

Stellungnahme

Carsten Pfeiffer

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

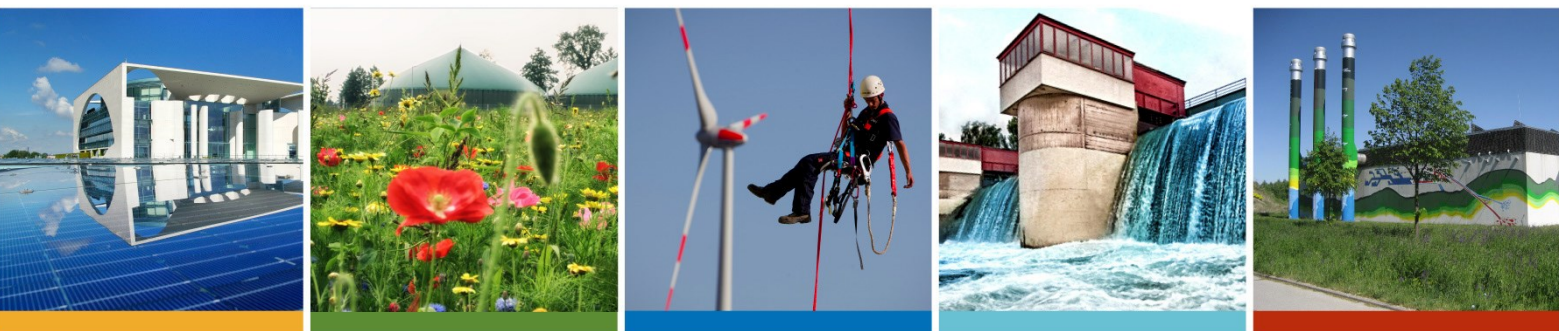
zum Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des
Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des
Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer
energierechtlicher Vorschriften

(Energiesammelgesetz, Drucksache 19/5523)

vom 06.11.2018

Berlin, 16. November 2018



Inhalt

Zusammenfassung der wichtigsten Punkte	3
Fehlendes Mengen- und Zeitgerüst bis zum Jahr 2030 sowie fehlende Anpassung des Erneuerbare Energien Ziels zum Jahr 2030	3
Einbeziehung Erneuerbarer Energien in den Redispatch	3
Innovationsausschreibung: Marktintegration und Netz- und Systemdienlichkeit	4
Kernpunkte Windenergie	4
Kernpunkte Photovoltaik.....	5
Kernpunkte Bioenergie	6
Artikel 1: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	7
Verschiebung des Einspeisemanagements und der Härtefallregelung in das EnWG muss den Einspeisevorrang von Erneuerbaren Energien berücksichtigen.....	8
Ausschreibungsvolumina und Sonderausschreibungen.....	8
Innovationsausschreibung ambitioniert ausgestalten.....	10
Einführung der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung für Windenergieanlagen.....	11
Streichung des 52-GW-Photovoltaik-Deckels im EEG	12
Verzicht auf zusätzliche Photovoltaik-Fördereinschnitte i.H. von rd. 20% zum 1.1.2019....	13
Zahlungsanspruch und Eigenversorgung / Änderung §27a	16
Messung und Schätzung	18
Flexprämie bzw. „Flexdeckel“ gemäß Einigung vom Juni 2018 regeln.....	19
Vorschläge zur Ergänzung von Artikel 1 (EEG)	20
Wechselwirkung der Vergütungsabsenkung bei Photovoltaikanlagen auf Mieterstrom	20
Stabilisierungspfad für Biomasse einführen.....	20
Rechtliche Klarstellung der Anforderungen des Formaldehydbonus.....	21
Artikel 3: Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes	22
Klarheit bei kalkulatorischen Kosten und dem Mindestfaktor schaffen.....	23
Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung.....	25
Keine Unterscheide bei Entschädigungen für Erneuerbare und konventionelle Anlagen ...	25
Transparenz von Festlegungen durch die BNetzA.....	26
Artikel 7: Änderung der Stromnetzzugangsverordnung	26
Bilanzieller und energetischer Ausgleich darf nicht engpassverstärkend sein.....	26

Zusammenfassung der wichtigsten Punkte

Das Energiesammelgesetz verfolgt umfassende energie- und klimapolitische Ziele. Einen wichtigen Punkt stellen diesbezüglich die im Gesetzentwurf enthaltenen Sonderausschreibungen dar. Der BEE hat für Sie eine Reihe von Punkten zusammengestellt, in denen wir aufzeigen möchten, wie das Gesetz bezüglich dieser Ziele verbessert werden kann.

Folgend finden Sie jeweils kurz zusammengefasst die wichtigsten Punkte.

Fehlendes Mengen- und Zeitgerüst bis zum Jahr 2030 sowie fehlende Anpassung des Erneuerbare Energien-Ziels zum Jahr 2030

Im Koalitionsvertrag wurde festgeschrieben, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien beschleunigt werden soll, damit die Klimaschutzziele erreicht werden können. Für das Jahr 2030 wurde das konkrete Ziel von 65% Erneuerbare Energien festgeschrieben. Ein klares Mengen- und Zeitgerüst bis 2030 für die Umsetzung dieser Ziele des Koalitionsvertrages ist jedoch im Gesetzentwurf nicht enthalten. Trotz Sonderausschreibungsmengen bis 2021 ist eine weitere Planungssicherheit bis 2030 nicht gegeben. Da Projekte im Bereich der Erneuerbaren Energie mehrere Jahre Vorlauf haben, drängt die Zeit. Erschwerend kommt hinzu, dass für die Planungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung die Konkretisierungen des 65%-Erneuerbaren Energien-Ziels nicht erkennbar sind.

In der Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) wird in Artikel 6 (3) den Mitgliedsstaaten vorgegeben, dass zumindest für einen Zeitraum von fünf Jahren Planungssicherheit bezüglich des Zeit- und Mengengerüsts für die Ausschreibung von Erneuerbaren Energien gegeben sein muss. Der vorgeschlagene Gesetzentwurf erfüllt diese Pflicht nicht.

Über die Vorgabe der RED II hinausgehend empfehlen wir, ein klares Mengen- und Zeitgerüst bis zum Jahr 2030 für den Ausbau Erneuerbarer Energien und die Abhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030 auf 65% vorzusehen, um allen Akteuren die nötige Planungssicherheit zu geben.

Einbeziehung Erneuerbarer Energien in den Redispatch

Erneuerbare Energien sind in den vergangenen Jahren zur tragenden Säule der Energieversorgung geworden und stellen sich der Verantwortung, die sich hieraus ergibt. So leisten Erneuerbare Energien bereits heute über das Einspeisemanagement ihren Beitrag zum Engpassmanagement. Der heutige Prozess weist jedoch Nachteile auf, denn eine rechtzeitige Information des Betreibers bleibt ebenso aus wie der Ausgleich des betroffenen Bilanzkreises. Dies würde sich laut Gesetzentwurf ändern, sobald Erneuerbare Energien in den Redispatch einbezogen werden. Es muss jedoch sichergestellt sein, dass ein vollständiger Bilanzkreisausgleich erfolgt und unter allen Beteiligten Einigkeit über anzusetzende Kosten und die tatsächliche Einspeisung besteht.

Um den zusätzlichen CO₂-Ausstoß so gering wie möglich zu halten, muss in besonderem Maße sichergestellt bleiben, dass konventionelle Kraftwerke weitgehend abgeregelt sind, bevor eine Einbeziehung von Erneuerbare Energien Anlagen in den Redispatch erfolgt. Ansonsten würde die - durch andere Maßnahmen zu schließende - Lücke zur Erreichung der Klimaziele weiter anwachsen.

Im Gesetzesentwurf wird vorgeschlagen, dies mit Hilfe eines kalkulatorischen Preises zu erreichen, wofür ein sogenannter Mindestfaktor zur Anwendung kommt. Der Mindestfaktor übernimmt die wichtige Aufgabe, den Vorrang für Erneuerbare Energien zu gewährleisten. Er ist daher so zu wählen, dass die Einbeziehung Erneuerbarer Energien nur erfolgt, wenn hierdurch mindestens die 10-fache konventionelle Leistung ersetzt werden kann. Zusätzlich sollte die Einsparung bezüglich der im Jahresdurchschnitt eingesenkten Redispatch-Arbeit (MWh) mindestens 20% betragen.

Innovationsausschreibung: Marktintegration und Netz- und Systemdienlichkeit

Das Volumen der Innovationsausschreibungen anzuheben ist richtig. Es ist jedoch nicht zielführend, die Verordnungsermächtigung mit kleinteilig technischen Anforderungen an das Ausschreibungsdesign zu verengen. Ziel muss es sein, großtechnisch Effizienzgewinne in kombinierten Erneuerbare Energien-Anlagen mit Power-to-X-Anlagen (P2X) und innovativen Vermarktungsmodellen realisierbar zu machen. Der BEE empfiehlt eine ambitionierte, konsistent ausgestaltete Innovationsausschreibung mit jeweils eigenen Spielräumen für möglichst unterschiedliche Anwendungsbereiche. Wir haben erhebliche Bedenken, dass mit der im Entwurf vorgeschlagenen Ausgestaltung der Innovationsausschreibung innovative Anlagen angereizt werden.

Netz- und Systemdienlichkeit soll ein Kernelement der Innovationsausschreibung sein. Dies ist sowohl in der Koalitionsvereinbarung vom 30.10.2018 als auch an mehreren Stellen der Gesetzbegründung des Energiesammelgesetzes festgehalten. Umso verwunderlicher ist es, dass durch die Änderung der Verordnungsermächtigung zur Innovationsausschreibung ein wesentliches Element – die Möglichkeit, Beiträge für einen optimierten Netzbetrieb zu leisten - herausgestrichen wird. Wir empfehlen daher, diese Herausnahme im parlamentarischen Prozess wieder rückgängig zu machen.

Die Begrenzung der Zuschläge der eingegangenen Gebote bei unterdeckten Ausschreibungsrunden stellt keinen Vorteil dar. Dies würde die Anzahl von innovativen Projekten noch weiter reduzieren, anstatt den Wettbewerb innerhalb der Innovationsausschreibung effektiv sicherzustellen. Vielmehr kann der Wettbewerb innerhalb der Innovationsausschreibung mit anderen Mitteln als einer Begrenzung der Menge, z.B. der Vorgabe von Ausschreibungsfeldern, nicht nur transparenter, sondern auch fairer für die innovativen Akteure sichergestellt werden.

Die Vorgabe einer technologieneutralen fixen Marktprämie ist aus unserer Sicht nicht zielführend. Eine fixe Marktprämie in der Innovationsausschreibung sollte nicht vorgesehen werden, da diese Vermarktungsanreize nimmt. Zudem erschwert eine fixe Marktprämie die Integration in die Märkte. Die gleitende Marktprämie reduziert sich in dem Umfang, in dem sich Marktwerte für Erneuerbare Energien erhöhen, z.B. in Folge einer höheren CO₂-Bepreisung. Bei der fixen Marktprämie ist dies nicht der Fall.

Kernpunkte Windenergie

Die aufwachsenden Sonderausschreibungsvolumina 2019, 2020 und 2021 für Windenergie an Land begrüßen wir ausdrücklich. Diese müssen in einem wie oben beschrieben konkreten Zeit- und Mengengerüst bis 2030 münden.

Die bundeseinheitliche Regelung zu bedarfsgerechter Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen ist zielführend, muss aber systemoffen bleiben und mit handhabbaren Übergangsregeln versehen sein. Die im Gesetzentwurf befindlichen Fristen sind zu kurz und die Technologieoffenheit muss ganz klar gewährleistet werden, um den Effekt der Akzeptanzsteigerung wirklich zu erreichen.

Auch der weitere Ausbau der Offshore-Windenergie ist für die Umsetzung des Ausbauziels von 65% Erneuerbare Energien unverzichtbar. Das Mengengerüst für Windenergie auf See sollte auf mindestens 20 GW bis 2030 angehoben werden. Für Offshore-Windenergie sollte eine zusätzliche Ausschreibungs-/Vergaberunde im Jahr 2019 für die noch freien Anschlusskapazitäten bzw. freien Netzkapazitäten an Land in der Größenordnung von bis zu 1,5 GW in der Nord- und Ostsee für den Anschluss weiterer, bereits genehmigter Offshore-Windparkprojekte stattfinden. Für die Realisierung des von der Industrie dringend benötigten nationalen Offshore-Testfeldes muss sehr kurzfristig die Möglichkeit einer gesonderten Netzanbindung geschaffen werden.

Weitere detaillierte Hinweise und Verbesserungsvorschläge bezüglich der Windenergie enthält die Stellungnahme des BWE - Bundesverband Windenergie e.V.

Kernpunkte Photovoltaik

Die 2019 bis 2021 in Aussicht gestellten zusätzlichen Auktionsvolumen für PV-Solarparks sind zu begrüßen. Ohne ein gleichzeitiges Lösen bestehender Deckel und geplanter Ausbaubremsen für neue PV-Anlagen auf Gebäuden sind sie aber weitgehend wertlos, es droht im PV-Gebäudebereich bereits kurzfristig ein weitaus größerer Markteinbruch. Der BEE unterstützt deshalb die nachfolgenden zwei Kernforderungen des Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V. für Verbesserungen am Energiesammelgesetz:

Streichung des 52 GW-Photovoltaik-Deckels im EEG

Im Jahr 2012 wurde - unter dem Eindruck damals noch deutlich höherer Photovoltaik-Systemkosten und einem drei Mal größerem jährlichen PV-Marktwachstum - ein 52 GW-Förderdeckel im EEG eingezogen. Dieser wurde bei der jüngsten Reform des EEG nur für einen kleinen Teil des PV-Marktes beseitigt, der jährlich über Auktionen vergeben wird. 80% des PV-Marktes (insbesondere alle PV-Dachanlagen) unterliegen ihm hingegen weiterhin. Auch nach Ansicht großer Teile der Regierungsfractionen sowie von EEG Gutachtern sollte der inzwischen überholte Förderdeckel im Zuge des Energiesammelgesetzes beseitigt werden, da sonst spätestens im Verlauf des Jahres 2020 Marktprämien oder Einspeisevergütungen auf Null sinken und der Weg in Richtung eines marktbasierten PV-Ausbaus im Gebäudebereich ein abruptes Ende finden wird.

Solarstromanlagen auf Gebäuden werden zwar immer preiswerter, der von der Bundesregierung gewünschte PV-Zubau im Gigawattmaßstab lässt sich jedoch auch zu Beginn der 2020er Jahre voraussichtlich nur mit Hilfe einer Marktprämie bzw. Einspeisevergütung sicherstellen. Auch ohne den 52-GW-Deckel würde der im §49 EEG geregelte und bei den letzten Gesetzesnovellen wiederholt angeschärfte Degressionsmechanismus sicherstellen, dass die Marktprämie im Verlauf der 2020er Jahre kontinuierlich gegen Null sinkt. Weitere Erfolge bei der Kostensenkung von PV-Systemen, aber auch ein Abbau von Marktbarrieren wie z.B. der anteiligen EEG-Umlage auf Solarstrom werden dies ermöglichen. Die Beibehaltung einer scharfen Deckelung der Förderung ist hingegen in keiner Weise nachvollziehbar.

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Nichtanrechnung der Sonderausschreibungen auf die Berechnung des 52 GW-Deckels ist weitgehend wirkungslos, da der Deckel auch ohne Sonderausschreibungen im Verlauf des Jahres 2020 erreicht wird.

Verzicht auf zusätzliche Photovoltaik-Fördereinschnitte i.H. von rd. 20% zum 1.1.2019:

Der Gesetzentwurf sieht zudem eine Sonderabsenkung der gesetzlich bestimmten Vergütung für PV-Dachanlagen mit einer installierten Leistung zwischen 40 kWp und 750 kWp in Höhe von rd. 20% auf 8,33 Cent/kWh ab dem 01.01.2019 vor. Sie soll zusätzlich zu bereits bestehenden ambitionierten Degressionsmechanismen in §49 EEG greifen. Im Falle der Überschreitung der

PV-Ausbauziele der Bundesregierung sehen diese schon jetzt eine Absenkung der Förderwerte für Neuanlagen von monatlich 1 - 2,8% vor und schließen damit eine Überförderung aus.

Die im Gesetzentwurf vorgeschlagenen darüberhinausgehenden Sonderabsenkungen sind deshalb keinesfalls nachvollziehbar. Sie gefährden laufende und künftige PV-Projekte auf gewerblichen Dächern, die mit rund 50% das größte Segment des deutschen PV-Marktes ausmachen. Dieses Segment hat sich in den vergangenen Jahren nur mühsam von den harten Förderkürzungen der EEG-Novellen 2012 und 2014 erholen können, die Umsatzrückgänge im Binnenmarkt von bis zu 90% nach sich zogen. 2018 dürfte erstmals nach fünf Jahren wieder das PV-Ausbauziel der Bundesregierung in Höhe von 2,5 GW/a erreicht werden. Die Zielerreichung steht und fällt aber mit dem von den Kürzungen betroffenen Marktsegment.

Die geplanten drastischen Einschnitte drohen die gerade erreichte Marktbelebung wieder zu nichte zu machen und so das nur mühsam wiedererlangte Investorenvertrauen auf nicht absehbare Zeit zu stören. Es ist davon auszugehen, dass diese Maßnahme erhebliche wirtschaftliche Schäden oder gar Insolvenzen bei den betroffenen Unternehmen der deutschen Solarbranche mit ihren über 30.000 Beschäftigten bewirken wird.

Die darüber hinaus viel zu kurzfristige Regelung greift in für das Jahr 2019 bereits abgeschlossene Planungen – einschließlich abgeschlossener Finanzierungen und ausgelöster Bestellungen - ein. Unbenommen von der grundsätzlichen Ablehnung der Förderkürzung sollten Einschnitte in bestehende Fördermechanismen schon im Sinne des Vertrauensschutzes gegenüber bereits begonnenen Projekten grundsätzlich mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens sechs Monaten geplant werden. Dies dürfte auch im Sinne jüngster EU-Beschlüsse sein, die sich für planbare und verlässliche Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien aussprechen.

Weitere detaillierte Hinweise und Verbesserungsvorschläge bezüglich der Photovoltaik sowie eine Analyse der Angemessenheit und der Auswirkungen von Fördereinschnitten bei PV-Dachanlagen, enthält die Stellungnahme des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.

Kernpunkte Bioenergie

Sicherlich können im laufenden, eilbedürftigen Verfahren nicht die grundlegenden Weichen für die Zukunft der Bioenergie gestellt werden. Gleichwohl sollte zumindest der drängendste Handlungsbedarf adressiert werden:

Im EEG 2017 wird festgehalten, dass die Bundesregierung „rechtzeitig“ einen Vorschlag für die Biomasse-Ausschreibungsvolumina ab 2023 vorlegt. Das Energiesammelgesetz ist der richtige Ort, diese Vorgabe umzusetzen und hinreichend hohe Ausschreibungsvolumina festzulegen. Zumindest aber sollte der Bundesregierung ein verbindliches Datum für eine Festlegung der Ausschreibungsvolumina ab 2023 vorgegeben werden, z.B. bis spätestens Herbst 2019. Die Festlegung der künftigen Biomasse-Ausschreibungsvolumina hat nicht zuletzt entscheidende Auswirkungen auf die Erreichung des 65%-Ziels für das Jahr 2030.

Die Anforderungen für den Formaldehydbonus im EEG 2009 müssen klargestellt werden, um hunderte Bestandsanlagen vor geschäftsgefährdenden hohen Rückzahlungsforderungen zu schützen.

Die Bundesregierung beabsichtigt, die Deckelung der Flexibilitätsprämie auf 1.350 Megawatt (MW) weiter zu entwickeln, so dass einem Betreiber auch nach Ausschöpfung des Deckels 16 Monate verbleiben, seine Anlage auf eine bedarfsgerechte Fahrweise umzurüsten. Im Gegenzug soll die Höhe des Deckels abgesenkt werden. Gemäß dem Entwurf des EEG/KWKG-

Änderungsgesetzes vom 05.06.2018 hatten sich die Regierungsfractionen darauf geeinigt, den Deckel um 250 MW auf 1.100 MW abzusenken. Im Gesetzentwurf sieht die Bundesregierung nun aber eine Absenkung um 350 MW auf 1.000 MW vor. Hier sollte zumindest die Einigung vom Juni beibehalten werden. Alternativ könnte die Zeit, die einem Betreiber nach Ausschöpfen des Deckels verbleibt, von 16 auf 20 Monate erhöht werden.

Weitere detaillierte Hinweise und Verbesserungsvorschläge bezüglich der Bioenergie enthält die Stellungnahme des Fachverband Biogas e.V.

Artikel 1: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Im Koalitionsvertrag wurde festgeschrieben, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien beschleunigt werden soll, damit die Klimaschutzziele erreicht werden können. Für das Jahr 2030 wurde das konkrete Ziel von 65% festgeschrieben. Dieses Ziel muss verbindlich im EEG verankert werden. Es bildet die Basis dafür, dass ein Zeit- und Mengengerüst aufgestellt werden kann.

Ein klares Mengen- und Zeitgerüst bis 2030 für die Umsetzung dieser Ziele des Koalitionsvertrages ist jedoch im Gesetzentwurf nicht enthalten. Trotz Sonderausschreibungsmengen bis 2021 ist eine weitere Planungssicherheit bis 2030 nicht gegeben. In der Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) wird in Artikel 6 (3) den Mitgliedsstaaten vorgegeben, dass zumindest für einen Zeitraum von fünf Jahren Planungssicherheit bezüglich des Mengen- und Zeitgerüsts für die Ausschreibung von Erneuerbaren Energien gegeben sein muss. Der vorgeschlagene Gesetzentwurf erfüllt diese Pflicht nicht.

Ein klarer Ausbaupfad für Erneuerbare Energien soll sowohl Planungsgrundlage für den Netzausbau als auch Planungssicherheit für die Energiebranche geben. Diese Umsetzung des Koalitionsvertrages ist jedoch im Gesetzentwurf nicht enthalten. Stattdessen sind lediglich die Sonderausschreibungsmengen bis 2021 enthalten, so dass ab 2022 keine Planungssicherheit mehr gegeben ist. Über die Vorgabe der RED II hinausgehend empfehlen wir, ein klares Mengen- und Zeitgerüst bis zum Jahr 2030 für den Ausbau Erneuerbarer Energien und die Abhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030 auf 65% vorzusehen, um allen Akteuren die nötige Planungssicherheit zu geben.

Kernaussagen:

- Das im Koalitionsvertrag festgeschriebene Ziel von 65% Erneuerbare Energien im Jahr 2030 wird durch den Gesetzentwurf nicht umgesetzt. Die verbindliche Festlegung des Ziels von 65% Erneuerbare Energien im Jahr 2030 bildet die Basis dafür, dass ein Zeit- und Mengengerüst aufgestellt werden kann.
- Trotz Sonderausschreibungsmengen bis 2021 ist eine weitere Planungssicherheit bis 2030 nicht gegeben. Ein klares Mengen- und Zeitgerüst bis 2030 ist nötig.
- Der Gesetzentwurf erfüllt nicht einmal die in der RED II geregelte Pflicht, zumindest für einen Zeitraum von fünf Jahren Planungssicherheit bezüglich des Zeit- und Mengengerüsts zu geben. (RED II, Artikel 6 (3))

Wir schlagen deshalb folgende Änderung vor:

§ 1 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 wird wie folgt geändert:

Die Worte „55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035“ werden ersetzt durch „65 Prozent bis zum Jahr 2030“

Verschiebung des Einspeisemanagements und der Härtefallregelung in das EnWG muss den Einspeisevorrang von Erneuerbaren Energien berücksichtigen

Erneuerbare Energien sind in den vergangenen Jahren zur tragenden Säule der Energieversorgung geworden und stellen sich der Verantwortung, die sich hieraus ergibt. So leisten Erneuerbare Energien bereits heute über das Einspeisemanagement ihren Beitrag zum Engpassmanagement. Der heutige Prozess weist jedoch Nachteile auf, denn eine rechtzeitige Information des Betreibers bleibt ebenso aus wie der Ausgleich des betroffenen Bilanzkreises. Dies würde sich im Rahmen der Einbeziehung der Erneuerbaren in den Redispatch ändern.

Aus Sicht des BEE sollte allerdings ein Monitoring festgeschrieben werden um die Wirksamkeit zu überprüfen sowie Transparenz zu schaffen und damit die Akzeptanz des Verfahrens sicherzustellen.

Hinweis:

- Die Ausgestaltung der Verschiebungen des Einspeisemanagements und der Härtefallregelung aus dem EEG in das EnWG wird im Kapitel zu „Artikel 3: Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes“ ausführlich diskutiert.

Prüfung von Verweisen aus dem EEG z.B. in das EnWG und Begründungen

Aufgrund der kurzen Zeit zur Bewertung des Gesetzentwurfs können nicht alle Verweise z.B. aus dem EEG in das EnWG eingehen geprüft und bewertet werden. Teilweise ist das Bezugsziel der Verweise umfangreicher, als die vorher innerhalb des EEG verwendeten Bezüge. So wird zum Beispiel laut dem Entwurf vorgesehen, in §11 EEG Absatz 1 Satz 1 die Wörter „vorbehaltlich des § 14“ (Einspeisemanagement lt. EEG 2017) durch die Wörter „vorbehaltlich des § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes“ (Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen) ersetzt. Dies hat zur Konsequenz, dass sich der Verweis auf mehr als auf das verschobene Einspeisemanagement bezieht. An anderen Stellen wird differenzierter verwiesen. Wir empfehlen, die nötigen Verweise hinreichend detailliert auszuführen und zumindest in der Gesetzgebung die Intention des Gesetzgebers jeweils klar darzulegen, besonders wenn der Bezug breit gefasst ist. Rechtsunsicherheiten mit all ihren Folgen für Akteure und auch den Gesetzgeber könnten so vermieden werden.

Kernaussagen:

- Die kurze Zeit zur Bewertung des Gesetzentwurfs lässt es nicht zu, dass alle Verweise z.B. aus dem EEG in das EnWG eingehend geprüft und bewertet werden.
- Nötige Verweise sind hinreichend detailliert auszuführen. Zumindest in der Gesetzgebung soll die Intention des Gesetzgebers jeweils klar dargelegt werden, besonders wenn der Bezug breit gefasst ist.

Ausschreibungsvolumina und Sonderausschreibungen

Im Koalitionsvertrag waren konkret benannte Sonderausschreibungen für die Windenergie an Land und Photovoltaik, sowie ein nicht näher bezeichneter Beitrag der Offshore Windenergie vereinbart. Diese Sonderausschreibungen sollten einen Beitrag liefern, um die Lücke bei den Klimaschutzzielen 2020 zu verkleinern.

Der BEE begrüßt, dass die Sonderausschreibungen nun auf den Weg gebracht werden. Das aufwachsende Ausschreibungsvolumen und die Streckung bis in das Jahr 2021 ist akzeptabel, wenn folgende Bedingungen erfüllt werden:

- Diese Sonderausschreibungen müssen in ein konsistentes Mengen- und Zeitgerüst bis 2030 eingebettet werden.
- Parallel dazu muss gemeinsam mit den Bundesländern die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren massiv vorangetrieben werden.
- Um die Zahl der Ausschreibungsrunden im Rahmen zu halten, sollten zumindest ab 2020 Volumen in bestehenden Runden aufgestockt werden, anstatt sie in zusätzlichen Runden auszuschreiben. Dies reduziert den Aufwand der ausschreibenden Behörde und der Bieter.
- Das Volumen bezuschlagter, aber nicht-realisierter Projekte sowie das aufgrund unzureichender Gebote nicht bezuschlagte Volumen sollten grundsätzlich dem Ausschreibungsvolumen in späteren Runden des Folgejahres wieder aufgeschlagen werden.

Der Bundesverband Windenergie e.V. hatte dazu bereits vorgeschlagen, den § 28 EEG 2017 (Ausschreibungsvolumen) um einen Absatz zu ergänzen, der bestimmt, dass sich das Ausschreibungsvolumen um die Mengen erhöht, die entwertet wurden und die Mengen, die erloschen sind. Eine auf drei Jahre verzögerte erneute Ausschreibung nicht bezuschlagter Volumen würde das Ziel der Mengensteuerung aufweichen und das Erreichen der Ausbauziele verschleppen. Zusätzlich sieht der Gesetzentwurf keine Übertragung der nicht bezuschlagten Mengen aus 2018 nach 2019 vor. Dabei handelt es sich um ca. 370 MW, was eine erhebliche Reduzierung des Sondervolumens bedeutet.

Dass die im Koalitionsvertrag noch unkonkret angekündigte Sonderausschreibung im Bereich der Offshore-Windenergie nicht definiert wurde, ist ein schlechtes Signal. Das Volumen ist entsprechend der Vorschläge der Küstenländer und Interessenvertreter der Offshore-Windindustrie im Rahmen des laufenden Gesetzgebungsprozesses auf 1.500 Megawatt festzulegen und möglichst bereits im Jahr 2019 und 2020 auszuschreiben, um die erwartete Offshore-Windenergie Ausbaudelle möglichst gering zu halten. Nach Aussage der betroffenen Übertragungsnetzbetreiber TenneT und 50Hertz würden dadurch Leerstände bei Netzanschlüssen vermieden und der Strom ließe sich in das Übertragungsnetz integrieren. Mindestens wäre es erforderlich, die freien Netzkapazitäten in Nord- und Ostsee jetzt auszuschreiben und eine Anpassung des Ausbauziels auf 20 Gigawatt im Jahr 2030 vorzunehmen.

Die aufwachsenden Sonderausschreibungsvolumina 2019, 2020 und 2021 für Photovoltaik-Freiflächenanlagen werden ausdrücklich begrüßt. Zusätzlich möchten wir darauf hinweisen, dass auch bei der Durchführung von Sonderausschreibungen aufgrund der Verrechnung von Ausschreibungsmengen zwischen verschiedenen Ausschreibungsrunden oder -typen mindestens im Jahr 2019 zu erwarten ist, dass in der regulären Photovoltaikausschreibung geringe Ausschreibungsmengen zu erwarten sind. Ein konsistentes Mengen- und Zeitgerüst muss es leisten können, dass für die Akteure der einzelnen Technologien Planungssicherheit gegeben ist.

Neue große PV-Dachanlagen (> 750 kWp) erhalten nach Einführung des EEG 2017 nur noch eine Marktprämie, wenn sie an einer Ausschreibung teilnehmen und als Gewinner aus einer Auktion hervorgehen. Die Ergebnisse der letzten vier Auktionsrunden belegen, dass sich das Instrument für die Verbreitung der Gebäude-PV – anders als bei ebenerdigen Solarparks – nicht eignet. Auch große neue PV-Dachanlagen sollten deshalb wieder (wie bereits vor 2017) ohne Teilnahme an Auktionen eine Marktprämie analog der Anlagensegmente < 750 kWp erhalten, deren Höhe nach dem „atmenden Degressionsmechanismus“ bemessen wird.

Innovationsausschreibung ambitioniert ausgestalten

Zu §39j EEG – Innovationsausschreibungen, sowie zu §88d EEG – Verordnungsermächtigung zu Innovationsausschreibungen

Die Verschiebung des Zeitraums für die Innovationsausschreibung ist richtig und nötig, da bisher keine sinnvolle Ausgestaltung der Ausschreibung entwickelt wurde.

Die Einführung von Ausschreibungsdesignelementen, wie das Wegfallen der Härtefallregelung (§39j neu), die Einführung einer fixen Marktprämie, das Wegfallen von Vergütungen bei negativen Preisen (§88d neu Satz 2 a-c) sind an sich noch keine Innovationen. Deshalb lehnt sie der BEE als Innovationsmerkmale ab.

Wir empfehlen eine konsistent und ambitioniert ausgestaltete Innovationsausschreibung über die gesamte Phase der Pilotausschreibung, die auch tatsächliche Innovationen anreizt. Die genannten Instrumentarien reizen noch keinerlei innovative Betriebsweisen an. Entsprechend sind die in der Verordnungsermächtigung enthaltenen Strukturelemente der Bezuschlagung bei Unterdeckung keine Innovation. Grundsätzlich müssen, wenn man dem Ausschreibungsprinzip als wettbewerbliches Preisfindungsinstrument stringent folgt, auch Unterdeckungen von Runden möglich sein, um den Markt auf derlei Entwicklungen reagieren zu lassen. Deshalb sind zu hohe regulative Eingriffsmöglichkeiten seitens der Bundesnetzagentur abzulehnen. Vielmehr kann der Wettbewerb innerhalb der Innovationsausschreibung mit anderen Mitteln als einer Begrenzung der Menge nicht nur transparenter, sondern auch fairer für die innovativen Akteure sichergestellt werden.

§ 39j Absatz 1 Satz 3 EEG 2017 fordert eindeutig dazu auf, Gebote auch für Kombinationen oder Zusammenschlüsse verschiedener erneuerbarer Energien abzugeben. Die besondere Hervorhebung dieses Aspekts in der Verordnungsermächtigung im § 88d Nr. 4 b) (neu) unterstützen wir ausdrücklich. Netz und Systemdienlichkeit sollten Kernelemente der Innovationsausschreibung sein. Dies ist sowohl in der Koalitionsvereinbarung vom 30.10.2018 als auch an mehreren Stellen der Gesetzgebung des Energiesammelgesetzes formuliert worden. Umso verwunderlicher ist es, dass durch die Änderung der Verordnungsermächtigung zur Innovationsausschreibung ein wesentliches Element – der Beitrag von Anlagen zum optimierten Netzbetrieb – herausgestrichen wurde. Wir empfehlen diese Herausnahme im parlamentarischen Prozess wieder zu rückgängig zu machen.

Die Vorgabe einer technologieutralen fixen Marktprämie ist aus unserer Sicht nicht zielführend. Eine fixe Marktprämie nimmt explizit Vermarktungsanreize aus der Ausschreibung.

Wir schlagen deshalb folgende Änderung vor:

Artikel 51

§ 88d Satz 1:

Die Bundesregierung wird ermächtigt durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Innovationsausschreibungen für besonders netz- und systemdienliche Anlagen nach §39j einzuführen;

1.(...)

(...)

e) zu den Zuschlagsverfahren insbesondere Regelungen, die Ausschreibungsvolumen bei Unterzeichnung in Abhängigkeit von der Gebotsmenge reduzieren,“

2. (...)

~~a) für elektrische Arbeit pro Kilowattstunde insbesondere auch durch die Zahlung von technologieneutralen fixen Marktprämien und dem Ausschluss einer Zahlung bei negativen Preisen,~~

~~b) wird a) und c) wird b)~~

3. (...)

a) (...)

b) zu Beiträgen von Anlagen zu einem optimierten Netzbetrieb mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien

~~b) wird c)~~

~~c) wird d) zur besseren Nutzung der Netzanschlusskapazität, insbesondere können von den Anlagenbetreibern auch Zahlungen für Netzkapazitäten verlangt werden,~~

e) zu Beiträgen von Anlagen zur Netzstabilität oder -sicherheit.

~~d) wird f)~~

~~f) wird g)~~

Die vorgeschlagene Änderung in § 88d Nummer 4 Punkt b) unterstützen wir ausdrücklich:

In § 88d Nummer 4 Punkt b) (neu): Mindestanforderungen an die Anlagen stellen, insbesondere auch die Kombination von unterschiedlichen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien untereinander oder mit Speichern vorzuschreiben,

Einführung der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung für Windenergieanlagen

Zu § 9 EEG - Technische Vorgaben

Der BEE begrüßt die Einführung einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK) von Windenergieanlagen. Seit Jahren setzt sich die Windkraft-Branche für dieses Thema ein, da ihr bewusst ist, dass es sich dabei um einen wichtigen Baustein für die Akzeptanz der Energiewende bei den Anwohnern handelt. Den größten Teil der Zeit könnte die sogenannte Befeuern der Anlagen nachts ausgeschaltet sein und sich nur bei Bedarf anschalten, wenn sich ein Luftfahrzeug nähert. Die im Gesetzentwurf enthaltene Regelung ist im Ansatz gut, muss allerdings klar eine Technologieoffenheit und realistische Fristen beinhalten. Außerdem darf eine Verpflichtung zum Einsatz der BNK nur bestehen, wenn eine solche an dem jeweiligen Standort zuvor die erforderliche luftverkehrsrechtliche Genehmigung erhalten hat. Betreiber von Bestandsanlagen müssen die Möglichkeit erhalten, dass bei einer wirtschaftlichen Härte die Umrüstungspflicht ausgesetzt wird.

Änderungsvorschlag und Begründung:

Analog zur Stellungnahme des Bundesverband Windenergie e.V. schlagen wir folgende Änderungen von § 9 EEG (Technische Vorgaben) vor:

„3. Dem § 9 wird folgender Absatz 8 angefügt:

„(8) Betreiber von Windenergieanlagen an Land und auf See müssen ihre Anlagen mit einer Einrichtung zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung ausstatten. Diese Pflicht nach Satz 1 gilt für Windenergieanlagen an Land und auf See, die

1. nach dem ... [einfügen: Tag des Inkrafttretens nach Artikel 20 Absatz 1] in Betrieb gegangen sind, ab dem 1. Januar 2020 und

2. ~~vor~~ zwischen dem 01.01.2006 und dem ... [einfügen: Tag vor dem Inkrafttreten nach Artikel 20 Absatz 1] in Betrieb gegangen sind, ab dem 1. Januar 2021.

Die Pflicht nach Satz 1 kann durch ~~eine~~ den Regelungen der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen, Anhang 6, in der jeweils geltenden Form entsprechende Lösung erfüllt werden. ~~eine~~ Einrichtung zur Nutzung von Signalen von Transpondern von Luftverkehrsfahrzeugen erfüllt werden. Betreiber von Windenergieanlagen nach Satz 2 Nr. 1 kommen ihrer Verpflichtung nach Satz 1 nach, wenn sie innerhalb eines Jahres nach Inbetriebnahme der Windenergieanlagen die projektspezifische gutachterliche Stellungnahme bezüglich der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung bei der Flugsicherungsorganisation nach § 31 b Abs. 1 Satz 1 LuftVG beantragen und die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung unverzüglich umsetzen, sobald ihnen die hierfür erforderliche Genehmigung vorliegt.

Eine Verpflichtung besteht nicht, wenn die für den Einsatz eines Systems zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung am konkreten Standort erforderliche Zustimmung der zuständigen Landesluftfahrtbehörde oder im Fall der Ausschließlichen Wirtschaftszone des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur versagt worden ist.

Von der Pflicht nach Satz 1 kann die Bundesnetzagentur auf Antrag im Einzelfall insbesondere für kleine Windparks Ausnahmen zulassen, sofern die Erfüllung der Pflicht wirtschaftlich unzumutbar ist.

Eine Begründung der vorgeschlagenen Änderungen bzw. Ergänzungen von § 9 EEG ist in der Stellungnahme des Bundesverband Windenergie e.V. enthalten.

Streichung des 52-GW-Photovoltaik-Deckels im EEG

Zu § 49 Absatz 5 EEG – Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus solarer Strahlungsenergie

Im Jahr 2012 wurde – unter dem Eindruck damals noch deutlich höherer Photovoltaik-Systemkosten und einem drei Mal größerem jährlichen PV-Marktwachstum - ein 52 GW-Förderdeckel im EEG eingezogen. Dieser wurde bei der jüngsten Reform des EEG nur für einen kleinen Teil des PV-Marktes beseitigt, der jährlich über Auktionen vergeben wird. 80% des PV-Marktes (insbesondere alle PV-Dachanlagen) unterliegen ihm hingegen weiterhin. Auch nach Ansicht großer Teile der Regierungsfractionen sowie von EEG Gutachtern sollte der inzwischen überholte Förderdeckel im Zuge des Energiesammelgesetzes beseitigt werden, da sonst spätestens im Verlauf des Jahres 2020 Marktprämien oder Einspeisevergütungen auf Null sinken und der Weg in Richtung eines marktbasierten PV-Ausbaus im Gebäudebereich ein abruptes Ende finden wird.

Solarstromanlagen auf Gebäuden werden zwar immer preiswerter, der von der Bundesregierung gewünschte PV-Zubau im Gigawattmaßstab lässt sich jedoch auch zu Beginn der 2020er Jahre

voraussichtlich nur mit Hilfe einer Marktprämie bzw. Einspeisevergütung sicherstellen. Auch ohne den 52-GW-Deckel würde der im §49 EEG geregelte und bei den letzten Gesetzesnovellen wiederholt angeschrägte Degressionsmechanismus sicherstellen, dass die Marktprämie im Verlauf der 2020er Jahre kontinuierlich gegen Null sinkt. Weitere Erfolge bei der Kostensenkung von PV-Systemen, aber auch ein Abbau von Marktbarrieren wie z.B. der anteiligen EEG-Umlage auf Solarstrom werden dies ermöglichen. Die Beibehaltung einer scharfen Deckelung der Förderung ist hingegen in keiner Weise nachvollziehbar.

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Nichtanrechnung der Sonderausschreibungen auf die Berechnung des 52 GW-Deckels ist weitgehend wirkungslos, da der Deckel auch ohne Sonderausschreibungen im Verlauf des Jahres 2020 erreicht wird.

[Verzicht auf zusätzliche Photovoltaik-Fördereinschnitte i.H. von rd. 20% zum 1.1.2019](#)

Zu §48 Absatz 2 Nummer 3 EEG – Solare Strahlungsenergie

Der Gesetzentwurf sieht zudem eine Sonderabsenkung der gesetzlich bestimmten Vergütung für PV-Dachanlagen mit einer installierten Leistung zwischen 40 kWp und 750 kWp in Höhe von rund 20% auf 8,33 Cent/kWh ab dem 01.01.2019 vor. Sie soll zusätzlich zu bereits bestehenden ambitionierten Degressionsmechanismen in §49 EEG greifen. Im Falle der Überschreitung der PV-Ausbauziele der Bundesregierung sehen ist schon jetzt eine Absenkung der Förderwerte für Neuanlagen von monatlich 1 - 2,8% vorgesehen, was eine Überförderung ausschließt.

Die im Gesetzentwurf vorgeschlagenen darüberhinausgehenden Sonderabsenkungen sind deshalb keinesfalls nachvollziehbar. Sie gefährden aktuell in Planung befindliche und künftige PV-Projekte auf gewerblichen Dächern, die mit rund 50% das größte Segment des deutschen PV-Marktes ausmachen. Dieses Segment hat sich in den vergangenen Jahren nur mühsam von den harten Förderkürzungen der EEG-Novellen 2012 und 2014 erholen können, die Umsatzrückgänge im Binnenmarkt von bis zu 90% nach sich zogen. 2018 dürfte erstmals nach fünf Jahren wieder das PV-Ausbauziel der Bundesregierung in Höhe von 2,5 GW/a erreicht werden. Die Zielerreichung steht und fällt aber mit dem von den Kürzungen betroffenen Marktsegment.

Die geplanten drastischen Einschnitte drohen die gerade erreichte Marktbelegung wieder zu nichte zu machen und so das nur mühsam wiedererlangte Investorenvertrauen auf nicht absehbare Zeit zu stören. Es ist davon auszugehen, dass diese Maßnahme erhebliche wirtschaftliche Schäden oder gar Insolvenzen bei den betroffenen Unternehmen der deutschen Solarbranche mit ihren über 30.000 Beschäftigten bewirken wird.

Die darüber hinaus greift die viel zu kurzfristig vorgesehene Regelung in für das Jahr 2019 bereits abgeschlossene Planungen – einschließlich abgeschlossener Finanzierungen und ausgelöster Bestellungen – ein. Unbenommen von der grundsätzlichen Ablehnung der Förderkürzung sollten Einschnitte in bestehende Fördermechanismen schon im Sinne des Vertrauensschutzes gegenüber bereits begonnenen Projekten grundsätzlich mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens sechs Monaten geplant werden. Dies dürfte auch im Sinne jüngster EU-Beschlüsse sein, die sich für planbare und verlässliche Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien aussprechen.

Verzicht auf zusätzlichen Fördereinschnitt aus beihilferechtlicher Sicht möglich

Das EEG beinhaltet schon heute ambitionierte Regelungen zur Degression der Einspeisevergütung gemäß § 49 EEG, zuletzt verschärft im EEG 2017, welche eine Überförderung vermeiden. In diesem Zusammenhang kann die Bundesregierung hier gegenüber der Europäischen

Kommission deutlich machen, dass entsprechende Mechanismen bereits in nationalem Recht enthalten sind und kein zusätzlicher Regelungsbedarf besteht. So sinkt die Förderung für PV-Neuanlagen aktuell bereits um monatlich 1%, obwohl sich die PV-Nachfrage in Deutschland 2018 erstmals seit fünf Jahren im angestrebten Ausbaukorridor der Bundesregierung bewegt.

Änderungsvorschlag und Erläuterung:

Analog zur Stellungnahme des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. schlagen wir daher folgende Änderung bezüglich des Verzichts auf Förderkürzung vor:

Auf die im Gesetzentwurf des Energiesammelgesetzes unter Punkt 17 geplanten Änderung von § 48 Absatz 2 Nummer 3 EEG im Zusammenhang mit der geplanten einmaligen Zusatzabsenkung auf 8,33 Cent je kWh wird verzichtet. Damit erübrigt sich auch die in Punkt 18 a Energiesammelgesetz geplante Änderung von § 49 Absatz 1 Satz 1.

Kritik an Berechnungsgrundlagen der EEG Gutachter

Die Einschätzung einer Überforderung von PV Dachanlagen zwischen 40 kWp und 750 kWp beruhen auf dem Erfahrungsbericht zum EEG von ZSW und Bosch u. Partner (*Zwischenbericht für das Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie von Februar 2018 sowie eines Updates im Oktober 2018*), beauftragt durch das BMWi. Der BEE teilt die Einschätzung des Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar), dass die angenommenen Berechnungsparameter in vielen wesentlichen Punkten nicht nachvollziehbar sind und weist hiermit insbesondere auf folgende Unstimmigkeiten hin:

Systemkosten werden tendenziell zu niedrig angesetzt

In der Methodik der Gutachter zur Ermittlung der Systempreise wurde offenbar hauptsächlich von der Modulpreisentwicklung auf die Systempreisentwicklung geschlossen. Diese Herangehensweise ist jedoch anzuzweifeln, da PV-Module in der Regel nur etwa 30% der Systemkosten abbilden. Darüber hinaus kann der BSW-Solar die angenommenen Preissenkungen der Systemkosten nicht bestätigen. Der Verband führt bereits seit vielen Jahren quartalsweise eine Preiserhebung der Systeme unter hunderten unterschiedlichen Marktteilnehmern durch. So zeigen sich auf Basis der Erhebung eines Preisindex des BSW-Solar sich deutliche Unterschiede zu den von Studiennehmern des BMWi. Die erhobenen Mittelwerte liegen pro kWp gut 100 EUR über den Annahmen der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Tatsächlich gleicht der Degressionsmechanismus des atmenden Deckels, die durch Vergütungskürzung induzierten Preisnachlässe bei PV Modulen bereits aus. Wird die Vergütungsabsenkung auf Preisnachlässe bei PV Modulen übertragen, müsste der Modulpreis ca. um 70 EUR/kWp fallen. Vor dem Hintergrund des bestehenden Degressionsmechanismus des atmenden Deckels von 1% müssten Modulpreise allein aus diesem Grund monatlich um etwa 10 EUR/kWp fallen, um eine gleichbleibende Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems zu gewährleisten. Das EEG beinhaltet also schon heute ambitionierte Regelungen zur Degression der Einspeisevergütung gemäß § 49 EEG, zuletzt verschärft im EEG 2017, welche eine Überförderung vermeiden.

Zudem sei hier noch angemerkt, dass die Vergleichsrechnung (vgl. S.4 Hintergrundpapier BMWi) zum 01.01.2019 bereits veraltete Vergütungssätze aus dem Oktober 2018 zugrunde legt. Insofern ergibt sich defacto eine noch stärkere Vergütungsdegression wie angegeben.

Zudem sind weitere wesentliche Systemkosten von anderen Faktoren abhängig. Ein Zusammenhang ist hier anhand der unterschiedlichen Verfügbarkeiten und Interdependenzen mit anderen Wirtschaftszweigen nur schwer nachzuvollziehen.

Betriebskosten werden zu niedrig angesetzt

Zusätzlich zu Pachtkosten im Rahmen von Direktlieferungen werden gegenwärtig steigende Betriebskosten für Wartung, Zinsen und zusätzliche Betreiberpflichten beobachtet. Die Lohnkosten nehmen in einem angespannten Arbeitsmarkt bei Hochkonjunktur der Bauwirtschaft einen immer größeren Teil der Gesamtkosten ein. Die vom BMWi mit 1,5 % angesetzten Betriebskosten sind deshalb zu gering. Nach Einschätzung von Banken können diese sich insbesondere bei Pachtanlagen auf 3 bis 3,5 % belaufen.

Der BEE verweist an dieser Stelle auf die ausführliche Kritik der Berechnungsmethodik in der Stellungnahme des Bundesverband Solarwirtschaft e.V.

Vertrauensschutz und Planungssicherheit müssen gewahrt werden

Unbenommen von der grundsätzlichen Ablehnung der Förderkürzung sollten relevante Einschnitte in bestehende Fördermechanismen schon im Sinne des Vertrauensschutzes gegenüber bereits begonnenen Projekten einen Vorlauf von einem Jahr möglichst nicht unterschreiten. Die aktuell geplante Sonderkürzung soll hingegen bereits zum 1.1.2019 greifen und gewährt damit nur wenige Wochen Vorlauf, was den Vertrauensschutz in gesetzliche Regelung aufs massiv verletzt.

So greift die viel zu kurzfristige Regelung schon jetzt in für das Jahr 2019 bereits abgeschlossene Planungen ein, einschließlich abgeschlossener Finanzierungen und ausgelöster Bestellungen. Bereits abgeschlossene Verträge können teilweise nicht mehr erfüllt werden, erhebliche Schadenersatzforderungen drohen, die zur Insolvenz von Unternehmen führen können. Unternehmen die in andere Geschäftsfelder ausweichen können, z.B. Unternehmen des Elektrohandwerks, werden nach derartigen negativen Erfahrungen über viele Jahre große Bedenken haben, Photovoltaikprojekte umzusetzen. Schon jetzt stellen Kapazitäten im Handwerk einen gefährlichen Flaschenhals der Energiewende dar.

Ein großer Teil der bereits laufenden Projekte werden nicht rechtzeitig zum 31.12.2018 fertig gestellt werden können. Dagegen sprechen schon allein Gründe wie z.B. Lieferzeiten und Handwerkerkapazitäten sowie rechtliche Gründe wie z.B. die Regelungen über die Anlagenzusammenfassung und witterungsbedingte Verzögerungen. In diesem Sinne untergräbt die kurzfristige Maßnahme Bestands- bzw. Vertrauensschutz der Marktakteure.

Eine Übergangsvorschrift könnte als § 100 Abs. 9 (neu) des zu ändernden EEG eingefügt werden. Berücksichtigt wird hier zudem eine Übergangsregelung zur Berechnung des atmenden Deckels, um etwaige Vorzieheffekte zu vermeiden:

Änderungsvorschlag und Erläuterung:

Analog zur Stellungnahme des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. schlagen wir daher folgende Übergangsregelung vor:

Die Übergangsvorschrift könnte als § 100 Abs. 9 (neu) des zu ändernden EEGs eingefügt werden. Vorgeschlagen wird folgender Wortlaut:

§ 100 Abs. 9 (neu)

„Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden vor dem 1. Juli 2019 nach § 3 Nummer 30 in Betrieb genommen worden sind, gilt anstelle des § 48 Abs. 2 Nr. 3 das Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2018 geltenden Fassung.“

Artikel 1, Nummer 18 a) des Gesetzesentwurfes wird abweichend vom bisherigen Entwurf wie folgt gefasst:

Artikel 1, Nummer 18 a)

In Absatz 1 Satz 1 werden nach der Angabe „§ 48“ die Wörter „Absatz 1 und Absatz 2 Nummer 1 und 2 und die Wörter „und der anzulegende Wert nach § 48 Abs. 2 Nr. 3 verringert sich sechs Monate nach Ablauf der Frist nach § 100 Abs. 9“ eingefügt.

Zahlungsanspruch und Eigenversorgung / Änderung §27a

Zu § 27a EEG 2017 – Zahlungsanspruch und Eigenversorgung

Die derzeitige Ausgestaltung der Regelung führt zu einem für alle Energieträger zu existenziell bedrohlichen Risiken, welche nicht notwendig sind, um den Regelungszweck zu erreichen. Zum anderen macht die Regelung Investitionen in Messeinrichtungen notwendig, die in aller Regel völlig unverhältnismäßig sind. Durch die folgend vorgeschlagenen Ergänzungen können diese Risiken abgebaut und Investitionen auf ein verhältnismäßiges Maß zurückgefahren werden. Dabei stellen die Ergänzungen weiterhin sicher, dass das Regelungsziel nicht gefährdet wird.

§ 27a EEG 2017 verbietet die Nutzung des selbst erzeugten Stroms zur Eigenversorgung, damit möglichst viel Strom der EEG-Umlage unterliegt. Ausgenommen ist jedoch Strom, der in enumerativen Fällen verwendet wird. Diese Ausnahme ist schon deshalb notwendig, um nicht eine völlig überzogene Zählerinfrastruktur aufzubauen.

Berücksichtigt man die Stromverbräuche von Erneuerbare Energien-Anlagen in der Praxis, ist festzustellen, dass oft völlig unklar ist, ob es sich um eine privilegierte oder nicht-privilegierte Nutzung handelt. So ist beispielsweise unklar, wie der Strom für die Beleuchtung der Anlage oder für eine Kamera zur Überwachung bewertet werden muss. Ist der Stromverbrauch privilegiert, kann auch die Beleuchtung und die Kamera über selbst erzeugten Strom, für dessen Erzeugung die Beleuchtung und die Kamera notwendig sind, genutzt werden. Ist dieser Stromverbrauch jedoch nicht-privilegiert, muss beispielsweise für jede Beleuchtungseinrichtung ein Zähler installiert werden, welcher jede Viertelstunde erfasst und in aller Regel mehrere 100 € kostet. Zudem müsste dieser Strom von Dritten bezogen werden. Wird § 27a EEG 2017 verletzt, indem beispielsweise ein Mobiltelefon geladen wird, steht die komplette Vergütung für die Anlage auf dem Spiel. Es wird daher vorgeschlagen, dass die erlaubten Eigenverbräuche gesetzlich und mittels der Begründung genau bestimmt werden. Zudem sind die Verbräuche zu erfassen, die zur Stromerzeugung notwendig sind.

Änderungsvorschlag und Erläuterung:

Wir schlagen daher folgende Änderung des § 27a EEG (Zahlungsanspruch und Eigenversorgung) vor:

*Die Betreiber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibung ermittelt worden ist, dürfen in dem gesamten Zeitraum, in dem sie Zahlungen nach diesem Gesetz in Anspruch nehmen, den in ihrer Anlage erzeugten Strom nicht zur Eigenversorgung nutzen. Ausgenommen **von dem Nutzungsverbot nach Satz 1** ist der Strom, der verbraucht wird*

1. *durch die Anlage oder andere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind,*
2. *in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage oder anderer Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind,*
3. *zum Ausgleich physikalisch bedingter Netz- und Umspannverluste,*
4. *in den Stunden, in denen der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion negativ ist, oder*
5. *in den Stunden, in denen die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung nach ~~§ 14 Absatz 1~~ § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes reduziert wird.*

Zu den Neben- und Hilfsanlagen nach Satz 2 Nr. 2 gehören insbesondere Anlagen zur Sicherung und Beleuchtung, Einrichtungen für Reparatur-, Service- und Wartungsarbeiten sowie Verbrauchseinrichtungen, die sich in der Anlage selber befinden und in einer Zweckbeziehung zur Anlage selbst stehen sowie insbesondere auch Anlagen im unmittelbaren räumlichen Umfeld zur Annahme, Messung, Vorbereitung, Hygienisierung, zum Transport und zur Produktion der Energieträger sowie Einrichtungen im unmittelbaren räumlichen Umfeld zur Einbringung, Analyse, Steuerung und Überwachung und auch zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien sowie der Verbringung von Gärresten und Einrichtungen zur Gärrestnachbereitung.

In der Gesetzesbegründung sollten folgende Erläuterungen aufgenommen werden:

Anlagen zur Sicherung und Beleuchtung:

Viele Anlagen werden beispielsweise durch mit Strom betriebene Rolll Tore, durch eine Beleuchtung und Kameras geschützt und überwacht.

Einrichtungen für Reparatur-, Service- und Wartungsarbeiten:

Für Reparatur, Wartung und Service wird in vielen Fällen der Strom von den Stromerzeugungsanlagen bezogen (z.B. Rotorblattbefahranlage bei Windkraftanlagen, elektrisches Werkzeug).

Verbrauchseinrichtungen innerhalb der Anlage:

Mit Strom betriebene Verbrauchseinrichtungen in der Stromerzeugungsanlage, die in einer Zweckbeziehung zur Anlage selbst stehen (z.B. Fahrstuhl in einer Windenergieanlage, Innenbeleuchtung einer Windenergieanlage, Hindernisbefeuerung, Generator- und Rotorblattbeheizung, Rührwerke, Not-BHKW).

Anlagen zur Annahme der Energieträger zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien:

Mit Strom betriebene Einrichtungen zur Verbringung von Stoffen (Greifarme, Schnecken, elektrische Lader, Pumpen, Förderbänder etc.).

Anlagen zur Messung der Energieträger zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien:

Strom für Mess- und Analyseeinrichtungen und die Einrichtung zur Abrechnung etc.

Anlagen zur Vorbereitung der Energieträger zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien:

Einrichtungen, die die Substrate vorbereiten, indem sie diese beispielsweise zerkleinern, sieben oder mischen etc.

Anlagen zur Hygienisierung der Energieträger zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien:

Abfälle müssen teilweise hygienisiert werden. Die dazu notwendige Wärmebereitstellung erfolgt in der Regel über die Wärmeabgabe von BHKW. Gleichwohl brauchen auch diese Hilfsanlagen Strom.

Verbringung von Gärresten:

Stromverbräuche, die in und direkt an der Anlage zur Verbringung der Gärreste anfallen (z.B. Pumpen oder Schnecken, die Gärreste aus den Lagern verbringen).

Einrichtungen zur Gärrestnachbereitung:

Teilweise wird die Gärrestnachbereitung durch das EEG gezielt gefördert. Sie ist nur schwer trennbar mit der Energieerzeugung verbunden. Hier können beispielsweise Strommengen für den Betrieb der Aggregate wie Separatoren, Trockner und Verdampfer anfallen.

Messung und Schätzung

Zu § 62a EEG – Messung und Schätzung

Die Einführung einer Schätzungsmöglichkeit in § 62a stellt eine wichtige und sachgerechte Weiterentwicklung der Vorschriften um die EEG-Umlage dar. Eine Überprüfungspflicht durch einen Wirtschaftsprüfer ist dabei aber nicht notwendig. Für die Beantwortung der Frage, ob eine Messung oder Schätzung sachgerecht ist, ist ein Netzbetreiber geradezu prädestiniert. Ein Wirtschaftsprüfer verfügt dagegen nicht über das dazu notwendige rechtliche und technische Wissen. Zudem erscheint es fragwürdig, als Prüfungsinstanz eine nicht geeignete Berufsgruppe einzusetzen, die Stundensätze abrechnet, die weit über 300,- € pro Stunde liegen.

Bei der Abfassung des EEG ist der Gesetzgeber in der Vergangenheit immer davon ausgegangen, dass sich Strommengen messen lassen, Zählleinrichtungen nie ausfallen und der notwendige Wert zumindest über die vier Grundrechenarten berechnet werden kann. Die Praxis und die Technik zeigen jedoch, dass sich vor allem geringe Strommengen schon aufgrund der Verkehrsfehlergrenzen der Zähler kaum sinnvoll messen lassen. Darüber hinaus ist festzustellen, dass insbesondere die EEG-Umlage mit der Vorgabe, in Zyklen von 15 Minuten zu bilanzieren, Vorgaben aufstellt, die so hohe Kosten verursacht, dass sie zu den bilanzierenden Strommengen in keinem vernünftigen Verhältnis mehr stehen.

Des Weiteren ist der Gesetzgeber in der Vergangenheit davon ausgegangen, dass sich über geeichte Messeinrichtung ermittelte Werte nutzen lassen, um Differenzen, Summen etc. zu bilden. Dies ist jedoch eichrechtlich verboten. So besteht derzeit beispielsweise rechtlich keine Möglichkeit, den von einem Zähler geeicht ermittelten Wert von dem über einen anderen Zähler ermittelten Wert abzuziehen, um die Differenz zu ermitteln.

Zusammenfassung:

- Die Einführung einer Schätzungsmöglichkeit wird sehr begrüßt. Die Überprüfungspflicht durch einen Wirtschaftsprüfer ist dabei aber nicht notwendig.
- Die Schätzungsmöglichkeit unter den Vorbehalt einer Nachprüfung durch einen Wirtschaftsprüfer zu stellen, ist nicht sachgerecht. Wirtschaftsprüfer besitzen das dafür notwendige Wissen nicht. Zudem sind diese auch nur begrenzt geeignet, um den rechtlichen Rahmen zu ermitteln und anzuwenden. Berücksichtigt man, dass es in aller Regel um geringe Stromverbräuche geht, ist eine Testierung durch Wirtschaftsprüfer völlig unverhältnismäßig.

- Die Entwicklung und Überprüfung von Messkonzepten gehört zu dem täglichen Aufgabengebiet eines Netzbetreibers. Daher bedarf es keiner Überprüfung durch einen Wirtschaftsprüfer. Wir schlagen deshalb vor, von einem Überprüfungsrecht abzusehen.

Flexprämie bzw. „Flexdeckel“ gemäß Einigung vom Juni 2018 regeln

Zu Nr. 55 des Gesetzentwurfs

Für eine flexible, bedarfsgerechte Energieerzeugung müssen die Betreiber von Biogasanlagen umfangreiche Investitionen in eine Erhöhung der installierten Leistung sowie in Gas- und Wärmespeicher tätigen. Zur Finanzierung dieser Investitionen sieht das EEG für Bestandsanlagen die „Flexibilitätsprämie“ vor. Die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist im EEG auf insgesamt nur 1.350 MW gedeckelt. Eine Anlage kann den Anspruch auf die Flexibilitätsprämie aber erst nach Abschluss der Investition geltend machen. Ist der Deckel für die Flexibilitätsprämie („Flexdeckel“) zu diesem Zeitpunkt ausgeschöpft, erhält die Anlage keine Zahlungen mehr und kann die Investition nicht refinanzieren.

Der Flexdeckel ist heute mit 736 MW zu 55 Prozent ausgeschöpft (Stand: Ende August 2018). Wenn die Flexibilisierung des Anlagenbestands im jetzigen Tempo voranschreitet (ca. 25 MW/Monat), ist der Deckel bereits im Herbst 2020 vollständig erreicht. Die Umrüstung einer Anlage auf die bedarfsgerechte Fahrweise benötigt in der Regel 1 bis 2 Jahre. Anlagenbetreiber, die jetzt flexibilisieren möchten, riskieren also, dass sie Investitionen in Millionenhöhe tätigen, aber nicht refinanzieren können. Aufgrund dieser Situation können Betreiber schon heute kaum noch flexibilisieren, da auch die Banken dieses Risiko erkannt haben und bereits heute keine Kredite für die Flexibilisierung vergeben.

Im Entwurf des EEG/KWKG-Änderungsgesetzes vom 5.6.2018 war dazu auch eine Regelung enthalten (Nr. 39). Danach hätte, auch wenn der Deckel erreicht ist, ein Anlagenbetreiber noch 16 Monate Zeit gehabt, seine Flexibilisierung abzuschließen und dann die Prämie in Anspruch zu nehmen. So könnte ein Betreiber die Risiken seiner Investition genau abschätzen. Der BEE begrüßt sehr, dass die Bundesregierung dies auch in ihren Entwurf des Energiesammelgesetzes vom 5.11.2018 aufgenommen hat.

Allerdings hat es eine signifikante Änderung gegeben: In dem Entwurf des EEG/KWKG-Änderungsgesetzes hat die Bundesregierung bereits den Flexdeckel von 1.350 MW auf 1.100 MW abgesenkt (also um 250 MW). In dem Entwurf des Energiesammelgesetzes ist nun jedoch von einer Absenkung auf 1.000 MW die Rede – dies entspräche einer Absenkung um 350 MW gegenüber dem ursprünglichen Deckel. Aus Sicht des BEE ist die Deckelung der Flexprämie generell nicht sinnvoll, da diese behindert, dass Biogasanlagen sich für ihre Rolle im Energiesystem der Zukunft rüsten. Doch davon abgesehen geht die nun vorgesehene Verringerung des Deckels um 350 MW über die Einigung der Regierungsfractionen vom Juni hinaus und widerspricht damit der getroffenen Vereinbarung.

Zusammenfassung:

- Es sollte zumindest die Einigung zur Flexibilitätsprämie vom Juni¹ beibehalten werden, d.h. eine Festlegung des „Flexdeckels“ in Höhe von 1.100 MW.
- Alternativ könnte die Zeit, die einem Betreiber nach Ausschöpfen des Deckels verbleibt, von 16 auf 20 Monate erhöht werden.

¹ Entwurf des EEG/KWKG-Änderungsgesetzes vom 5.6.2018

Vorschläge zur Ergänzung von Artikel 1 (EEG)

Zusätzlich zu den im Gesetzentwurf enthaltenen Vorschlägen sollten folgende Punkte im Rahmen des Energiesammelgesetzes im EEG geregelt werden:

Wechselwirkung der Vergütungsabsenkung bei Photovoltaikanlagen auf Mieterstrom- und Bürgerenergieprojekte

In die Photovoltaik-Leistungsklasse 40 bis 750 kW fällt auch ein Großteil der im Rahmen von Mieterstromprojekten durch Bürgerenergiegesellschaften realisierten Anlagen. Aufgrund der Fördersystematik für Mieterstrom würde sich durch die Reduzierung der Einspeisevergütung die Mieterstromförderung in Projekten in diesem Segment automatisch um bis zu 60 Prozent reduzieren. Die im Entwurf vorgesehene Vergütungsabsenkung würde den ohnehin viel zu schwachen Mieterstrom-Sektor weiter massiv schwächen und nicht nur in Vorbereitung oder Errichtung befindliche Projekte, sondern auch künftige Vorhaben im Rahmen der Mieterstromförderung oder der Bürgerenergie in ihrer Umsetzung verhindern. Zumindest muss die Wechselwirkung auf den Mieterstromzuschlag im Rahmen des Gesetzentwurfs in der Art adressiert werden, dass sich keine weiteren Verschlechterungen bei der Förderung von Mieterstrom gegeben sind.

Zusammenfassung:

- In im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Fördereinschnitt Werte bei Photovoltaikanlagen gefährden viele Mieterstromprojekte im Sinne der Mieterstromförderung in erheblichem Maße. Eine weitere Verschlechterung die Mieterstromförderung muss daher mit geeigneten Mitteln ausgeschlossen werden.

Stabilisierungspfad für Biomasse einführen

Zumindest verbindliches Datum für Verlängerung der Biomasse-Ausschreibungsvolumina festlegen

Im EEG 2017 wird festgehalten, dass die Bundesregierung „rechtzeitig“ einen Vorschlag für die Biomasse-Ausschreibungsvolumina ab 2023 vorlegt. Nach Ansicht des BEE ist das Energiesammelgesetz der richtige Ort, diese Vorgabe umzusetzen. Um die Stromerzeugung aus Biomasse zumindest auf dem heutigen Niveau zu bewahren sind zumindest folgende Ausschreibungsvolumina notwendig:

Jahr	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Insg.
MW inst.	300	500	500	1.000	1.000	1.500	1.500	2.000	8.300

Da die Stromerzeugung aus Biomasse dabei nicht ausgeweitet wird, sollte hier nicht von einem „Ausbaupfad“, sondern von einem „Stabilisierungspfad“ gesprochen werden.

Falls in der Kürze der Zeit die Festlegung eines solchen Stabilisierungspfads nicht möglich ist, sollte zumindest im EEG ein verbindliches Datum festgelegt werden, bis zu dem die Bundesregierung die Ausschreibungsvolumina für die Zeit ab 2023 festzuschreiben hat. Analog zu der entsprechenden Vereinbarung für Wind- und Solarenergie würde sich dafür Herbst 2019 anbieten. Die Festlegung der künftigen Biomasse-Ausschreibungsvolumina hat entscheidende Auswirkungen auf die Erreichung des 65-Prozent-Ziels für 2030.

Rechtliche Klarstellung der Anforderungen des Formaldehydbonus

Mit dem EEG 2009 wurde der „Formaldehydbonus“ für Strom aus Biogas eingeführt. Dieser setzt voraus, dass die stromerzeugende Anlage nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) genehmigungspflichtig ist. Mehrere hundert Anlagen, die mit der Inbetriebnahme lediglich nach dem Baurecht genehmigungspflichtig waren, sind später nach dem BImSchG genehmigungspflichtig geworden. Aufgrund dieser neuen Genehmigungsbedürftigkeit haben dann viele Anlagen den Formaldehydbonus erhalten, die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme keinen Anspruch auf den Bonus hatten.

Entgegen der Vorinstanz hat nun das OLG Stuttgart entschieden, dass es hinsichtlich der Bonusgewährung auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme ankäme – diese Anlagen also dennoch keinen Anspruch auf den Bonus hätten. Diese Argumentation ist nicht nachvollziehbar. Mit Sicherheit ist der Gesetzgeber bei der Abfassung des Gesetzes davon ausgegangen, dass die Vergütungsansprüche sich mit der Änderung des Anlagenkonzepts ändern können, unabhängig vom Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme.

Diese Sache bedarf einer umgehenden rechtlichen Klarstellung. Jedoch kann die Biogasbranche nicht auf eine Klarstellung durch den BGH warten. Trotz der schwachen Begründung des OLG Stuttgart zahlen aktuell einige Netzbetreiber den Bonus zum Teil nicht mehr aus oder stellen sogar Rückzahlungsforderungen für die vergangenen drei Jahre – bei einer 500 kW-Anlage sind dies 40.000 Euro pro Jahr. Damit wird oftmals ein Betrag zurückgefordert, der den jährlichen Gewinn deutlich übersteigt. Da der Bonus auch in Zukunft nicht ausgezahlt würde, würden mehrere hundert Anlagen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Nach Schätzung des Fachverband Biogas e.V. gibt es aktuell 700 bis 1.000 betroffene Anlagen.

Um eine Ausweitung des Problems auf weitere Anlagen zu verhindern sollte im EEG festgehalten werden, dass Biogasanlagen auch dann Anspruch auf den Formaldehydbonus haben, wenn sie zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme nur baurechtlich genehmigungspflichtig waren und erst später genehmigungspflichtig nach dem BImSchG wurden. Damit diese Regelung auch für die bereits betroffenen 700 bis 1.000 Anlagen gilt, muss in der Gesetzesbegründung festgehalten werden, dass es sich lediglich um eine Klarstellung der bisherigen Regelung handelt, nicht um eine Änderung der bisherigen Regelung. Einen konkreten Formulierungsvorschlag stellt der Fachverband Biogas gerne zur Verfügung.

Artikel 3: Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Erneuerbare Energien leisten bereits heute über das Einspeisemanagement ihren Beitrag zum Engpassmanagement. Der heutige Prozess weist jedoch Nachteile auf, denn eine rechtzeitige Information des Betreibers bleibt ebenso aus wie der Ausgleich des betroffenen Bilanzkreises. Vor diesem Hintergrund erwarten wir durch die Einbeziehung der Erneuerbaren in den Redispatch grundsätzlich eine Verbesserung der Situation. Allerdings muss in besonderem Maße sichergestellt bleiben, dass konventionelle Kraftwerke weitgehend abgeregelt sind, bevor eine Einbeziehung von Erneuerbare Energien-Anlagen erfolgt, um den zusätzlichen CO₂-Ausstoß so gering wie möglich zu halten. Es muss gewährleistet sein, dass eine Einbeziehung von Erneuerbare Energien-Anlagen in den Redispatch-Prozess ausschließlich situativ erfolgt.

Zudem muss sichergestellt sein, dass Informations- und Abrechnungsprozesse vereinheitlicht werden. Würden Netzbetreiber weiterhin eigene Prozesse und Formate verwenden, wäre der administrative Aufwand unter Umständen größer als der Nutzen der Maßnahme.

Da es bei den Beteiligten sehr unterschiedliche Interessenslagen gibt, ist nicht davon auszugehen, dass es eine Branchenlösung bezüglich einheitlicher Prozesse und Formate geben wird. Ein geordneter Redispatch-Prozess kann aber nicht ohne einheitliche abgestimmte Prozesse funktionieren. Deshalb sollte der Gesetzgeber dringend ein Verfahren zur Festlegung einheitlicher Prozesse und Formate aufsetzen. Nur so kann vermieden werden, dass es bei der Einführung der neuen Redispatch-Regeln zu Verzögerungen, unnötigen Kosten oder stabilitätsgefährdenden Situationen kommt.

Bei einer Überführung des Einspeisemanagements in das EnWG sollten auch regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine Nutzung des Stroms aus Erneuerbaren Energien vor Ort, bzw. am gleichen Netzknoten ermöglichen. Die Erhöhung der Bezugsleistung einer Last an einem Netzknoten, an dem Einspeisemaßnahmen durchgeführt werden sollen, kann aus Netzperspektive wirkungsgleich zur Abregelung sein. Mit dieser Strategie ließe sich jedoch die Abregelung von Erneuerbaren Energien vermeiden. Im Idealfall sollte dies über einen marktlichen Prozess vor Öffnung des Day-Ahead-Marktes erfolgen.

Zusammenfassung:

- Erneuerbare Energien leisten bereits heute über das Einspeisemanagement ihren Beitrag zum Engpassmanagement, wobei der heutige Prozess auch Nachteile aufweist.
- In besonderem Maße muss sichergestellt bleiben, dass konventionelle Kraftwerke weitgehend abgeregelt sind, bevor eine Einbeziehung von Erneuerbare Energien-Anlagen im Rahmen des Redispatch-Prozesses erfolgt.
- Die Einbeziehung von Erneuerbare Energien-Anlagen in den Redispatch-Prozess darf ausschließlich situativ erfolgen. Der Einspeisevorrang von Erneuerbaren Energien muss berücksichtigt bleiben.
- Die Erhöhung der Bezugsleistung einer Last an einem Netzknoten, an dem Einspeisemaßnahmen durchgeführt werden sollen, kann aus Netzperspektive wirkungsgleich zur Abregelung sein.
- Der Gesetzgeber sollte dringend ein Verfahren zur Festlegung einheitlicher Prozesse und Formate aufsetzen, da ein Branchenkonsens nicht zu erwarten ist.

Klarheit bei kalkulatorischen Kosten und dem Mindestfaktor schaffen

Zu §13 Abs. 1a-NEU EnWG: Klare Definition der Einsatzkriterien

Höhe und Ausgestaltung des Mindestfaktors und des kalkulatorischen Preises sind dafür maßgeblich, ob Erneuerbare Energien nur in Ausnahmesituationen für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen herangezogen werden. Damit besteht ein hohes öffentliches Interesse bezüglich der Verfahren, nach denen Mindestfaktor, kalkulatorischer Preis und die kalkulatorischen Kosten festgelegt werden. Daher sollten die Verfahren so transparent gestaltet werden, dass sie durch die Fachöffentlichkeit nachvollzogen werden können. Dies gilt insbesondere für den kalkulatorischen Preis, der laut der Gesetzesbegründung durch die ÜNB festgelegt werden soll.

Der Mindestfaktor muss so gewählt werden, dass hinsichtlich der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung sehr klar zwischen vorrangberechtigter Erneuerbaren- bzw. KWK-Erzeugung und nicht-vorrangberechtigter anderer Erzeugung differenziert werden kann. Der Mindestfaktor sollte daher so gewählt werden, dass durch den Einsatz Erneuerbarer Erzeugungsanlagen mindestens die 10-fache konventionelle Leistung reduziert werden kann. Zusätzlich sollte die Einsparung bezüglich der im Jahresdurchschnitt eingesenkte Arbeit (MWh) mindestens 20% betragen.

Die Wirksamkeit der neuen Redispatchmaßnahmen hängt stark von der Art und Anzahl der Engpässe ab. Bestehen mehrere parallele Engpässe, sinkt die Wirksamkeit der Einbeziehung Erneuerbarer Anlagen in den Redispatch erheblich. Ein über alle Engpässe gebildeter Kostenfaktor wäre in diesem Fall deutlich höher als der Kostenfaktor für einen einzelnen Engpass. Daher muss unbedingt sichergestellt werden, dass eine regelzonenübergreifende Gesamtoptimierung hinsichtlich der Einbeziehung Erneuerbarer Energien in den Redispatch durchgeführt wird.

Zusammenfassung:

- Der Mindestfaktor ist so hoch zu wählen, dass die Abschaltung der Erneuerbare Energien Anlagen nur vorrangig gegenüber den konventionellen Anlagen erfolgt, sofern durch den Einbezug von Erneuerbare Energien Anlagen, mindestens auf die Einsenkung der 10-fachen Leistung aus konventionellen Anlagen verzichtet werden kann.
- Die verwendeten Verfahren, insbesondere die Ermittlung des kalkulatorischen Preises, müssen transparent gestaltet werden und sollten von der Fachöffentlichkeit nachvollzogen werden können.
- Sicherstellen, dass eine regelzonenübergreifenden Gesamtoptimierung, hinsichtlich der Einbeziehung Erneuerbarer Energien in den Redispatch, durchgeführt wird.

Einbeziehung der Verteilungsnetzbetreiber in den Redispatch-Prozess

Zu § 14 Abs. 1 EnWG

Grundsätzlich begrüßt der BEE, dass zukünftig auch Verteilnetzbetreiber (VNB) einen Redispatch-Prozess nutzen können. Das Gesetz sollte allerdings dringend klarstellen, wie und nach welchen Verfahren der Redispatch durch die VNB durchgeführt werden soll. Dabei sollte sowohl das Verfahren zur Gesamtoptimierung und zur Ermittlung der kalkulatorischen Kosten zwischen allen beteiligten Netzbetreibern wie auch der von den VNB und ÜNB anzusetzende kalkulatorische Preis einheitlich vorgegeben werden. Um den administrativen Aufwand für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter in einem angemessenen Rahmen zu halten, muss zudem sichergestellt

werden, dass von allen Netzbetreibern (VNB und ÜNB) einheitliche Prozesse und Datenformate genutzt werden.

Zusammenfassung:

- Regulatorisch sicherstellen, dass alle Netzbetreiber (ÜNB/VNB) einheitliche Prozesse und Formate zur Berechnung, Durchführung und Abrechnung des Redispatch verwenden.

Entschädigung, Bilanzkreisausgleich und anzusetzende Kosten

Im Gesetzesentwurf und seiner Begründung wird davon ausgegangen, dass durch den Redispatch-Prozess ein vollständiger Bilanzkreisausgleich vorgenommen werden kann. Dazu müsste im Gegensatz zum fahrplanbasierten konventionellen Ausgleich eine Echtzeitbewirtschaftung erfolgen, die die Differenz zwischen prognostizierter und tatsächlicher Einspeisung ausgleicht. Andernfalls entstünden Restmengen, für deren Ausgleich aufwändige Clearing Prozesse notwendig würden. BMWi und BNetzA sollten dringend darauf achten, dass dieser Sachverhalt vor Inkrafttreten des Gesetzes geklärt wird, um absehbare Streitigkeiten zwischen Netzbetreibern, Anlagenbetreibern, Direktvermarktern und Regulierer zu vermeiden. Zumindest sollten Clearing-Prozesse und Fristen angepasst werden.

Zusammenfassung:

- Klarstellung vornehmen, dass ein Echtzeit-Bilanzkreisausgleich vorzunehmen ist.
- Rechtzeitige und praxismgerechte Ausgestaltung des Prozesses zum vollständigen Bilanzkreisausgleich vor Inkrafttreten des geänderten Redispatch-Regimes festlegen.

Einbeziehung zuschaltbarer Lasten (und Speicher) im Redispatch-Prozess

Der BEE begrüßt ausdrücklich, dass der Gesetzentwurf die Einbeziehung zuschaltbarer Lasten im Redispatch-Prozess ermöglicht. Wir sehen darin einen wichtigen Schritt in Richtung Sektorkopplung und zur effizienten Nutzung Erneuerbarer Energie. Damit zuschaltbare Lasten wirkungsvoll eingesetzt werden können, müssen für sie jedoch eigene Regeln gelten. Lasten ab 100 kW zwangsweise in den Redispatch einzubeziehen und diesen pauschal dem Bilanzkreisausgleich zu überlassen, scheint jedoch wenig zielführend zu sein. Handelt es sich beispielsweise um einen Speicher, der zum Peak-Shaving (Glättung des Strombezuges eines Industriebetriebes) und damit zur Reduzierung des Leistungspreises für den Strombezug eingesetzt wird führt ein Redispatch-Abwurf zu einer ganzjährigen Erhöhung des Leistungspreises für den Betroffenen und zu einer systemschädlichen Bilanzkreisabweichung da in diesem Fall keine Echtzeitbewirtschaftung erfolgt.

Um sicherzustellen, dass nur auf Lasten (bzw. Speicher) zugegriffen wird, die in Echtzeit bewirtschaftet werden, sollte auf marktliche Produkte gesetzt werden. Diese sollten von den jeweiligen Netzbetreibern im Vorfeld kontrahiert werden.

Zusammenfassung:

- Die Einbeziehung von zuschaltbaren Lasten (bzw. Speichern) in den Redispatch ist zu begrüßen. Allerdings müssen dafür eigene Regeln gelten. Es muss sichergestellt sein, dass einbezogene Lasten (und Speicher) einer Echtzeitbewirtschaftung unterliegen.
- Netzbetreiber sollten über marktliche Produkte auf zuschaltbare Lasten bzw. Speicher zugreifen.

Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung

Zu § 13a Abs. 1 EnWG

Wir bitten um Klarstellung:

Momentan sind nur einige Wind- und Solaranlagen in der Lage, bei Stillstand Blindleistung und Wirkleistung bereit zu stellen. Wir gehen nicht davon aus, dass der Gesetzgeber beabsichtigt hat, technische Nachrüstungen zu fordern und bitten daher klarzustellen, dass die Maßnahme unter Berücksichtigung von § 49 EnWG erfolgen soll sowie technologiespezifische und anlagen-spezifischen Beschränkungen berücksichtigt werden. Zudem sollten bei bestehenden Anlagen die jeweils für sie bestehenden gesetzlichen und gegebenenfalls vertraglichen Regelungen (Netzanschlussverträge) weiterhin gelten.

Zudem sei darauf hingewiesen, dass ein hohes Missbrauchspotenzial besteht, da Abrufe kaum nachzuvollziehen sind und Netzbetreiber Teile ihrer im EnWG festgelegten Kernaufgaben (Spannungshaltung) auf Betreiber von Erneuerbare Energien-Anlagen abwälzen könnten. Daher ist es von besonderer Bedeutung, klare Regelungen für die Erstattung der durch die Maßnahme entstehenden Kosten zu treffen.

Keine Unterscheide bei Entschädigungen für erneuerbare und konventionelle Anlagen

Zu §13a Abs. 2 EnWG

Im neu gefassten §13a Abs. 2 EnWG finden sich aus Sicht des BEE zwei widersprüchliche Regelungen: Nach § 13a Absatz 2 Nr. 3 sind: „die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten wenn und soweit diese die Summe der nach den Nummern 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigen“ auszugleichen.

Dies bedeutet, dass alle mit der Abschaltung verbundenen Kosten zu 100% ersetzt werden. Unter Nummer 5 im selben Absatz heißt es: [...] „im Fall der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung aus Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder von KWK-Strom im Sinne des § 3 Absatz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen.“

Hierdurch entsteht der Eindruck, dass die prozentuale Höhe der Entschädigungen für abgeregelten Strom aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen niedriger sein soll als für konventionelle Kraftwerke. Sollte dies tatsächlich die Intention des Papiers sein, lehnen wir diese Ungleichbehandlung ab. Der Logik des Redispatch-Systems folgend, müssen zukünftig für alle Anlagen bei Einsatz im Redispatch alle Ausnahmefälle bzw. entstandenen Kosten zu 100% ersetzt werden, aber mindestens eine Gleichbehandlung der Energieträger gewährleistet sein.

Zusätzlich sei darauf hingewiesen, dass in Nr. 5 nicht der Bestandsschutz für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum vor dem 01.01.2012 gegeben ist. Diese Anlagen hatten immer einen Anspruch auf 100 % Entschädigung. Dies muss zwingend so bleiben. Eine Benachteiligung von Bestandsanlagen ist nicht hinnehmbar und im Übrigen nicht rechtmäßig.

Zusammenfassung:

- Gleiche Entschädigungsregeln für alle Anlagen, d.h. auch für Erneuerbare Energien-Anlagen.
- Alle mit einer Abschaltung verbundenen Kosten müssen zu 100% ersetzt werden.

Transparenz von Festlegungen durch die BNetzA

Zu §13j Abs. 5 EnWG

Voraussetzung für eine Abregelung von Erneuerbare Energien-Anlagen im Rahmen des Redispatch-Prozesses soll sein, dass durch die Abregelung einer Erneuerbare Energien-Anlage mindestens das 10-fache der ansonsten erforderlichen Abregelung von fossilen Erzeugungsanlagen erreicht wird. Der kalkulatorische Preis sollte von der BNetzA in einem transparenten Verfahren festgelegt werden.

Bei der Festlegung des kalkulatorischen Preises durch die Netzbetreiber, wie es aktuell in Gesetzentwurf vorgesehen ist, kann die nötige Transparenz nicht erreicht werden. Daher erachtet der BEE dieses Verfahren als ungeeignet, auch weil öffentliches Vertrauen in den neuen Prozess so nicht erreicht werden kann. Es scheint vielmehr vorprogrammiert, dass der vorliegende Regelungsvorschlag zu erheblicher Intransparenz führt und es auch für die Fachöffentlichkeit nicht nachzuvollziehen sein wird, ob durch die Abregelung von Erneuerbare Energien-Anlagen tatsächlich eine entsprechende Wirkung auf die Redispatchkosten erreicht werden konnte.

Zusammenfassung:

- Der kalkulatorische Preis sollte von der BNetzA in einem transparenten Verfahren festgelegt werden.

Artikel 7: Änderung der Stromnetzzugangsverordnung

Gegenüber den heutigen Prozessen im Rahmen des Einspeisemanagements ist es als vorteilhaft anzusehen, dass Netzbetreiber im Rahmen der Einbeziehung von Erneuerbaren Energien zur Führung eines Bilanzkreises für den energetischen und bilanziellen Ausgleich dieser Systemsicherheitsmaßnahmen verpflichtet werden. Die Durchführung des energetischen und bilanziellen Ausgleichs mit ausschließlich für diesen Zweck vorgesehenen Bilanzkreisen unterstützen wir. Der Bilanzkreisausgleich muss allerdings in Echtzeit erfolgen.

Bilanzieller und energetischer Ausgleich darf nicht engpassverstärkend sein

Zu §11a NEU

Bei der Beschaffung von Ersatzmengen an der Strombörse kann es dazu kommen, dass die Ersatzmengen von Kraftwerken bereitgestellt werden, die engpassverstärkend wirken. Daher sollte klargestellt werden, dass Ersatzmengen nur an der Börse erworben werden dürfen, wenn eine negative Auswirkung auf den Engpass ausgeschlossen werden kann.

Es wäre zu überlegen, ob den Netzbetreibern unter Wahrung absoluter Transparenz die Möglichkeit eingeräumt werden kann, den energetischen Ausgleich auch über direkte Handelsgeschäfte (OTC) zu tätigen. In diesem Fall dürfen die Preise für die Nachbeschaffung mithilfe von OTC-Geschäften die Preise auf dem Terminmarkt für den jeweiligen Tag bzw. dem Spotmarktpreis für die jeweilige Stunde nicht unangemessen übersteigen. Die öffentliche Kontrolle sollte durch die Pflicht zu Offenlegung der Mengen und Preise erfolgen.

Zusammenfassung:

- Bilanzkreisausgleich darf nicht engpassverstärkend wirken. Handelsgeschäfte der Netzbetreiber müssen transparent erfolgen und angemessen sein.

Artikel 21: Inkrafttreten

Zu Artikel 21 (5)

Die Streichung der Regelungen zum Einspeisemanagement sowie die entsprechenden neuen Formulierungen im EnWG hierzu treten nach Wortlaut des Artikel 20 Absatz 5 erst mit Wirkung zum 1. Oktober 2020 in Kraft. In der Gesetzesbegründung wird der 1. Januar 2020 genannt.

Hier bitten wir zunächst um Klarstellung zum Termin des Inkrafttretens.

Ferner möchten wir darauf hinweisen, dass eine unterjährige Umstellung für die Branchenteilnehmer problematisch ist. Vor allem müssen hierzu Direktvermarktungsverträge angepasst werden, die üblicherweise zum 1. Januar eines Jahres geschlossen werden.

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Carsten Pfeiffer
Leiter Strategie und Politik
+49 30 275 81 70 – 21
carsten.pfeiffer@bee-ev.de

Weitere Ansprechpartner:

Bernhard Strohmayer
Referent für Energiemärkte und Mobilität
+49 30 275 81 70 – 22
bernhard.strohmayer@bee-ev.de

Holger Loew
Leiter Infrastruktur und Technik
+49 30 275 81 70 - 17
holger.loew@bee-ev.de