

Wichtigste Stellschrauben für die Novellierung des EEG und eine erfolgreiche Energiepolitik

Am 23.09.2020 hat das Bundeskabinett den Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften (nachfolgend RegE) beschlossen. Dieser enthält wichtige Änderungen gegenüber dem Referentenentwurf, der am 14.09.2020 in die Verbändeanhörung gegeben wurde. Das endgültige Gesetz soll nun im parlamentarischen Verfahren vorbereitet und beschlossen werden.

Unsere zentralen Kernforderungen sind:

1. Die Ausbauziele und das Ausschreibungsvolumen der erneuerbaren Energien müssen deutlich erhöht werden, um die energiepolitischen Ziele 2030 zu erreichen.
2. Anpassung des § 51 (zu den negativen Börsenstrompreisen) muss rückgängig gemacht und das Strommarktdesign angepasst werden.
3. Die Südquote für die Bioenergie ist zu streichen. Zumindest müssen nicht-vergebene Volumina auch an Gebote aus nicht-südlichen Landkreisen offenstehen.
4. Das Ausschreibungsmodell für Dachflächen-Photovoltaikanlagen darf nicht implementiert werden. Das Modell und die Ausschreibungsmengen bremsen den nötigen Ausbau.
5. Um die Akteursvielfalt zu erhalten, muss die Definition der Bürgerenergiegesellschaft überarbeitet werden. Bei der Solarenergie ist die EEG-Umlage auf Mieterstrom abzuschaffen.
6. Eine kommunale Abgabe ist verpflichtend einzuführen mit klar definierten Kriterien zur Verteilung der Mittel.
7. Der Bund muss eine Repoweringstrategie für Ü-20-Anlagen erarbeiten. Als Überbrückung muss der Weiterbetrieb von Bestandsanlagen aller erneuerbarer Energieträger dringend gesichert werden. Bei der Windenergie muss der anzulegende Wert für zwei bis drei Jahre festgelegt werden. Bei Solarenergie muss auf die anteilige EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Solarstrom verzichtet werden und für Biogasanlagen die Sondervergütungsklassen auch für Anlagen im zweiten Vergütungszeitraum geöffnet werden.

Die Änderungen, die das BMWi am EEG vornimmt, sind so weitreichend, dass an einigen Stellen ein ausführlicher Stakeholder-Dialogprozess über die Folgen der Änderungen geführt werden müsste. § 51 EEG 2021 RegE zu den Änderungen bei negativen Preisen ist dafür beispielhaft. Die Komplexität solcher Änderungen und die Auswirkungen auf die sie betreffenden Akteure werden vom RegE nicht berücksichtigt. Darüber hinaus ist eine Konsistenz der Zielsetzung mit den Maßnahmen innerhalb des Gesetzes nicht gegeben.

Noch umfassendere Informationen, auch zu anderen kritischen Vorschlägen, finden Sie in der Stellungnahme des Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20200831_BEE-Positionspapier_EEG_Novelle.pdf) sowie des Bundesverband WindEnergie e.V. (www.windenergie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/Aktuelles/EEG_Aktuell/20201019_BWE_Stellungnahme_EEG_2021_Kabinettsbeschluss_23.9.2020_final.pdf).

1. Ausbaupfade und Mengengerüst erhöhen

Es bleibt nach dem Regierungsentwurf bei den geringen Ausbauzielen für erneuerbare Energien insgesamt. Beispielsweise steht für Windenergie an Land ein Ausbaziel von 71 GW installierter Leistung im Jahr 2030, das zum Erreichen der Klimaschutz- und Erneuerbare-Energien Ziele von Deutschland und der EU deutlich zu niedrig angesetzt ist. Dieser Wert und die vorgeschlagenen zweijährigen Zwischenwerte für die Ausbaupfade und die jährlichen Strommengen wurden auf der Grundlage eines viel zu niedrig angenommenen Bruttostromverbrauchs von 580 TWh für das Jahr 2030 berechnet. Mit Blick auf das 2030-Szenario des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE), das einen Bruttostromverbrauch im Jahre 2030 von mindestens 740 TWh ausweist, bedeuten 65% Erneuerbare Energien am Stromverbrauch 481 TWh und eine dafür nötige jährlich zu installierende Leistung in den Jahren 2021 bis 2030 von

1. 4.700 MW Windenergie Onshore
2. 2.000 MW Windenergie Offshore
3. 10.000 MW Photovoltaik
4. 600 MW Bioenergie

Das ist deutlich mehr als im Regierungsentwurf angenommen.

Die Ausbauziele müssen ohnehin angepasst werden, wenn das neue Emissionsminderungsziel der EU für 2030 beschlossen wurde und umgesetzt werden muss. Im vorgeschlagenen Ausbaupfad wird zudem die größte „Last“ ans Ende geschoben, was zu einer unnötigen Verzögerung führen wird.

Für das Windenergieland Schleswig-Holstein möchten wir betonen: Die seit 2018 nicht bezuschlagten Mengen müssen vor dem Jahr 2024 zusätzlich ausgeschrieben und nachgeholt werden, wenn die aktuellen Ziele erreicht werden sollen. Die zu niedrigen Zubauzahlen seit 2018 gefährden die Zielerreichung im Jahre 2030. Die Genehmigungssituation erholt sich langsam wieder, weshalb es fatal wäre, diese Entwicklung durch zu geringe Ausschreibungsmengen zu gefährden. Wir begrüßen den nun eingefügten § 28 Absatz 5 (neu) EEG 2021 RegE, der die Nachholung nicht realisierter Volumen ab dem 31. Dezember 2020 einführt. Eine um drei Jahre verzögerte Neuausschreibung des nicht-bezuschlagten Volumens muss auch in den Jahren 2021 bis 2023 zur verlässlichen Mengensteuerung erhalten bleiben. Sonst läuft auch das BMWi Gefahr, selbst die in § 4 sehr niedrig angesetzte installierte Leistung von 71 GW im Jahre 2030 nicht zu erreichen.

Die im RegE enthaltene Reduzierung der Ausschreibungsrunden auf drei pro Jahr zur Entlastung der Bundesnetzagentur erscheint erst einmal plausibel. Die Runden sollten jedoch gleichmäßig auf das Jahr verteilt werden. Die Erfahrungen der letzten Jahre haben gezeigt, dass vor allem in der zweiten Jahreshälfte Genehmigungen ausgesprochen werden. Um zu vermeiden, dass sich ein Berg an Genehmigungen aufstaut, wäre es sinnvoll, eine Ausschreibungsrunde auch im vierten Quartal eines Kalenderjahres stattfinden zu lassen. Alternativ könnte die Anzahl der Ausschreibungen auf vier erhöht werden, und damit eine gleichmäßige Verteilung über das Jahr gewährleistet werden.

Im Solarbereich bilden die anvisierten Ausschreibungsmengen nicht einmal den bereits heute erfolgenden Ausbau ab. Um die Ausbauziele für erneuerbare Energien insgesamt zu erreichen ist eine deutliche Anhebung der Mengen unumgänglich.

2. §51 negative Spotmarktpreise rückgängig machen

Die bisherige 6-Stunden-Regel im § 51 EEG 2017 hat ihre gewünschte Wirkung verfehlt. Sie erschwert die Finanzierbarkeit von Projekten und beeinträchtigt die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs bereits erheblich. Eine Verkürzung würde dies ohne Einbettung in ein flexibilisiertes Strommarktdesign weiter verschärfen. Das genaue Ausmaß der Folgen für die Erneuerbaren Energien sowie die Marktakteure ist nicht zuverlässig abschätzbar. Solche Experimente sind als Wette auf die Zukunft gegenwärtig nicht zu rechtfertigen, da sie den Ausbau aller Erneuerbaren Energien hemmen und vermeiden, dass ein verfügbares Maximum an CO₂-freiem Strom in das System eingespeist werden kann. § 51 ist daher aus dem EEG auszugliedern und im Rahmen der Anpassung des EnWG mit dem Strommarktdesign insgesamt anzupassen.

Mit der Idee einer Nachholung der Zeiten negativer Börsenpreise nach Ablauf des Förderzeitraums liegt ein Gedanke vor, der in seiner Intention wohlgemeint ist, aber das eigentliche Ziel einer finanziellen Sicherheit für Finanzierer, -Planer und Betreiber der Anlagen bei gleichzeitiger Beachtung der europäischen Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (UEBLL) verfehlt. Es ist weiterhin von einer substantiellen und weiter steigenden Anzahl von Stunden auszugehen, in denen die Marktprämie zunächst nicht gezahlt wird und die Anlagen abgeregelt werden. Für die wirtschaftliche Bewertung der nachholenden Kompensation in den Geboten und Investitionsentscheidungen ist weiterhin eine langfristige Prognose der Anzahl dieser Stunden über die gesamte Nutzungsdauer erforderlich. Hinzu kommt, dass auch der letztlich resultierende Grad der Kompensation eher schwach ist und deutlichen Unsicherheiten unterliegt. Eine Neuregelung zu negativen Preisen sollte unproduktive Unsicherheiten für Investoren auf ein vertretbares Maß begrenzen und dazu führen, dass Erzeuger keine Anreize haben, Strom zu Stunden mit negativen Strompreisen in das Netz einzuspeisen, wie dies durch die derzeitigen UEBLL vorgegeben wird. Eine Kompensation der entfallenen Vergütung hingegen schließen die UEBLL nicht aus, wie dies beispielsweise in Frankreich in einem ähnlichen Modell praktiziert wird. Deshalb plädieren wir dafür, einen Kompensationsmechanismus - ähnlich wie er in Frankreich genutzt wird - einzuführen.

Es muss vorrangig eine Möglichkeit geschaffen werden, den bei negativen Stunden nicht nutzbaren Strom aus erneuerbaren Energien alternativ einzusetzen, z.B. durch Einführung regionaler Flexibilitätsmärkte auf Grundlage der Erfahrungen aus dem SINTEG-Programm. Dabei müssten aber die Strompreisbestandteile flexibilisiert werden: Steuern, Abgaben und Umlagen müssen an den Börsenpreis gekoppelt werden, sodass eine Nutzung des Stroms in anderen Sektoren attraktiv wird. Im Windenergiebereich sind Bestandsanlagen in § 100 Abs. 2 Nummer 13 nicht von der neuen Regelung betroffen, was zu weiteren Problemen führt, z.B. schwer umsetzbare getrennte Regelung und Abrechnung von Bestands- und Neuanlagen in einem Windpark; administrativer Aufwand bei Direktvermarktern, Anlagenbetreibern und Netzbetreibern. Auch dies zeigt, dass die im Entwurf vorgeschlagenen Änderungen des § 51 zu weit gehen und die Folgen nicht in Gänze absehbar sind. Daher raten wir dringend von dieser Neuregelung ab. Zumindest aber sollte eine Aufteilung der Mengen nach § 24 Absatz 3 EEG 2017 bei Bestands- und Neuanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt auch im Rahmen des § 51 ermöglicht werden.

3. Südquoten

Es sind insgesamt drei Südquoten vorgesehen: eine für Wind und zwei für Bioenergie.

Wind

Nach dem neu eingeführten § 36d EEG 2021 RegE separiert die BNetzA die zugelassenen Gebote, die für Projekte in der Südregion (§ 3 Nummer 43c i.V.m. Anlage 5) abgegeben wurden, und sortiert diese Gebote entsprechend § 32 Absatz 1 Satz 3 nach ihrer Höhe. Sodann erteilt die Bundesnetzagentur allen separierten Geboten für Projekte in Südregionen einen Zuschlag im Umfang ihres Gebots, bis eine Zuschlagsmenge

1.in den Ausschreibungen der Jahre 2021, 2022 und 2023 von 15 Prozent des an diesem Gebotstermin zu vergebenden Ausschreibungsvolumens durch einen Zuschlag erreicht oder erstmalig überschritten ist, oder

2.in den Ausschreibungen ab dem Jahr 2024 von 20 Prozent des an diesem Gebotstermin zu vergebenden Ausschreibungsvolumens durch einen Zuschlag erreicht oder erstmalig überschritten ist.

Wir setzen uns zur Einbindung in das Versorgungssystem, zum breiten Erhalt der Akzeptanz vor Ort und zur angemessenen Beteiligung aller Regionen für den bundesweiten Ausbau der Windenergie an Land ein. Deshalb unterstützen wir die in §36d EEG 2021 RegE vorgeschlagene Quote. Sie ist ein Schritt in die richtige Richtung. Ein enges Monitoring wird über die Berichtspflicht der Länder nach § 98 EEG 2021 RegE erarbeitet werden, um die spezifischen Gründe für den mangelnden Ausbau im Süden zu untersuchen. Für uns ist nicht nachvollziehbar, wie das BMWi auf die Südregion in Anlage 5 EEG 2021 RegE kommt. Wir schlagen vor, hier alle südlichen Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Saarland, Rheinland-Pfalz, Hessen und Thüringen insgesamt aufzunehmen.

Bioenergie

Ab 2021 soll mindestens die Hälfte der in der regulären Biomasse-Ausschreibung vergebenen Leistung an Gebote aus „Südregionen“ vergeben werden. Wir lehnen diese geplante Südquote als fachlich unbegründet ab. Auch in den übrigen Landesteilen wird die Systemdienlichkeit der Biomasse, insbesondere ihre Flexibilität, benötigt. Gerade bei uns in Norddeutschland ist es besonders wichtig, Ausgleichskapazitäten zu schaffen.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass im Bereich der Bioenergie im Kontext des EEG kein Netto-Zubau angestrebt wird, sondern eine Stabilisierung, also ein Erhalt der bestehenden Leistung. Der von der Sache her grundsätzlich nachvollziehbare Wunsch, im Süden in besonderem Maße gesicherte Bioenergie-Leistung anzusiedeln, ist zudem mit entsprechenden Anreizen zu erreichen, nicht aber mit einem pauschalen Ausschluss des Nordens.

Im Gegensatz zur Südquote bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land wird in dem Fall, dass nicht genügend Gebote aus den so genannten Südregionen eingereicht werden, um die Quote zu füllen, das übrige Volumen der Quote nicht mit Geboten aus anderen Landkreisen aufgefüllt, sondern die Leistung schlicht nicht vergeben, sondern auf die Folgejahre übertragen. Im Extremfall kann dies dazu führen, dass in einer überzeichneten Ausschreibung, für die keine Gebote aus südlichen Landkreisen eingereicht werden, nur die Hälfte des ausgeschriebenen Volumens überhaupt vergeben wird. Die Folge wäre ein Abbau der gesicherten Leistung im Norden.

Die Südquote für die Bioenergie ist zu streichen. Zumindest sind diejenigen Volumina, die nicht an Gebote aus südlichen Landkreisen vergeben wurden, im Zuge derselben Ausschreibungsrunde auch an Gebote aus nicht-südlichen Landkreisen zu übertragen.

4. Photovoltaik

Wir lehnen das Ausschreibungsmodell für Dachflächen-Photovoltaikanlagen grundsätzlich ab. Das Marktsegment der Gebäude-Photovoltaik unterscheidet sich grundlegend von dem Marktsegment der Freiflächen-Photovoltaik (höhere Komplexität, Inkompatibilität mit Bau-Planungsprozess, „Einmal“-Investoren scheuen Auktionen). Beispielsweise wurden in Frankreich bereits negative Erfahrungen mit Auktionen für Dach-PV gemacht, weshalb sie dort wieder abgeschafft werden sollen. Hinweisen möchten wir zudem darauf, dass die Ausschreibungsmengen als klare Ausbaubremsen fungieren werden. Alleine in dem Segment der 500 bis 750 kW-Anlagen, das im Kabinettsbeschluss zum EEG neu in die Ausschreibungen kommt, gab es im Jahren 2018 einen Zubau von ca. 440 MW und 2019 von ca. 350 MW. Das ist je nahezu das doppelte der vorgesehenen gesamten Jahresausschreibungsmenge für Dachanlagen. Für Dachflächen-PV-Anlagen ist zudem die Möglichkeit des Eigenverbrauchs entscheidend. Daher ist das vorgesehene Ausschreibungsmodell nicht funktional.

Die geplanten Einschränkungen für den Eigenverbrauch von Solarenergie sind gravierend und verstößt zudem gegen europäisches Recht. Der BSW Solar weist darauf hin: „Während

mittelgroße PV-Dachanlagen über 100 kWp zukünftig durch Teilnahme an dem neuen Ausschreibungssystem für Gebäude-PV keine Kilowattstunde selbst verbrauchen dürfen, soll der solare Eigenverbrauch von kleinen PV-Dachanlagen durch weitere überzogene regulatorische Hemmnisse, wie die Ausweitung der Smart-Meter-Pflicht sowie der Fernsteuerbarkeit von Kleinstanlagen in § 9 RefE, massiv behindert sowie der Weiterbetrieb von Ü20-Anlagen durch die Einführung der anteiligen EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch erschwert werden. Zudem nimmt die Komplexität des Betriebs gerade kleiner PV-Anlagen mit jeder EEG-Novelle zu und erschwert insbesondere privaten Anlagenbetreiber und KMU den Betrieb von PV-Anlagen.“

Bei Freiflächen-Anlagen ist die Begrenzung auf 20 MW Gebotsgröße an der praktischen Entwicklung vorbei. Immer mehr Anlagen gehen in größere Dimensionen. Auch die Anpassung der ‚sonstigen baulichen Anlagen‘ an die Bedingungen der Freiflächenanlagen (zum Beispiel Deckel 20 MW und weitere notwendige Anforderungen wie Unterlagen etc.) ist eine nicht nachvollziehbare Schlechterstellung.

5. Akteursvielfalt erhalten und Bürgerenergie stärken

Wir halten weiterhin auch die tatsächliche Beteiligung von Bürgern vor Ort für eine tragende Säule der Energiewende. Die Bundesregierung hat im EEG 2017 die sogenannte Bürgerenergiegesellschaft eingeführt. Wir halten jedoch die Definition der Bürgerenergiegesellschaft im EEG 2017 nicht für hinreichend geeignet, um diese Beteiligung wirklich zu steigern. Eine Überarbeitung findet im RegE nicht statt.

Für den Windenergiebereich verweisen wir daher auf das „[Listenmodell](#)“ des BWE im [Aktionsplan Teilhabe](#) und den [Vorschlag einer gesetzlichen Regelung im EEG 2017 zur Stärkung der regionalen wirtschaftlichen Effekte von WEA \(RegWirG\)](#).

Für die Solarenergie ist der Eigenverbrauch (s. oben) der erste entscheidende Aspekt der Bürgerenergie. Ebenso wichtig ist es, wirksame Mechanismen für Mieterstrom zu schaffen. Auch hier folgen wir dem BSW Solar: „Nennenswerte Marktimpulse für solare Mieterstromprojekte sind nur zu erwarten, wenn die EEG Umlage auf Mieterstrom endlich abgeschafft wird.“ Hierfür wird auch entscheidend sein:

- in § 3 Nr. 16 das Wort „unmittelbar“ im Kontext des räumlichen Zusammenhangs zu streichen.
- in § 61j Absatz 1 Nummer 3 EEG 2017 als Kriterium zur Erhebung der vollen EEG-Umlage abzuschaffen. Denn Personenidentität ist als Kriterium für den Eigenverbrauch kontraproduktiv. Vielmehr würde sich hier bspw. der Netzanschlusspunkt als hinreichendes Kriterium anbieten.

6. Kommunale Abgabe

Nach dem Regierungsentwurf enthält der neue § 36k EEG 2021 keine verpflichtende Zahlung des Bieters an die Standortgemeinde mehr. Der aktuelle Vorschlag löst die strafrechtliche

Unsicherheit von Projektierern beim Angebot von Beteiligungen an die Gemeinden nicht in Gänze, da die Beteiligung nun zum einen freiwillig und der Betrag in der Spanne bis 0,2 Cent/kWh frei wählbar ist und zum anderen der Projektierer entscheiden kann, welche Gemeinde „betroffen“ ist.

Die neue Regelung zu kommunaler Beteiligung bei Windenergieanlagen ist unseres Erachtens nur dann zielführend, wenn sie rechtssicher ausgestaltet ist und keine strafrechtlichen Bedenken für Kommune und Projektierer zur Folge hat. Diese Rechtssicherheit ist absolut notwendig, um Akzeptanz für eine Kommunalabgabe zu erreichen. Der aktuelle Vorschlag sollte verpflichtend umgesetzt werden, mit klar definiertem Zahlungsempfänger und Zahlungsbetrag. Wir halten weiterhin eine prozentuale Zahlung für den richtigen Weg. Eine Erstattung nach § 36k Absatz 2 EEG 2021 RegE sollte auch bei einer Verpflichtung möglich bleiben.

Sollte eine Verpflichtung nicht durchgesetzt werden, muss die aktuelle Regelung trotzdem zur Schaffung von mehr Rechtssicherheit angepasst werden. Zum einen sollte in der aktuellen Regelung des § 36k EEG 2021 RegE zumindest klargestellt werden, dass das Angebot auch vor Zuschlagserteilung der Gemeinde unterbreitet werden kann. Dies ergibt sich aus dem Wortlaut aktuell nicht zweifelsfrei. Auch nach der Gesetzesbegründung ist nicht eindeutig, ob das Angebot dem „Genehmigungsverfahren“ und den vorgelagerten Gesprächen mit den Gemeinden (in dem es zu Gegenleistungen kommen kann) entzogen wird. Wir schlagen daher folgende Ergänzung des § 36k Absatz 1 am Ende vor: **„Entsprechende Vereinbarungen dürfen bereits vor Erteilung des Zuschlages getroffen werden und** bedürfen der Schriftform.“ [Ergänzung in fett]

Ferner sollte keine Spanne im Gesetz ermöglicht werden. Wir plädieren auch hier weiterhin für einen prozentualen am Umsatz bemessenen Ansatz. In der Gesetzesbegründung sollte zudem klargestellt werden, dass § 36k die Strafbarkeitsrisiken für Betreiber und Kommunen ausschließt. Der Bundesgesetzgeber sollte den Landesgesetzgebern außerdem empfehlen, für ein förmliches Verfahren für die Zuwendung und eine transparente Berichterstattung zu sorgen. Dies könnte zu mehr Rechtsicherheit führen. Klargestellt werden sollte auch, dass weitere über 0,2 Cent / kWh bzw. den von uns geforderten prozentualen Betrag hinausgehende Angebote (und damit auch Forderungen der Gemeinden) nicht zulässig sind.

Es sollte zwar die Möglichkeit eröffnet werden, dass auch andere finanzielle Beteiligungsformen vor Ort entwickelt werden. Zum Schutz vor Neiddebatten zwischen den Gemeinden und vor unverhältnismäßigen Forderungen müssen diese allerdings auf die 0,2 Cent anrechenbar sein. Abschließend ist sicherzustellen, dass Projektierer in Bundesländern mit eigenen Regelungen zur finanziellen Beteiligung nicht doppelt zahlen, damit es hier nicht zu Wettbewerbsverzerrungen im bundeseinheitlichen Ausschreibungsverfahren kommt.

7. Weiterbetrieb von Ü-20-Anlagen

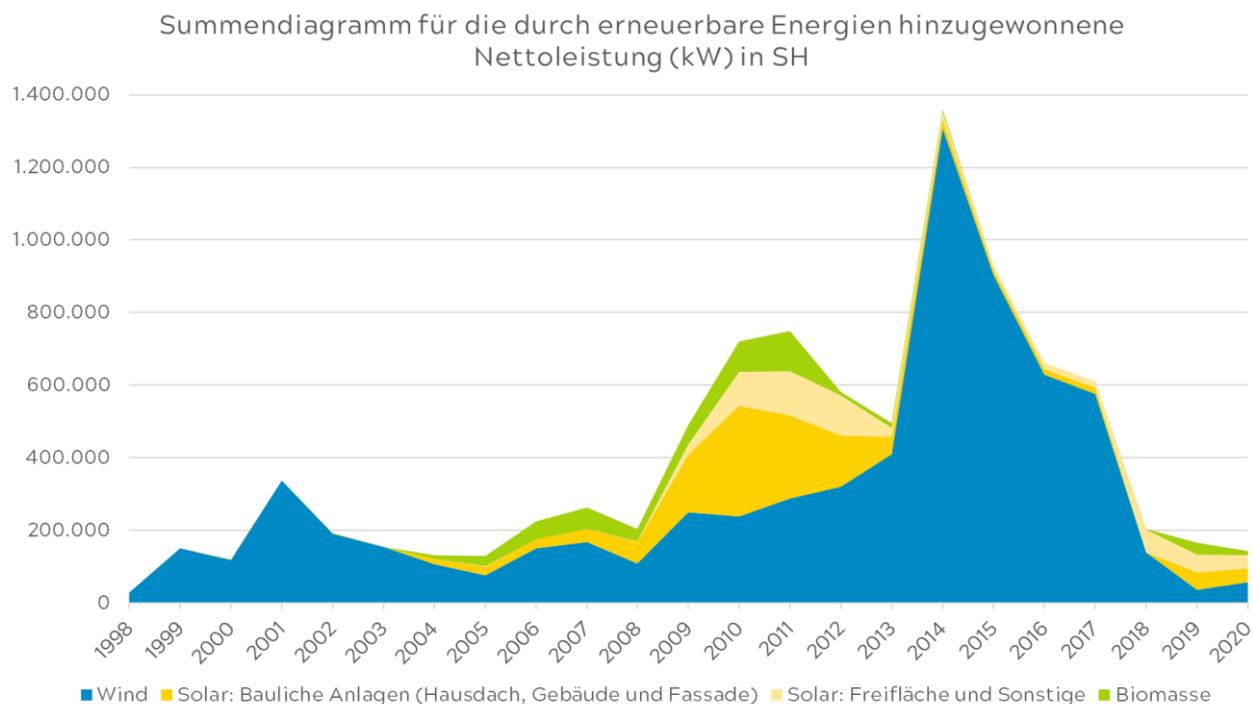
Das EEG lässt in weiten Teilen eine konstruktive Auseinandersetzung mit dem Thema

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Wind (Anzahl)	353.705 (364)	314.560 (233)	182.430 (131)	154.750 (93)	103.220 (59)	68.000 (35)
Solar Dach (Anzahl)	616 (142)	1.415 (399)	754 (201)	841 (183)	14.218 (904)	24.164 (1.433)
Solar Freifläche (Anzahl)	0	0	0	0	34 (4)	774 (3)
Biomasse (Anzahl)	2.668 (4)	1.142 (8)	1.942 (2)	0	10.887 (16)	28.256 (36)
GESAMT (Anzahl)	120.789 (238)	339.267 (653)	194.126 (340)	155.601 (277)	132.351 (986)	129.094 (1.512)

Weiterbetrieb von Bestandsanlagen aus. Nachfolgende Abbildung zeigt die zeitliche Herausforderung des Sachverhalts. Es besteht dringender Handlungsbedarf.

Für die kommenden fünf Jahre ergeben sich dabei alleine in Schleswig-Holstein folgende, jeweils zum 1. Januar aus der Vergütung fallende Mengen (in kW; in Klammer Anzahl der Anlagen):

Quelle: Anlagenstammdatenregister



Für Dachflächen-Solaranlagen fordern wir, wie der BSW Solar: Verzicht auf die anteilige EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Solarstrom mindestens bis zu einer Anlagenleistung bis 30 kWp gemäß EU-Recht. Kein verpflichtender Einbau von IMSys bei Anlagen Ü20-Anlagen unter 7 kWp sowie keine verpflichtende stufenweise Fernsteuerbarkeit von Anlagen zwischen 15

und 30 kWp (Beibehaltung der aktuellen 70 %-Spitzenkappung). Einführung einer „Kleinen Direktvermarktung“, welche z. B. eine messtechnische Vereinfachung sowie Schaffung eines Rechts auf digitale Kommunikation mit den Netzbetreibern vorsieht.

Die Anschlussregelung für Biogasanlagen, die nach Auslaufen ihrer EEG-Vergütung auf die Güllevergärung umsteigen, wird bereits mit der laufenden EEG-Novelle im Gesetz verankert. Wir schlagen zudem vor, die Sondervergütungskategorie auch für Anlagen im zweiten Vergütungszeitraum zu öffnen. Dazu gehört auch, dass Biogasanlagen mit einer Bemessungsleistung von bis zu 150 kW adressiert werden. Abweichend von den Vorgaben in § 88b darf die Anschlussvergütung dementsprechend nicht auf Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 150 kW beschränkt werden. (Änderung von § 44 EEG 2021).

Der Ersatz alter durch neue Windenergieanlagen auf bestehenden, infrastrukturell gut erschlossenen und akzeptierten oder gegebenenfalls neuen Flächen hat für uns Priorität. Die aktuell im Kabinettsbeschluss des EEG 2021 vorgeschlagene Regelung für ausgeforderte Windenergieanlagen bietet leider gerade für viele der zuerst aus der Vergütung fallenden ältesten Windenergieanlagen keine ausreichende Möglichkeit durch temporären Weiterbetrieb eine Brücke zu einer erfolgreichen Repoweringstrategie zu bauen. Siehe hierzu auch den [BWE Leitfaden "Regionalplanung und Repowering - Planerische Gestaltungsmöglichkeiten"](#). Die einmalige Verlängerung der Vermarktung durch den Netzbetreiber bis 31.12.2021 reicht auf Basis derzeit bestehender Marktwerte und aktueller Annahmen zur Entwicklung des Marktwerts im Jahr 2021 nicht aus, um substantiell Bestandsanlagen aus dem Jahre 2000 gesichert am Netz zu halten. Zu Überbrückung der Folgen der Covid-19-Pandemie braucht es als kurzfristige Sofortmaßnahme für Anlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2000 einen festgelegten anzulegenden Wert (AW) für die nächsten 2-3 Jahre. Der festzulegende AW soll kostenorientiert bestimmt werden und sich an den Werten orientieren, die die Fachagentur Wind an Land in ihrer Studie „Was tun nach 20 Jahren“ erarbeitet hat. Windenergieanlagen, die technisch nicht für die Direktvermarktung umrüstbar sind – da sie ausschließlich vom Netzbetreiber via eines Funk-Rundsteuerempfängers steuerbar sind, vgl. § 6 EEG 2009 – sollten auch den oben beschriebenen anzulegenden Wert über den Netzbetreiber als feste Einspeisevergütung erhalten. Anlagen, die aus sonstigen Gründen nicht die Direktvermarktung nutzen können, sollten diese Einspeisevergütung unter den besonderen Voraussetzungen entsprechend des § 38 Absatz 2 EEG 2014 erhalten.