum „Anlagen-TÜV“ einfließen.

- **Entsprechende Verpflichtungen für grundzuständige Messstellenbetreiber können und sollten daher aus § 12 Abs. 2a ff. EnWG-E gestrichen werden.**

2.2 Technische Einrichtungen zur netzdienlichen Steuerung, §§ 9, 100 Abs. 3 bis 3b EEG-E

Der BDEW begrüßt, dass die Leistungsgrenze für den Pflichteinbau von intelligenten Messsystemen bei Erzeugungsanlagen gegenüber dem Kabinettsentwurf, wie vom BDEW gefordert, auf über 7 kW angehoben wurde. Dies ermöglicht einen effizienten Rollout.

Der BDEW begrüßt, dass der Entwurf für Erzeugungsanlagen ab 25 bis unter 100 kW vorsieht, dass vor Einbau eines intelligenten Messsystems (iMSys) eine Steuerung durch den Netzbetreiber möglich sein muss.

Zusätzlich ist für diese Anlagengruppe vorgesehen, dass trotz Steuerung durch den Netzbetreiber eine Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung erfolgt. **Für diesen Spezialfall könnte eine Anhebung der Wirkleistungsschwelle gerechtfertigt sein.** Die Begrenzung der Wirkleistung darf generell aus Sicht des BDEW nur für kurze Zeit eine Maßnahme zur Vermeidung negativer Preise bei der ÜNB-Vermarktung und zur Sicherung der Systemsicherheit darstellen, bis die Anlagen schrittweise in die Direktvermarktung überführt werden.

Der BDEW begrüßt, dass der Gesetzentwurf die Realisierung der Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung dem Anlagenbetreiber überlässt, so dass auch Lösungen mittels HEMS (Home Energy Management System) möglich sind. So können Eigenverbrauchsoptimierungen vorgenommen und gleichzeitig die Begrenzung der Einspeiseleistung eingehalten werden.

Anlagen über 2 bis 7 kW sollten auch nach (freiwilligem) Einbau eines iMSys nicht verpflichtend durch Netzbetreiber gesteuert werden müssen. Aufwand und Nutzen stehen in keinem

angemessenen Verhältnis. Vielmehr sollte eine **Wahlmöglichkeit zwischen Steuerung durch den Netzbetreiber und der (weiteren) Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung** bestehen.

Der BDEW hatte mehrfach das „Schlupfloch“ für Anlagen über 25 bis 100 kW kritisiert, wonach bereits ein bloßer Antrag auf Ausstattung mit iMSys und Steuerungseinrichtungen die Verpflichtung von Anlagenbetreibern entfallen lässt, Übergangs-Steuerungstechnik bis zur entsprechenden Ausstattung vorzuhalten. Die Regelung hat dazu geführt, dass auch Anlagen über 25 bis 100 kW ohne jegliche Steuerungsmöglichkeit angeschlossen wurden. Der Gesetzentwurf sieht nun in § 100 Abs. 3b EEG-E für jüngere Bestandsanlagen (Inbetriebnahme seit dem 1. Januar 2023) vor, dass mit Inkrafttreten des Gesetzes für diese Anlagen *sofort* die Pflicht zur Vorhaltung von Einrichtungen zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung mit entsprechender Sanktionspflicht des Netzbetreibers nach § 52 EEG 2023 greift, wenn die Anlagenbetreiber lediglich Anträge auf Ausstattung mit iMSys und Steuerungseinrichtungen gestellt hatten. Das ist der richtige Schritt zur Schließung des Schlupflochs. Die Netzsituationen sind aber unterschiedlich und eine *nachträgliche* Einforderung von Begrenzungen oder Steuerungseinrichtungen sollte nur dann erfolgen, wenn diese für den sicheren Netzbetrieb erforderlich sind. Zudem wäre eine sofortige Ausstattung mit sich anschließender Sanktion bei Versäumnis weder gerechtfertigt noch administrierbar.

- **In § 100 Abs. 3b EEG-E sollte die Anwendung von § 9 Abs. 2 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe a EEG-E davon abhängig gemacht werden, dass der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber mit Fristsetzung zur Nachrüstung aufgefordert hat.**

2.3 Netztrennbefugnis, § 52a EEG-E

Obwohl eine eindeutige und rechtssichere Befugnis der Netzbetreiber, Anlagen bei fehlender Umsetzung von gesetzlichen Vorgaben zur Gewährleistung der Netzsicherheit und -stabilität vom Netz zu trennen, wünschenswert ist, ist die vorliegende Netztrennbefugnis in § 52a EEG-E weder in der Praxis umsetzbar noch verhältnismäßig. Die Netztrennung ist mit erheblichen praktischen Hürden und Haftungsrisiken für Netzbetreiber verbunden. Der Anlagenbetreiber hat es jederzeit in der Hand, durch nachweisliche Außerbetriebnahme der Anlage eine Sperrung der Kundenanlage abzuwenden. Es wird daher vorgeschlagen, dass der Netzbetreiber **bei schweren Verstößen die Kundenanlage selbst, und nicht die Erzeugungsanlage, vom Netz trennen kann.**

- **§ 52a EEG-E sollte angepasst werden. Im Zweifel sollte § 52a EEG-E gestrichen und für die nächste Legislaturperiode neu aufgesetzt werden.**

2.4 Speicherlösungen, §§ 19 Abs. 3 bis 3c, 20, 85d EEG-E

Die zügige Ausgestaltung der Varianten für die Aufhebung des Ausschließlichkeitsprinzips bei Speichern, insbesondere die „Pauschallösung“ für PV-Speicher, hält der BDEW für dringend erforderlich, damit Speicherbetreiber einen Anreiz erhalten, ihren Speicher markttaktiv zu betreiben und dadurch wesentlich zur Behebung von Stromspitzen beizutragen. Die Pauschallösung ist wiederum nur mit der Anpassung der Vorgaben für den Marktprämienbilanzkreis umsetzbar (§ 20 EEG-E).

2.5 Bessere Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung, §§ 10b, und 8b EEG-E

Die Änderungen in § 10b EEG-E zur Vereinfachung der Direktvermarktung begrüßen wir. Sie beruhen zum Teil auf BDEW-Forderungen.

Der BDEW schlägt allerdings vor, § 10b Abs. 6 EEG-E zu streichen. Die dort festgelegte Verpflichtung des Direktvermarkters, den Anlagenbetreiber bei Verstößen gegen die Pflicht zur Ausstattung mit technischen Einrichtungen zur marktdienlichen Steuerung zur Erfüllung aufzufordern und ihn an den Netzbetreiber zu melden, ist nicht erforderlich und führt zu erheblichem **administrativem Mehraufwand** zwischen Direktvermarkter und Netzbetreiber. Mit den im Gesetzentwurf vorgesehenen Änderungen besteht ohnehin ein erhebliches Interesse der Direktvermarkter und Anlagenbetreiber, bei negativen Preisen Anlagen abschalten zu können.

Die Ergänzung in § 8b EEG-E (Mitteilung des Einspeiseorts) lehnt der BDEW in der vorliegenden Form dagegen ab. Rahmenbedingungen sowie Fristen für entsprechende Identifikatoren als Teil des Netzzugangs sollten durch die BNetzA geregelt werden, die hierfür zuständig ist.

- **Streichung § 10b Abs. 6 EEG - E**
- **Keine Ergänzung des § 8b EEG-E**

2.6 Wegfall der Förderung bei negativen Preisen, §§ 51, 51a, 94 EEG-E

Der BDEW begrüßt die Aussetzung der EEG-Förderung bei negativen Strompreisen. Sie ist allerdings nur dann wirtschaftlich sinnvoll, wenn, wie im Gesetzentwurf vorgesehen, die nicht vergüteten Strommengen nach Ende der Vergütungszeit hinten angehängt und zusätzlich vergütet werden. Die in § 51a EEG-E vorgeschlagene Kompensationsregelung für nach § 51 EEG-E nicht geförderte Zeiträume implementiert in Ansätzen das vom BDEW vorgeschlagene „Mengenmodell“. Allerdings bleibt die Regelung in mehrfacher Hinsicht noch hinter dem vom BDEW vorgeschlagenen Mechanismus (alle nach § 51 EEG-E nicht geförderte **Mengen** werden nachgeholt) zurück:

- Die Neuregelung der Kompensation betrifft nur PV-Anlagen (§ 51 Abs. 2 EEG-E). Für Windkraftanlagen wird weiterhin lediglich der Förderzeitraum verlängert. Das Volumenrisiko, dass im nachgeholtten Förderzeitraum weniger Ertrag erwirtschaftet wird, verbleibt beim Anlagenbetreiber.
- Die Neuregelung berücksichtigt das gerade genannte Mengenrisiko für PV-Anlagen insoweit, als nur die saisonal unterschiedlichen Volllaststunden nachgeholt werden dürfen.

Auch wenn ein Teil des Mengenrisikos in den nachgeholtten Zeiträumen beim Anlagenbetreiber verbleibt, da die Zahl der nachholbaren Volllaststunden dem klimatischen Mittelwert und nicht den tatsächlich realisierbaren Volllaststunden des entsprechenden Jahres entspricht, stellt die Regelung im Vergleich zum Status Quo eine deutliche Verbesserung für PV-Anlagen dar. Perspektivisch sollte aber ein entsprechender Regelungsansatz auch für Windenergieanlagen gefunden werden.

Die Abwicklung des Vergütungsentfalls in Viertelstunden negativer Preise bereits ab **2 kW** installierter Leistung bedeutet einen hohen Umsetzungsaufwand insbesondere bei Versorgern und Stadtwerken, der den EE-Zubau beeinträchtigen könnte. Insoweit wäre auch der Ansatz denkbar, hier eine 7 kW-Grenze in Anlehnung an die Pflicht-Einbaugrenze für iMSys nach dem MsbG zu wählen. Dies würde den Umsetzungsaufwand für die verschiedenen, betroffenen Wertschöpfungsstufen verringern. Gleichwohl ist aus Sicht des BDEW im Sinne einer Gesamtbetrachtung von Nutzen und Aufwand der Entfall der Vergütung bei negativen Preisen bereits ab einer installierten Leistung von 2 kW bei Einbau eines iMSys gerechtfertigt. Andernfalls wäre zu befürchten, dass eine 7 kW-Grenze für die entsprechenden Anlagenbetreiber einen Anreiz zur Errichtung von Anlagen mit einer Leistung von knapp unter 7 kW setzen würde und, dass die Regelung damit für den erheblichen Zubausektor von 2 bis 7 kW ins Leere gehen würde.

2.7 Flexiblere ÜNB-Vermarktung, Art. 5 (Erneuerbare-Energien-Verordnung)

§ 5 Abs. 3 EEV-E ergänzt die bisher geltende untertägige Vermarktungspflicht für in der Vortagesauktion nicht bezuschlagte Mengen um ein Abschaltungsrecht für den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Mit dieser Kompetenzerweiterung kann der Netzbetreiber aktiv gegen einen Einspeiseüberschuss vorgehen. Daher ist diese Regelung sehr zu begrüßen.

Nicht überzeugend ist hingegen die vorgesehene Beschränkung des zulässigen Korridors für preislimitierte Gebote (aufgrund deren Nichtbezuschlagung eine Abschaltung erfolgen kann) auf -200 €/MWh bis -100 €/MWh. Diese Regelung kann aus Sicht des BDEW keinen Beitrag zur Vermeidung negativer Preise am Strommarkt liefern, da der ÜNB weiterhin verpflichtet ist, zu

negativen Preisen anzubieten und auch das EEG-Konto nicht entlasten. Insbesondere die obere Schranke von -100 €/MWh ist derart tief gesetzt, dass eine marktbasierende Abschaltung der vom ÜNB vermarkteten Mengen auch in Zeiten eines PV-Überschusses nur sehr selten stattfinden wird.

Um einen nachhaltigen Entlastungseffekt auf das EEG-Konto zu ermöglichen und eine wirksame und damit netzentlastende Abschaltung von EE-Anlagen in Überschusszeiten zu ermöglichen, sollten § 51 EEG-E (für direktvermarktete Mengen) und § 5 Abs. 3 EEV-E (für vom ÜNB vermarktete Mengen) vergleichbaren ökonomischen Grundsätzen folgen und vergleichbare Anreize für eine marktbasierende Abschaltung regelbarer EE-Anlagen bieten. **Für eine weitergehende Marktintegration der Erneuerbaren Energien in der Einspeisevergütung sollte das Vermarktungsverfahren daher (nach einer Evaluierung durch die BNetzA) weiterentwickelt werden.**

Sofern die erforderlichen Rahmenbedingungen gegeben sind, sollte eine solche Regelung dann bspw. darauf abzielen, die Vermarktung und Abregelung von gesichert steuerbaren Anlagen so zu gestalten, dass eine Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung nur dann erfolgt, wenn die Kosten für den finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 EnWG geringer sind als die Summe der Kosten für die Vermarktung und der Kosten für die Vergütung des eingespeisten Stroms § 21 Abs. 1 des EEG. Der ÜNB muss daher frei sein, sein Angebot am Day-Ahead-Markt auch entsprechend einstellen zu können.

3 Wirtschaftlicher Steuerungsrollout, Art. 2 (Messstellenbetriebsgesetz)

Der BDEW begrüßt, dass der Fokus des Gesetzentwurfs darauf liegt, Energiewendeanlagen sicht- und steuerbar zu machen. Dies ist ein wichtiger Schritt hin zur Sicherung der Systemstabilität. Sehr erfreulich und erforderlich ist auch, dass die Vorgaben des MsbG auf den vorliegenden Digitalisierungsbericht gemäß § 48 MsbG angepasst werden, der die **bislang nicht ausreichende finanzielle Deckung der Kosten für Messstellenbetreiber** deutlich benannt hat. Insofern steht der wirtschaftliche Rollout von intelligenten Messsystemen auch in direktem Zusammenhang mit dem Thema Stromspitzen.

Im Detail sieht der BDEW weiteren Anpassungsbedarf bei der Wirtschaftlichkeit der angedachten Preisobergrenzen (POG) für **moderne Messeinrichtungen** und für die **übergangsweise Nutzung von konventioneller Steuerungstechnik**, damit der Rollout kurzfristig weiter voran gehen kann und die Vorgaben umsetzbar sind.

Grundsätzlich sollte die Diskussion zur Finanzierung des intelligenten Netzes und die Nutzung intelligenter Messsysteme stärker gesamthaft geführt und sichergestellt werden, dass das Potenzial der iMSys sich voll entfalten kann. Ziel wäre es, Lösungen zu finden, die Kosten zum

einen wettbewerbsgerecht und für alle Beteiligten fair verteilen und zum anderen die Höhe der Netzentgelte und Messentgelte begrenzen. Für die anstehenden Aufgaben sind die vorliegenden Regelungen aber richtig.

3.1 Einbau auf Kundenwunsch: Interessen austarieren

Messstellenbetreiber sind nach § 34 Abs. 2 Satz 4 MsbG-E berechtigt, den vorzeitigen Einbau auf Kundenwunsch zurückzustellen, sofern dieser das Erreichen der gesetzlichen Rolloutquoten gefährdet. Aufgrund der fehlenden Erfahrung zur Anzahl der zu erwartenden Kundenanfragen ist ein gewisser Freiraum für Messstellenbetreiber sachgerecht. Dieser darf jedoch nicht dazu führen, dass die Einbaufälle außerhalb der Planung des Messstellenbetreibers auf unbestimmte Zeit zurückgestellt werden.

- **Der Einbau auf Kundenwunsch in § 34 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 MsbG-E sollte einmalig und für höchstens vier Monate aufgeschoben werden dürfen.**

3.2 Anhebung der POG für moderne Messeinrichtungen

Neben grundsätzlichen Kostensteigerungen, z. B. aufgrund der Inflationsentwicklung, ist eine Anpassung der Preisobergrenze in § 32 MsbG-E auch wegen des erweiterten Leistungsumfangs der modernen Messeinrichtung notwendig. So umfasst die moderne Messeinrichtung z. B. eine Zwei-Richtungsmessung, die Fähigkeit zur Erfassung von Netzzustandsdaten in Verbindung mit einem Smart-Meter-Gateway (SMGW) und eine 1:n-Anbindung per Funk. Die Notwendigkeit zur Erhebung von Netzzustandsdaten und zur Steuerung von Anlagen hat sich im Verhältnis zum Start des Rollouts mit modernen Messeinrichtungen erheblich erweitert. Der Rollout intelligenter Messsysteme wird deutlich weiter gehen und mehr Anlagen und Messstellen erfassen als ursprünglich geplant, sodass auch die leistungsfähigeren modernen Messeinrichtungen häufiger verbaut werden müssen.

Der positive Effekt auf die Wirtschaftlichkeit der Messstellenbetreiber über die Anhebung der Preisobergrenze ist auch für moderne Messeinrichtungen dringend notwendig, um die bestehende Finanzierungslücke des Messstellenbetriebs auch mit modernen Messeinrichtungen zu schließen.

- **Die Preisobergrenze für die Ausstattung von Messstellen mit modernen Messeinrichtungen sollte - entsprechend der Empfehlung im Gutachten zum Digitalisierungsbericht gemäß § 48 MsbG - auf jeweils 30 Euro brutto jährlich angehoben werden.**

3.3 Vorübergehende Entkopplung Einbau iMSys und Steuerung über SMGW, Verlängerung agiler Rollout

Die Regelung in § 19 Abs.2 MsbG erlaubt die Steuerung über konventionelle Messtechnik nach Einbau eines iMSys grundsätzlich nicht. Sie fordert, dass alle energiewirtschaftlich relevanten Steuerungsvorgänge nur über das iMSys abgewickelt werden dürfen. Es bedarf dringend einer **Übergangsregelung**, um den Einbau intelligenter Messsysteme von der verpflichtenden Steuerung darüber vorübergehend zu entkoppeln.

Ist die Steuerung durch den Netzbetreiber aus Gründen der Netz- oder Systemstabilität erforderlich, technisch oder prozessual aber noch nicht über iMSys möglich, muss sie über konventionelle Technik erfolgen können. Für 2025 werden die ersten Steuereinrichtungen verfügbar sein, die zu Testzwecken eingesetzt werden können. Ab 2026 werden die notwendigen IT-Prozesse durch die Netzbetreiber eingeführt. Der BDEW geht davon aus, dass die Umstellung auf die Steuerung über iMSys in 2027 flächendeckend erfolgen kann. Netzbetreiber, die bereits jetzt mit ihren Projekten zur netzorientierten Steuerung über das SMGW weit vorgeschritten sind, werden dies voraussichtlich bereits im Jahr 2026 umsetzen können. Die unmittelbare gesetzliche Verknüpfung des Einbaus des iMSys mit der Steuerung ausschließlich über das SMGW würde dazu führen, dass in der Zwischenzeit entweder keine iMSys verbaut werden oder eine Steuerung der Anlage in der Übergangszeit nicht möglich ist. Fehlt eine solche Übergangsregelung, wird dies den Rollout deutlich verlangsamen und verteuern.

Bestandsanlagen und Anlagen, die bis Ende 2027 neu in Betrieb genommen werden, sollten daher übergangsweise auch ohne SMGW gesteuert werden dürfen (und müssen), wo dies erforderlich ist, um die Stabilität der Systeme sicher zu stellen. § 19 Abs. 2 MsbG ist entsprechend anzupassen, um eine vorübergehende Ausnahme zu schaffen. Systeme, die unter diese Ausnahme fallen, sollten spätestens mit der Pflicht zur Umrüstung bzw. Ausstattung aller Bestandsanlagen nach § 45 Abs. 1 Nr. 2 lit. d) MsbG-E alle (auch sicherheitstechnischen) Anforderungen des MsbG erfüllen. Eine ähnliche Regelung enthält bereits der § 10b EEG-E, die Pflicht zur Steuerung über das iMSys von einer erfolgreichen Testung abhängig macht.

Flankierend hierzu sollte die Frist für das Ende des agilen Rollouts nach § 31 MsbG-E bis zum 31. Dezember 2026 verlängert werden. Der agile Rollout ermöglicht Messstellenbetreibern den systematischen Einbau intelligenter Messsysteme. So kann sichergestellt werden, dass der Einbau dort erfolgt, wo es insbesondere aus Netz- und Systemsicht sinnvoll und notwendig ist.

- **Aufnahme einer befristeten Übergangsregelung in § 19 Abs. 2 MsbG-E**
- **Verlängerung der Frist für den agilen Rollout auf den 31.12.2026 in § 31 MsbG-E**

3.4 Wirkleistungsanpassung bei größeren „Nulleinspeiseanlagen“

Da im Rahmen des Redispatch nach § 13a EnWG grundsätzlich auf die Wirkleistungserzeugung zugegriffen wird, ist die Ausnahmeregelung des § 29 Abs. 5 MsbG-E kritisch zu sehen, wonach bei „Nulleinspeiseanlagen“ grundsätzlich keine Steuerung zu verbauen ist. Denn gerade bei größeren Anlagen kann die Einsenkung der Erzeugung – unter Wahrung der europarechtlichen Eigenverbrauchsprivilegierung – erforderlich sein. Diese Ausnahme ist daher nur für Anlagen unter 100 kW vorzusehen. Die Klarstellung in der Begründung zu § 29 Abs. 5 MsbG, dass „Nulleinspeiseanlagen“ nicht gesteuert werden müssen, sollte für diese Anlagen unter 100 kW auch in § 9 EEG-E verankert werden.

- **Ausnahme für Nulleinspeiseanlagen in § 29 Abs.5 MsbG-E nur für Anlagen < 100 kW**
- **Keine Steuerung für Nulleinspeiseanlagen in § 9 EEG klarstellen.**

4 Flexible Netzanschlussvereinbarungen, § 17 Abs. 2b EnWG-E, § 8a EEG-E

Der BDEW begrüßt ausdrücklich eine rechtlich sichere Verankerung **flexibler Netzanschlusskonzepte** sowohl auf der Einspeise- als auch auf der Verbrauchsseite. Die Regelung wird aus Sicht des BDEW eine deutliche Beschleunigung aller Netzanschlussprozesse bewirken. Entsprechende Konzepte fordert die Branche seit Längerem. Die Vorgaben sind kompakt gehalten, verständlich und bieten eine Grundlage für die weitere Konkretisierung. Volldynamische Anschlussvereinbarungen lehnt der BDEW ab, da eine Abgrenzung zu Redispatch-Maßnahmen nicht möglich ist. § 8a Abs. 1 Satz 3 EEG-E ist daher zu streichen.

Grundsätzlich sollte aber die BNetzA ermächtigt werden, in Abstimmung mit den betroffenen Wertschöpfungsstufen weitergehende Regelungen zur Konkretisierung zu treffen. Art. 6a der novellierten Strombinnenmarkttrichtlinie sieht diese Kompetenz ebenfalls bei der Regulierungsbehörde. Dies gilt für die Regelungen zu den Cable Pooling-Fällen, den Rechtsfolgen bei Verstoß gegen flexible Netzanschlussvereinbarungen und Kriterien für die Abgrenzung zwischen technisch unmöglicher Abnahme (flexible Netzanschlussvereinbarung möglich) und Redispatch-Fällen.

- **Streichung § 8a Abs1 Satz 3 EEG-E**
- **Aufnahme einer Festlegungsbefugnis für die BNetzA zur Konkretisierung der Netzanschlussvereinbarungen**

5 Blind- und Kurzschlussleistung, § 13I EnWG-E und Art. 7 (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz)

Aus Perspektive der Systemsicherheit ist der Vorschlag im Gesetzentwurf aufgrund des hohen systemischen Bedarfs an Blind- und Kurzschlussleistung sowie Momentanreserve nachvollziehbar. Aus BDEW-Sicht ist jedoch entscheidend, dass die marktgestützte Beschaffung von Systemdienstleistungen mit den Kriterien Momentanreserve und Blindleistung nicht beeinträchtigt wird.

Ein Zwang zur Umrüstung auf rotierende Phasenschieberanlagen (rPSA) kann für Anlagenbetreiber mit erheblichen Nachteilen verbunden sein. Die umgerüstete Anlage würde bestehen bleiben und für einen Zeitraum von acht Jahren und darüber hinaus eine starke Einschränkung des Transformationsprozesses darstellen. Ein Rückbau der Anlage wäre für den Anlagenbetreiber nicht sofort möglich, sodass die Flächen nicht für eine neue Nutzung, beispielsweise im Rahmen eines Transformationsprozesses, z. B. zur Realisierung von steuerbaren Erzeugungskapazitäten, zur Verfügung stünden. Technisch vergleichbare Alternativprojekte sollten daher Vorrang zur Umrüstung haben, sofern eine Deckung der systemischen Bedarfe im Zeitverlauf jederzeit gegeben ist.

Die in § 13I Abs. 1 Nr. 3 EnWG-E angeführten anderen angemessenen Maßnahmen zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung sollten außerdem konkretisiert werden, um Rechtssicherheit zu schaffen.

Zu befürworten ist, dass der Betreiber der umgerüsteten Erzeugungsanlage Anspruch auf die Erstattung der nachgewiesenen Kosten für die Umrüstung der Anlage und auch Anspruch auf eine entsprechende Vergütung hätte.

Klargestellt werden könnte, dass mit dem Verweis auf die bestehenden Vergütungsregelungen der Netzreserve (§ 13c Abs. 3 EnWG, hier insbesondere Ziffer 4) im Falle des § 13I EnWG-E auch eine Entschädigung des Anlagenbetreibers für die langjährige Unterbindung von Alternativprojekten umfasst ist.

Anfallende Verlustenergie muss außerdem finanziell ausgeglichen werden.

Der BDEW fordert für den Fall einer aus Systemsicht zwingend notwendigen Umrüstung zu rPSA, dass der notwendige Bedarf durch den ÜNB zeitnah bei den betroffenen Anlagenbetreibern adressiert wird. Der geplante Zeitraum für die Antragstellung des ÜNB gegenüber der BNetzA (6 Monate vor Stilllegung der Anlage) wäre aus BDEW-Sicht zu knapp, um für Anlagenbetreiber Planungs- und Genehmigungsschritte sowie personalwirtschaftlich notwendige Maßnahmen rechtzeitig zu beginnen. Aktuell liegen die Planungs-, Liefer- und Umbauzeiten bei zwei Jahren und länger.

Der BDEW geht davon aus, dass eine Anwendung der Regelung auf Wind- und PV-Anlagen nicht in Betracht kommt.

Um nachteilige Auswirkungen und Störungen im Verteilernetz zu verhindern, sollte zudem bei Anschluss der Anlage am Verteilernetz der Betrieb und die Fahrweise mit dem Anschlussnetzbetreiber abgestimmt werden.

6 Verlängerung der Genehmigungsfiktion für Ladesäulen von De minimis-Unternehmen, § 118 Abs. 34 EnWG-E

Der BDEW begrüßt die geplante Verlängerung der Übergangsfrist um zwei weitere Jahre bis zum 31. Dezember 2026. Während größere, entflochtene Energieversorger in der Regel Tochter- oder Schwesterunternehmen besitzen, auf die der Ladesäulenbetrieb übertragen werden kann, fehlt den De-minimis-Unternehmen häufig eine solche Konzernstruktur. Die Optionen, die diesen Unternehmen zur Verfügung stehen, sind wiederum mit teils erheblichen finanziellen und administrativen Hürden verbunden. Deshalb konnten viele De-minimis-Unternehmen die Vorgaben aus § 7c EnWG noch nicht wirtschaftlich umsetzen. Die Verlängerung der Übergangsvorschrift gibt den Unternehmen nun genügend Zeit, um ihre Handlungsoptionen weiter zu entwickeln.