

Berlin, 16. Februar 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
[## Positionspapier](http://www.bde.de</p></div><div data-bbox=)

Anforderungen des BDEW an die anstehende EEG-Novelle

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 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, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung 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	Einleitung	3
2	Fördermechanismus	4
2.1	EEG-Novelle 2026: Zeithorizont und Fristen	4
2.2	Zweistufiges Verfahren.....	5
3	Neue Regelungen im EEG: Die wichtigsten Punkte.....	6
3.1	Umsetzung der Übererlös-Abschöpfung durch mögliche negative Marktprämie.....	6
3.2	Umsetzung der Übererlösabschöpfung in Fördermodell mit Marktwertkorridor	9
3.3	Reduktion der Erlösrissen aufgrund von § 51 EEG im Fördermodell des Hybriden CfD	9
3.4	Dynamische Übererlös-Abschöpfung.....	12
3.5	Fortbestand der Ausbaupfade und Flächenziele für Erneuerbare Energien bis 2030.....	15
3.6	Stufenweise Einführung einer Pflicht zur Direktvermarktung von EE-Anlagen.....	17
3.7	Kosteneffizienzpotenziale bei der Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien.....	19

1 Einleitung

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) hatte für den Herbst 2025 eine Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) angekündigt. Die Gesetzesänderungen sind Teil des Maßnahmenpakets zur Anpassung des Rahmens für die Energiewende im Strombereich. Neben der Implementierung eines technologieoffenen Kapazitätsmarkts und der Weiterentwicklung des Netzausbaus sowie der Erschließung dezentraler Flexibilität sollen auch die Erneuerbaren Energien (EE) künftig markt- und systemdienlicher gefördert werden als bisher.

Der BDEW hat bereits umfangreiche Diskussionsbeiträge zur Umsetzung der Energieziele der neuen Bundesregierung eingebracht. Mit diesem Positionspapier legt der BDEW Vorschläge für Maßnahmen zum Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien vor, die im EEG und WindSeeG besonders dringend und mit Blick auf die Zeitabläufe der Gesetzgebungsprozesse auf nationaler, wie auch auf EU-Ebene, besonders zügig umgesetzt werden müssen.

Die zu implementierenden Konzepte sollten die Balance zwischen den angestrebten Zielen mit einer hohen Genauigkeit und Komplexität und der praktischen Umsetzbarkeit im Rahmen von realistischen Umsetzungspfaden beachten. Die Branche unterstützt das Ziel eines effizienten und sicheren Energiesystems. Ohne realistische und zeitlich gut aufeinander abgestimmte Umsetzungspfade wird dieses Ziel jedoch ebenso verfehlt, wie mit unterambitionierten Zielen. Vor diesem Hintergrund werden in diesem Papier Pfade vorgeschlagen, um diese Balance zu wahren.

Die in den folgenden Kapiteln vorgeschlagenen Schritte zur Anpassung des Fördermechanismus im EEG sollten gleichzeitig auch für das WindSeeG umgesetzt werden. Hintergrund ist, dass das WindSeeG separat aber zeitlich parallel zum EEG beihilferechtlich genehmigt wurde und entsprechend nun angepasst sowie neu beihilferechtlich genehmigt werden muss, um den Offshore-Wind-Ausbau basierend auf einem zweiseitigen Absicherungsmechanismus erfolgreich fortsetzen zu können (siehe [BDEW-Stellungnahme zur WindSeeG-Reform 2026](#)).

In diesem Zusammenhang möchten wir auch auf die Bedeutung des Bürokratieabbaus im Kontext des EEG hinweisen. Das EEG steht exemplarisch für den Anstieg der Anzahl an Gesetzen in der Energiewirtschaft. Es wurde im Jahr 2000 als wegweisende Initiative gefeiert, um den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland voranzutreiben. Der Ausbau der Erneuerbaren ist ein wichtiger Teil der Energiewende und das EEG ist hierbei ein wesentlicher Motor. Doch im Laufe der Jahre führten die wiederkehrenden Novellierungen und Ergänzungen im EEG dazu, dass das Gesetz immer komplexer und kleinteiliger wurde. Neben den 7 großen Novellierungen gab es zudem 56 Änderungen des Gesetzes.

Startete der Gesetzgeber im Jahr 2000 noch mit überschaubaren 12 Paragrafen, wuchs das EEG bis 2021 auf 200 Paragrafen an. In den nächsten zwei Jahren reduzierte sich immerhin der Umfang u.a. durch den Wegfall der EEG-Umlage auf 167 Paragrafen. Die Regelungen bleiben jedoch umfangreich und im Detail komplex. Das Beispiel „Wegfall der EEG-Umlage“ zeigt jedoch, dass eine Reduzierung der Regelungsdichte grundsätzlich möglich und weiterhin notwendig ist. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass die Bundesregierung mit dem Koalitionsvertrag, mit der Modernisierungsagenda und auch mit der Föderalen Modernisierungsagenda entscheidende Schritte für modernere Prozesse und weniger Bürokratie gehen will.

2 Fördermechanismus

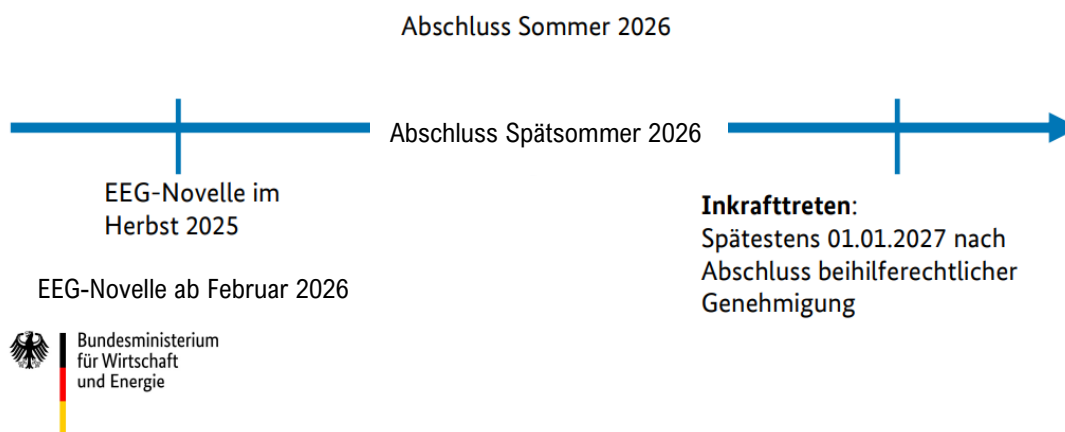
2.1 EEG-Novelle 2026: Zeithorizont und Fristen

Seit Einstufung der EEG-Förderung als „staatliche Beihilfen“ im Sinne des Europarechts bedarf jede förderrelevante Änderung des Gesetzes einer beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre haben gezeigt, dass sich die beihilferechtliche Prüfung durch die Europäische Kommission (KOM) lange hinziehen kann. Ist eine solche Genehmigung der KOM erforderlich und ausstehend, können die Unternehmen der Energiewirtschaft mangels Planungssicherheit keine Investitionen tätigen oder neue Projekte planen, die mit dem noch unsicheren gesetzlichen Rahmen in Zusammenhang stehen. Dies resultiert letztlich auch aus dem beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt in § 101 EEG 2023.

Außerdem gilt die bisherige beihilferechtliche Genehmigung des EEG nur bis zum 31. Dezember 2026. Daher muss das EEG für ab dem 1. Januar 2027 neu in Betrieb zu nehmende oder neu zu bezuschlagende EEG-Anlagen an die beihilferechtlichen EU-Rechtsvorgaben angepasst worden sein, damit für diese Anlagen dann ab dem 1. Januar 2027 eine EEG-Förderung möglich ist. Zur Gewährleistung einer EEG-Förderperspektive für Neuanlagen und zur Vermeidung eines temporären Förderausfalls Anfang 2027 und weitreichendem Einbruch beim EE-Ausbau muss folglich die EEG-Novelle Mitte 2026 vom Bundestag beschlossen und spätestens Ende 2026 durch die KOM beihilferechtlich genehmigt worden sein.

Schon jetzt laufen in den Unternehmen der Energiewirtschaft die Projektplanungen für EE-Anlagen, die ab 2027 in Betrieb gehen sollen. Aus Sicht des BDEW muss der durch das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) derzeit verfolgte Zeitplan für die EEG-Novelle mit einem Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens Mitte 2026 und einer rechtzeitigen beihilferechtlichen Genehmigung der EEG-Änderungen bis Ende 2026 unbedingt eingehalten werden.

Abbildung 1: Zeitplan des BMWE für die anstehende EEG-Novelle



2.2 Zweistufiges Verfahren

Um die Einhaltung des Zeitraums für den Abschluss der EEG-Novelle auf Bundesebene bis Beginn der Sommerpause 2026 einzuhalten, empfiehlt der BDEW ein Vorgehen in zwei Stufen für die Weiterentwicklung des EEG:

In der ersten Stufe sollten nur Neuerungen eingeführt werden, die keinen erheblichen Systemwechsel mit sich bringen und somit zügig umzusetzen sind. Hierzu gehört die Umsetzung der EU-rechtlich verpflichtenden Übererlös-Abschöpfung im EEG. Er sollte aus Sicht des BDEW in die bestehende Fördersystematik des EEG eingebaut werden und in der ersten Stufe nicht mit einem Wechsel der Fördersystematik verbunden werden. Zudem sollten die Vorgaben der EU-Strombinnenmarktverordnung (nach Artikel 19d) zu einer effizienten Teilnahme an den Strommärkten und der Vermeidung marktverzerrender Wirkung der Förderregeln eingehalten werden.

Ein Wechsel der Fördersystematik bringt erhebliche Veränderungen mit sich und muss deshalb hinsichtlich seiner Auswirkungen sorgfältig evaluiert sowie ausführlich mit Energiewirtschaft und Wissenschaft hinsichtlich ihrer Auswirkungen konsultiert werden. Er sollte als zweite Stufe dann sorgfältig vorbereitet und mit der Energiebranche ausgearbeitet werden, nachdem das EEG 2027 rechtzeitig zum 01.01.2027 in Kraft getreten ist. In der ersten Stufe sollte daher nur eine Übererlösabschöpfung und Gewährleistung einer effizienten Teilnahme der geförderten Anlagen an den Strommärkten angelehnt an die europäischen Mindestanforderungen in den bestehenden EEG-Mechanismus eingebaut werden. Diese Mindestanforderungen schreiben die Übererlösabschöpfung ab einer Anlagenleistung von 200 Kilowatt (kW)

vor. Aus Sicht des BDEW sollte diese Grenze bei der Umsetzung in deutsches Recht nicht unterschritten werden, da die Umsetzung der Abschöpfung bei den Verteilnetzbetreibern, die den Mechanismus höchstwahrscheinlich werden umsetzen müssen, zu wesentlichem und vor allem neuem Umsetzungsaufwand führt. Die zu erwartenden Einnahmen aus der Übererlösabschöpfung aus Anlagen unter 200 kW installierter Leistung stehen dazu nach Erwartungen des BDEW in keinem angemessenen Verhältnis.

Sofern ein längerfristig geltender Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien eingeführt werden soll, der zu einer noch stärkeren Integration der EE-Erzeugung in die Strommärkte führt und die Liquidität der Terminmärkte stützt, sollte dies erst nach einer fachlichen Diskussion mit der Energiewirtschaft und in der Fortsetzung des Erkenntnisgewinns aus bisherigen Diskussionen und Prozessen als zweite Stufe erfolgen. Beim Zeitplan der Umstellung sind auch die langen Projektvorlaufzeiten zu berücksichtigen.

3 Neue Regelungen im EEG: Die wichtigsten Punkte

Folgende Regelungsinhalte sollten vorrangig ohne Anspruch auf Vollständigkeit im Rahmen der kommenden EEG-Novelle umgesetzt werden.

3.1 Umsetzung der Übererlös-Abschöpfung durch mögliche negative Marktprämie

Gegenwärtig gewährleistet die gleitende Marktprämie im EEG den Erneuerbaren-Ausbau. Sie ist jedoch nur bis Ende 2026 europarechtlich genehmigt. Danach muss ein Fördersystem mit einem Rückzahlungsmechanismus für Einnahmen oberhalb des Förderbedarfs eingeführt werden, das die effiziente Teilnahme der geförderten Anlagen an den Strommärkten gewährleistet. Dies sehen Art. 19d der EU-Strombinnenmarkt-Verordnung 2024/1747 sowie die Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBILL) so vor.

Der BDEW schlägt als regulatorisch und auch in den Abrechnungssystemen der Netzbetreiber einfach umsetzbaren Abschöpfungsmechanismus vor, dass die Marktprämie künftig für neu in Betrieb genommene Anlagen bzw. für neu bezuschlagte Anlagen ab einer installierten Leistung von 200 kW auch negativ werden kann. Ein Nachteil dieser Regelung könnte sein, dass im Falle einer negativen Marktprämie der Netzbetreiber im Jahresmittel Zahlungen von Anlagenbetreibern einfordern müsste. Ein Inkasso bedeutet erhebliche Aufwände, im Falle einer Insolvenz droht sogar ein Forderungsausfall. Der Netzbetreiber sollten von dieser Inkassopflicht befreit werden. Andernfalls müssten die entstehenden Aufwände als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (ab 5. Regulierungsperiode: KAnEu) definiert und über die Erlösobergrenze vollständig anerkannt werden. Inkassoaufwände und Forderungsausfälle infolge der Insolvenz von Anlagenbetreibern sind vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar.

Sie sollten in § 14 EnFG in einer neu zu ergänzenden Ziffer 5 aufgegriffen werden. Hier schlägt der BDEW folgende Formulierung vor:

„5. Forderungsausfälle infolge von Insolvenz eines Anlagenbetreibers bei der Umsetzung der Übererlös-Abschöpfung durch eine negative Marktprämie“.

Alternativ können die Forderungsausfälle über die Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

Dem Vorschlag liegen folgende Überlegungen zugrunde:

Derzeit ergibt sich die Höhe der Marktprämie durch die Differenz zwischen dem Monats- oder Jahresmarktwert zum anzulegenden Wert der jeweiligen EEG-Anlage. Betreiber von EEG-Anlagen erhalten den mit dem Direktvermarkter vertraglich vereinbarten Preis für den Verkauf ihres Stroms am Spotmarkt, sowie als Marktprämie die Differenz zwischen Marktwert und anzulegendem Wert als Zahlung aus dem EEG-Konto. Derzeit kann die Marktprämie im EEG nicht negativ werden, sondern nur auf null sinken. Betreiber von EE-Anlagen erhalten also bei Monats- bzw. Jahresmarktwerten, höher oder gleich ihrem Anzulegenden Wert, keine Zahlung durch das EEG, sie müssen aber auch keine Förderung an das EEG-Konto zurückzahlen.

Darf die Marktprämie künftig auch negativ werden, ergibt sich automatisch eine Rückzahlungspflicht der Anlagenbetreiber an das EEG-Konto in angemessener Höhe. Für diesen Effekt ist es unerheblich, dass die Marktprämie für neu in Betrieb genommene EEG-Anlagen bzw. für neue Zuschläge nach dem EEG anhand des Jahresmittelwerts des Stroms aus einer nach EEG geförderten EE-Anlage ermittelt wird und nicht mehr nach Monatsmittelwert wie dies für den größten Teil der Bestandsanlagen der Fall ist. Im Falle der Berechnung anhand des Jahresmittelwerts ist zwar das Auftreten einer negativen Marktprämie im Jahresmittel unwahrscheinlicher als bei Anlegung des Monatsmarktwertes. Die Rückzahlung ergibt sich aber bereits implizit aus der ermittelten Höhe der Marktprämie, wie die folgende Überlegung illustriert:

In der Anlage 1 des EEG heißt es “Für jede Viertelstunde eines Kalendermonats wird der durchschnittliche Spotmarktpreis mit der Menge des in dieser Viertelstunde gemäß Online-Hochrechnung (...) erzeugten Stroms (...) multipliziert. Die Ergebnisse für alle Viertelstunden des Kalendermonats werden summiert. Diese Summe wird dividiert durch die Menge des in dem gesamten Kalendermonat nach der Online-Hochrechnung (...) erzeugten Stroms (...)”.

Das Ergebnis ist der mengengewichtete Durchschnittserlös einer Anlage am Day-Ahead-Markt. In die Berechnung fließen auch Werte aus Viertelstunden oberhalb des anzulegenden Werts ein. Dadurch berücksichtigt die Marktwertberechnung nach EEG die Mehrerlöse bereits jetzt. Einzige erforderliche Neuerung, damit Preise oberhalb des anzulegenden Wertes dämpfend

auf die Höhe der Marktprämie wirken, ist die Möglichkeit, diese auch negativ werden zu lassen.

Beispielrechnung:

Der **Anzulegende Wert** (AZW) für die Stromerzeugung einer EE-Anlage liegt bei 75 Euro/MWh

Der **Monatsmarktwert** liegt im Monat 1 bei 0 Euro/MWh und im Monat 2 bei 100 EUR/MWh; die eingespeiste Menge sei in beiden Monaten identisch.

Bei **einer monatlichen Berechnung der Marktprämie** benötigt der Anlagenbetreiber in Monat 1 eine Marktprämie von 75 Euro/MWh. Im Monat 2 erzielt er hingegen einen Erlös von 25 Euro/MWh oberhalb des Anzulegenden Werts. In Monat 2 liegt der technologiespezifische Monatsmarktwert mit 100 Euro/MWh um 25 Euro/MWh über dem anzulegenden Wert. Die Marktprämie in Monat 1 ist laut aktuellem EEG also 75 Euro, in Monat 2 dementsprechend 0 Euro/MWh. Kann die Marktprämie negativ werden, liegt sie im Monat 2 bei -25 Euro/MWh.

In Summe erhält der Anlagenbetreiber also im Monat 1 75 Euro und muss in Monat 2 25 Euro/MWh zurückzahlen. Daraus ergibt sich im Mittel der beiden Monate der Anzulegende Wert von 75 Euro/MWh. Es fällt für das EEG-Konto also eine Belastung von 50 Euro/MWh für die in Monat 1 erzeugte Menge an, da die negative Marktprämie im Monat 2 die Marktprämie aus Monat 1 wieder abgesenkt hat.

Im Falle einer Berechnung auf Basis des Jahresmarktwertes wird der mengengewichtete Preis über das Jahr berechnet. Dieser entspricht nicht genau dem Mittelwert von 12 Monatsmarktwerten. Durch die Gewichtung fällt der Jahresmarktwert in der Regel etwas niedriger aus als der Mittelwert aller Monatsmarktwerte. Die Preise von 0 Euro im ersten Monat und von 100 Euro/MWh im zweiten Monat fließen jedoch zu ähnlichen Teilen in den Marktwert ein. Dieser liegt also bei $0 + 100 \text{ Euro} = 50 \text{ Euro}$. Damit liegt die Marktprämie bei 25 Euro/MWh, die der Anlagenbetreiber für beide Monate erhält – die 50 EUR/MWh aus der monatlichen Berechnung der Marktprämie belaufen sich nun also auf 25 EUR/MWh für die doppelte Strommenge, also über die beiden Monate jeweils 25 Euro/MWh. Da er im ersten Monat keinen Marktwert erzielt hat, aber im zweiten Monat 100 Euro/MWh, liegt sein Erlös in Summe bei $(0 + 25 + 25 + 100) / 2 = 75 \text{ EUR/MWh}$. Das Ergebnis ist also gleich, ebenfalls aufgrund der neuen Möglichkeit der negativen Marktprämie.

3.2 Umsetzung der Übererlösabschöpfung in Fördermodell mit Marktwertkorridor

Alternativ zur Umsetzung der Übererlösabschöpfung über die Möglichkeit einer negativen Marktprämie ist aus Sicht des BDEW auch die Variante mit einem Marktwertkorridor vorteilhaft, auch wenn sie die Aufwände und Komplexität in der Abrechnung und der Prognose des EEG-Finanzierungsbedarfs erhöht. Sie entwickelt die bisher bestehende Logik der Gleitenden Marktprämie weiter: Es gibt eine Erlösuntergrenze, bei deren Unterschreiten wie bisher eine staatliche Förderung gezahlt wird. Bei Überschreiten der Obergrenze des Marktwertkorridors wird der zusätzliche Erlös entsprechend den neuen EU-Vorgaben abgeschöpft. In diesem Sinne ähnelt es auch Option 2 aus dem BMWK-Optionenpapier vom Sommer 2024 mit dem Unterschied, dass ein Puffer eingebaut ist. Wie auch vom BMWK selbst vorgeschlagen, wäre auch hier grundsätzlich eine Umstellung von einer zeit- auf eine mengenbasierte Förderung denkbar, um das Mengenrisiko zu adressieren. Die Kapitalkostenunterschiede hängen in letzter Konsequenz davon ab, wie der untere Wert des Korridors gesetzt wird. Solange dessen Setzung realistisch erfolgt, dürfte der Korridor nur eine weitere Streuung hinsichtlich der Risikoaffinität erlauben und damit letztlich wettbewerbsfördernd sein. Setzt man seine Rechnung zur Finanzierung am unteren Ende an, sollte es keine Unterschiede zu einem Fixwert geben. Anlagenbetreiber sind im Falle eines langen Referenzzeitraumes innerhalb des Korridors angehalten ihre Anlage markteffizient zu betreiben. Richtig ausgestaltet, kann das Cap und Floor Modell einen effizienten Dispatch anreizen. Die CfD-Option mit Marktwertkorridor ist von den beiden produktionsabhängigen Varianten das vorteilhaftere Modell für die Terminvermarktung von geförderten Anlagen. Dieser Effekt wird umso größer, je größer der Marktkorridor ist, da sich die am Terminmarkt abzusichernde Preisunsicherheit nicht nur auf Fehlbeträge, sondern auch auf Zusatzerlöse bezieht.

3.3 Reduktion der Erlösrisiken aufgrund von § 51 EEG im Fördermodell des Hybriden CfD

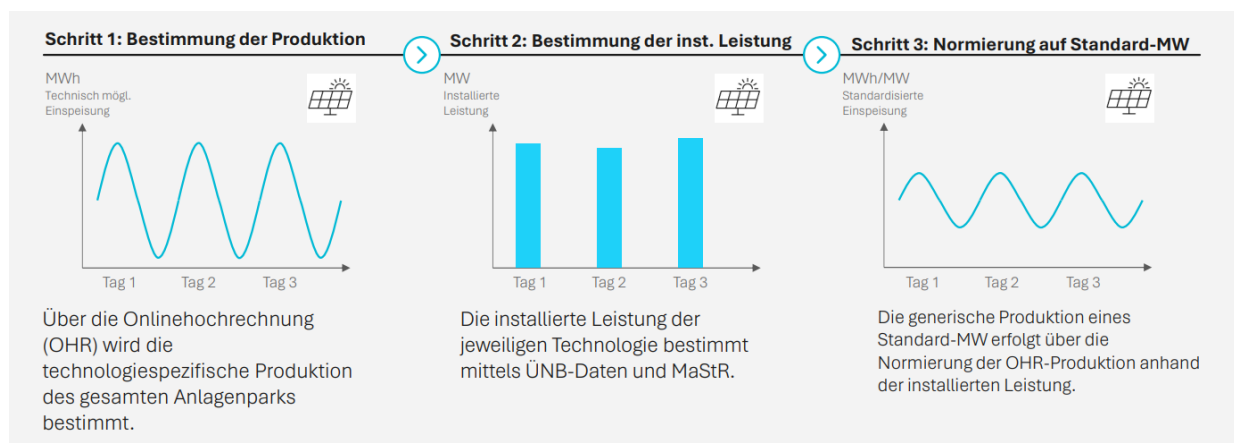
Als innovative Möglichkeit zur Reduktion der Erlösrisiken aufgrund der Regelungen nach § 51 EEG – keine Förderung bei negativen Preisen – im künftigen Fördersystem für Erneuerbare Energien wird in der energiewirtschaftlichen Debatte derzeit der „Hybride CfD“ diskutiert. Bei diesem Fördermodell fallen Zahlungen und Rückzahlungen für EEG-Anlagen nach einer Ausschreibung 20 Jahre lang nur für die Einspeisung in Viertelstunden mit einem Day-Ahead-Preis über null an. In Viertelstunden mit negativen Strompreisen wird, wie schon jetzt, nach § 51 EEG keine Marktprämie ausgezahlt. Die geförderte Strommenge wird anhand der tatsächlichen Einspeisung ins Stromnetz ermittelt.

Die in Viertelstunden mit einem negativen Day-Ahead-Preis entgangene Zahlung wird im Gegensatz zur Regelung nach § 51a EEG oder dem bisherigen Vorschlag des BDEW – dem

Marktmengenmodell – unmittelbar im jeweiligen Jahr durch eine Anhebung des Anzulegenden Werts (AZW) ausgeglichen. Diese Erhöhung leitet sich aus dem Verhältnis der Referenzerzeugung von EE-Anlagen in Viertelstunden mit negativen und positiven Strompreisen ab. Daraus ergibt sich ein Korrekturfaktor, um den der Anzulegende Wert erhöht wird. Das ist vorteilhaft im Sinne niedriger Zinsen für die Projektfinanzierung durch Fremdkapital. Dabei muss klargestellt werden, dass bei Anwendung auf die Einspeisevergütung zuerst die Multiplikation des Korrekturfaktors mit dem anzulegenden Wert und dann die Verringerung nach § 53 EEG erfolgt. Der Korrekturfaktor muss von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) über deren zentrale Internetplattform oder der BNetzA ermittelt und veröffentlicht werden. Die Referenzerzeugung wird basierend auf der technologiespezifischen Online-Hochrechnung der ÜNB ermittelt, die auch im aktuellen EEG genutzt wird. Damit würde der anzulegende Wert mit einem Mengenfaktor angepasst, was die Ermittlung der tatsächlichen Vergütung für EEG-Anlagenbetreiber verkompliziert. Sie müsste daher durch den VNB mit für ihn erhöhtem Aufwand erfolgen.

Der hybride CfD ist also primär produktionsabhängig und vermeidet so das Basisrisiko produktionsunabhängiger Modelle, die die zu fördernde Strommenge anhand eines theoretisch zu erwartenden Stromertrags ermitteln. Für den Ausgleich des Erlösisikos aufgrund der Regelung in § 51 EEG wird ein produktionsunabhängiger (kapazitiver) Ansatz verfolgt.

Abbildung 2: Ermittlung der Standardleistung in MW zur Ermittlung des Korrekturfaktors zur Berechnung des Anzulegenden Werts



Quelle: Guidehouse

Im Hybriden CfD bezieht die Jahresmarktwertberechnung – anders als derzeit die Ermittlung der Gleitenden Marktprämie – nur noch Viertelstunden mit positiven Preisen ein, da der Ausgleich für negative Strompreise über die Erhöhung des Anzulegenden Werts erfolgt. Es würden künftig also zwei Jahresmarktwerte existieren – einer für die alte Rechtslage und einer für die neue Rechtslage.

Das Modell des Hybriden CfD hat verglichen mit dem „Marktmengenmodell“ den Vorteil, dass Anlagenbetreiber bereits am Ende eines jeden Betriebsjahres für die in negativen Viertelstunden entgangene Förderung kompensiert werden würden. Somit unterliegt die Förderung nicht der Inflation, die eine am Ende des gesamten Förderzeitraums nach 20 Jahren nachholende Zahlung stark entwertet.

Eine Übererlös-Abschöpfung findet dann statt, wenn der Jahresmarktwert größer als der Anzulegende Wert ist. Letzterer erhöht sich aber durch die Korrektur aus den Viertelstunden mit negativen Preisen. Grundsätzlich muss im Anhang 1 des EEG die Möglichkeit einer negativen Marktprämie eingeräumt werden. Der Hybride CfD kann auch mit der dynamischen Übererlösabschöpfung versehen werden. Diese Ausgestaltung mit dynamischer Abschöpfung lehnt der BDEW jedoch zum jetzigen Kenntnisstand ab, da sie weitreichende Auswirkungen mit sich bringen würde, während der Nutzen noch nicht quantifizierbar ist. Für die mit der Abrechnung beauftragten Netzbetreiber müssen die Komplexität und der zusätzliche Aufwand möglichst niedrig gehalten werden, aber auch für EE-Betreiber, die für notwendige Abrechnungen mit Kooperationspartnern und Flächeneigentümern auf eine schlanke Umsetzung angewiesen sind. Dies wird mit der Ausgestaltung des Modells über die Möglichkeit einer negativen Marktprämie am besten erreicht. Wichtig ist auch, dass die Zahlung der durch den Korrekturfaktor erfolgten höheren Marktprämie nicht erst am Jahresende erfolgt, sondern bereits im Laufe des Jahres durch übliche Abschlagszahlungen. Allerdings ist dies nur bei Anlagen mit intelligentem Messsystem (iMSys) praktikabel, wenn der endgültige Korrekturfaktor unmittelbar nach Ende des betreffenden Kalendermonats feststeht. Bei SEP-Anlagen in der Einspeisevergütung kann die Korrektur mit vertretbarem Aufwand nur einmal jährlich im Rahmen der Jahresabrechnung auf Grundlage eines durchschnittlichen kalenderjahresbezogenen Korrekturfaktors durchgeführt werden. Eine Möglichkeit zur Vereinfachung der Abrechnung wäre eine jährliche Pauschalregelung mit einer Spitzabrechnung alle 5 Jahre im Rahmen der Spitzabrechnung nach § 36h Abs. (2). Bei der Korrektur des Anzulegenden Wertes ist zu beachten, dass sich auch Auswirkungen auf die Redispatch-Abrechnung ergeben.

Entscheidend für eine sinnvolle Implementierung des Hybriden CfD ist zudem der Fortbestand des Referenzertragsmodells für Windenergie an Land. Andernfalls würde an guten Windstandorten eine Überförderung und im Binnenland ein Fadenriss eintreten. Ohnehin ist an windschwächeren Standorten in Süddeutschland der Anteil der Einspeisung zu negativen

Preisstunden höher als bei Anlagen an windstarken Standorten. Umso wichtiger ist daher ein Ausgleich, um eine bundesweit gleichmäßige Verteilung des Windzubaues zu gewährleisten.

In negativen Viertelstunden sollte der Strom aus Sicht des BDEW unterhalb des Netzanschlusses für zusätzlichen Verbrauch in Sektorkopplungs-Anwendungen wie Elektrolyseuren und Batterien genutzt werden können. Allerdings darf der zwischengespeicherte Strom in positiven Viertelstunden nicht als förderbarer EEG-Strom ins Netz zurückgespeist werden, um dann mit den um den Korrekturfaktor angehobenen Anzulegenden Wert gefördert zu werden. Stattdessen dürfen die Batteriespeicher ihren ausgespeicherten Strom lediglich am Strommarkt verkaufen. Diese Regelung bringt allerdings mehr Komplexität in die Abwicklung für Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und ggf. Lieferanten, da der Speicher zusätzlich gemessen werden muss. Vor Einführung der Regelung muss daher MiSpeL eingeführt sein, so dass die Marktkommunikation die Regelung abbilden kann. Zudem muss MiSpeL dahingehend aktualisiert werden, dass eine Doppelförderung vermieden wird. Dies wird voraussichtlich zum 01.04.2027 der Fall sein.

Der BDEW sieht vor dem Hintergrund des regulatorischen Rahmens in § 51 EEG den Hybriden CfD als ein geeignetes Instrument, um die Erlörisiken durch negative Strompreisphasen zu adressieren. Gleichzeitig fließen Elemente einer produktionsunabhängigen Förderung ein, die das marktdienliche Verhalten der geförderten Anlagen anreizen. Es stellen sich allerdings noch konkrete Implementierungsfragen, die in einem umfassenden Stakeholderprozess diskutiert werden müssen. Im Falle einer Einführung sollte der hybride CfD aus BDEW-Sicht für alle geförderten EE-Anlagen erst ab einer installierten Leistung von 200 kW greifen.

3.4 Dynamische Übererlös-Abschöpfung

Wird der von der Strombinnenmarktverordnung vorgeschriebene zweiseitige CfD im einfachsten Fall durch eine Anpassung im Anhang 1 EEG so umgesetzt, dass die Marktprämie negativ werden kann (Anpassungen in Anhang 1 EEG), wird in einem Abschöpfungsjahr die antizipierte Marktprämie in die Grenzkosten eingepreist. Die Anbieter werden also nicht bei null Euro/MWh¹ bieten, sondern die zu zahlende Marktprämie als Grenzgebot einstellen. Der unmittelbare Effekt ist eine Anhebung der börslichen Angebotskurve für Neuanlagen und perspektivisch für alle geförderten EE-Anlagen.

¹ Der Einfachheit halber setzen wir in den Ausführungen die tatsächlichen Grenzkosten für EE-Anlagen mit null Euro/MWh an. Ein schwach positiver Wert der Grenzkosten hat keinen Einfluss auf die Argumentation.

Für das Börsenergebnis gibt es zwei Szenarien:

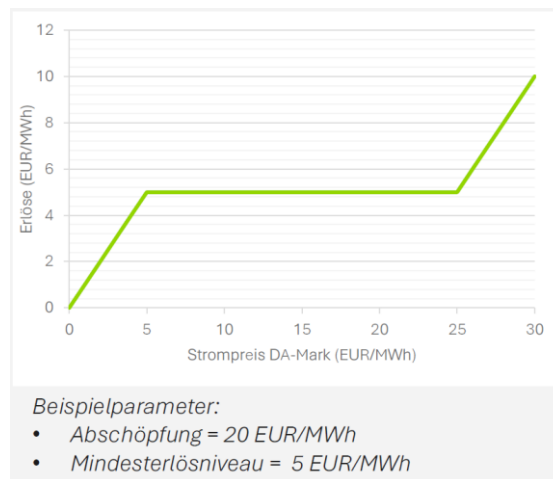
- Die Nachfrage bleibt inelastisch. In diesem Falle steigt in Zeiten, in denen die abgeschöpften EE-Anlagen preissetzend sind, der Börsenpreis. Die Nachfrage bezahlt somit die Abschöpfung.
- Die Abschöpfung ist derart hoch, dass es zu Verschiebungen in der Einsatzreihenfolge kommt, weil die Merit-Order sich verschiebt. Im schlimmsten Fall würden fossile Anlagen statt EE-Anlagen bezuschlagt, weil das Förderregime die EE-Anlagen aus dem Markt preist.

Dem Gedanken einer dynamischen Übererlös-Abschöpfung liegt die Befürchtung zugrunde, dass in Abschöpfungsjahren ein Anreiz entsteht, dass geförderte EE-Anlagen trotz positiver Marktpreise keinen Strom erzeugen und vermarkten, um negative Erlöse zu vermeiden. Zudem besteht die Gefahr, dass mehr Abschöpfungsjahre auftreten werden, weil der anzulegende Wert nominal konstant bleibt und nicht an die Inflation angepasst wird, während die Strompreise steigen. Würde man im EEG den anzulegenden Wert an die allgemeine Preisentwicklung anpassen – wie z.B. bei Klimaschutzverträgen und anderen Förderregimen –, könnten die Zahl der Abschöpfungsjahre und der Betrag der Abschöpfung in den kommenden Jahren höchstwahrscheinlich signifikant reduziert werden.

Um die beiden genannten Effekte zu quantifizieren, müsste eine genauere Untersuchung angestellt werden.

Mit der dynamischen Übererlös-Abschöpfung soll der negative Effekt der Marktprämie auf das Gebotsverhalten durch eine dynamische Abschöpfung neutralisiert werden. Bei diesem Konzept soll die Abschöpfung nur dann greifen, wenn sie oberhalb eines zu definierenden Mindesterlöses liegt. Das heißt, ein Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter kann weiterhin ein Gebot bei null Euro/MWh einstellen und wird bei Markträumungspreisen zwischen Null Euro und dem Mindesterlös nicht belastet. So wird der Anreiz für einen Betrieb der EE-Anlage aufrechterhalten.

Abbildung 3: Beispielhaftes Auszahlungsprofil durch eine dynamische Übererlös-Abschöpfung



Eine solche Regelung hätte weitreichende Konsequenzen:

- Im Gegensatz zum normalen Markt, bei dem Erlös und Strompreis ab den Grenzkosten linear verlaufen, der Grenznutzen also konstant ist, entsteht im Regime der dynamischen Abschöpfung in gewissen Preisbereichen kein Grenznutzen: Ein höherer Strompreis erzeugt keine höheren Erlöse. Dieses nichtlineare Verhalten muss im Portfoliomanagement entsprechend berücksichtigt, aber auch in den Direktvermarktungs-Verträgen mit den Anlagenbetreibern klar kommuniziert werden. Hier fällt ein deutlich höherer Aufklärungsaufwand an. Dieser zusätzliche Aufwand wird sich in den Kosten für die Direktvermarktung niederschlagen und damit entweder in den Strompreisen oder in einem gebremsten EE-Ausbau.
- Es ist unklar, wie sich dieser Mechanismus in komplexeren Portfolios niederschlägt und ob sich unerwünschte gegenläufige Effekte ergeben.
- Die dynamische Abschöpfung muss für jede Viertelstunde und für jede Anlage separat berechnet werden. Diese Aufgabe würde vermutlich den Verteilnetzbetreibern zufallen und zu einer weiteren EEG-bedingten Abrechnungskomplexität für diese führen. Auch diese müssten hierfür IT-Systeme und Personal bereithalten und diese Kosten in den Netzentgelten abbilden.

Eine umfassende Analyse, sowohl ökonomisch durch das BMWF als auch durch die betroffenen BDEW-Mitglieder (Händler, Erzeuger, Netzbetreiber) steht noch aus und kann in der

knappen noch zur Verfügung stehenden Zeit für das Parlamentarische Verfahren zur EEG-Novelle nicht mehr geleistet werden.

Der BDEW fordert daher, auf eine Dynamisierung der Übererlös-Abschöpfung anhand des aktuellen Börsenpreises zu verzichten.

3.5 Fortbestand der Ausbaupfade und Flächenziele für Erneuerbare Energien bis 2030

Die gemäß EEG 2023 jährlich vorgesehenen Zubaumengen für Erneuerbare Energien stehen im Kontext der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinien RED II und RED III. Deutschland hat zur Erfüllung seiner Klimaschutzambitionen gesetzlich festgelegt, bis zum Jahr 2030 einen EE-Anteil von 80 % an der Bruttostromerzeugung in Deutschland zu erreichen.

Auf Basis der Annahme eines Bruttostromverbrauchs von 750 TWh im Jahr 2030 sieht das EEG Ausbauziele für EE-Technologien vor, um dieses 80 %-Ziel zu erreichen. Die Ausbauziele sollen – insbesondere bei der Photovoltaik – durch den Zubau über verschiedene Fördermechanismen erreicht werden. Bei Windenergie an Land und bei Windenergie auf See wurden die Ausschreibungsmengen so dimensioniert, dass bei Ausschöpfen der Ausschreibungsvolumina die Zubauziele erreicht werden.

Angesichts eines erwartbar geringeren Stromverbrauchs in 2030 stellt sich die Frage nach der Höhe der Ausschreibungsmengen und der benötigten installierten Leistung im Jahr 2030.

Auf Basis der bisherigen Annahmen im EEG und WindSeeG (Verbrauchsannahmen, Kapazitätsziele und diesen zugrunde liegende Volllaststunden) wären für die Erreichung des Ziels, bis 2030 ein Anteil von 80 % Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zu realisieren, 600 TWh EE-Strom erforderlich (80 % von 750 TWh). Dies sollte durch die so genannten GW-Ziele an installierter Leistung im Jahr 2030 (PV 215 GW, Wind onshore 115 GW und Wind off-shore 30 GW) erreicht werden.

In dem am 15. September 2025 veröffentlichten Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode der Bundesregierung bildet die Entwicklung des Strombedarfs eine maßgebliche Grundlage für die weiteren Überlegungen zur Gestaltung der Energiewende. Angesichts eines laut Gutachten zu erwartenden Stromverbrauchs in 2030 zwischen 600 und 700 TWh stellt sich die Frage nach der Höhe der Ausschreibungsmengen und der benötigten installierten Leistung im Jahr 2030.

Dabei müssen jedoch die Volllaststunden und entsprechend die tatsächlichen Stromerträge der letzten Jahre betrachtet werden. Schreibt man diese fort, könnten im Jahr 2030 zwischen etwa 512 TWh (untere Volllaststunden) bis 575 TWh (obere Volllaststunden) EE-Strom-

erzeugung realisiert werden, wenn die obigen GW-Ziele erreicht werden. Ausgehend von der Prognose der vorherigen Bundesregierung eines Bruttostromverbrauchs von 750 TWh im Jahr 2030, entspräche dies einem EE-Anteil von 68 % bis 77 %, da optimistischere Volllaststunden zugrunde gelegt wurden.

In der Abbildung 4 ist neben der Untergrenze von 512 TWh und der Obergrenze von 575 TWh auch der gemittelte Wert von 544 TWh aufgeführt. Werden bis 2030 die bisherigen EE-Ausbauziele erreicht, wäre bei einem prognostizierten Strombedarf von 650 TWh das EE-Ziel von 80 % im Mittel zu erreichen. Bei der Untergrenze der Volllaststunden ist dies schon nicht mehr gegeben. Wenn der Bruttostromverbrauch bei 700 TWh liegt, dann sind die 80 % im Mittel ebenfalls nicht zu erreichen.

Abbildung 4: EE-Quote bei Berücksichtigung des Strombedarfs im Rahmen des Monitoringberichts, tatsächlicher EE-Stromerzeugung und einem vollständigen Erreichen der Ausbauziele gemäß EEG 2030

Bruttostromverbrauch TWh	Untergrenze EE-Erzeugung (TWh) und EE-Anteil (%)	Obergrenze EE-Erzeugung (TWh) und EE-Anteil (%)	Mittelwert EE-Erzeugung (TWh) und EE-Anteil (%)
700	512 (73 %)	575 (82 %)	544 (78 %)
650	512 (79 %)	575 (88 %)	544 (84 %)
600	512 (85%)	575 (96 %)	544 (91 %)

Abbildung 5 zeigt: Eine Verzögerung beim Erreichen der Ausbauziele bis 2030, wie es der Monitoringbericht des BMWF beschreibt², würde bedeuten, dass selbst bei einem Bruttostromverbrauch von 600 TWh das 80 %-Ziel im Mittel nicht erreicht wird.

² Die Werte stellen einen Durchschnitt der Berechnungen aus den dem Monitoring zugrunde liegenden explorativen Szenarien und keine Prognose dar, vgl. Monitoringbericht der Bundesregierung, S. 64

Abbildung 5: EE-Quote bei Berücksichtigung des Strombedarfs im Rahmen des Monitoringberichts, tatsächlichen Volllaststunden und verzögertem Erreichen der Ausbauziele gemäß EEG 2030

Bruttostromverbrauch TWh	Untergrenze EE-Erzeugung (TWh) und EE-Anteil (%)	Obergrenze EE-Erzeugung (TWh) und EE-Anteil (%)	Mittelwert EE-Erzeugung (TWh) und EE-Anteil (%)
700	443 (63 %)	496 (71 %)	469 (67 %)
650	443 (68 %)	496 (76 %)	469 (72 %)
600	443 (74%)	496 (83 %)	469 (78 %)

Aus Sicht des BDEW müssen demzufolge sowohl die Zubauziele als auch die Ausschreibungsvolumina fortbestehen und dürfen nicht im Lichte derzeit vermuteter geringerer Stromverbräuche im Jahr 2030 nach unten korrigiert werden.

Der BDEW fordert daher einen Fortbestand der bestehenden Ausbaupfade und der zu deren Erreichung festgelegten Ausschreibungsvolumina. Zudem müssen die im Windflächenbedarfsgesetz (WindBG) geregelten Flächenziele von 1,4 % bis 2025 und 2 % bis 2032 fortbestehen. Sie beeinflussen unmittelbar die Entwicklung der für die EEG-Ausschreibung infrage kommenden Projektvolumina. Als zusätzliche Flächenoption müssen auch artenarme Forststandorte einbezogen werden.

Gerade bei Windenergie an Land haben die erfreulichen Verbesserungen bei der Genehmigungssituation zu einer Projektpipeline geführt, die auch bei Erhalt der bestehenden Ausschreibungsvolumina einen dynamischen Wettbewerb gewährleistet. Ein kostengünstiger weiterer Ausbau von Windenergie an Land ist also derzeit möglich. Eine Kürzung würde zum Verfall von Genehmigungen führen, da viele Projekte nicht die Chance hätten einen Zuschlag zu erlangen. Dies würde den Industriezweig „Wind an Land“ schwächen mit negativen Auswirkungen auf die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland.

3.6 Stufenweise Einführung einer Pflicht zur Direktvermarktung von EE-Anlagen

Um die Marktintegration der Erneuerbaren Energien voranzutreiben, sollten Neuanlagen auch unter 100 kW ihren Strom künftig verpflichtend direktvermarkten. Dabei ist aus Sicht des BDEW ein stufenweises Einführen der Direktvermarktungspflicht für Anlagen ab 25 kW zielführend, das bis 7 kW abgesenkt wird, wenn gewährleistet ist, dass dort intelligente Messsysteme (iMSys) mit Steuerbox im Massenprozess funktionstauglich eingebaut werden können.

Nur dann ist auch für dieses Anlagensegment ein Zugang zu Direktvermarktern gegeben. Wesentliche Voraussetzung für die Absenkung des Leistungsschwellenwerts für die verpflichtende Direktvermarktung von 100 kW auf 25 und später 7 kW ist auch, dass branchenweit einheitliche, von der BNetzA akzeptierte massengeschäftstaugliche Nachweise nach § 10b Abs. 5 EEG eingeführt sind. Die Sanktionierung von Verstößen gegen § 10b EEG (Vorhalten von Einrichtungen zur marktorientierten Steuerung) aus § 52 EEG 2023 ist aus Sicht des BDEW zu streichen und Nachweise für Fernsteuerbarkeit in einem realistischen Zeitfenster sind zu ermöglichen. Die Erstanmeldung zur Direktvermarktung sollte nicht mehr über das EEG sanktioniert, sondern nur noch in den Marktprozessen (derzeit noch „MPES“) abgebildet werden. Die Praxis hat gezeigt, dass die Mitteilungspflichten der Anlagenbetreiber nach § 21c EEG 2023, die parallel zu den von der BNetzA festgelegten MPES gelten, zu Missverständnissen und Fehlern führen, die seit Inkrafttreten des EEG 2023 mit eigenständigen Strafzahlungen nach § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023 verbunden sind. Klarheit kann diesbezüglich nur geschaffen werden, wenn die MPES sämtliche Veräußerungsformen nach EEG abdecken und § 21c EEG 2023 ohne weitere Bedingungen auf die MPES verweisen würde.

Hintergrund ist, dass mit der Absenkung der Schwelle die Anzahl der betroffenen Anlagen sehr stark ansteigt. Eine stufenweise Absenkung ermöglicht es, diese stark steigende Anzahl der Anwendungsfälle praxisingerecht umzusetzen und dabei auch Abläufe in den Unternehmen unter Berücksichtigung von Lerneffekten zu entwickeln. Auch in der Übergangszeit bis zum Eintreten der Pflicht zur ungeförderten Direktvermarktung sollte keine implizite Vermarktungsrolle der Verteilnetzbetreiber geschaffen werden. Zu beachten ist, dass die Netzbetreiber neben der Abwicklung der für die Direktvermarktung erforderlichen Marktprozesse insbesondere die Neugestaltung der Netzentgeltsystematik („AgNes“), die Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten („MiSpeL“), Regelungen zum Energy Sharing sowie das von der Bundesnetzagentur (BNetzA) geplante zentrale System zur Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten im deutschen Strommarkt (MaBiS-Hub) umsetzen müssen. Die verschiedenen Projekte greifen immer wieder auf die gleichen Ressourcen in den Unternehmen und bei den IT-Dienstleistern zu. Vor diesem Hintergrund sollten die verschiedenen Vorhaben zeitlich aufeinander abgestimmt werden.

Der BDEW schlägt daher vor, dass EE-Anlagen ab einer installierten Leistung von 25 kWp und ab Inbetriebnahme ab dem 01.01.2027 mit einer Übergangsfrist von einem Jahr ab dem 01.01.2028 ihren Strom verpflichtend ungefördert direktvermarkten müssen. Um den Hochlauf der Anwendungsfälle in der praktischen Bearbeitung im Unternehmen gut abwickeln zu können und interne Verfahrensweisen zu etablieren, sollten Neuanlagen unterhalb einer Leistung von 25 kW erst zum 01.01.2030 in die verpflichtende ungeförderte Direktvermarktung überführt werden, da dann die Einführung des MaBiS-Hub sowie die Umsetzung der neuen

Netzentgeltsystematik abgeschlossen sein sollten, welches beide große Transformationsprojekte darstellen und viele Ressourcen in den Unternehmen binden. Aus Sicht des BDEW sollte dabei eine Bagatellgrenze von 7 kW dauerhaft bestehen bleiben, so dass Anlagen unterhalb dieser Leistungsgrenze auch künftig ihren Strom zu den jeweils geltenden Regeln veräußern können. Bereits ab dem 1.1.2027 sollte die gleitende Marktprämie für die Teileinspeisung von PV-Anlagen auf die Höhe des Marktwerts des Überschuss-Stroms abgesenkt werden, so dass Anlagen, die schon vor 2032 in die ungeförderte Direktvermarktung wechseln, einen Vorteil durch die Vermarktung ihres Überschuss-Stroms erzielen können.

3.7 Kosteneffizienzpotenziale bei der Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien

Der aktuelle Fortschritt beim Ausbau Erneuerbarer Energien ist ein Erfolg und das Ergebnis klarer politischer Zielsetzungen, beschleunigter Verfahren und verlässlicher Investitionsbedingungen. Gleichzeitig zeigt sich, dass auch beim weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien Effizienzpotenziale bestehen. Diese zu heben ist entscheidend, um die Transformation des Energiesystems langfristig kosteneffizient zu gestalten.

Der BDEW hat daher Vorschläge vorgelegt, wie sich die Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien effizienter umsetzen lassen – ohne den notwendigen Zubau auszubremsen oder Investitionssignale zu schwächen. Viele der Vorschläge eignen sich für eine Umsetzung in der anstehenden EEG-Novelle und können so unmittelbar Kostensenkungspotenziale heben:

1. **Die EEG-Vergütung für neue kleine und mittlere PV-Dachanlagen bis 100 kWp zur Volleinspeisung kann aus Sicht des BDEW abgeschafft werden**, da dieses Anlagensegment zur Volleinspeisung ohnehin nur noch einen geringen Anteil an der installierten PV-Leistung ausmacht. Diese Anlagen können ihren Strom aber ungefördert direktvermarkten.
2. Um große Dachflächen auf Gebäuden ohne die Möglichkeit zur Eigenversorgung auch weiterhin zu nutzen, empfiehlt der BDEW die **Möglichkeit zur Volleinspeisung über Ausschreibungen für die geförderte Direktvermarktung für PV-Dachanlagen ab 100 kWp. Ausschreibungen für größere PV-Dachanlagen ab 750 kWp** – vorbehaltlich der beihilferechtlichen Genehmigung – sollten ebenfalls fortbestehen. Voraussetzung für die Absenkung der Leistungsgrenze für die Ausschreibung von PV-Anlagen des zweiten Segments ist ein vereinfachtes Verfahren für die Rückerstattung des Projektsicherungsbeitrags nach § 38d EEG.

3. Für PV-Dachanlagen zur Eigenversorgung und Teileinspeisung sollte **die aktuell geltende Festvergütung für die Überschusseinspeisung ab einer Leistung von 25 kWp durch eine Pflicht zur ungefördernten Direktvermarktung ersetzt werden**. Die Schwelle sollte dabei wie oben dargestellt in zwei Stufen abgesenkt werden. Bei der künftigen Anpassung der Förderung der PV-Anlagen mit Eigenverbrauch und Teileinspeisung muss auch das Ergebnis des von der BNetzA geleiteten Prozesses zur Neufestlegung der Netzentgelte berücksichtigt werden. Ein schrittweises Vorgehen sowie Übergangsoptionen können Marktfriktionen vermeiden und gleichzeitig Raum für neue Geschäftsmodelle wie die Kombination mit Speichern oder gemeinschaftlichen Nutzungskonzepten geben. **Bis zur Umsetzung sollte die Gleitende Marktprämie übergangsweise auf die Höhe des Marktwertes des Überschussstroms abgesenkt werden.**
Die Pflicht zur ungefördernten Direktvermarktung sollte allerdings nicht auf Mieterstrom angewandt werden. Diese Projekte verlieren ohne zusätzliche Förderung ihre Wirtschaftlichkeit, weshalb der aktuelle Förderrahmen für Mieterstrom nicht verändert werden sollte.
4. Seit einigen Monaten besteht eine Möglichkeit für **Sonderabschreibungen von PV-Anlagen für Unternehmen gemäß dem Investitionsförderprogramm der Bundesregierung**. Diese neue Maßnahme ist eine weitere Begünstigung der ohnehin wirtschaftlichen PV-Dachanlagen und Hausspeicher. Diese steuerliche Förderung kann aus Sicht des BDEW daher wieder zurückgenommen werden.
5. Strom aus Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA) ist heute unter günstigen Bedingungen wettbewerbsfähig, jedoch besonders in Kombination mit dem sicheren Investitionsrahmen des EEG im Hintergrund. Um weitere PV-Freiflächenpotenziale zu erschließen, sollten **Einschränkungen bei Freiflächenanlagen**, wie die Anlagenzusammenfassung bei Anlagen entlang von Verkehrswegen, **entfallen bzw. angepasst werden**.
6. Die Erzeugungskosten von PV-Freiflächenanlagen sind umso geringer, je größer die Anlage ist. **Im aktuellen EEG liegt die Maximalgröße bei 50 MW**, vorbehaltlich der Genehmigung dieses Schwellenwertes durch die EU-Kommission. Größere Anlagen sollen nicht gefördert werden, da diese von allein wirtschaftlich tragfähig seien. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen haben sich seitdem aber spürbar verändert. Darum sollte diese **Grenze nochmals überprüft und bei Bedarf auf 80 MW angehoben** werden.
7. **PV-Freiflächenanlagen** sind baurechtlich wenig komplex und sollten daher **unbürokratischer als derzeit genehmigt werden**. Ein Beispiel hierfür ist eine Ausweitung der Privilegierung der Vorhaben von derzeit 200 auf 500 Meter entlang von Verkehrswegen. Darüber hinaus würde eine Reform der Erbschaftsteuer auf Flächen mit PV-Freiflächenanlagen für Bürokratieabbau und Planungssicherheit sorgen.

8. Der **Anwendungsbereich der naturschutzfachlichen Mindestkriterien für Solaranlagen**, die nicht ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude angebracht sind, nach § 48 Abs. 6 EEG ist auf Freiflächenanlagen nach Nr. 2 und 3 zu beschränken. Anlagen, die an einer sonstigen baulichen Anlage (z.B. Mauer, Zaun) oder teilweise an einem Gebäude angebracht sind (Nr. 1) oder als „Gartenanlage“ errichtet werden (Nr. 1a), können diese Anforderungen faktisch häufig nicht erfüllen und müssen daher ausgenommen werden. Auch der diesbezügliche BMWK-Leitfaden (Stand: Juli 2024) bezieht sich ausdrücklich allein auf PV-Freiflächenanlagen. Der Anwendungsbereich von § 37 Abs. 1a EEG ist entsprechend anzupassen.
9. Bei Windenergie an Land haben eine **hohe Zahl an Genehmigungsbescheiden** und weiter **rückläufige Verfahrenslaufzeiten** in den meisten Bundesländern zu einer ausreichenden Projektpipeline geführt. Dadurch entsteht in den **Ausschreibungen eine wettbewerbliche Preisfindung**, die bereits zu einem Sinken der EEG-Zuschlagswerte führt. **Diese Entwicklung muss fortgesetzt werden**, um einen geringeren Förderbedarf für Windenergie an Land zu erreichen. Die Ausschreibungsvolumina für Windenergie an Land sollten daher in der aktuellen Höhe fortbestehen. Im Lichte der alleine 2025 erfolgten Neugenehmigungen von über 20 GW und der mittlerweile auf nur noch gut 6 ct/kWh gesunkenen Zuschlagshöhe in den Ausschreibungen könnte das Ausschreibungsvolumen sogar kurzfristig angehoben werden, um das Auslaufen bestehender Projektgenehmigungen zu vermeiden. Sinnvoll wäre beispielsweise, einmalig 10 GW Ausschreibungsmengen zusätzlich in das Ausschreibungsvolumen aufzunehmen, die auch die im Rahmen von NZIA geforderten gesonderten Ausschreibungen umfassen.
10. Das **Recht zur Verlegung von Netzanschlusskabeln zum Netzverknüpfungspunkt** für Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie das **Recht zur Überfahrt und Überschwenkung während der Errichtung und des Rückbaus** gem. §§ 11a, 11b EEG sollte auch auf private Flächen ausgeweitet werden. Insbesondere beim Transport der Rotorblätter für Windenergieanlagen ist ein Überschwenken von (privaten) Grundstücken kaum vermeidbar und von geringer Nutzungsintensität. Duldungspflichten für Leitungen sind beim Stromnetzausbau (§ 12 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)) sowie dem Breitbandausbau (§ 134 Telekommunikationsgesetz (TKG)) üblich und finden bereits seit vielen Jahren Anwendung. Dies wird den Netzanschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen und damit deren Beitrag zur Energieversorgung vereinfachen und deutlich beschleunigen.“
11. Die aktuelle Regelung nach § 36h EEG 2023 schafft einen ökonomischen Anreiz zur Verdichtung von Windparks: Abschattungseffekte durch benachbarte Windenergieanlagen werden bereits im Standortgüternachweis berücksichtigt. **Eine Reform der Kompensation von Windabschattungsverlusten kann dazu beitragen, dass Windenergieanlagen mit größerem Abstand und effizienter zueinander errichtet werden. Die Folge wäre eine**

Absenkung der Förderkosten im EEG-System. Größere Abstände zwischen den Anlagen können allerdings den Gesamtflächenbedarf erhöhen und sollten daher frühzeitig in die strategische Flächenplanung einbezogen werden. **Die Abschaffung des Korrekturfaktors von 50 Prozent im Referenzmodell lehnt der BDEW hingegen ab, da kein Kostenvorteil zu erwarten ist,** zumal die Mehrheit neuer Genehmigungen ohnehin für mittlere und schwächere Standorte erteilt wird: Zwar sänke die höchste Vergütung, wenn nur bis zu einer Standortgüte von 60 Prozent extrapoliert würde. Diese Kostenersparnis für das EEG-Konto würde aber das Auseinanderfallen von Erzeugungszentren in Norddeutschland und Verbrauchszentren in Süd- und Westdeutschland begünstigen, denn die Realisierung vieler Windkraftprojekte in Süd- und Westdeutschland wäre durch die Abschaffung des Korrekturfaktors von 50 Prozent im Referenzmodell nicht mehr möglich. Schon jetzt führt der bisher zu geringe Ausbau der Windenergie in Süddeutschland dazu, dass Stromtransporte über weite Strecken erforderlich werden sowie Netzengpässe verstärkt und damit Netzkosten und Redispatchkosten ansteigen. Der Ausbau wird durch den Fortbestand des Korrekturfaktors 50 % dort priorisiert, wo kein zusätzlicher Netzausbau erforderlich ist, und hoher Verbrauch besteht. Darüber hinaus muss bspw. über eine Südquote die Bezuschlagung von Windprojekten in Regionen mit guter Verfügbarkeit von Stromnetzen deutlich angehoben werden. Allerdings sollte dennoch darauf geachtet werden, dass die Bundesländer in Mittel- und Süddeutschland möglichst windhöffige Standorte ausweisen.

12. Der BDEW unterstützt die übergeordneten **Ziele des Net-Zero Industry Act (NZIA) einschließlich des Erhalts sowie des Aus- und Aufbaus europäischer Produktionskapazitäten** insbesondere für die Energiewende kritische Transformationstechnologien im Bereich der Erneuerbaren Energien (EE) und der Energienetze. Damit der NZIA tatsächlich europäische Hersteller von Netto-Null-Technologien stärkt und ein Level-Playing Field schafft, muss darauf **verzichtet werden, eine hohe Bürokratielast durch eine Vielzahl teils komplexer nicht-preisbezogener Kriterien zu schaffen.** Der BDEW regt daher dringend an, bestehende Herausforderungen durch einen Maßnahmenmix zu adressieren, der Investitionsabsicherungsprogramme, Bürokratieabbau, Förderung, regulatorische Anpassungen und Anreize beinhalten sollte. **Der NZIA allein reicht nicht aus, um die notwendige Resilienz zu schaffen.**
13. **Die Innovationsausschreibung** zur Förderung der mittlerweile ohnehin sehr wirtschaftlichen **Batteriespeicher** kann bei Kombinationsausschreibungen beendet werden. Power-Purchase-Agreements (PPAs) aus PV-Freiflächenanlagen und Batteriespeichern werden auch ohne Förderung nach und nach eine stärkere Rolle im ungeforderten PPA-Markt spielen, da diese Kombination das Marktwertprofil von Strom aus Photovoltaik-Anlagen wesentlich verbessert. Daher ist es entscheidend, dass Batteriespeicher in Kombination

mit EE-Anlagen hinter dem Netzanschlusspunkt durchgehend zugelassen werden müssen. Die freiwerdende Ausschreibungsmenge sollte auf die Ausschreibungsmenge für PV-Freiflächenanlagen aufgeschlagen werden

14. Ein **Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland sollte zunehmend ungefördert im Markt** erfolgen. **Grüne PPAs** sind hierzu ein geeignetes Instrument. Kleinere Unternehmen sind im PPA-Markt hingegen unterrepräsentiert. Ursächlich sind die hohen Anforderungen an die Bonität von Abnehmern für eine langfristige Projektfinanzierung. Das Ausfallrisiko führt zu hohen Risikoaufschlägen, so dass keine wirtschaftlich tragfähige Projektfinanzierung mit langer Laufzeit für kleinere Unternehmen mittlerer Bonität möglich ist. **Daher sollte dieses Risiko aus Sicht des BDEW durch eine staatliche Besicherung abgedeckt werden.** Eine staatliche Besicherung von PPAs kann Kredit- und Ausfallrisiken durch den PPA-Abnehmer sowie das Bonitäts- und Ausfallrisiko für den EE-Betreiber und die finanzierenden Banken abfedern und senkt insgesamt die PPA-Preise. EE-Anlagen mit Stromgestehungskosten von Grünstrom nahe am Preisniveau des Strommarktes, z. B. große Freiflächen-PV-Anlagen, Windenergieanlagen an Land an sehr guten Standorten und unter passenden Rahmenbedingungen Offshore-Windanlagen können dann auch mittelständischen Abnehmern PPAs anbieten.
15. **Strom aus kleinen Biogasanlagen** bleibt wegen der nicht mehr nennenswert reduzierbaren Substratkosten dauerhaft eine vergleichsweise **teure Erneuerbare Energie mit hohen variablen Kosten**. Für eine Anschlussförderung müssen aus der EEG-Vergütung fallende Anlagen eine höhere Flexibilisierung und die Nutzung der Abwärme gewährleisten. **Ein Fortbestand der aktuellen Ausschreibungsbedingungen** führt also ohne weitere Maßnahmen zu einer jährlichen Einsparung an EEG-Förderung und sollte daher aus Sicht des BDEW **beibehalten** werden. Parallel hierzu muss allerdings § 39g Abs. 6 EEG 2023 hinsichtlich der Berechnungsmethodik der Anschlussförderung klarstellend angepasst werden, um weitere Rechtsstreitigkeiten hierzu zu vermeiden und die Perspektive für eine entsprechende Anschlussförderung der Anlagen nicht zu gefährden.
16. Bei **Offshore-Windparks** bestehen erhebliche Einsparpotenziale bei den Kosten der Netzanbindung durch eine verpflichtende **Überbauung in volkswirtschaftlich** sinnvollem Maße. Zudem können die Systemkosten (in €/MWh) durch eine **weniger dichte Bebauung** in der deutschen AWZ und **grenzüberschreitenden Flächenkooperation** mit den Nachbarländern im Nord- und Ostseeraum um circa 11% reduziert werden, ohne die Ausbauziele in Frage zu stellen ([siehe Fraunhofer IWES 2026](#)). Weitere Kostensenkungspotenziale entstehen durch den **koordinierten Weiterbetrieb** bestehender und im Bau befindlicher Offshore-Windparks über 25 Jahre hinaus und eine Verlängerung des **Genehmigungszeitraums auf 35 Jahre** für zukünftige Anlagen ([siehe BDEW-Stellungnahme 2025](#)).

17. Die aktuelle Gesetzeslage sorgt dafür, dass die EEG-Förderung bei Neuanlagen und neu bezuschlagten Anlagen bereits bei viertelstündlichen negativen Börsenstrompreisen entfällt. Das EEG 2023 bietet für Anlagen bis zum Inbetriebnahmejahr 2015 die Möglichkeit, gegen einen Vergütungs-Aufschlag von 0,6 ct/kWh für den verbleibenden Förderzeitraum auf Förder-Zahlungen bei negativen Preisen zu verzichten. Gleiches gilt für jüngere EEG-Anlagen mit einer Leistung unter dem jeweils geltenden Schwellenwert für eine Negative-Preise-Regelung. Um noch mehr Anlagenbetreibern die Möglichkeit zu geben, **zur Verringerung der negativen Preiszeiten beizutragen und damit das EEG-Konto zu entlasten**, sollten aus Sicht des BDEW daher Möglichkeiten für Anlagen der Inbetriebnahmejahre ab 2016 geschaffen werden, für die bereits eine Negative-Preise-Regelung mit längerem Zeitbezug gilt. Sie könnten **gegen eine moderate Anhebung der EEG-Vergütung in den § 51 bzw. 51a EEG 2023 (n.F.) optieren und auf die Vergütung bei negativen Preisen verzichten. Dabei sollte nach Technologien sowie nach Inbetriebnahmejahren differenziert werden. Um die Zeiten negativer Preise wirklich zu verringern, sollten die Betreiber bei negativen Preisen nicht einspeisen dürfen.**
18. **Die durch das EEG 2023 eingefügte, gestufte Sanktionsmechanik des § 52 EEG 2023 führt zu signifikanter bürokratischer Belastung bei Netzbetreibern.** Die Regelung führt zu erheblichen Abwicklungsproblemen v.a. durch eine Sanktionierung mit kleinen Beträgen weit unter dem Verwaltungsaufwand. Dies macht sich insbesondere an den Sanktionszahlungspflichten selbst für Kleinst-Anlagen mit Kleinst-Beträgen von 1,20 Euro/Kalendermonat bemerkbar. Außerdem sieht die Regelung Korrekturabrechnungen für die Vergangenheit vor, weil sich nachträglich die Sanktion geändert hat, ohne dass dies zeitlich limitiert ist. Zu besonders viel unnötigem Aufwand für alle Beteiligten führt die Sanktion bei nicht rechtzeitiger Anmeldung zu einer Veräußerungsform (§ 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023). An deren Stelle sollte die alleinige Ablehnung über die Marktkommunikation bei fristgerechter Anmeldung treten. Im Übrigen hat für kleinere Anlagen hier bereits die Einführung der unentgeltlichen Abnahme und die automatische Zuordnung zu dieser Veräußerungsform bei Nichtmeldung zu sinnvollen Lösungen geführt. Entbürokratisiert wird die Regelung durch eine Streichung der nachträglichen Änderung von Sanktionen bzw. Begrenzung auf das jeweils vorangegangene Kalenderjahr. Hier würde eine einheitliche Strafzahlung bei Pflichtverstößen mit einer Abrechnung pro Monat zu einer erheblichen Entlastung führen. **Es entstünden geringere Belastungen bei Netzbetreibern durch die Anwendung von § 52 EEG 2023 bei Forderungsermittlung und -durchsetzung. Daher schlägt der BDEW die Streichung von § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023 vor.**
19. Aufgrund der **Anforderungen in § 33 Abs. 4 EEG 2012** müssen Marktintegrationslagen (MIM-Anlagen), also grundsätzlich Aufdach-Solarstromanlagen, die ab 1. April 2012 bis 31.

Dezember 2013 in Betrieb genommen worden sind, eine separate Erzeugungsmessung für die entsprechenden MIM-Module haben. Zudem besteht eine Pflicht zum 10%igen Eigenverbrauch. **Eine Verbesserung wäre die Streichung der Vorgabe einer separaten Erzeugungsmessung für entsprechende MIM-Module, um bei Erweiterungen keinen Aufwuchs mehr mit Messkonzepten in der Kaskade entstehen zu lassen** (Generatorzähler wird nach aktuell geltendem EEG nicht mehr benötigt). Damit würde eine vereinfachte Messung (keine Kaskade), eine vereinfachte Abrechnung, eine vereinfachte Anlagenerweiterung und eine Minimierung von Kundenbeschwerden erreicht werden. Zudem schlägt der BDEW die Streichung der gesetzlichen und entsprechend sanktionierten Pflicht eines 10 %-igen Eigenverbrauchs vor. Aufgrund aktueller Tendenzen werden diese Anlagen vorwiegend in Überschusseinspeisung betrieben werden. Entsprechende Regelungen waren im Regierungsentwurf des EnWG-Omnibus-Gesetzes bereits vorgesehen, das aber wegen Bruchs der letzten Regierungskoalition nicht weiterverfolgt worden ist. Der BDEW erwartet daher, dass diese Regelungen in der anstehenden EEG-Novelle berücksichtigt werden.

20. **Die Ausfallvergütung für Anlagen > 100 kW gemäß § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG kann bis zu einer Dauer von 3 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten, max. aber 6 Kalendermonate pro Kalenderjahr, in Anspruch genommen werden.** Die derzeitigen Regelungen zur Direktvermarktung zwingen Netzbetreiber zu sehr komplexen und zeitraubenden Prüf- und Umsetzungsprozessen. Insbesondere hervorzuheben sind folgende Punkte: Die nachträgliche Korrektur der Bilanzkreiszuordnung der Stromeinspeisung einer Anlage in der Direktvermarktung, die sich nach der Inbetriebnahme als nicht förderfähig herausstellt, ist in den Marktprozessen nur zeitlich begrenzt vorgesehen und erfordert regelmäßig aufwändige Einzelfallklärungen zwischen Netzbetreiber und Direktvermarkter. Bei der Ausfallvergütung ist die Überwachung der Fristen und Begrenzungen IT-technisch hochkomplex und in der Umsetzung aufwändig und fehleranfällig. Die Frist zur Mitteilung des erstmaligen Einstiegs in eine Veräußerungsform und die zugehörige Zahlung bei Verstoß gegen diese Frist ist nicht praxisgerecht, da die Bilanzkreisanmeldung erst nach Zählereinbau möglich ist, welcher häufig erst kurz vor der Inbetriebnahme der Anlage erfolgt. **Die Ausfallvergütung sollte sich stattdessen lediglich über eine bestimmte Maximalzahl von aufeinanderfolgenden Monaten erstrecken, die so zu bemessen ist, dass nach der allgemeinen Erfahrung ein Wiedereinstieg in die verpflichtende Direktvermarktung möglich ist.** Regelungen zur Präzisierung der Vorgaben für die Ausfallvergütung waren im Regierungsentwurf des EnWG-Omnibus-Gesetzes bereits vorgesehen, das aber wegen Bruchs der letzten Regierungskoalition nicht weiterverfolgt worden ist. Der BDEW schlägt daher vor, dass diese Regelungen in der anstehenden EEG-Novelle berücksichtigt werden.

21. **Der Netzbetreiber ist gemäß § 36h Abs. 1 i. V. m. § 36j EEG verpflichtet, den anzulegenden Wert für Windenergieanlagen an Land auf Grundlage des Zuschlagswerts und des Korrekturfaktors des Gütefaktors auf Basis eines vom Anlagenbetreiber vorzulegenden Gutachtens zu berechnen.** Der anzulegende Wert muss nach 5, 10 und 15 Jahren überprüft und ggf. auch rückwirkend angepasst werden. Zu viel oder zu wenig geleistete Zahlungen oberhalb einer Bagatellgrenze müssen ausgeglichen werden. Rückzahlungsansprüche des Netzbetreibers müssen verzinst werden. Es ist nicht nachvollziehbar, warum die Berechnung durch den Netzbetreiber erfolgen soll, zumal der Gütefaktor nach § 36h Abs. 3, 4 EEG durch ein vom Anlagenbetreiber zu beauftragendes Gutachten nachgewiesen werden muss. Die Erstellung eines solchen Gutachtens ist für die Validität der Berechnung ausreichend. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass durch die möglichen Zusatzgebote nach § 36j EEG die Komplexität der Berechnung weiter zunimmt. Im Kontext mit der vorgesehenen regelmäßigen Überprüfung nach § 36h Abs. 2 EEG entsteht dem Netzbetreiber ein unnötig hoher Zusatzaufwand und das Risiko, den anzulegenden Wert falsch zu berechnen. **Die Berechnung des anzulegenden Werts sollte daher Bestandteil des Gutachtens zum Nachweis des Gütefaktors sein.** Bezüglich der rückwirkenden Abrechnungskorrekturen im Zuge der turnusmäßigen Überprüfung sollte **zumindest gesetzlich klargestellt werden, dass die ggf. erforderlichen Ausgleichszahlungen nicht als nachträgliche Korrekturen für die vorangegangenen Kalenderjahre im Sinne von § 20 EnFG zu behandeln sind, sondern als zusätzliche Abrechnung im Jahr der Überprüfung des anzulegenden Werts** (d.h. keine Stornierung und Neuabrechnung zurückliegender Abrechnungsjahre). Außerdem sollte auf die **Verzinsung von Rückforderungsansprüchen verzichtet** werden.
22. Die **Förderung für Solaranlagen des ersten Segments darf gemäß §§ 38, 38h, 39 EEG nur ausgezahlt werden, wenn zusätzlich zum erteilten Ausschreibungszuschlag von der BNetzA eine Zahlungsberechtigung ausgestellt wird.** Der Anlagenbetreiber muss bei Gebotsabgabe für Solaranlagen des zweiten Segments einen Projektsicherungsbeitrag an die BNetzA bezahlen, der nach Zuschlagserteilung von der BNetzA an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber überwiesen wird. Der Verteilnetzbetreiber muss nach Inbetriebnahme der Anlage den Projektsicherungsbeitrag dem Anlagenbetreiber auszahlen und kann sich diesen vom Übertragungsnetzbetreiber erstatten lassen. **Hinsichtlich der Zahlungsberechtigung für Solaranlagen des ersten Segments fordert der BDEW künftig eine abschließende Prüfung der Sachlage durch die BNetzA und nicht durch den Netzbetreiber.** Dies gilt insbesondere für die Vorlage einer baulichen Anlage, eines Bebauungsplans und eines Moorbodens. Auch das Verfahren für den Projektsicherungsbeitrag für Solaranlagen im zweiten Segment ist unnötig aufwändig ausgestaltet. Analog zu den bei anderen Ausschreibungssegmenten von den Anlagenbetreibern bei der BNetzA zu hinterlegenden Sicherheitszahlungen sollte die BNetzA auch die Projektsicherungsbeiträge nach

Inbetriebnahme der Anlage wieder unmittelbar dem Anlagenbetreiber erstatten. Hierfür hat der Anlagenbetreiber der BNetzA den Zeitpunkt und den Umfang der Realisierung entsprechend nachzuweisen.

23. Künftig müssen sich **Prosuming-Anwendungen stärker systemdienlich verhalten und benötigen dafür die passenden Rahmenbedingungen**. Der Betrieb von Hausspeichern darf nicht – wie derzeit – einen Anreiz haben, Strom ohne Dämpfung der Mittagsspitze einzuspeichern. Durch Anreize im Zuge des **BNetzA-Festlegungsverfahrens zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL)** könnten auch Speicher nachgerüstet oder im Bestand auf eine systemdienliche Fahrweise umgestellt werden.
24. Anlagen, die nach 20 Jahren aus der EEG-Förderung fallen, erhalten heute eine Anschlussförderung in der Höhe des Börsenpreises, reduziert um die Vermarktungskosten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Die **Anschlussvergütung könnte an eine starke Einspeisebegrenzung zur Mittagszeit gekoppelt werden**. Dazu ist die genaue Beschreibung des technischen Konzepts für die Umsetzung der Einspeisebeschränkung erforderlich.
25. Eine Möglichkeit zur Versorgung von gewerblichen Abnehmern mit Grünstrom sind **Direktlieferungen aus Wind- und PV-Anlagen**. Wird die derzeitige **Obergrenze durch das Erfordernis des „unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs“ im EEG (§ 3 Nr. 16 und § 21b Abs. 4 Nr. 2. a) für EE-Erzeuger und Abnehmer für Direktlieferungen aufgehoben**, werden wesentlich mehr Anwendungen möglich, ohne das Netz mit zusätzlichen Strommengen aus Erneuerbaren zu belasten.
26. Derzeit zählt die **Schaffung einfacher Vergabe- und Auskunftsprozesse für Netzan-schlüsse** zu den zentralen Herausforderungen bei der Transformation unseres Energiesystems.
27. Damit **Kostendämpfungspotenziale im Stromnetz** gehoben werden können, bedarf es angepasster rechtlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen. Der BDEW hat in seinem im Juni 2025 veröffentlichten Papier [„Optionen zur Netzkostendämpfung“](#) dafür eine Reihe an Vorschlägen vorgelegt.
28. Der BDEW erkennt die Notwendigkeit eines **beihilferechtlichen Vorbehalts** im EEG an. Allerdings sollte dieser aus den Erfahrungen mit der Vergangenheit, gerade hinsichtlich des „Solarpaketes 2024“, künftig so ausgestaltet werden, dass die unter Anwendungsvorbehalt gestellten EEG-Regelungen nicht auf diejenigen Anlagen angewandt werden, die vor einer entsprechenden beihilferechtlichen Genehmigung in Betrieb genommen werden bzw. an für einen Ausschreibungstermin vor der Genehmigung ein Gebot abgegeben haben. **Eine rückwirkende Anwendung entsprechender Regelungen ist speziell im Segment der gesetzlichen Förderung zu vermeiden**, weil diese immer einen weiteren

Umsetzungsaufwand bei den Anschluss-Netzbetreibern nach sich zieht. Die beihilferechtlichen Genehmigungen verhindern eine entsprechende Rückwirkung normalerweise nicht, weil sie allermeist nicht darstellen, ob sie auch rückwirkend gelten oder erst für Anlagen mit Inbetriebnahme/Gebotstermin ab Genehmigung.

Ansprechpartnerin

Dr. Ruth Brand-Schock
Geschäftsbereich Erzeugung und Systemintegration
Telefon: +49 30 300199-1310
E-Mail: ruth.brand-schock@bdew.de