

Stellungnahme

Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien – „EEG 2023“

Stellungnahme zum Regierungsentwurf vom
06.04.2022 zu einem Gesetz zu
Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten
Ausbau der erneuerbaren Energien und
weiteren Maßnahmen im Stromsektor

Berlin, 02.05.2022: Der bne begrüßt nachdrücklich, dass der Regierungsentwurf das Ziel einer Treibhausgasneutralität des Stromsektors bis 2035 anstrebt. Dies ist gleich in mehrfacher Hinsicht folgerichtig. Weil sich die Lage durch den Angriff Russlands auf die Ukraine und durch die damit verbundenen Herausforderungen drastisch verändert hat, müssten das Ausbauziel und die Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien angehoben werden.

Die „Brücke Erdgas“ ist eingestürzt.

Eine schnelle Dekarbonisierung im Stromsektor ist entscheidend, um auch im Wärme- und Mobilitätsektor zügiger vom Tropf fossiler Energieimporte loszukommen. Dafür müssen jetzt sofort alle Register gezogen werden, um den Ausbau erneuerbarer Energien, der nötigen Systemflexibilität und von Speichern zu beschleunigen.

Präambel: EEG 2023 / Energiepaket 2022

Der bne hat den Koalitionsvertrag und die darin enthaltenen Ziele für Erneuerbare Energien begrüßt. Die **Lage durch den Angriff Russlands auf die Ukraine** und die **damit verbundenen Herausforderungen** bleibt weiterhin angespannt. Die Bundesregierung arbeitet intensiv darin, die Energieversorgung sicherzustellen und die Abhängigkeiten fossiler Importe aus Russland zu reduzieren. Dies bedeutet auch, dass der **Einsatz von Erdgas auch im Stromsektor reduziert werden muss**. Gleichzeitig ist aufgrund beschleunigter Maßnahmen in anderen Sektoren mit einer deutlich schnelleren Sektorenkopplung durch eine Elektrifizierung zu rechnen. Dies erhöht den Stromverbrauch, was aber nicht mit höherem Erdgasverbrauch einhergehen darf. Damit ist auch klar, dass künftig der Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung nur noch in der Spitzenlast erfolgen darf und auch das nur bis zur im Referentenentwurf bereits adressierten vollständigen Klimaneutralität des Stromsektors. Erdgas muss folglich möglichst schnell in Richtung Spitzenlast verlagert werden. Die Spitzenlastenerzeugung aus Gas muss dann wiederum auf grüne Gase umgestellt werden. Hierzu passt auch die **Aussage des BMWK-Staatssekretärs Patrick Graichen** anlässlich der Vorstellung der vorläufigen Bilanz der Treibhausgasemissionen in Deutschland für das Jahr 2021 am 15. März, **wonach Vladimir Putin das Narrativ von Erdgas als Brückentechnologie zerstört habe. Die Brücke sei eingestürzt**. Darüber hinaus machte er deutlich, dass die Umstellung auf Wasserstoff schneller kommen müsse.

„Vladimir Putin “has broken the narrative of natural gas as a bridging technology, the bridge has collapsed. In the short term, this probably means more coal on the electricity market, and in the longer term it means green hydrogen more quickly.” aturala gas

<https://www.cleanenergywire.org/news/emissions-45-2021-after-pandemic-slump-transport-and-heating-fail-targets>

In the power sector, the German government would stick with its plan of building new gas power plants. They are needed to ensure electricity supply during the [coal phase-out](#), Graichen said. “But the question is: don’t these gas plants have to become hydrogen plants much quicker?”

<https://www.cleanenergywire.org/news/emissions-45-2021-after-pandemic-slump-transport-and-heating-fail-targets>

Folglich liegt es auf der Hand, dass eine **Weiterführung erdgasbefuerter KWK kontraproduktiv** ist. Die logische Schlussfolgerung kann nur sein, die **Förderung für neue Anlagen solange auszusetzen, bis die Evaluierung des KWKG** unter Berücksichtigung der neuen energie- und klimapolitischen Ziele **abgeschlossen ist**. Das KWKG ist vollständig auf grüne Gase umzustellen. Zudem liegt ebenfalls auf der Hand, dass angesichts der noch begrenzten Verfügbarkeit grüner Gase die Zahl der Vollbenutzungsstunden für KWKG-geförderte Anlagen deutlich unterhalb der bisherigen liegen muss.

Da der **Kohleausstieg bis 2030** erfolgen soll und die Erdgasbrücke eingestürzt ist muss verstärkt und beschleunigt auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Dies wird umso wichtiger, da der **Stromverbrauch deutlich schneller steigen wird, als noch bei der Formulierung des Koalitionsvertrages zu erwarten war**. Die Bestrebungen der Bundesregierung, möglichst schnell die Abhängigkeit von Erdgasimporten zu reduzieren, beinhaltet zwangsläufig eine deutlich schnellere und deutlich ambitionierte Elektrifizierung anderer Sektoren. Dadurch sind die im Koalitionsvertrag enthaltenen Annahmen zum Stromverbrauch 2030 bereits überholt. Wird zugleich davon ausgegangen, dass die Koalition das 80%-Ziel für Erneuerbare Energien für das Jahr 2030 mindestens beibehält oder sogar noch erhöht, um Abhängigkeiten schneller zu verringern, wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen deutlich steigen müssen. Im Regierungsentwurf wird ein Strombedarf von 750 TWh im Jahr 2030 für die Ermittlung der Ausbaukorridore zu Grunde gelegt. Durch die Elektrifizierungsstrategie und anderweitige Effizienzsteigerungen dürfte der **Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 jedoch um etwa 150 TWh oberhalb der Annahme des Gesetzgebers** liegen. Wird darauf das 80%-Ziel angelegt, ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsbedarf aus erneuerbaren Energiequellen in Höhe von 120 TWh.

Nach alledem, **muss das Ausbauziel der erneuerbaren Energien zwingend angehoben werden**. Im Falle einer Anhebung auf 90% wären das dann in Bezug auf 900 TWh (750 + 150 TWh) entsprechend 810 TWh. Im Vergleich zu den im Regierungsentwurf angestrebten 600 TWh ist dies ein Zuwachs von 210 TWh, die zusätzlich im Vergleich zum Entwurf zwecks Zielerreichung erzeugt werden müssen.

Treibhausgasneutralität des Stromsektors bis 2035

Der bne begrüßt nachdrücklich, dass der Referentenentwurf das **Ziel einer Treibhausgasneutralität des Stromsektors bis 2035** anstrebt. Dies ist gleich in mehrfacher Hinsicht folgerichtig. Dazu gehört:

- der korrekte Verweis des Entwurfs auf die Klimaneutralitäts-Zielsetzung der IEA für Industriestaaten für den Stromsektor bis 2035;
- die Fortschreibung des Zielwerts von 80% Erneuerbarer Energien bis 2030 (2021 lag der Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsektor bei 42%; damit sind pro Jahr rund 4 Prozentpunkte Zuwachs bis 2030 erforderlich, um die 80% zu erreichen. Bei einer Fortschreibung wären dies 100% bis 2035)
- die EU-Taxonomie: Diese sieht vor, dass Gaskraftwerke, die in die Taxonomie fallen, ab 2036 kein Erdgas mehr verbrennen dürfen.

Das Ziel ist eine unerlässliche Grundlage für das Erreichen des im Koalitionsvertrages festgeschriebenen 1,5 Grad-Ziels. Dies gilt umso mehr, als dass durch die Sektorenkopplung andere Sektoren mit dekarbonisiert werden können und müssen. Wie wichtig dies ist, zeigt die aktuell vorgelegte vorläufige Bilanz der THG-Emissionen in Deutschland für das Jahr 2021 mit Zielverfehlungen im Wärme- und Verkehrssektor.

Ein klares 2035-Ziel hat für die Energiewirtschaft den klaren Vorteil der Planbarkeit. Hier können sich sämtliche Akteure drauf ausrichten, sei es in der Erzeugung, der Verteilung und dem Vertrieb. Auch die Planungen der Bundesnetzagentur können und müssen darauf ausgerichtet werden. Es ist daher zu begrüßen, dass die Bundesregierung hier schnellstmöglich Klarheit schaffen will. Zudem wäre es nicht vermittelbar, dass ausgerechnet Deutschland hinter der IEA-Zielsetzung zurückbleiben will, zumal klar ist, dass nach der Kernenergie auch Kohle und Erdgas keine Alternativen mehr darstellen. Der bne ist überzeugt, dass die Energiewirtschaft diesen Weg erfolgreich gehen kann und wird, wenn das Ziel klar formuliert ist.

Strategien und Maßnahmen zur kurzfristigen Krisenbewältigung im Energiepaket 2022

Bestimmte Artikel des Artikelgesetzes sollten früher in Kraft treten

Gesetzgebungsprozesse benötigen Zeit und das Inkrafttreten ist bei einigen Themen sinnvollerweise an den Jahreswechsel 2022/2023 zu knüpfen. Das aktuell notwendige **Krisenmanagement** erfordert jedoch, dass man **bestimmte Artikel und Regelungen früher in Kraft treten lässt**, wie dies bereits im Referentenentwurf angelegt ist. Beihilferechtlich unkritische Maßnahmen des EEG sowie andere Artikel oder Teile anderer Artikel sollten **mit dem Tag der Verkündung (d.h. Mitte 2022) in Kraft treten**, um im Herbst 2022 Wirkung zeigen zu können.

Aussetzen der Klima- und Umweltbeihilfeleitlinien (KUEBLL)

Im Referentenentwurf des EEG 2023 sind die Auswirkungen der neuen Klima- und Umweltbeihilfeleitlinien deutlich abzulesen. Sie werden an vielen Stellen Geschwindigkeit beim Ausbau erneuerbarer Energien kosten (z.B. das allmähliche Hochlaufen der Ausschreibungsmengen) oder diskussionswürdige Grenzen und Limits setzen (z.B. die endogene Mengensteuerung). Generell sollten wettbewerbliche Ansätze und mutigere (beihilferechtskonforme) Methoden im EEG offensiver genutzt werden. In Anbetracht der kritischen energiepolitischen Lage in Europa in den nächsten Jahren sollte aber auch ein teilweises Aussetzen oder Neujustieren der Beihilfeleitlinien kein Tabu sein. Perspektivisch sollte die Bundesregierung das EEG beihilfefrei gestalten, damit die Ziele einfacher erreicht werden können.

Neuausrichtung historisch gewachsener Ansätze für ein modernes EEG 2023

Das EEG ist nach wie vor ein modernes Gesetz und kann mit dem Ballastabwurf durch die Abschaffung der EEG-Umlage deutlich besser und schlanker werden. Dass erneuerbare Energien im Stromsektor inzwischen die Hauptrolle spielen, bildet das EEG noch nicht ab. Dass förderfreie Erneuerbare Energien-Anlagen ebenso EEG-Anlagen sind und in Regelungen berücksichtigt werden müssen, wird noch zu oft vergessen. Auch einige historisch

gewachsene Prinzipien im EEG, die nicht mehr richtig in die Zeit passen (z.B. DC-Leistung als Zielgröße bei der Photovoltaik, Anlagenzusammenfassung bei PV-Dachanlagen, oder die Bürokratie der Personenidentität) müssen ebenfalls überdacht und angepasst werden. Vollkommen unnötige Bürokratie im EEG und beim EE-Ausbau abzuschaffen ist zudem eine Strategie, um mit der aktuell knappen Fachkräftesituation umzugehen. Der Referentenentwurf lässt hier noch zu wünschen übrig.

Maßnahmen für zusätzliche Gigawatt/Gigawattstunden im Jahr 2022/2023

Im Folgenden wird ein Maßnahmenkatalog vor die eigentliche Stellungnahme gezogen, der einige sehr schnell umsetzbare und sehr kurzfristig wirksame Punkte aufgreift:

Kurzfristmaßnahmen Windenergie („sofort mehr MWh aus Windenergie“)

- Höhere Energieproduktion in bestehenden Windparks durch Reduzierung von Abschaltereignissen unter Wahrung des Artenschutzes
- Vogeldetektionssysteme richtig einsetzen und zügiger in Betrieb nehmen

Kurzfristmaßnahmen Solarparks und Photovoltaik-Dachanlagen

- Aktives Repowering von Solaranlagen im EEG regeln
- Weiterentwicklung der Anlagenzusammenfassung bei Dachanlagen: Zeitgleiche Installation von Eigenverbrauchsanlagen, wenn auf demselben Dach eine Volleinspeiseanlage errichtet wird (ohne Verklammerung und ohne Größenbegrenzung)
- Ansatz: „Maximal 4 Wochen für die Inbetriebnahme einer PV-Anlage“ (größenunabhängig und über alle Anlagentypen)
- Vereinfachung und Digitalisierung von Netzanmeldung, Netzanschluss, Marktzugang
- Fachkräfteproblem kurzfristig abmildern durch Bürokratieabbau
- Fassaden-PV Programm (senkrechte Module können nicht verschneit sein)

Schnell und konfliktfrei neue Flächen für Solarparks

- Opt-Out Regelung zur Öffnung der Flächenkulisse für benachteiligte Gebiete (1% der Landesflächen für Solarparks und Beibehaltung kommunaler Planungshoheit)
- Änderung des Bewertungsgesetzes zur Reduktion der Hemmnisse, Flächen für Solarparks bereitzustellen (löst insb. Erbschaftssteuerfragen bei PV-Freiflächenanlagen)
- Biodiversitäts-PV auf konfliktarmen Flächen (z.B. in LSG oder auf Extensiv-Grünland)

Schneller Netzanschlüsse und Leitungen für Solar- und Windparks

- Duldungspflicht für Anschlussleitungen von Erneuerbare Energien-Anlagen durch Grundstückseigentümer und -nutzer (bei angemessener Entschädigung)
- Erleichterung von Direktleitungen zwischen EE-Anlagen und Verbrauchern
- Änderung der Grundbuchordnung (GBO), zur Einsicht in Grundbücher aufgrund berechtigten Interesses (z.B. zur Errichtung von Anschlussleitungen, Direktleitungen). Bei der Projektierung von EE-Projekten (Wind und PV) geht Zeit verloren, weil man ermitteln muss, wem Grundstücke gehören (z.B. Grundstücke, die eine kilometerlange Anschlussleitung kreuzen würde). Hierzu sollte in einem Artikelgesetz eine Änderung der Grundbuchordnung (GBO) in § 12 Absatz 1 vorgenommen werden
- Speicher in Solar- und Windparks (vereinfachte Nachrüstung & Nutzung)

Inhalt der Stellungnahme

Präambel: EEG 2023 / Energiepaket 2022	2
Treibhausgasneutralität des Stromsektors bis 2035	3
Strategien und Maßnahmen zur kurzfristigen Krisenbewältigung im Energiepaket 2022	4
Bestimmte Artikel des Artikelgesetzes sollten früher in Kraft treten	4
Aussetzen der Klima- und Umweltbeihilfeleitlinien (KUEBLL)	4
Neuausrichtung historisch gewachsener Ansätze für ein modernes EEG 2023	4
Maßnahmen für zusätzliche Gigawatt/Gigawattstunden im Jahr 2022/2023	5
Kurzfristmaßnahmen Windenergie („sofort mehr MWh aus Windenergie“)	5
Kurzfristmaßnahmen Solarparks und Photovoltaik-Dachanlagen	5
Schnell und konfliktfrei neue Flächen für Solarparks	5
Schneller Netzanschlüsse und Leitungen für Solar- und Windparks	5
Artikel 1 und 2 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	9
Zu § 1 EEG – Zweck und Ziel des Gesetzes	9
Zu § 2 EEG – Erneuerbare Energien liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit	9
Zu § 3 EEG – Begriffsdefinitionen	10
Zu § 4 und § 4a – Ausbaupfad und Strommengenpfad	11
Zu § 6 EEG – Kommunale Beteiligung an EE-Anlagen	12
Zu § 8a EEG (neu) - Nutzungsrecht von Grundstücken	14
Zu § 22 EEG – bzgl. Anpassung der Größengrenzen im EEG auf die KUEBLL	16
Zu § 22b EEG - Bürgerenergiegesellschaften	16
Zu § 23c EEG - Mieterstrom	17
Zu § 24 EEG – Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen	17
Zu § 27a EEG – Zahlungsanspruch und Eigenversorgung	18
Zu § 28 EEG - Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land	19
Zu § 28a EEG - Ausschreibungsvolumen u. -termine für Solaranlagen, erstes Segment	19
Zu § 28d, § 39o und § 88e EEG - Ausschreibung innovativer Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung	20
Zu § 28e EEG - Ausschreibungsvolumen und -termine, Innovationsausschreibung	21

Zu § 36b EEG - Höchstwert für Windenergieanlagen an Land	22
Zu § 36d EEG - Zuschlagsverfahren für Windenergieanlagen an Land	22
Zu § 37ff und §48 EEG –Solaranlagen des ersten Segments	22
Zu § 37c EEG – Out-Opt bei den Länderöffnungsklauseln (benachteiligte Gebiete) und Flächenziel PV-Freiflächenanlagen	24
Zu § 38b EEG – zu den Bedingungen für bestimmte besondere Anlagen (Agri-PV)	25
Zu § 39o – Hybridkraftwerke	25
Zu § 48 – Solare Strahlungsenergie	26
Zu § 48b (neu) – Repowering von Solaranlagen	31
Zu § 49 – Degressionsmechanismus an Ausbaumengenziel knüpfen	32
Zu § 58 - 69 – Wegfall der EEG-Umlage	32
Zu § 74 – EEG-Vorausschau	32
Zu § 85c – Festlegung zu den besonderen Solaranlagen	32
Zu § 88f - Verordnungsermächtigung zur Weiterentwicklung der Zahlungen (Contracts for Difference, CfD)	33
Zu § 95 – Verordnungsermächtigungen für Krisenmanagement	33
Zu § 100 (Artikel 1, EEG 2023) - Fassaden-PV erschließen	33
Zu §104 Abs. 10 - Weitere Übergangsbestimmungen: Übergangsfrist für Messen und Schätzen verlängern	34
Zu Anlage 2 EEG 2009 – Wasserstoff als Speichergas in Biogasanlagen	35
Artikel 3 - Gesetz zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Bundeszuschuss und Umlagen (EnUG)	36
Zu § 21 (Ergänzung) - Vehicle-to-Grid	36
Zu § 22 - Umlageerhebung bei elektrisch angetriebenen Wärmepumpen	36
Zu § 45 - Regelung zum Messen und Schätzen	37
Zu § 52 – Netznutzer und Letztverbraucher (Ergänzung)	38
Artikel 5 - Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes	39
Zu § 3 Nummer 24a und 24b EnWG– Kundenanlage: Direktanbindung von Erneuerbare-Energien-Anlagen als Bestandteil der Kundenanlage	39
Artikel 6 - Änderung der Stromnetzentgeltverordnung	40
Artikel 10 - Änderung der MaStRV	41
Zu § 5 MaStRV - Gemeinsame Registrierung	41
Zu § 13 MaStRV – Fristen der Netzbetreiber	41
Artikel 12 - Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes	41

Zu § 36 Anlagen in, an, über und unter oberirdischen Gewässern	41
Artikel 13 - Änderung der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung	41
Zu § 21 Absatz 4 HkRNDV - HKN für direktvermarkteten Strom aus Kleinanlagen	41
Zu § 30a - Gekoppelte Lieferung von Herkunftsnachweisen	42
Artikel 14 - Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes	43
Zu § 1 – Neugefasster Zweck des KWKG	43
Zu § 6 – Schwache Regeln für Umrüstung auf Wasserstoff	43
Zu § 8 – Regelung gegen Missbrauch von §6	43
Zu § 8 – Zu schwache und zu späte Anreize für Flexibilität	44
Zu § 7d (neu) - KWK-Bonus für Wärmenutzung bei der Elektrolyse	44
Zu § 34 - Evaluierungen	44
Artikel 16 - Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung	45
Artikel 20 - Inkrafttreten	47

Im Folgenden wird der Referentenentwurf des „EEG 2023“ vom 04.03.2022 im Detail kommentiert. Artikel 1 und 2 (jeweils EEG) sind hierbei zusammengefasst. Konkrete Änderungs- und Ergänzungsvorschläge sind rot markiert. Die in der Einleitung erwähnten Sofortmaßnahmen sind im Entwurf enthalten.

Artikel 1 und 2 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Zu § 1 EEG – Zweck und Ziel des Gesetzes

80% EE-Anteil im Jahr 2030 und 100% EE-Anteil im Jahr 2035

Es ist richtig im EEG für das Jahr 2035 als Ziel eine nahezu treibhausgasneutrale Stromerzeugung im Bundesgebiet vorzusehen. Der 80%-Zwischenschritt im Jahr 2030 sollte angesichts der neuen Situation dahingehend überprüft werden, ob ein höheres Ziel angestrebt werden sollte. Hintergrund ist, dass bei dem von der Ampel angestrebten und vom bne befürworteten Kohleausstieg bis 2030 bei einem über dem im Koalitionsvertrag angenommenen Stromverbrauch der Erdgasverbrauch im Stromsektor zunehmen würde. Die neue Situation in Europa erfordert, dass die Bundesregierung mehr Erneuerbare Energie ausbauen muss als im Koalitionsvertrag vorgesehen. Hintergrund ist, dass die jetzt vorgesehene stärkere Elektrifizierung anderer Sektoren dazu führt, dass der Stromverbrauch deutlich stärker anwächst (Details in §4a).

„umweltverträglich“ genauer beschreiben

Als zusätzliches Prinzip im EEG wird „umweltverträglich“ ergänzt. Zur Umweltverträglichkeit gehört auch der Natur- und Artenschutz, wie in der Begründung aufgeführt ist. Wir möchten anregen, dass im Begründungstext zusätzlich ergänzt werden soll, dass der ergänzte Begriff der Umweltverträglichkeit den erforderlichen Ausbau und somit die Erreichung der Ziele des EEG unterstützen soll, aber nicht verlangsamen darf. Zur Verdeutlichung sollte entsprechend hier auf die Definition der erneuerbaren Energien als im überragenden öffentlichen Interesse und der öffentlichen Sicherheit dienend eingefügt werden (vgl. § 2 EEG)

Zu § 2 EEG – Erneuerbare Energien liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit

Der bne unterstützt die Festschreibung, dass Erneuerbare Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Sicherheit dienen. Die Berücksichtigung des besonderen Gewichts der erneuerbaren Energien im Rahmen der Schutzgüterabwägung darf nicht nur einer „Soll“-Bestimmung unterliegen. Der Gesetzentwurf sieht richtigerweise vor, dass erneuerbare Energien **bis zum Erreichen der Treibhausgasneutralität als vorrangiger Belang in die Schutzgüterabwägung eingebracht werden müssen**, was zu begrüßen ist.

Zudem sollte der Abwägungsvorrang auch in den Fachgesetzen Einzug finden und insbesondere in Bezug auf den Arten- und den Denkmalschutz verankert werden. Dabei ist insbesondere an folgende Fälle zu denken:

- Abwägung im Rahmen von Planungsentscheidungen,
- die nachvollziehende Abwägung in § 35 Abs. 1 und 3 BauGB,
- Ermessensentscheidungen, die für die Windenergie an Land insbesondere bei Erlaubnissen, Ausnahmen und Befreiungen von gesetzlichen Vorschriften (z.B. §§ 45 Abs. 7, 67 BNatSchG) oder von Verordnungen von besonderer praktischer Relevanz sind.

Denkbar wäre es auch, die jeweiligen Fachgesetze zu ändern. Dies wäre Gegenstand des Gesetzgebungsverfahrens „Sommerpaket“. Es erscheint jedoch weniger aufwändig, diese Präzisierung und Vorsorge gegen unzutreffende Interpretationen durch die o. a. Verknüpfung mit den Fachgesetzen in § 2 selbst vorzunehmen. Diese Lösung hätte zudem den Vorteil, dass sie als Teil des „Osterpakets“ vor dem „Sommerpaket“ in Kraft treten würde.

Zu § 3 EEG – Begriffsdefinitionen

Nummer 15: Bürgerenergie („unmittelbar und mittelbar“ ergänzen)

Mit der im Referentenentwurf vorgeschlagenen Änderung der Definition „Bürgerenergiegesellschaft“ würden Kommunen eingeschränkt bleiben, wenn sie größere Projekte umsetzen wollen. Hintergrund ist, dass EE-Projekte oft nicht von den Kommunen selbst (z.B. im Rahmen von Regie- oder Eigenbetrieben), sondern in Einzweckgesellschaften realisiert werden. Daher sollte der **Bezug erweitert werden auf „unmittelbar oder mittelbar“**, damit solche Projekte als Bürgerenergie zählen können.

§3 EEG Nummer 15

(...)

Ergänzung in Buchstabe b:

b) bei der **unmittelbar oder mittelbar** mindestens 75 Prozent der Stimmrechte (...)

sowie in Buchstabe c:

c) bei der die Stimmrechte, die (...) sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (...) oder bei **unmittelbar oder mittelbar** kommunalen Gebietskörperschaften liegen

Nummer 19: Eigenversorgung

Die Begriffsbestimmung „Eigenversorgung“ in § 3 Nummer 19 EEG 2021 wird ersatzlos gestrichen, da sie aufgrund des Wegfalls der Eigenversorgungsprivilegien in den §§ 61 ff. EEG 2021 und des Eigenversorgungsverbotes in § 27a EEG 2021 künftig nicht mehr im Erneuerbare-Energien-Gesetz verwendet wird. Diese Streichung ist zu begrüßen.

Nummer 41a: Solaranlage des ersten Segments

Eine Solaranlage des ersten Segments ist „jede Freiflächenanlage und jede Solaranlage auf, an oder in einer baulichen Anlage, die weder Gebäude noch Lärmschutzwand ist.“ Somit

fällt der bisherige Zusammenhang weg, dass „ein Gebot in einer Ausschreibung“ abgegeben werden kann, wodurch jetzt auch sämtliche PPA-Anlagen (bzw. Anlagen, für die kein anzulegender Wert festgelegt wurde) erfasst sind. Sollte dies beabsichtigt sein, so sollte dies auch begründet werden.

Nummer 41b: Solaranlage des zweiten Segments (analog zum vorherigen Punkt)

Zu § 4 und § 4a – Ausbaupfad und Strommengenpfad

Der Koalitionsvertrag hatte 680-750 TWh Bruttostromverbrauch für das Jahr 2030 zu Grunde gelegt. Der Regierungsentwurf hat mit 750 nun die obere Spanne als Ausgangspunkt genommen, woraus sich 600 TWh aus erneuerbaren Energiequellen ergeben. Der bne begrüßt, dass der zugrunde gelegte Strombedarf für 2030 im Kabinettsentwurf nach oben korrigiert wurde. Nach Einschätzung des Verbandes scheint er jedoch weiterhin zu niedrig angesetzt und könnte bis zum Jahr 2030 auf 900 TWh ansteigen.

Durch den Angriff Russlands auf die Ukraine hat sich die energie- und sicherheitspolitische Lage seitdem massiv verändert. Es gilt, die **Abhängigkeiten fossiler Importe aus Russland zu reduzieren**. Dies bedeutet auch, dass der Einsatz von Erdgas auch im Stromsektor reduziert werden muss. Gleichzeitig ist aufgrund beschleunigter Maßnahmen in anderen Sektoren mit einer deutlich schnelleren Sektorenkopplung durch eine Elektrifizierung zu rechnen. Dies **erhöht den Stromverbrauch**, was aber nicht mit höherem Erdgasverbrauch einher gehen darf. Angenommen, die Bundesregierung hat Erfolg mit ihrer beschleunigten Elektrifizierungsstrategie und angenommen es kommt parallel zu Effizienzsteigerungen, so könnte der **Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 immer noch um etwa 150 TWh oberhalb der Annahme des Koalitionsvertrages** liegen. Legt man darauf das 80%-Ziel an, ergäbe sich daraus ein zusätzlicher Erzeugungsbedarf aus erneuerbaren Energiequellen in Höhe von 120 TWh. Für den Fall, dass die Koalition weiterhin einen Kohleausstieg anstrebt und zugleich die Abhängigkeit von Erdgas im Stromsektor nicht erhöhen möchte, müsste das Ausbauziel der erneuerbaren Energien angehoben werden. Im Falle einer Anhebung auf 90% wären das dann in Bezug auf 900 TWh (750 + 150 TWh) entsprechend 810TWh. Im Vergleich zu den im Regierungsentwurf angestrebten 600 TWh ist dies ein Zuwachs von 210 TWh, die zusätzlich im Vergleich zum vorliegenden Regierungsentwurf zwecks Zielerreichung erzeugt werden müssten.

Zwischenfazit: Steigt der Brutto-Stromverbrauch zusätzlich um 150 TWh auf 900 TWh, dann sind zusätzliche 120 TWh erforderlich, damit das 80% Ziel erreicht werden kann, d.h. **insgesamt 720 TWh Erneuerbare Energien-Strom im Jahr 2030**. Weil der Koalitionsvertrag bereits die Ambition gegenüber dem EEG 2021 in fast allen Bereichen erhöht, muss in den Ausbaubereichen nachgelegt werden, in denen eine weitere **schnelle und substanzielle Zubauerhöhung** möglich ist. Die einzige Option, die bis 2030 deutlich schneller ausgebaut werden kann, ist die Photovoltaik; daher müssen die Rahmenbedingungen sowohl bei Gebäudeanlagen als auch Solarparks deutlich verbessert werden; die Verbesserungen müssen sowohl bei Eigenverbrauchsanlagen als auch Volleinspeisungsanlagen bereits zeitnah zu

einem deutlich höheren Zubau führen. Die weitere Erhöhung der Ausbaupfade für Solaranlagen im Regierungsentwurf wird begrüßt, ist aber vor dem Hintergrund des erwartbaren höheren Strombedarf im Jahr 2030 noch zu niedrig. Hier sollten insbesondere ab Mitte der zwanziger Jahre Ausbaupfade weiter nach oben korrigiert werden. Wir schlagen folgende Anpassung vor:

§4 Ausbaupfad

Die Ziele nach § 1 sollen erreicht werden durch
(...)

3. Steigerung der installierten **Leistung (AC)** von Solaranlagen auf

- a) **90** Gigawatt im Jahr 2024,
- b) **144** Gigawatt im Jahr 2026,
- c) **197** Gigawatt im Jahr 2028,
- d) **250** Gigawatt im Jahr 2030,
- e) **333** Gigawatt im Jahr 2035,
- f) **416** Gigawatt im Jahr 2040 und
- g) **500** Gigawatt im Jahr 2045

sowie den Erhalt dieser Leistung nach dem Jahr 2045 (...)

Die **Umstellung der Gigawatt-Zielsetzung(en) auf die installierte Leistung (AC-Leistung) bei der Photovoltaik** korrigiert den Fehler im EEG, dass bisher die Summe der PV-Modulleistung als Parameter zur Messung der Zielerreichung verwendet wird. Bei allen anderen Erneuerbaren Energien ist die Zielsetzung in Wechselstromleistung Standard. Für das Netz ist die Wechselstromleistung (AC) maßgeblich. Die erforderlichen Daten sind im Marktstammdatenregister enthalten. AC-Anlagenleistungen liegen im Mittel etwa 15 Prozent unter den im EEG nominell zu Grunde gelegten DC-Leistungen. Diese Diskrepanz hat zur Folge, dass Ausbaupfade auf dem Papier schön gerechnet werden, während dringend benötigte Leistung aus PV-Anlagen der realen Stromversorgung fehlen.

Zu § 6 EEG – Kommunale Beteiligung an EE-Anlagen

Die Beteiligung der Kommunen am Ausbau ist eine der wichtigsten Verbesserungen für die Akzeptanz des Ausbaus Erneuerbaren Energien der letzten Jahre. Sie weiter zu verbessern ist daher sinnvoll. Generell sollte weiterhin zwischen Windkraft und PV-Freiflächen differenziert werden, weil es erhebliche Unterschiede im Planungs- und Genehmigungsprozess gibt.

Förderfreien Betrieb im EEG künftig immer mitdenken, auch bei der Windenergie

Was bei Solarparks mit der Einführung des §6 EEG ins EEG 2021 sofort umgesetzt wurde – eine Regelung auch für förderfreien Betrieb (sonstige Direktvermarktung, PPA) – wird nun auch bei Windenergieanlagen umgesetzt. Das ist gut und richtig. Es zeigt sich dadurch einmal mehr, dass bei Regelungen im EEG und den anhängenden Verordnungen der Betrieb ohne Förderung künftig immer mitbeachtet werden muss.

Gute Solarparks benötigen professionell erarbeitete, standortangepasste Konzepte

Nach dem Regierungsentwurf dürfen bei Freiflächenanlagen „die betroffenen Kommunen den Abschluss der Vereinbarungen davon abhängig machen, dass der Betreiber ein Konzept vorgelegt hat, das fachlichen Kriterien für die naturschutzverträgliche Gestaltung von Freiflächenanlagen entspricht.“ Dies ist gegenüber dem Eckpunktepapier den BMWK, BMEL und BMUV ([Link](#)) zwar schon eine Verbesserung, weil die Kommune (wie im Eckpunktepapier vorgesehen) weder personell, noch methodisch, noch fachlich in der Lage sind, konsistente Vorschläge für einen biodiversen Solarpark geben zu können. Trotz der Änderung muss darauf geachtet werden, dass mit der vorgeschlagenen Regelung nicht über das Ziel hinausgeschossen wird. **Die Kommune hat bereits heute** über die Art und Weise, wie ein Solarpark umgesetzt und betrieben wird, **im B-Plan-Verfahren gute Gestaltungsmöglichkeiten**, insbesondere zum Standort. Naturschutz- und Biodiversitätsthemen werden zudem bereits deutlich früher im Planungs- und Genehmigungsprozess diskutiert, als die Kommunale Beteiligung. Würden (unerfahrene) Kommunen darauf beharren, frühzeitig und mit Bezug auf § 6 Regelungen einfordern, ergeben sich erheblichen Compliance-Probleme.

Generell sollte von der Kopplung von §6 EEG an Naturschutzkriterien abgesehen werden. Sollte dies nicht Wunsch des Gesetzgebers sein, sollten **mindestens die Worte „fachliche Kriterien“ durch „Empfehlungen“ ersetzt werden.** Dies trifft auch auf die Begründung zu, die zusätzlich neben oder statt eines alleinigen Verweises auf eine Broschüre des KNE auch auf **Branchenselbstverpflichtungen wie die „Gute Planung von PV-Freilandanlagen“** (www.gute-solarparks.de) hinweisen sollte. Im Übrigen wird diese Selbstverpflichtung, die inhaltlich bedeutend weiter geht als auf die Biodiversität zu achten (z.B. zum Umgang mit Kommunen oder Landwirten), zurzeit überarbeitet ([Link](#)) und mit dem EEG-Entwurf harmonisiert.

Vorzeitiges Inkrafttreten des §6 EEG

Das **Inkrafttreten der Weiterentwicklung des §6 EEG** sollte im Artikel 20 (Inkrafttreten) bereits **am Tag der Verkündung erfolgen**. Eine verbesserte Regel wird unmittelbar benötigt und ist beihilferechtlich nicht kritisch.

§6 EEG auf alle Anlagen ausweiten, die „wie Solarparks aussehen“

Die Regelung der Kommunalbeteiligung ist auf „Freiflächenanlagen“ anwendbar. Es sollte mindestens eine **Erweiterung auf „sonstige bauliche Anlagen“**, sowie auf **weitere Anlagen des ersten Segments** erfolgen (Moor-PV, Agri-PV, [Biodiversitäts-PV]). Ratsam wäre eine Definition entsprechend der Begriffsbestimmung in §3 Nr. 41a EEG.

§6 EEG auch für noch nicht eingelöste PV-Zuschläge nutzbar machen

Die Regelung der Kommunalbeteiligung für Solarparks sollte **auf alle noch nicht eingelösten Zuschläge erweitert werden** (Übergangsbedingung im § 100 Absatz 2, verbunden mit unmittelbarem Inkrafttreten). Grund ist, dass Zuschläge, die vor Inkrafttreten des EEG 2021 erteilt wurden, die Regelung des §6 EEG nicht nutzen können, was Kommunen nur schwer zu vermitteln ist. Die Realisierung dieser Projekte ist daher gefährdet.

Klarstellungsbedarfe bei Solarparks bzgl. §6 EEG („tatsächlich eingespeiste Strommenge“)
Bei Solarparks darf die kommunale Beteiligung den betroffenen Gemeinden Beträge nur für die tatsächlich eingespeiste Strommenge angeboten werden. Dies führt zu **vielfältigen Problemen, und zwar immer dann, wenn Strommengen nicht in das Netz eingespeist werden** (Eigenversorgung, Direktbelieferung von Dritten, Netzverluste, Elektrolyseure etc.) Zudem entsteht so eine **erhebliche Regelungslücke für Solarparks mit Batterien**. Eine Analyse im Beiblatt des [bne-Mustervertrags](#) zur Kommunalbeteiligung kommt zu dem Schluss: **§6 EEG ist aktuell nicht rechtsicher anwendbar bei Solarparks mit Speichern, außer bei Anlagenkombinationen der Innovationsausschreibung**. Weil Speicher immer wichtiger werden (auch bei PPA-Projekten, bzw. außerhalb der Innovationsausschreibung) und weil auch **abgeregelte Mengen (Redispatch)** nicht „tatsächlich eingespeist“ werden, besteht erheblicher Handlungsbedarf.

Compliance-konforme Kommunikation

Es fehlt nach wie vor die Klarstellung, wie bei Freiflächenanlagen eine Compliance-konforme **Kommunikation mit kommunalen Entscheidungsträgern zur finanziellen Beteiligung gemäß § 6 vor Satzungsbeschluss erfolgen** kann. Daher sollte in § 6 EEG klargestellt werden, dass eine Zusage gegenüber kommunalen Entscheidungsträgern über eine finanzielle Beteiligung nach § 6 EEG grundsätzlich gestattet ist.

Ausdehnung der Zahlungen an die Kommunen auf Bestandsanlagen

Die Ausdehnung der Zahlungen an die Kommunen auf Bestandsanlagen sehen wir kritisch, sowohl bei Solarparks als auch bei Windkraftanlagen. Durch diese könnte die Bereitschaft der Kommunen, sich z.B. für Repowering von Windkraftanlagen (mit einem Vielfachen am Energieertrag bei weitestgehend gleichbleibender WEA-Anzahl) einzusetzen, erheblich verringern. Zudem möchten wir darauf hinweisen, dass historisch gewachsene Standorte oft mehrere EEG-Anlagen von mehreren Betreibern enthalten, was in der Praxis insbesondere bei Windparks zu einer unübersichtlichen Zahl an Verträgen führen würde. Die finanzielle Beteiligung sollte daher neuen Projekten und Repowering-Projekten vorbehalten bleiben.

Zu § 8a EEG (neu) - Nutzungsrecht von Grundstücken

Die Betreiber von erneuerbaren Energien-Anlagen müssen die Leitung zum Anschluss ihrer Anlage an das Netz der allgemeinen Versorgung, also bis zum Netzverknüpfungspunkt, selbst planen, errichten und finanzieren. Im Gegensatz zu Netzbetreibern sind Betreiber (bzw. Anlagenprojektierer) mit deutlich schwächeren Rechten ausgestattet, um die Leitungstrassen effizient, schnell und günstig zu realisieren. Daher sollte eine **Duldungspflicht von Anschlussleitungen für EE-Anlagen** im EEG vorgesehen werden: Für das Verlegen einer betriebsnotwendigen Kabeltrasse zum Anschluss einer Erneuerbare-Energien-Anlage sollte deshalb bei **angemessener Entschädigung eine Duldungspflicht der Grundstückseigentümer bzw. -nutzer** eingeführt werden. Eine Duldungspflicht soll gegen ein angemessenes Entgelt bestehen und würde gegenüber einer Enteignung ein mildes Mittel darstellen. Zur Umsetzung schlagen wir folgende Formulierung eines neuen § 8a vor:

§ 8a Nutzungsrecht von Grundstücken

(1) Der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte eines Grundstücks haben die Errichtung, den Betrieb und die Instandhaltung von Leitungen oder sonstigen Einrichtungen, die vom Betreiber einer Anlage oder vom Betreiber der Leitung oder sonstigen Einrichtung zum Netzanschluss einer Anlage an den Verknüpfungspunkt nach § 8 errichtet werden, auf dem Grundstück zu dulden, soweit dadurch die Nutzung des Grundstücks einschließlich der Gebäude nicht unzumutbar beeinträchtigt wird. Die Pflicht nach Satz 1 besteht im Hinblick auf Grundstücke, deren Nutzung erforderlich ist, um den Anschluss an den Netzverknüpfungspunkt nach § 8 mit den geringsten Kosten zu errichten. Die Leitungen und Einrichtungen nach Satz 1 werden keine wesentlichen Bestandteile des Grundstücks im Sinne des § 95 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuches. Der Grundstückseigentümer und der Nutzungsberechtigte sind rechtzeitig über Art und Umfang der beabsichtigten Inanspruchnahme des Grundstücks zu benachrichtigen.

(2) Hat der Grundstückseigentümer eine Nutzung des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden, so kann er dafür von dem Betreiber der Anlage, die an das Netz angeschlossen wird, oder von dem Betreiber der Leitung oder sonstigen Einrichtung eine angemessene Entschädigung in Geld verlangen. Dasselbe gilt für den Nutzungsberechtigten, wenn er die Nutzung des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden hat. Wird das Grundstück oder sein Zubehör durch die Ausübung der aus dieser Vorschrift folgenden Rechte beschädigt, hat der Betreiber der Anlage, die an das Netz angeschlossen wird, oder Betreiber der Leitung oder sonstigen Einrichtung auf seine Kosten den Schaden zu beseitigen. § 840 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuchs findet Anwendung.

(3) Der Grundstückseigentümer kann die Verlegung der Leitungen oder sonstigen Einrichtungen verlangen, wenn sie an der bisherigen Stelle für ihn nicht mehr zumutbar sind. Die Kosten der Verlegung hat der Betreiber der Anlage, die an das Netz angeschlossen wird, oder der Betreiber der Leitung oder sonstigen Einrichtung zu tragen.

(4) Die Duldungspflicht nach Absatz 1 besteht für den Zeitraum, in dem die Leitung oder sonstige Einrichtung für die Einspeisung von Strom aus einer Anlage betrieben wird. Wird der Betrieb der Leitung oder der sonstigen Einrichtung dauerhaft eingestellt, haben der Grundstückseigentümer oder der Nutzungsberechtigte die auf dem Grundstück befindlichen Einrichtungen noch drei Jahre zu dulden, es sei denn, dass ihnen dies nicht zugemutet werden kann. Der Betreiber der Anlage, die an das Netz angeschlossen wird, oder der Eigentümer oder Betreiber der Leitung oder der sonstigen Einrichtung hat dem Grundstückseigentümer die dauerhafte Betriebseinstellung unverzüglich anzuzeigen. In Fällen wiederkehrender Entschädigungszahlungen gilt Absatz 2 Satz 1 nicht mehr, wenn der Betrieb der Leitung oder der sonstigen Einrichtung eingestellt wurde und die Anzeige erfolgt ist. Wird der Betrieb der Leitung oder der sonstigen Einrichtung wieder aufgenommen, gelten die Absätze 1 bis 3 vollumfänglich weiterhin.

(5) Für die Durchsetzung eines Anspruchs nach Absatz 1 findet § 83 Absatz 2 entsprechende Anwendung.

Ein Gutachten zu diesem Vorschlag, inklusive ausführlicher Erläuterung des Hintergrunds und einer Begründung, sowie eine verfassungsrechtliche Einordnung finden Sie hier ([Link](#)).

Zu § 22 EEG – bzgl. Anpassung der Größengrenzen im EEG auf die KUEBLL

Generell ist es sinnvoll, die Spielräume der KUEBLL für Bürgerenergiegesellschaften zu nutzen, um diese von der Pflicht der Teilnahme an Ausschreibungen zu entbinden (Windkraft bis 18 MW, Solarparks bis 6 MW). Auch ist es sinnvoll, die Größengrenzen z.B. bei ausschreibungsfreien Dachanlagen anzuheben (z.B. Gebäude-PV bis 1 MW). Bei der Neuregelung sollte allerdings darauf geachtet werden, dass sowohl Bürgerenergiegesellschaften, als die im Rahmen der KUEBLL-Grenzen möglichen anderen ausschreibungsfreien Projekte auch einen **Zugang zu allen relevanten Ausschreibungen haben, wenn sie diese nutzen wollen**. Dies sollte sowohl oberhalb als auch unterhalb der Schwellwerte der KUEBLL gelten. So fällt beispielhaft laut Regierungsentwurf der § 22 Absatz 6 Satz 2 weg, nachdem „für Solaranlagen (...) bis einschließlich 750 Kilowatt, die auf, an, oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand errichtet werden, können (...) Gebote bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments berücksichtigt werden können“. Eine entsprechende **Erlaubnis für Bürgerenergieprojekte (und anderen Kleinprojekten) auch Gebote in allen relevanten Ausschreibungen abgeben zu dürfen, sollte durchgängig im gesamten EEG enthalten sein**.

Zu § 22b EEG – Bürgerenergiegesellschaften

Bürgerenergie und Landesregeln

Es bleibt unklar, welche weitergehenden Regelungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau neuer Erzeugungsanlagen von den Ländern erlassen werden können bzw. wie mit den bestehenden Regelungen umgegangen werden soll (z.B. BüGemBeteilG in Mecklenburg-Vorpommern). Projektierer werden aufgrund unterschiedlicher landesspezifischer Beteiligungsmodelle und Abweichungen in den zu beteiligenden Umkreisen (von 2.500 m zu 5.000 m) vor große praktische Herausforderungen und Unsicherheiten gestellt. Diese führen häufig zu erheblichen Verzögerungen in der Genehmigungsphase, was hinsichtlich des dringend erforderlichen raschen Ausbaus kontraproduktiv wirkt. Die Bundesregelung zur Bürgerbeteiligung sollte daher aus Gründen der Vereinfachung und Vereinheitlichung abschließend sein. Weitergehender Länderregelungen, die noch aus einer Zeit vor Inkrafttreten des § 6 EEG stammen, bedarf es nicht (mehr). Sie sollten daher abgeschafft werden.

Zudem sollte die Regelung in § 22b Absatz 5 dahingehend weiterentwickelt werden, dass Mitglieder von Bürgerenergiegesellschaften auch innerhalb von fünf Jahren Förderung nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung für weitere Anlagen derselben Technologie und desselben Segments in Anspruch nehmen dürfen, zum Beispiel dann, wenn dieselbe Bürgerenergiegesellschaft einen oder mehrere Wind- oder Solarparks oder Solar-Dachanlagen errichtet, Projekte erweitert oder repowert hat. Als plakatives Beispiel ist hier zu nennen, wenn eine BEG in einer Region (oder deutschlandweit) Hallendächer mit PV belegt. Hier wäre eine 5-Jahres-Sperrfrist sehr kontraproduktiv.

Zu § 23c EEG - Mieterstrom

Der bne begrüßt die Abschaffung des 500 MW-Deckels für Mieterstrom durch die Streichung des §23c im Regierungsentwurf. Ob allein die Streichung des Deckels zu einer gesteigerten Attraktivität von EEG-Mieterstrommodellen führt, ist allerdings mehr als fraglich. Die 500 MW Begrenzung hatte in der Praxis keine Relevanz. Der bne beobachtet in jedem Fall, dass bislang ein Großteil der Mieterstrom-Modelle außerhalb des EEG-Mieterstromgesetz realisiert werden. Zwar reduzieren sich aus dem Wegfall der EEG-Umlage nun auch Verwaltungsaufwände, diese können jedoch die vielen anderen Hemmnisse bei der Umsetzung von EEG konformen Mieterstrommodellen bei Weitem nicht überwiegen.

In Anbetracht der vielen Detailregelungen des Mieterstromgesetzes in seiner derzeitigen Form, wäre aus Sicht des bne sinnvoller eine einfache und unbürokratische Regelung für die Vermarktung von Strom aus PV-Anlagen im gewerblichen und privaten Mehrgeschossbau zu treffen. Der bne hat sich in der Vergangenheit bereits in vielen Appellen unter anderem dafür eingesetzt,

- die finanzielle Förderung für alle Mieter und Eigentümer eines Gebäudes attraktiver zu gestalten,
- den räumlichen Zusammenhang weiter zu fassen sowie
- Flexible Umsetzungsmodelle für PV-Mieterstrom zu ermöglichen (Contracting-Modelle)

Der bne hat diese und weitere Punkte in einer ausführlichen Stellungnahme zum Abbau von Barrieren im Mieterstromgesetz ausgeführt ([LINK](#)).

Zu § 24 EEG – Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen

Anlagenzusammenfassung bei Dachanlagen weiterentwickeln

Die Verklammerung von Teil- und Volleinspeiseanlage ist eine veraltete Regelung im EEG, die bei PV-Dachanlagen weiterentwickelt werden sollte. Die Weiterentwicklung erleichtert eine **Vereinfachung der zeitgleichen Installation von zwei Anlagen auf einem Dach** (wovon eine Anlage eine Volleinspeisungsanlagen und die andere eine Teileinspeisungsanlagen ist), und sieht eine Änderung der Anlagenzusammenfassung vor, um in eng besiedelten urbanen Bereichen oder in Kundenanlagen negative Wechselwirkungen von zeitgleich installierten PV-Anlagen (z.B. wegen einer PV-Pflicht) aufzuheben und hierbei die heute bestehende Benachteiligung von Mieterstromprojekten auflösen. Eine vollständige Abschaffung der Anlagenzusammenfassung ist jedoch nicht empfehlenswert, um weiterhin Schutz vor den Missbrauchsgefahren zu bieten, für die die Verklammerung ursprünglich eingeführt wurde (z.B. davor, mehrere kleine Volleinspeisungsanlagen mit hoher Vergütung auf demselben Dach zu installieren). Wegen der Verklammerungsregel werden Dächer für PV-Anlagen nach wie vor schlecht genutzt, da zu oft nur der Wunsch nach Eigenverbrauch umgesetzt wird und große Teile der Dachflächen insbesondere bei großen Dächern leer bleiben (z.B. Nichtwohngebäude, Hallen, landwirtschaftliche Gebäude). Bei diesen großen Dächern übersteigt das Dachflächenpotenzial für Photovoltaik den Eigenverbrauch oft deutlich. In der Praxis müssen bei Dachanlagen 12 Monate Wartezeit abgewartet werden, bis eine zweite, nicht verklammerte Anlage errichtet werden kann. Dies passiert oft nicht, weil die zweimalige

Installation erheblichen Zusatzaufwand bedeutet (zweimalig die Kosten für Gerüst, Installation, etc.). In manchen Anlagen werden Anlagenteile zwar zeitgleich physisch installiert, aber erst nach 12 Monaten in Betrieb genommen. Die Anlagenzusammenfassung soll bei Dachanlagen geändert werden mit dem Ziel, dass auf jedem Dach zeitgleich auch immer eine PV-Eigenverbrauchsanlage (bzw. Teileinspeisungsanlage) beliebiger Größe errichtet werden kann, wenn eine PV-Volleinspeisungsanlage errichtet wird. Die Regelung soll unabhängig von Größengrenzen sein (d.h. insbesondere auch bei Ausschreibungen des zweiten Segments gelten). Bei Mieterstromprojekten sollte heute negativ wirkende Wechselwirkungen durch die die Anlagenzusammenfassung mit benachbarten Anlagen entfallen.

§24 EEG Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen

§ 24 EEG Abs. 1 Satz 4 (neu)

Ebenfalls abweichend von Satz 1 werden solche Solaranlagen auf, in oder an Gebäuden und Lärmschutzwänden, die gar keinen oder jedenfalls nicht den gesamten in einem Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Strom mit Ausnahme des Stroms, der in der Solaranlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn verbraucht wird, in das Netz einspeisen, nicht mit anderen Solaranlagen auf, in oder an Gebäuden und Lärmschutzwänden zusammengefasst, unabhängig davon, ob diese anderen Solaranlagen ebenfalls gar keinen oder jedenfalls nicht den gesamten oder aber den gesamten Strom in das Netz einspeisen. Abweichend von Satz 1 werden Solaranlagen, die nicht an demselben Anschlusspunkt betrieben werden, zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 nicht zusammengefasst.

Der neu gefasste Satz 4 regelt, dass Photovoltaikanlagen auf, in oder an Gebäuden und Lärmschutzwänden die in Volleinspeisung betreiben werden nicht mit zeitgleich installierten Photovoltaikanlagen auf, in oder an Gebäuden und Lärmschutzwänden zusammengefasst werden, die als Überschusseinspeiser betrieben werden. Durch den Wegfall des bisherigen Satz 4 wird die nicht sachgerechte Verklammerung von Mieterstromanlagen mit benachbarten Photovoltaikanlagen beendet.

Zu § 27a EEG – Zahlungsanspruch und Eigenversorgung

Mit der Streichung des § 27a EEG werden künftig Eigenversorgungs-Modelle auch für Anlagen möglich, deren anzulegender Wert in Ausschreibungen ermittelt wurde. Dadurch werden künftig Sektorenkopplungsmodelle auch für Anlagen oberhalb 1 MW rechtlich möglich. Der bne begrüßt daher die Neuregelung im Regierungsentwurf und den Schritt in Richtung Flexibilisierung.

Diese Vorhaben dürfen nun aber nicht an bürokratischen Hemmnissen scheitern, die Eigen- und Direktversorgungsmodelle unnötig und nicht sachgerecht verkomplizieren.

Genehmigungsverfahren, Liefermöglichkeiten hinter Netzverknüpfungspunkten und undurchsichtige Regelungen zur Anlagenzusammenfassung sollten schnellstmöglich beseitigt werden, um die Attraktivität dieser Modelle weiter zu erhöhen. Auch bei Anschlussleitungen von Anlagen, oder bei Direktleitungen zu Verbrauchern können und sollten Verbesserungen erreicht werden, die sich z.B. in den Vorschlägen zu § 8a EEG (neu) - Nutzungsrecht von Grundstücken oder den Verbesserungen der Direktanbindung von Erneuerbare-Energien-Anlagen als Bestandteil der Kundenanlage (siehe zu Artikel 5, § 3 Nummer 24a und 24b EnWG – Kundenanlage). Auch sollte das Konzept der unmittelbaren räumlichen Nähe im Gesetz in Gänze entfernt werden, um die Verbesserungen durch die Streichung der §27a auch in der Praxis nutzbar zu machen. Die Einschränkung behindert dezentrale Versorgungskonzepte und Sektorenkopplung ohne ersichtlichen Grund. Die Einschränkung „Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird“ reicht. Zudem ist „unmittelbare räumlicher Nähe“ ein unbestimmter Rechtsbegriff, wird immer wieder von Gerichten unterschiedlich ausgelegt und sorgt daher für Investitionsunsicherheit bei innovativen dezentralen Versorgungskonzepten. Soweit er sich nicht auf Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen bezieht, wird die Einschränkung der „unmittelbaren räumlicher Nähe“ für Eigenversorgung und Drittbelieferung komplett aufgehoben. Dazu sollte der Begriff auch in § 21 b Abs. 4 Nr 2.a gestrichen und die Begriffsbestimmungen in § 3 angepasst werden.

Zu § 28 EEG - Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land

Bekanntgabe der Ausschreibungsergebnisse: maximal 3 Wochen

Derzeit dauert die Bekanntgabe der Ausschreibungsergebnisse zwischen 6 und 8 Wochen. Dies kann zu massiven Verschiebungen in Projekten führen. So können beispielsweise aufgrund von naturschutzrechtlichen Rodungs- und Baufenstern Projekte durch eine zu späte Bekanntgabe um ein ganzes Jahr verzögert werden. Daher sollten eine **Verkündungsfrist von maximal 3 Wochen** festgelegt und die Kommunikationsprozesse beschleunigt werden.

Endogene Mengensteuerung sollte entfallen

Die **endogene Mengensteuerung sollte entfallen**, da sie dem Ziel, in den kommenden Jahren möglichst viele Anlagen umzusetzen, entgegensteht. Im Lichte der aktuellen Ereignisse bedarf es einer neuen Abwägung zwischen der unbedingten Sicherstellung des Wettbewerbs in den Ausschreibungen und dem Erfordernis, den Zubau maximal zu beschleunigen. Eine künstliche Verzögerung von Projekten durch die endogene Mengensteuerung ist weder im Interesse Deutschlands noch Europas.

Zu § 28a EEG - Ausschreibungsvolumen u. -termine für Solaranlagen, erstes Segment

Neben dem Klimaschutz spricht inzwischen auch das Thema Versorgungssicherheit für einen deutlich schnelleren Ausbau von den besonders kostengünstigen Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Daher sollte das Ausschreibungsvolumen für PV-Freiflächenanlagen deutlich angehoben werden.

§ 28a Ausschreibungsvolumen (...) für Solaranlagen des ersten Segments

(...)

(2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt

1. 2022 ~~X000~~ Megawatt ~~zu installierender~~ ins Netz
2. 2023 ~~5-850~~ **8000** Megawatt ~~zu installierender ins Netz einspeisbarer~~ Leistung,
3. 2024 ~~7-200~~ **9000** Megawatt ~~zu installierender ins Netz einspeisbarer~~ Leistung,
4. 2025 ~~8-100~~ **10000** Megawatt ~~zu installierender ins Netz einspeisbarer~~ Leistung,
5. 2026 ~~8-550~~ **11000** Megawatt ~~zu installierender ins Netz einspeisbarer~~ Leistung und
6. ab dem Jahr 2027 und 2028 jeweils ~~9-000~~ **12000** Megawatt ~~zu installierender ins Netz einspeisbarer~~ Leistung.

(...)

Zu § 28b EEG - Ausschreibungsvolumen u. -termine für Solaranlagen, zweites Segment

Die im Regierungsentwurf vorgesehenen Ausschreibungsvolumina für PV-Dachanlagen sind nach wie vor zu gering. Sie fallen im Entwurf des EEG 2023 hinter Zahlen des letzten Jahres 2019 oder 2020 zurück. In Anbetracht der europäischen Energiekrise, der Kostendegression bei der Photovoltaik und der Umstellung der Systematik des zweiten Segments auf konkreten Projektbezug mit Projektsicherung und ohne Realisierungsfristen (laut EEG 2021) sollte viel mehr Volumen im zweiten Segment vorgesehen werden. Mit einem Start bei mindestens 1000 MW im Jahr 2023, aufwachsend bis 2000 MW soll ein relevantes Zubausegment entwickelt werden. Zudem sind zwei Ausschreibungsrunden pro Jahr zu wenig. Das kostet nur unnötig Zeit. Künftig sollten drei Ausschreibungstermine pro Jahr vorgesehen werden.

§ 28b Ausschreibungsvolumen (...) für Solaranlagen des zweiten Segments

(...)

1. März, 1. Juni und 1. November

(...)

- 2022: ~~XXX~~ MW
- 2023: **1000** MW
- 2024: **1250** MW
- 2025: **1500** MW
- 2026: **1750** MW
- 2027: **2000** MW
- 2028: **2000** MW

Zuzüglich sollte es **immer möglich sein, eine Eigenverbrauchs-PV-Anlage zusätzlich zeitgleich zu installieren** (siehe dazu Vorschlag zu §24 EEG: Anlagenzusammenfassung bei Dachanlagen weiterentwickeln).

Zu § 28d, § 39o und § 88e EEG - Ausschreibung innovativer Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung

Den Vorschlag zur Einführung eines Ausschreibungssegments für wasserstoffbasierter Stromspeicherung („Hybridkraftwerke“), das auf eine reine Rückverstromung des Wasserstoffs abzielt, unterstützen wir grundsätzlich – wobei das Konzept erweitert und ohne Zeitdruck erarbeitet werden sollte. Zu bedenken möchten wir geben, dass die Standortsuche mit dem Ansatz, dass ein System in seiner Gänze an einem Netzverknüpfungspunkt eines Wind- oder Solarparks unrealistisch ist. Alleine schon die Genehmigung von Gebäuden für Elektrolyse/Wasserstoffspeichern im Außenbereich (d.h. im oder am Wind- oder Solarpark) dürfte zu komplex sein und die Zahl nutzbarer Standorte stark reduzieren. Zudem ist in Wind- oder Solarparks oft die weitere benötigte Infrastruktur nicht vorhanden (z.B. Wasseranschluss für Elektrolyse, oder Abwärmesenke für Elektrolyseabwärme).

Daher sollte der **Elektrolyse/Speicher/Rückverstromungsteil der Hybridkraftwerke abgesetzt von den Erzeugungsanlagen stattfinden können, z.B. in Gewerbegebieten**. Dies hebt Synergieeffekte. Durch eine Klarstellung, dass Direktleitung zwischen EE-Anlagen und Sektorenkopplungseinheiten als Teil von Kundenanlagen anzusehen sind (siehe zu Artikel 4: EnWG dieser Stellungnahme), und unserer Ansicht nach eine Duldungspflicht für betriebsnotwendige Kabeltrassen eingeführt werden soll (siehe § 8a EEG (neu) dieser Stellungnahme), sollten solche Konstrukte einfacher werden. Eine Nutzung des Netzes der öffentlichen Versorgung sollte aber nicht ausgeschlossen werden, wenn ein direkter physikalischer Zusammenhang besteht (z.B. dieselbe Mittelspannungsleitung genutzt wird) und wenn durch effektive Maßnahmen ausgeschlossen wird, dass es zu einer Netzüberlastung kommt (z.B. durch Limits der Netzeinspeisung oder die Integration von Batterien in den Erzeugungsanlagen). Demnach sollten auch Batteriespeicher zugelassen werden, um Hybridkraftwerke zu ergänzen.

Der RefE erlaubt nur die Rückverstromung, keine anderen Nutzungsarten für Wasserstoff. Damit setzt man einen Anreiz für die Installation von Elektrolyseuren, die im Energiesystem nicht effizient eingebunden sind. Beim Anwendungsfall Rückverstromung gilt es auch daher sicherzustellen, dass Wasserstoff als Speichergas anderweitig eingesetzt werden kann, bspw. in Brennstoffzellen oder in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wie Biogasanlagen. Es sollte zudem ein Mindestspeichervolumen für Wasserstoff definiert werden. Übersteigt die Wasserstoffproduktion das Volumen, sollte der Wasserstoff vermarktet werden dürfen.

Zu § 28e EEG - Ausschreibungsvolumen und -termine, Innovationsausschreibung

Innovationsausschreibungen sind aktuell das Mittel der Wahl, um politisch den Speicherzubaue zu beschleunigen. Das Volumen sollte daher deutlich nach oben korrigiert werden.

§28e Ausschreibungsvolumen (...) für Innovationsausschreibungen

(...)

(2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt (...)

Jahr 2022: **2500** Megawatt zu installierender Leistung,
davon 2000 Megawatt als Sonderausschreibungen,

im Jahr 2023: **2000** MW (vgl. Entwurf. 600 MW)

2024: **3000** MW

2025: **4000** MW

2026: **5000** MW

2027: **6000** MW

2028: **7000** MW

(vgl. Entwurf: 850 MW)

Der bne begrüßt die Abschaffung der Fixprämie im Regierungsentwurf. Nun sollte auch die Speicherleistung-/Kapazität schrittweise angehoben werden. Wesentlicher Hebel hierfür ist die Anpassung der Mindesteinspeicherzeit von heute zwei Stunden schrittweise auf vier Stunden. Beim Speichern sollte der Netzbezug erlaubt werden (um zum Beispiel frequenzgebundene und nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen bereitstellen zu können). Zudem ist der Höchstwert zu korrigieren, aufgrund der Umstellung auf die gleitende Marktprämie. Diese Anpassungen finden Sie im Kommentar zu Artikel 12.

Zu § 36b EEG - Höchstwert für Windenergieanlagen an Land

Die Degression der Höchstwerte ist angesichts der massiv gestiegenen Kosten aufgrund von Lieferengpässen, Fachkräftemangel und weltpolitischer Lage kontraproduktiv und sollte daher vorerst ausgesetzt werden. Zudem widerspricht die Degression den Bestimmungen aus § 85a EEG 2021. Der Regierungsentwurf sieht nun im Vergleich zum Referentenentwurf vom 04.03.2022 ein Aussetzen der Degression bis zum Jahr 2025 vor, was begrüßt wird.

Zu § 36d EEG - Zuschlagsverfahren für Windenergieanlagen an Land

Die Festlegung der Südregion in Anlage 5 des EEG 2021 ist nicht nachvollziehbar. Es sollten alle südlichen Bundesländer – also Baden-Württemberg, Bayern, Saarland, Rheinland-Pfalz, Hessen und Thüringen – in Gänze aufgenommen werden.

Zu § 37ff und §48 EEG -Solaranlagen des ersten Segments

Erweiterung des ersten Segments: Kostenstruktur beachten

Die Erweiterung des ersten Segments um zusätzliche Typen von PV-Freiflächenanlagen ist sinnvoll. Ob mit dem getroffenen Ansatz die Projektvielfalt tatsächlich abgebildet werden kann, ist jedoch fraglich. Projektkosten unterscheiden sich erheblich zwischen den Anlagentypen, was im §37ff kaum adressiert wird. Über besondere Zuschlagsmechanismen oder Korrekturen der anzulegenden Werte, wie im §38b Abs.1, sollte daher nachgedacht werden. So ist zum Beispiel nicht nachzuvollziehen, warum bestimmte besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a oder b höhere anzulegende Werte erhalten, jedoch Projekte auf wiederzuvernässenden Moorflächen (mit offensichtlich höheren Kosten) nicht.

Daher sollte überlegt werden, für die Projekte mit besonderem Förderbedarf die Schaffung eines separaten Ausschreibungssegments oder besonderer Zuschlagsregeln vorzusehen. Aufgrund der deutlich höheren Materialkosten sollte für Projekte mit besonderem Förderbedarf auch ein höherer Gebotshöchstwert festgelegt werden. Nicht genutzte Ausschreibungsmengen aus diesem Segment sollten entweder unmittelbar durch geeignete

Zuschlagsmechanismen (wie zuvor in der InnAusV) oder alternativ im Folgejahr in den regulären Ausschreibungen des ersten Segments nachgeholt werden.

1% - Flächenziel für Freiflächenanlagen und Biodiversitäts-PV ergänzen

Der Anspruch im Ausbau von Freiflächenanlagen (bzw. Anlagen des ersten Segmentes, inklusive PPA-Anlagen) sollte sein, **im Schnitt 1% der Landesflächen für Solarparks zu nutzen und dabei die kommunale Planungshoheit zu wahren**. Vor diesem Hintergrund ist eine Ausweitung des ersten Segments richtig. Weil neuartige Anlagentypen hinzukommen (Floating-PV, Agri-PV, Moor-PV- Parkplatz-PV), sollte ergänzt werden, dass das **Volumensegment bei den Solarparks im Bereich der „klassischen Solar-Freiflächenanlagen“** liegen wird. Solche Solarparks werden aufgrund von Regeln innerhalb des EEGs (z.B. §6 Abs. 4) und außerhalb des EEGs (Selbstverpflichtungen, Kriterienkataloge von Planungsregionen und Bundesländern etc.) **zunehmend mit einem Fokus auf den Erhalt der Artenvielfalt** errichtet. Daher sollte im §37 EEG auch **Biodiversitäts-PV** erwähnt werden.

Anhebung auf 100 MW oder Streichung der Anlagenbegrenzung von derzeit 20 MW

Bei PV-Freiflächenanlagen ist die maximal zulässige Größe für Zuschläge auf 20 Megawatt begrenzt. Diese Größe ist etwas unglücklich gewählt, denn ein 20 MW umfassendes Projekt benötigt oft schon ein eigenes Umspannwerk (bzw. hat an einem klassischen Netzanschluss keinen Platz). Dies führt im Verhältnis zur Anschlussleistung eines solchen Solarparks zu hohen Netzanschlusskosten. Eine Erhöhung von 20 MW auf z.B. 40 MW schafft noch nicht hinreichend Volumen, ein eigenes Umspannwerk kosteneffektiv zu projektieren, 100 MW hingegen schon. Auch daher entstehen „Staffelprojekte“, bei denen ein UJ errichtet wird und nach und nach immer nach einem Ablauf von 12 Monaten (wegen §24 EEG) neue Anlagenteile errichtet werden. Solche Projekte könnte man auch schneller errichten (einmal 100 MW statt fünfmal 20 MW). Bei einer Anhebung auf 100 MW müsste die Verklammerung nicht angepasst werden. In der Praxis ist die Anlagengröße einer Freiflächenanlagen durch die tatsächlichen verfügbaren Flächen und die Genehmigungen im B-Plan-Verfahren ohnehin begrenzt. Auch daher ist die kommunale Planungshoheit bei Solarparks bedeutend. Eine regionale Häufung wird hierdurch ebenfalls vermieden, wenn eine Kommune dies erreichen will. Wir empfehlen daher folgende Änderung:

§37 Gebote für Solaranlagen des ersten Segments

(...)

(3) In Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 darf die Gebotsmenge bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments pro Gebot eine zu installierende Leistung von **100** Megawatt nicht überschreiten.

Alternative: Absatz 3 streichen, was wegen der kommunalen Planungshoheit bei Solarparks ebenfalls möglich wäre. Zuzüglich sollte eine Übergangsregel vorgesehen werden, um die Größengrenze auch für 2022er-Ausschreibungen anwenden zu können.

Anmerkung zum Verhältnis zu PPA-Anlagen, bzw. Grünstromvermarktung aus Solarparks: Die Anhebung der maximal zulässigen Anlagengröße wird PPA-Projekte im heute gültigen System der gleitenden Marktprämie und bei einem Marktpreisniveau, in dem diese nicht ausbezahlt wird, nicht schädigen. Wenn keine Marktprämie ausbezahlt wird, d.h. der Marktwert erwirtschaftbar ist, ist auch ein vollständiger oder teilweiser Wechsel in die sonstige Direktvermarktung möglich. Das Risikomanagement über die Marktprämie und die Grünstromvermarktung über PPA schließt sich nicht aus. Dies belegen die Analysen im aktuellen Monitoringbericht zur Direktvermarktung. Zudem besteht weiterhin die Möglichkeit, sowohl innerhalb als auch außerhalb der förderfähigen Flächenkulisse reine PPA-Solarparks (d.h. Anlagen des ersten Segments ohne einen in einer Ausschreibung oder anderweitig ermittelten anzulegenden Wert) zu projektieren.

Zu § 37c EEG – Out-Opt bei den Länderöffnungsklauseln (benachteiligte Gebiete) und Flächenziel PV-Freiflächenanlagen

Bei der Flächenkulisse der benachteiligten Gebiete ist die begrenzende Größe nicht die Verfügbarkeit solcher Flächen, sondern die Limitierungen in den Länderverordnungen (z.B. Bayern 200 Zuschläge/Jahr, BaWü; 100 MW/Jahr, Niedersachsen 150 MW/Jahr etc.). Diese Limits sollten gestrichen, überwunden oder zumindest ausgesetzt werden, denn sonst läuft die Erweiterung der Flächenkulisse und die deutlich höheren Ausschreibungsmengen schnell in eine Begrenzung. Ein **Aussetzen dieser Limits könnte an die Vorgabe geknüpft werden, dass mindestens 1% der Landesflächen für PV-Freiflächen** genutzt werden, bevor diese greifen können. Die **kommunale Planungshoheit** wird beibehalten bei der Genehmigung und dadurch wird eine zu starke Konzentration in bestimmten Gebieten vermieden.

Bundesländer sollen eine **Opt-Out-Regel für die Bundesländer zu Zuschlägen für PV-Freiflächenanlagen auf Ackerflächen in benachteiligten Gebieten** erhalten. Vorgaben bezüglich der maximal in einem Jahr bezuschlagbaren Leistung, der Anzahl von Zuschlägen oder ähnlich wirkenden Vorgaben sind erst dann wirksam, wenn die Summe der von PV-Freiflächenanlagen in einem Bundesland einem Prozent der Landesflächen entspricht. Zudem sollte dieser Teil der Flächenkulisse auch wie weitere Ausschreibungen geöffnet werden (z.B. Innovationsausschreibung). Wir empfehlen folgende Formulierung:

§ 37c Besondere Zuschlagsvoraussetzung für benachteiligte Gebiete; Verordnungsermächtigung für die Länder

(1) Die Bundesnetzagentur darf Gebote für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe h und i bei dem Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments, **einer Ausschreibung nach § 28c (Innovationsausschreibung) oder §28d (innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung) nur berücksichtigen, wenn und soweit die Landesregierung für Gebote auf den entsprechenden Flächen eine Rechtsverordnung nach Absatz 2 erlassen hat und die Bundesnetzagentur den Erlass der Rechtsverordnung vor dem Gebotstermin nach § 29 bekannt gemacht hat.**

(2) Die Landesregierungen werden ermächtigt, durch Rechtsverordnung zu regeln, dass Gebote für Freiflächenanlagen auf **bestimmten** Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe h oder i in ihrem Landesgebiet **nicht** bezuschlagt werden können. **Die**

Landesregierungen können hierfür bezüglich der Flächen einschränkende Vorgaben vorsehen. Vorgaben bezüglich der maximal in einem Jahr bezuschlagbaren Leistung, der Anzahl von Zuschlägen oder ähnlich wirkende Vorgaben sind erst dann wirksam, wenn die Summe der von PV-Freiflächenanlagen in einem Bundesland einem Prozent der Landesflächen entspricht.

(3) Gebote bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments, **einer Ausschreibung nach § 28c oder §28d** die nur aufgrund einer Rechtsverordnung nach Absatz 2 einen Zuschlag erhalten haben, muss die Bundesnetzagentur entsprechend kennzeichnen.

Zusätzlich sollte an einer passenden Stelle im EEG das Problem gelöst werden, dass vergebene Zuschläge auf dieser Flächenkulisse (wegen unterschiedlichen Regeln in den Ländern) aktuell nicht zwischen den Bundesländern übertragen oder auf anderen Flächenkulissen-Flächen eingelöst werden.

Zu § 38b EEG – zu den Bedingungen für bestimmte besondere Anlagen (Agri-PV)

(siehe auch Anmerkungen zu §37 EEG)

Bonus auf den anzulegenden Wert

Ein Bonus auf den anzulegenden Wert kann sachgerecht sein. Allerdings ist nicht nachvollziehbar, warum ein Bonus nicht für andere Konzepte mit offensichtlich höheren Kosten (z.B. Moor-PV) bezahlt wird. Hier besteht Nachbesserungsbedarf.

Klarstellungsbedarf zu „Agri-PV-Anlagen mit horizontaler Aufständigung“

Es besteht Klarstellungsbedarf bei Agri-PV-Anlagen mit „horizontaler oder leicht schräger Modulausrichtung“ (siehe Begründungstext auf Seite 180). Wir empfehlen mindestens eine erweiternde Beschreibung, z.B. für „(...) **oder Gestelle, die vertikale Ausrichtung der Module zulassen (Tracker-Anlagen)**“. Zudem möchten wir erwähnen, dass auch bei Anlagen auf moorigen Standorten solche Tracker-Anlagen vorteilhaft sein können.

Auch ist zu betonen, dass eine Umstellung der gleitenden Marktprämie zu einem CfD besonders für solche Anlagen nachteilig wären, die relativ viel Solarstrom zu Zeiten mit hoher Marktwertigkeit erzeugen; dazu gehören u.a. Tracker-Anlagen, die wiederum besonders geeignet für Moorböden sind. Im Falle einer Umstellung auf CfD müsste der Bonus entsprechend nach oben angepasst werden.

Zu § 39o – Hybridkraftwerke

Der Regierungsentwurf erlaubt nur die Rückverstromung, keine anderen Nutzungsarten für Wasserstoff. Damit setzt man einen Anreiz für die Installation von Elektrolyseuren, die im Energiesystem nicht effizient eingebunden sind.

Das EEG sollte Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Energiespeicherung einführen und damit grundsätzlich die

netzdienliche Erzeugung von Wasserstoff aus überschüssigem Strom anreizen, nicht einseitig auf Stromspeicherung und Rückverstromung setzen. Denn Wasserstoff kann sowohl Stromspeicher als auch Energieträger für andere energetische Nutzungen wie Industrie, Wärme oder Verkehr sein – das ist im §39o Abs. 2 Satz 3 angelegt. Zugleich sollte die Rückverstromung von Wasserstoff als Speichergas technologieoffen ermöglicht werden (bspw. in Brennstoffzellen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen).

Darüber hinaus sollte Elektrolyseure wie KWK-Anlagen gefördert werden. Denn die Nutzung der Wärme bei der Elektrolyse erhöht die Effizienz erheblich, ist aber häufig noch zu teuer. Für den im Elektrolyseur eingesetzten Strom sollte ein KWK-Bonus gezahlt werden, wenn die Abwärme des Elektrolyseurs genutzt wird, zum Beispiel in einem Nahwärmenetz.

Zu § 48 – Solare Strahlungsenergie

Das eine tun und das andere nicht lassen! Menge und Geschwindigkeit zählt.

Die Vielfalt der Photovoltaik ist ihre Stärke. Und wegen der nötigen Schnelligkeit beim Ausbau der Photovoltaik dürfen sich die oft beliebte Fragen des “Entweder – Oder” oder des “zuerst das Eine und dann das Andere” nicht stellen. Eine Debatte darum, ob nun Eigenverbrauch oder Volleinspeisung der vorzugswürdige Ansatz ist, kostet unnötig Kraft und Zeit. Ansätze, wonach man sich erst auf das eine und dann auf das andere konzentrieren soll.

Grundsätzlich stehen der Politik grundsätzlich drei unterschiedliche Hebel zur Beschleunigung des Photovoltaik-Ausbaus zur Verfügung, die in der Folge die Wirtschaftlichkeit für den Betrieb der Anlagen verbessern:

1. Einspeisevergütungen: Die direkte Förderung von eingespeisten Strommengen aus PV-Anlagen wirkt unmittelbar. Einspeisevergütungen setzen bei entsprechender Verfügbarkeit von Fachkräften und Anlagenkomponenten kurzfristige Anreize zum Ausbau von EE-Anlagen.
2. Entbürokratisierung: Der Abbau von bürokratischen Hürden für Betreiber und Projektierer von PV-Anlagen reduziert Verwaltungsaufwände und steigert gleichzeitig die Attraktivität von Investitionen. Da Vorlaufzeiten für eine umfassende und dauerhafte Entbürokratisierung hoch sind (Abstimmungsaufwand mit beteiligten Akteuren, rechtliche und IT-technische Implementierung sowie begleitende Kommunikationsmaßnahmen), wirken diese Maßnahmen mittelfristig.
3. Neue Vermarktungsoptionen: Der Übergang in einen rein-marktbasierten Ausbau der Photovoltaik braucht maximale Flexibilität in der Vermarktung der erzeugten Strommengen. Die Betreiber von PV-Anlagen müssen Zugang zu Erläsoptionen erhalten, die Sektorenkopplungs-Potenziale komplementärer Energieanlagen (Speicher, Wärmepumpen, Wallboxen) entfalten und den systemdienlichen Betrieb

fördern. Ein entsprechendes Marktdesign würde unmittelbare Wirkung entfalten. Entsprechende Vorbereitungen jedoch Zeit in Anspruch nehmen.

Aus Sicht des bne müssen alle drei Hebel jetzt in Bewegung gesetzt werden, um einen beschleunigten Ausbau der Solarenergie auf feste Füße zu stellen. Beihilferechtliche Spielräume müssen ausgeschöpft werden (insbesondere vor dem Hintergrund der neuen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBILL) sowie Möglichkeit beschleunigter Genehmigungsverfahren.¹

Einspeisevergütungen

Der bne begrüßt ausdrücklich die Erhöhung der Vergütungssätze für Volleinspeiseanlagen. Die Erhöhung der Vergütungszahlungen stellt kurzfristig den größten Hebel dar, um den Ausbau von PV-Anlagen zu beschleunigen, krisenbedingte Kostensteigerungen auszugleichen und regulatorische Hemmnisse zumindest zeitweise abzufedern.

Die aktuellen weltpolitischen Geschehnisse und damit verbundene Marktverzerrungen stellen aus Sicht des bne ein Risiko für den beschleunigten Ausbau der Photovoltaik dar. Die nun in den Übergangsbestimmungen ordnungsrechtlich festgesetzten Vergütungshöhen lassen dem Gesetzgeber nur bedingt Spielraum, um kurzfristig auf exogene Schocks reagieren zu können. Zwar wird in § 95 Weitere Verordnungsermächtigung die Möglichkeit eingeräumt, aufgrund von Kostensteigerungen durch "unvorhergesehener Marktentwicklungen" Vergütungshöhen und Degressionsmechanismen anzupassen. Allerdings wird in der Gesetzesbegründung nicht weiter erläutert anhand welcher Kriterien ein derartiger Fall Seitens des Gesetzgebers festgestellt wird. Weiterführende Erläuterungen zu möglichen Bewertungsgrundlagen von unvorhergesehenen Marktentwicklungen wären daher wünschenswert. Eine derartige Absicherung vor unvorhersehbaren Schocks birgt zudem die Gefahr, dass sich kurzfristige Anpassungsbedarfe durch beihilferechtliche Genehmigungsverpflichtungen verzögern. Zu prüfen wäre hier ein Mechanismus, der kurzfristige Anpassungen der Vergütungshöhen ermöglicht. Denkbar wäre hier die Weiterentwicklung des Degressionsmechanismus § 49 EEG.

Einspeisevergütungen und Eigenverbrauch

Neben Volleinspeise-Modellen sind Eigenverbrauchs-Modelle ein wichtiger Treiber für den beschleunigten Ausbau der Photovoltaik. Ein attraktiver Rahmen für Eigenversorgungsmodelle setzt zudem wichtige Anreize für Sektorenkopplung und Nutzung dezentraler Energieanlagen.

¹ Wege zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien im EU-Beihilfenrecht, Stiftung Umweltenergierecht, April 2022. [LINK](#)

Aus Sicht des bne sendet die weitere einseitige Erhöhung der Einspeisevergütungen für Voll-einspeise-Modelle jedoch ein falsches Signal und ist in Anbetracht der gestiegenen Kosten für Solaranlagen auch nicht nachvollziehbar. Diese Kostensteigerungen betreffen ebenso die Installation von Solaranlagen für den Eigenverbrauch. Der bne fordert daher, dass auch die Vergütungshöhen für die Einspeisung von Überschussstrom in das öffentliche Netz aus Eigenverbrauchs-Anlagen gleichermaßen erhöht werden. Dies sollte entsprechend in den Übergangsbestimmungen des § 100 Absatz 14 angepasst werden. Der bne fordert vor diesem Hintergrund Transparenz des Gesetzgebers über die ermittelten Vergütungshöhen und Offenlegung der Berechnungsgrundlagen.

Außerdem sollten sich die Übergangsregelungen auch auf gemietete Solaranlagen erstrecken, um entsprechende Geschäftsmodelle nicht zu diskriminieren. Dies sollte in § 100 Absatz 14 und entsprechender Gesetzeserläuterung klargestellt werden:

[...]

Satz 1 ist nur anzuwenden, wenn der Anlagenbetreiber 1. dem Netzbetreiber nach dem ... [einsetzen: Datum der Bestätigung der Werte nach Satz 1 durch Veröffentlichung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz auf seiner Homepage] in Textform mitgeteilt hat, dass er die neuen anzulegenden Werte zur Kenntnis genommen hat und daher beabsichtigt, eine Solaranlage zu **kaufen oder zu mieten**, [...]

Um die Attraktivität von Eigenversorgungsmodellen für Betreiber und Projektierer weiter zu verbessern, sollten zudem Rechtsunsicherheiten bei Wechsel zwischen Eigenverbrauch und Volleinspeisung beseitigt werden.

Rechtsunsicherheit besteht hinsichtlich der Frage, ob ein Wechsel zwischen Eigenverbrauch und Volleinspeisung für PV-Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, möglich ist. Diese Frage ist im Gesetzestext zu klären. Wir empfehlen eine jährliche, mindestens aber eine einmalige Wechselmöglichkeit.

Die Rückfalloption auf die Volleinspeisung könnte so als Sicherungsinstrument für die Finanzierung von Eigenverbrauchs-Anlagen dienen und private Investitionen in dezentrale PV-Anlagen freisetzen.

Bürokratie-Abbau

Problematisch ist, dass Eigenverbrauchslösungen noch immer eine Vielzahl von Steinen in den Weg gelegt werden. Das beginnt bei der individuellen Formularvielfalt der rd. 900 Netzbetreiber, wo jeder seine eigenen TAB hat für den Anschluss von PV-Anlagen, Wärmepunkten, Batteriespeicher, saisonale Stromspeicher und Wallboxen, ein stockender technisch veralteter Smart-Meter-Rollout der das Angebot mancher Flexibilitätsangebote und andere Mehrwertdienste verhindert, umständliche Bedingungen für Abgaben und Umlagebefreiungen, aufwendige und komplexe Anforderungen an Messkonzepte bis hin zu Beschränkungen an die Verwendung des selbst erzeugten PV-Stroms im Gebäudeenergiegesetz.

Der Hebel für die Verbesserung der Bedingungen bei Eigenverbrauch ist es daher, Bürokratie zu reduzieren und endlich echte Freiheiten hinter dem Zähler zu schaffen (stark reduzierte Messanforderungen, gemeinschaftlicher Eigenverbrauch, Abschaffung der bürokratieintensiven Personenidentität etc.).

Neue Vermarktungsoptionen

Ein Schlüssel für große Dach-PV-Anlagen ist es, die Sektorenkopplung den Kunden so einfach wie möglich zu machen. Der Eigenverbrauch ist eine zentrale Motivationslokomotive für den Ausbau der PV auf den Dächern. Er ist Partner für die Wärme und Mobilität vor Ort. Dafür müssen aber endlich auch die Bremsen für den Eigenverbrauch gelockert werden.

Der Wegfall der Eigenverbrauchs-Beschränkung für PV-Anlagen, deren anzulegender Wert in Ausschreibungen ermittelt wurde, ist vor diesem Hintergrund ein Schritt in die richtige Richtung (siehe § 27a EEG).

Hilfsansatz: Anlagenzusammenfassung in Dachanlagensegment weiterentwickeln

Die Debatte zu Eigenverbrauch und/oder Volleinspeisung kann zumindest bei größeren Anlagen durch die **Weiterentwicklung der Anlagenzusammenfassung in §24 EEG** konstruktiver geführt werden. Wenn im §24 die Verklammerung bei PV-Dachanlagen derart weiterentwickelt wird, dass unabhängig von handelnden Personen immer gleichzeitig (!) wenn eine Volleinspeiseanlage installiert wird, auch eine beliebig große Teileinspeiseanlage für den Eigenverbrauch installiert werden kann (ohne Verklammerung, ohne 12 Monate Wartezeit). Mit diesem Ansatz lassen sich einerseits Kundenwünsche (von Unternehmen, nach Eigenverbrauch) erfüllen und andererseits Dächer voll belegen, sofern das Dachflächenpotenzial bedeutend über dem Eigenverbrauch liegt. Dies eröffnet auch neue Geschäftsmodelle. Ein formulierter Vorschlag zur Umsetzung ist in dieser Stellungnahme zum §24 EEG zu finden.

Festvergütete kleine Freiflächenanlagen mit Eigenverbrauch

Durch die Neuordnung im §48 und die Nutzung des KUEBLL-Spielraums ist unklar, ob es noch festvergütete PV-Freiflächenanlagen (unter 1 MW) mit Eigenverbrauch gibt. Derartige Anlagen sind nicht bei den Teileinspeisungsanlagen enthalten. Auch ein anzulegender Wert sollte klar benannt werden. Solche Anlagen sind z.B. in Gewerbegebieten oder z.B. zur Versorgung von Schnellladestationen relevant.

Der bne begrüßt, dass künftig die Vorgabe, einen längs zur Fahrbahn gelegenen breiten Korridor von mindestens 15 Metern in Bebauungsplänen, die nach dem 1. September 2003 für die Errichtung einer Solaranlage aufgestellt wurden, entfällt.

Zu Solaranlagen des ersten Segments, sowie Sonderanlagen

(Zur Flächenkulisse und den Vorgaben für Solaranlagen des ersten Segments wird auf die Ausführung zu §37ff verwiesen). Es sollte noch genauer geklärt werden, wo sich PV-Anlagen auf Lärmschutzwänden oder -wällen einordnen. Auch eine Einordnung von PV-Anlagen zur Straßenüberbauung fehlt. Gemeint sind hier z.B. PV-Anlagen über Autobahnen, die eher ins

zweite Segment als ins erste Segment passen (wegen des Projektbezugs und der fehlenden Realisierungsfirst). Auch eine Übergangsregel für das Jahr 2022 ist hier angebracht.

Wegfall der „300kW-Schwelle“, unnötiger Zwischenschritt auf 80%

Es ist positiv, dass durch Änderung des §48 Absatz 5 die 300kW-Regelung bei Dachanlagen des zweiten Segments wegfällt. Diese Regel hat unnötig Zubaugeschwindigkeit im Jahr 2021 gekostet. Unverständlich ist, warum im Jahr 2022 ein Zwischenschritt von 80% vorgesehen wird. Diesen Zwischenschritt sollte man vermeiden (siehe Artikel 1, Nummer 7).

Biodiversitäts-PV als Kategorie in § 48 EEG ergänzen

Wir plädieren dafür, Biodiversitäts-PV als Kategorie in § 48 ergänzen. Dies kann hilfreich sein, auch um den Ausschluss von Grünland für die PV-Nutzung (inkl. Agri-PV) aufzuheben. (weitere Ausführungen hierzu sind im Kommentar zu §37ff enthalten).

Unnötiger Zwischenschritt (300 kW Grenze, PV-Dachanlagenausschreibung)

Der Streichung der Vergütungsbegrenzung auf 50 Prozent der erzeugten Strommenge bei Eigenverbrauch begrüßen wir. Den Zwischenschritt im Jahr 2022 (80%) sehen wir als unnötig an. Die Streichung sollte ohne Zwischenschritt erfolgen.

Zu § 48b (neu) – Repowering von Solaranlagen

Im Freiflächenbereich liegt das Repowering-Potenzial in diesem Jahrzehnt im oberen einstelligen oder gar unteren zweistelligen GW-Bereich. Repowering von Solarparks kann auch vor dem Ablauf der Förderzeitzeiträume des EEG lohnenswert sein (bzgl. Leistung-Upgrade, Energieausbeute, Flächeneffizienz), müsste aber durch eine Regelung im EEG ermöglicht werden. Aktives Repowering wird derzeit noch durch Regelungen des EEG verhindert, da bislang nur der Austausch defekter Module vorgesehen ist.

Regelung von aktivem Repowering von Solaranlagen im EEG: Die Neuregelung ergänzt einen § 48b Repowering von Solaranlagen, schafft somit einen Anreiz für Repowering am gleichen Standort, klärt die Übertragung der Bestandsvergütung und schließt Doppelförderungen aus:

Nach § 48a wird folgender § 48b eingefügt:

§ 48b Repowering von Solaranlagen

- 1) Freiflächenanlagen, die bestehende Freiflächenanlagen an demselben Standort ersetzen, sind abweichend von § 3 Nummer 30 bis zur Höhe der vor der Ersetzung an demselben Standort installierten Leistung von Freiflächenanlagen als zu dem Zeitpunkt in Betrieb genommen anzusehen, zu dem die ersetzten Freiflächenanlagen in Betrieb genommen worden sind, wenn an demselben Standort alle bestehenden Freiflächenanlagen, die in demselben Kalenderjahr in Betrieb genommen wurden, ersetzt werden. Satz 1 gilt entsprechend für Solaranlagen, die auf, an oder in baulichen Anlagen errichtet wurden, die weder Gebäude noch Lärmschutzwände sind und die vorrangig zu anderen Zwecken als der Solarstromerzeugung errichtet wurden.
- 2) Bei Freiflächenanlagen liegt derselbe Standort vor, wenn sich die neuen Freiflächenanlagen auf Flächen befinden, die im jeweiligen Bebauungsplan, der für die ersetzten Freiflächenanlagen galt, oder infolge eines Verfahrens nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs als Errichtungsflächen für die ersetzten Freiflächenanlagen vorgesehen waren. Bei Solaranlagen auf baulichen Anlagen liegt derselbe Standort vor, wenn sich die Solaranlagen auf derselben baulichen Anlage befinden.
- 3) Der Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 entfällt für die gemäß Absatz 1 ersetzten Solaranlagen endgültig.
- 4) Der Vergütungszeitraum, der für die ersetzenden Solaranlagen nach einer Ersetzung gemäß Absatz 1 gilt, verlängert sich außerdem um den Zeitraum ab Außerbetriebnahme der letzten ersetzten Solaranlage an dem Standort bis zur Inbetriebnahme der ersten ersetzten Solaranlage an dem Standort.

Ein Gutachten zu diesem Vorschlag, inklusive einer ausführlichen Erläuterung des Hintergrunds und einer Begründung finden Sie hier ([Link](#)).

Zu § 49 – Degressionsmechanismus an Ausbaumengenziel knüpfen

Der neue und vereinfachte Degressionsmechanismus, der alle sechs Monate eine Degression der anzulegenden Werte um 1% vorsieht, sollte an die Erfüllung des Ausbaupfades für Photovoltaik nach §4 EEG geknüpft werden. **Eine Degression sollte nur dann erfolgen, wenn das Ausbaumengenziel nach §4 EEG der Photovoltaik erfüllt ist**, z.B. zu [X%]. Hilfreich kann hierbei auch die neu im EEG aufgenommenen EEG-Vorschau nach § 74 sein.

Zu § 58 - 69 – Wegfall der EEG-Umlage

Der Wegfall der EEG-Umlage wird unterstützt.

Zu § 74 – EEG-Vorausschau

In der EEG-Vorausschau in den jeweils folgenden fünf Kalenderjahren sollte neben der installierten Leistung, den Volllaststunden und der Jahresarbeit aus den unterschiedlichen Erneuerbaren Energien auch die **abgeregelte Arbeit prognostiziert** werden.

Zu § 85c – Festlegung zu den besonderen Solaranlagen

Es ist positiv, dass eine Klarstellung erfolgt, dass beim Übertrag der besonderen Anlagen aus der Innovationsausschreibung in die EEG-Ausschreibung nicht die Größengrenze der Innovationsausschreibung übernommen wird.

Zu § 88f - Verordnungsermächtigung zur Weiterentwicklung der Zahlungen (Contracts for Difference, CfD)

Der Umfang einer Verordnungsermächtigung zu **Contracts for Difference (CfD)** bei Wind- und Solaranlagen mit dem neuen §88f EEG gibt den Ausblick auf das vielfältige Diskussionsfeld Differenzverträge, dass **inhaltlich nicht im Rahmen dieser komplexen Gesetznovelle diskutiert werden sollte**. Als Diskussionsrahmen empfehlen wir, die angekündigte **Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ für die Debatte um CfD zu nutzen**. CfD können zum einen Planungssicherheit für künftige Investitionen in Solar- und Windprojekte schaffen. Mit einer Systemumstellung besteht jedoch auch die Gefahr, die Entwicklung förderfreier (PPA-)Anlagen und die Marktintegration von Erneuerbaren Energien erheblich zu beeinträchtigen, je nachdem, wie CfD ausgestaltet würden.

Gerade im Förderregime des EEG, in dem die Betreiber keine Brennstoffkosten bezahlen, treiben die zurzeit extrem hohe Börsenstrompreise die Gewinne der Betreiber in die Höhe. Eine Teilabschöpfung wäre hier rechtlich (auch ohne CfD) möglich und sachlich geboten, etwa wenn die so eingenommenen Gelder zur Senkung der Energiepreise für Endverbraucherinnen und -verbraucher eingesetzt würden und der Wettbewerb keinen Schaden nimmt. Um einen solchen kurzfristig wirksamen Effekt zu erzielen wäre eine Einführung/Umstellung auf einen CfD-Ansatz nur bedingt geeignet. Sie wäre einerseits zu langwierig und komplex und ist andererseits potenziell mit erheblichem Systemschaden hinsichtlich der Marktintegration von Erneuerbaren Energien verbunden. **CfDs einzuführen ist mehr eine politische als eine energiewirtschaftliche Frage**. Die Politik muss sich im Klaren darüber sein, dass man Vorteile an der einen Stelle (günstigeres EEG) auch mit Nachteilen sowie systemischer als ökonomischer Art an anderer Stelle erkauft. Weil in einem CfD-System ein Herausoptimieren aus dem System unterbunden werden muss, wäre Änderungen und deren mögliche Nachteile dauerhaft. Auch wird ein CfD-System einen Schritt weg vom Markt bedeuten und je nach Ausgestaltung eine Innovationsbremse darstellen (z.B. kein Anreiz für systemdienliche Anlagen, Batterien). Dies müsste wiederum anderweitig durch Förderung oder Ordnungsrecht korrigiert werden. Die gleitende Marktprämie und ein attraktives PPA-Marktumfeld scheinen hingegen aktuell attraktiver.

Zu § 95 - Verordnungsermächtigungen für Krisenmanagement

Es ist positiv, eine Verordnungsermächtigung der Bundesregierung im EEG vorzusehen, damit z.B. Höchstwerte aufgrund von Krisen oder inflationsbedingt angepasst werden können. In Anbetracht der Auswirkungen des Überfalls Russlands auf die Ukraine und der Auswirkungen auf Inflation und Energiesicherheit ist dies passend. Durch die VO-Ermächtigung fällt zudem unserer Ansicht nach damit das Argument weg, dass kein Wettbewerb in den Ausschreibungen sichergestellt werden kann, auch wenn die Mengen deutlich nach oben angepasst werden. Diesen Grund könnte man in der VO-Ermächtigung noch ergänzen.

Zu § 100 (Artikel 1, EEG 2023) - Fassaden-PV erschließen

Das Potenzial der Fassaden-PV ist bislang fast unerschlossen. Grund ist ein Henne-Ei-Problem. Die Vergütungen sind unwirtschaftlich. Die Nachfrage ist zu gering. Es gibt zu wenig Angebote, die zu teuer sind. Dabei erzeugen Fassaden-PV-Anlagen, da sie senkrecht

installiert sind, vor allem zu Zeiten PV-Strom, zu denen dieser am ehesten benötigt wird, z.B. für Wärmepumpen. Zudem können die Anlagen nicht eingeschneit sein. Mit einem Bonus lässt sich der Teufelskreislauf durchbrechen. Mit stärkerer Nachfrage gibt es mehr und kostengünstigere Produkte. Der Bonus lässt sich stark degressiv gestalten. Wir schlagen folgende Regelung vor:

Dem § 100 (im Artikel 1) wird folgender Absatz 14 angefügt:

(14) Für Strom aus Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht (...)

[an die Nummer 12 des RefE anfügen]

Die Vergütung gemäß Satz 1 (Anlagen mit Eigenverbrauch) sowie gemäß Satz 3 (Volleinspeisungsanlagen) erhöht sich um

5 Cent im Jahr 2022,

4 Cent im Jahr 2023

3 Cent im Jahr 2024

2 Cent im Jahr 2025

1 Cent im Jahr 2026,

wenn die Photovoltaikanlage an einer Wandfläche eines Gebäudes oder einer Lärmschutzwand angebracht ist.

Zu §104 Abs. 10 - Weitere Übergangsbestimmungen: Übergangsfrist für Messen und Schätzen verlängern

Wir möchten folgende Änderung zur Verlängerung der Übergangsfrist bzgl Messen und Schätzen anregen:

§ 104 Abs. 10 und 11 werden wie folgt neu gefasst:

(10) Für Strommengen, die nach dem 31. Dezember 2017 und vor dem 1. Januar 2023 verbraucht werden, kann im Fall fehlender mess- und eichrechtskonformer Messeinrichtungen abweichend von § 62b Absatz 1 und unbeschadet von § 62b Absatz 2 bis 6 die Erfassung und Abgrenzung von Strommengen durch eine Schätzung in entsprechender Anwendung von § 62b Absatz 3 bis 5 erfolgen. Für Strommengen, die im Rahmen der Endabrechnung für das Kalenderjahr 2022 abgegrenzt werden, gilt dies nur, wenn eine Erklärung vorgelegt wird, mit der dargelegt wird, wie seit dem 1. Januar 2023 sichergestellt ist, dass § 62b eingehalten wird. Der Netzbetreiber, der zur Erhebung der EEG-Umlage berechtigt ist, kann verlangen, dass die nach Satz 2 erforderliche Darlegung bei Vorlage durch einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen genossenschaftlichen Prüfungsverband, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft wird. § 75 Satz 3 und 4 ist entsprechend anzuwenden.

(11) Die Erfüllung des Anspruchs auf Zahlung der EEG-Umlage kann verweigert werden, wenn und soweit

1. der Anspruch deshalb geltend gemacht wird, weil Strommengen, die einer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage in unterschiedlicher Höhe unterliegen, nicht durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen erfasst oder abgegrenzt wurden und aus diesem Grund der innerhalb dieser Strommenge geltende höchste EEG-Umlagesatz auf die Gesamtmenge geltend gemacht wird,
 2. die Strommengen vor dem 1. Januar 2018 verbraucht wurden,
 3. die Abgrenzung der Strommengen in entsprechender Anwendung von § 62b Absatz 3 bis 5 erfolgt ist,
 4. die EEG-Umlage für diese Strommengen entsprechend der Abgrenzung der Strommengen nach Nummer 3 geleistet worden ist und
 5. für Strommengen, die ab dem 1. Januar 2023 verbraucht werden, § 62b eingehalten wird; Absatz 10 Satz 2 bis 4 ist entsprechend anzuwenden.
- Satz 1 Nummer 5 ist nicht in den Fällen des § 62b Absatz 2 Nummer 2 anzuwenden.

Zu Anlage 2 EEG 2009 – Wasserstoff als Speichergas in Biogasanlagen

Als vielseitiger Energieträger kann Wasserstoff auch in Biogasanlagen eingesetzt werden. Als Speichergas kann Wasserstoff in Biogasanlagen eingesetzt werden, allerdings führt dies zu einem dauerhaften Wegfall des Nawaro- sowie des Gülle-Bonus. Denn für diese Boni gilt ein besonderes Ausschließlichkeitsprinzip in Bezug auf die eingesetzten Rohstoffe. Es dürfen danach nur die in der Anlage 2 zum EEG 2009 positiv aufgelisteten Einsatzstoffe eingesetzt werden, wobei Speichergase dort nicht genannt werden. Zu beachten ist hier, dass diese beiden Boni endgültig für die gesamte Restvergütungsdauer entfallen würden, sobald auch nur einmal gegen die Voraussetzungen verstoßen würde.

Genauso darf bezüglich der Grundvergütung, dem Technologiebonus, dem KWK-Bonus, dem Formaldehydbonus und der Flexibilitätsprämie der Mischeinsatz von Speichergas und Biogas nicht zum Entfallen der Vergütungspositionen führen. Voraussetzung dafür ist dabei aber, zum einen, dass der eingesetzte Wasserstoff tatsächlich als Speichergas im Sinne des EEG zu qualifizieren ist. Zum anderen müssen die sonstigen Vergütungs- bzw. Boni-Voraussetzungen erhalten bleiben.

Es bedarf also einer Klarstellung in Anlage 2 zum EEG 2009, dass als Einsatzstoff auch die Beimischung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien als Speichergas zulässig ist.

Artikel 3 – Gesetz zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Bundeszuschuss und Umlagen (EnUG)

Das neue Stammgesetz dient der Finanzierung des nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und dem nach § 17f EnWG entstehenden Finanzierungsbedarf der Netzbetreiber und ist generell eine Weiterentwicklung gegenüber dem Status quo. Viele bürokratische Prozesse werden einfacher durch den neuen Erhebungsmechanismus von Umlagen. Weil viele Regeln der Sache nach übernommen werden, sich aber die Prinzipien der Umlagenerhebung ändern, können sich an manchen Stellen unerwünscht neue Prozesse ergeben, die bürokratischen Aufwand verursachen. Dies betrifft insbesondere die Lieferanten, aufgrund einer fehlenden Letztverbraucherdefinition.

Darüber hinaus sollte der Gesetzgeber nun zügig auch eine Gesetzesänderungen bei der Stromsteuerbelastung herbeiführen. Künftig sollte auch die Stromsteuer auf Eigenverbräuche und Direktbelieferungen hinter dem Netzverknüpfungspunkt entfallen. Die Stromsteuer sollte dann nur noch für die Entnahme von Strom aus dem öffentlichen Netz erhoben werden.

Zu § 21 (Ergänzung) - Vehicle-to-Grid

Der vorgeschlagene § 21 Absatz 3 EnUG regelt die Nutzung von Elektromobilen an Ladepunkten als Stromspeicher. Es ist zu begrüßen, dass ein erster Schritt in Richtung bidirektionales Laden getan wird. Positiv hervorzuheben ist hierbei die jährliche Saldierungsperiode. Im Entwurf wird die Zwischenspeicherung am Ladepunkt definiert und mit Stromspeichern gleichgesetzt. Jedoch sind nicht alle Vehicle-to-Grid-Ansätze durch §21 EnUG berücksichtigt, insbesondere im Hinblick auf den Bereich öffentlicher Ladepunkte. Im weiteren Verfahren wird zu erörtern sein, wie Elektromobile, also mobile Speicher, auch beim Arbeitgeber oder an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur verbraucherorientiert bewirtschaftet werden können.

Zu § 22 - Umlageerhebung bei elektrisch angetriebenen Wärmepumpen

Die Befreiung des Stroms von allen Umlagen, der in einer elektrisch angetriebenen Wärmepumpe verbraucht wird, ist ein positiver Impuls für die Sektorenkopplung im Gebäudebereich. Jede Wärmepumpe, die eine Gas- oder Ölheizung ersetzt, trägt zum Erreichen der Klimaziele und zur Energiesicherheit bzw. -unabhängigkeit bei. Es ist zu begrüßen, dass keine Anforderung in Form einer Mindest-Jahresarbeitszahl gestellt wird. Gerade im Hinblick auf den Einsatz von Großwärmepumpen zur Dekarbonisierung der Fernwärme wäre eine solche Vorgabe nicht zielführend gewesen. Ebenso sollten im Sinne der Sektorenkopplung weitere

Power-to-Heat-Anwendungen, etwa für Prozesswärme, von der Umlagenbefreiung profitieren.

Eigener Zählpunkt: Die Formulierung in § 22 Abs. 1 Nr. 2 EnUG „mit dem Netz verbunden“ ist missverständlich und sollte gestrichen werden, weil damit ggf. das Erfordernis eines separaten Netzanschlusses verstanden werden könnte. Wenn dem so wäre, könnten **Wärmepumpen, die sich auch aus PV-Anlagen vom Dach speisen**, nicht von einer Umlagenbefreiung profitieren. Solche Anlagen mögen zwar einen eigenen Zähler haben, **sind aber nicht direkt mit dem Netz verbunden**, sondern mit dem Hausnetz mit der PV-Anlage. Da es dem Gesetzgeber ausweislich der Gesetzesbegründung nur um die Sicherstellung einer messtechnischen Abgrenzung des Stroms für die Wärmepumpe vom übrigen Haushaltsstrom geht, sollte die Formulierung in § 22 Abs. 1 Nr. 2 EnUG „mit dem Netz verbunden“ geändert werden, weil damit ggf. das Erfordernis eines separaten Netzanschlusses verstanden werden könnte.

Wir empfehlen daher folgende Vereinfachungen:

§22 Umlageerhebung bei elektrischen Wärmepumpen

(1) Der Anspruch auf Zahlung der Umlagen verringert sich auf null für die Netzentnahme von Strom, der in einer elektrisch angetriebenen Wärmepumpe verbraucht wird, wenn ~~+~~ die Wärmepumpe über einen eigenen Zählpunkt **eingebunden ist. mit dem Netz verbunden**

Zu § 45 - Regelung zum Messen und Schätzen

Dass die Regelung zum Messen und Schätzen ins EnUG übertragen und an die geänderte Umlageerhebungssystematik angepasst (Erhebung auf Netzentnahme) wurde, ist der Systematik des Gesetzesvorschlags entsprechend. **Wir gehen davon aus, dass bei einer EEG-Umlage mit dem Wert Null regelhaft ein unvertretbar hoher Aufwand für eine Messung besteht und somit Schätzungen erfolgen können – sofern nötig.** Weil jedoch nicht ausgeschlossen werden kann, dass Umlagen wieder eingeführt werden, besteht ein Risiko, dass Messungen wieder eingeführt werden müssten. Dies soll vermieden werden durch eine **Klarstellung, dass umfangreiche und weitgehende Schätzmöglichkeiten bestehen, auch bei Wiedereinführung von Umlagen.** Generell sollte eine Angleichung der Schätzmöglichkeiten mit den Bedingungen der Stromsteuer vorgenommen werden, wobei auch in diesem Bereich noch erheblicher Spielraum für Bürokratieabbau besteht.

Wir empfehlen zudem, die Fristen auf das Jahr 2023 zu verlängern (siehe Kommentar zu §104 Abs. 10 EEG).

Zu § 52 – Netznutzer und Letztverbraucher (Ergänzung)

Der vorgeschlagene Letztverbraucherbegriff im EnUG sollte im §52 ergänzt werden. Die Meldepflichtregel würde so erheblich bürokratieärmer ausgestaltet. In sehr vielen Konstellationen ist der Letztverbraucher nicht zugleich Netznutzer, weshalb die im Regierungsentwurf vorgeschlagene Regelung zu sehr erheblicher Bürokratie bei Lieferanten führen kann. Wir empfehlen daher folgende Ergänzung:

Ergänzung der Meldepflichtregelung in § 52 EnUG

Der § 52 EnUG erhält folgende, angepasste Überschrift:

§ 52 Netznutzer und Letztverbraucher

Der § 52 EnUG erhält zudem einen neuen Absatz 4 wie folgt:

(4) Ist der Letztverbraucher nicht zugleich Netznutzer, können die Verpflichtungen aus diesem Paragraphen sowie den hierauf verweisenden Vorschriften auch durch den Letztverbraucher erfüllt werden. Für die Einhaltung der Fristen aus Absatz 2 dieser Regelung reicht die fristgerechte Abgabe der Mitteilungen auch durch den Letztverbraucher aus. Der Letztverbraucher hat bei Abgabe der Mitteilungen den Netznutzer in geeigneter Form zu informieren. Einer Zustimmung des Netznutzers zur Abgabe der Mitteilungen durch den Letztverbraucher bedarf es nicht.

Artikel 5 - Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Zu § 3 Nummer 24a und 24b EnWG- Kundenanlage: Direktanbindung von Erneuerbare-Energien-Anlagen als Bestandteil der Kundenanlage

Einige Netzbetreiber vertreten die Ansicht, dass Direktleitungen zwischen Erneuerbare-Energien-Anlagen und Verbrauchern nicht Teil einer Kundenanlage sind und damit eine regulierungsbedürftige Infrastruktur vorliegt. Hier berufen sich die Netzbetreiber auf die aktuelle Rechtsprechung des BGH, welcher ausschließlich die Kundenanlagen (bzw. Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung) als Ausnahme vom regulierten Netz ansieht. Daher sollte eine Klarstellung im Rahmen einer unsicheren Auslegung der Netzregulierung von Direktleitungen erfolgen:

§ 3 EnWG - Begriffsbestimmungen

(...)

24a. Kundenanlagen

Energieanlagen zur Abgabe von Energie,

a) die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden **oder unabhängig hiervon Direktleitungen nach Nr. 12, welche an eine Kundenanlage angebunden sind,**

b) (...)

24b. Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung

Energieanlagen zur Abgabe von Energie,

a) die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Betriebsgebiet befinden **oder unabhängig hiervon Direktleitungen nach Nr. 12, welche an eine Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angebunden sind,**

b) (...)

Begründung

Es handelt sich hierbei um eine Klarstellung im Rahmen einer unsicheren Auslegung der Netzregulierung von Direktleitungen. Direktleitungen bzw. die (Eigen-)Versorgung aus direkt angebotenen Windkraft- und PV-Freiflächenanlagen sind sowohl bei ausgeförderten Anlagen (Weiterbetrieb) sinnvoll als auch zur Anbindung von Sektorenkopplungsanlagen, z.B. Elektrolyseuren. Auch führt die Eigenversorgung aus Anlagen zu einem höheren Nutzungsgrad derselben. Eine Netzregulierung von Direktleitungen in Kundenanlagen führt aber zu einem Entfall des ökologischen und wirtschaftlichen Vorteils der Eigenversorgung aus nahegelegenen Erneuerbare-Energien-Anlagen. Die klarstellende Änderung soll Eigen- und Direktversorgungsstrukturen aus nahe gelegenen Stromerzeugungsanlagen Planungssicherheit geben.

Artikel 6 – Änderung der Stromnetzentgeltverordnung

Die § 19-Umlage, die AbLaV-Umlage und die Konzessionsabgabe sind aktuell – neben den Strompreisen und der Umsatzsteuer – die einzigen Strompreisbestandteile für Netzbezugsstrom, die bei der Herstellung von grünem Wasserstoff anfallen (werden). Die restlichen Umlagen, Steuern und Netzentgelte verweisen entweder auf den § 27d, sind nach § 69 b EEG (EEG-Umlage) bzw. § 118 Abs. 6 EnWG (Netzentgelte) unmittelbar befreit oder werden nach § 9a StromStG entlastet. Ein entsprechender Verweis auf die Regelungen fehlt im § 19 StromNEV oder auch in § 18 AbLaV. Insbesondere verweist § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV auf die „alte Regelungssystematik“ des KWKG 2016 (Stand August 2016), in welcher keine Entlastung für Herstellung von Wasserstoff enthalten ist.

Die neue „Wasserstoff-Elektrolyse-Umlage“ ab dem 01.01.2023 verweist für das Umlagensystem auf die Regelungen des § 19 StromNEV (§ 118 Abs. 6 Satz 11 EnWG), d.h. diese Umlage würde auch ab 2023 auf die Strommengen zur Herstellung von grünem Wasserstoff selbst anfallen. Dies kann sowohl hinsichtlich der § 19-Umlage als auch hinsichtlich der Wasserstoff-Elektrolyse-Umlage nicht gewollt sein, da damit die Wasserstoffherstellung selbst wieder (wenn auch nur leicht) belastet wird. Wasserstoff sollte als inzwischen essentielle Grundlage einer unabhängigen Energieversorgung von derartigen Belastungen befreit sein. Zudem gehen wir davon aus, dass es sich bei der unterlassenen Verweisung auf die Regelungen zum Entfall der § 19-Umlage bei der grünen Wasserstoffherstellung um einen „Webfehler“ der Gesetzgebung gehandelt hat. Es wird daher empfohlen, auch auf den § 25 EnUG (Entfall von Umlagen bei Herstellung von grünem Wasserstoff) zu verweisen.

Daher schlagen wir vor, die Regelung des Regierungsentwurfs Artikel 6 Ziffer 1 wie folgt zu treffen (womit die Erhebung der Wasserstoff-Elektrolyse-Umlage ebenso betroffen wäre):

1. In § 19 Absatz 2 Satz 16 werden die Wörter „§§ 62a, 62b und 104 Absatz 10 und 11 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie § 27b des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes“ durch die Wörter „§§ 21, 25, 45 und 46 des Energie-Umlagen-Gesetzes“ ersetzt.

Sodann sollten das BMWK und die Bundesregierung in Betracht ziehen, auch die Umlage nach § 18 AbLaV mittels eines ähnlichen Verweises anzupassen. Insofern ist nicht zu erklären, warum die Regelung des § 18 AbLaV nur statisch auf das KWKG mit Stand 31.12.2022 verweisen soll und nicht – wie anderen Umlagen – in das System der § 19-Umlage ohne Möglichkeit zur Reduktion entsprechend der Regelung des § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV.

Zudem wird die Anpassung der Konzessionsabgabe hinsichtlich des Entfalls der Belastung bei Herstellung von grünem Wasserstoff angeregt.

Artikel 10 – Änderung der MaStRV

Zu § 5 MaStRV – Gemeinsame Registrierung

Nach der Neuregelung können „Betreiber von Strom- und Gasverbrauchseinheiten und Gaserzeugungseinheiten (...) Einheiten, die sich in derselben technischen Lokation befinden, zusammengefasst als eine Einheit registrieren.“ Warum keine Stromerzeugungseinheiten gleichzeitig installiert werden können, bleibt offen.

Zu § 13 MaStRV – Fristen der Netzbetreiber

Die Fristverkürzung für die Netzbetreiber ist positiv. Nach der Neuregelung gilt nun die reguläre Frist von einem Monat bei einer Prüfung der im Marktstammdatenregister eingetragenen Daten bei nach den EEG oder KWKG ausgeschriebenen Anlagen.

Wir sind generell der Auffassung, dass Netzbetreiberfristen bezüglich EEG-Anlagen auf „4 Wochen“ verkürzt werden sollen (z.B. auch bei Inbetriebnahmen).

Artikel 12 – Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes

Zu § 36 Anlagen in, an, über und unter oberirdischen Gewässern

Es ist nicht nachvollziehbar, warum im Wasserhaushaltsgesetz pauschale Vorschriften zur Errichtung von Floating-PV-Anlagen vorgeschrieben werden. So regelt § 36 WHG, dass schwimmende PV-Anlagen höchstens 15% eines Sees bedecken dürfen und gleichzeitig einen Mindestabstand von 50 Metern zum Ufer einhalten müssen. Dadurch wird das Potenzial von 25 GW PV-Leistung auf 1 GW geschrumpft.

Der Gesetzgeber sollte auf eine gesetzliche Regelung verzichten. Stattdessen sollen konkrete Vorgaben über Bebauungspläne festgelegt werden. Konkrete Abstände zu Ufern und Bedeckung eines Gewässers könnten sich so an den realen Bedingungen der Gewässer vor-Ort orientieren.

Artikel 13 – Änderung der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung

Zu § 21 Absatz 4 HkRNDV – HKN für direktvermarkteten Strom aus Kleinanlagen

HKN für direktvermarkteten Strom aus Kleinanlagen zu nutzen ist bisher prozessual zu aufwendig und zu teuer (50€ p.a. Konto; 120€ Anlagenregistrierung). Damit ist es faktisch nicht

möglich HKN für Anlagen mit einer Einspeisung <1MWh p.a. zu nutzen bzw. HKN für Kleinanlagen zu erstellen. Damit ist auch keine Kennzeichnung von Grünstrommengen möglich.

Der Vorschlag für eine vereinfachte Registrierung nach § 21 Absatz 4 HkrNDV reicht nicht aus, um die Eintrittsschwelle ausreichend zu senken. Wir empfehlen Anpassungen:

Vorschlag – angelehnt an Anpassung § 6 Absatz 2 Satz 3:

- Keine Kontopflicht für Anlagenbetreiber
- Senkung der Kosten für die Registrierung von Anlagen
- Anlage kann durch einen Dritten – bspw. durch einen Dienstleister registriert und seinem „virtuellen Pool“ von Kleinanlagen zugeordnet werden
- HKN werden aus einem Pool von Kleinanlagen erzeugt (nicht individuell pro Anlagen)

Zu § 30a - Gekoppelte Lieferung von Herkunftsnachweisen

Die Weiterentwicklung der optionalen Kopplung ist fachlich gut gemacht. Trotzdem erachten wir es als wenig hilfreich HKN über Bilanzkreise hinweg zu verfolgen, da dadurch kein Mehrwert entsteht.

Artikel 14 - Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes

Eine Weiterführung erdgasbefuerter KWK ist kontraproduktiv, insbesondere in Anbetracht der neu sortierten europäischen Energieversorgung. Die logische Schlussfolgerung kann nur sein, die **Förderung für neue Anlagen solange auszusetzen, bis die Evaluierung des KWKG unter Berücksichtigung der neuen energie- und klimapolitischen Ziele abgeschlossen ist**. Das KWKG ist vollständig auf grüne Gase und treibhausgasfreie Lösungen umzustellen. Zudem liegt auf der Hand, dass angesichts der noch begrenzten Verfügbarkeit grüner Gase die Zahl der Vollbenutzungsstunden für KWKG-geförderte Anlagen deutlich unterhalb der bisherigen liegen muss.

Zu § 1 - Neugefasster Zweck des KWKG

Der neue Zweck des KWKG wird unterstützt. Es ist überfällig, auch das KWKG in die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Energieversorgung einzuordnen, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht. Eine weitere Förderung der KWK – einer heute im Wesentlichen fossil betriebenen und aus Stromsystemperspektive nahezu vollständig unflexiblen Technologie – kann in dieser Transformation nicht bestehen.

Zu § 6 - Schwache Regeln für Umrüstung auf Wasserstoff

Mit dem neuen § 6 Absatz 1 Satz 1 Nummer 6 KWKG 2023 wird die Wasserstofffähigkeit als Zulassungsvoraussetzung normiert – allerdings viel zu schwach. Die Regelung dient (laut Begründung) dem Ziel, „zukünftige Investitionen in geförderte neue KWK-Anlagen kompatibel für die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Energieversorgung zu machen“. Diese Begründung ist überzeichnet. Wasserstofffähigkeit nach den Regeln des Regierungsentwurfs sieht lediglich vor, dass KWK-Anlagen nur dann vergütungsfähig bleiben, wenn sie zum 1. Januar 2028 für max. 10% der Kosten einer möglichen Neuerrichtung umgerüstet werden könnten. Dass tatsächlich eine Umstellung und ein Einsatz von Wasserstoff erfolgt, fehlt in dieser Logik gänzlich. Zudem werden "modernisierte KWK-Anlagen (...) von der Anforderung der Wasserstofffähigkeit ausgeschlossen, da sie in der Regel nicht auf den zusätzlichen Bedarf an Platz und Systemkomponenten vorbereitet sind und somit vielfach nur zu prohibitiv hohen Kosten umrüstbar wären“. Auch dass die Kraftwerke ab dem 1. Januar 2028 umrüstbar sein müssen, bedeutet nicht, dass alle Kraftwerke sofort und gleichzeitig umgerüstet werden, sondern dass zu diesem Zeitpunkt alle kraftwerksseitigen Voraussetzungen vorliegen müssen, die für eine spätere Umrüstung erforderlich sind. Das ist eine Mogelpackung. Man kann es drehen und wenden wie man will: Fossile KWK ist keine klimafreundliche Technologie in einem bereits heute von erneuerbaren Energien geprägten System. Durch die schwachen und ineffektiven Regeln für eine (mögliche, aber nicht vorgeschriebene) Umrüstung auf Wasserstoff, ändert sich diese Einschätzung nicht.

Zu § 8 - Regelung gegen Missbrauch von §6

Der §8 sollte durch eine Missbrauchsschutzregelung weiterentwickelt werden. Die Ergänzung im §8 regelt, dass „Nicht zu den Kosten der Modernisierung“ die Kosten zu zählen sind, „die der Vorbereitung der Umstellung oder der Umstellung auf einen Betrieb der Stromgewinnung auf der ausschließlichen Basis von Wasserstoff dienen.“ Das ist zu streichen. Diese Kosten sollten explizit zu den Umrüstkosten gehören, denn bei der KWK muss endlich Kostenwahrheit gelten. Weitergehend sollten geeignete Maßnahmen sicherstellen, dass die viel zu schwachen Regelungen im §6 nicht missbraucht werden.

Zu § 8 – Zu schwache und zu späte Anreize für Flexibilität

Dem Regierungsentwurf zufolge wird bis 2025 bei der KWK gegenüber den aktuellen Regelungen im KWKG nicht mehr Flexibilität eingefordert. Die Vollbenutzungsstunden entsprechen exakt den heutigen Regelungen. Es wird angemerkt, dass die Anforderung nach 2025 steigen (auf für den Bestand, aber auch nur zögerlich). Die jährliche Absenkung der förderfähigen Vollbenutzungsstunden erfolgt erst ab dem Jahre 2025 in 200er Schritten. Die Absenkung gilt sowohl für Neuanlagen als auch für bereits im Betrieb befindlichen Anlagen und dient der Stärkung des bereits vorhandenen Anreizes für eine flexible und vor allem systemdienliche Fahrweise der Anlagen, die sich zunehmend an den Preissignalen des Strommarkts orientiert. Warum dies nicht unmittelbar erfolgt, ist ein Rätsel. Die **Absenkungsschritte sind auf das Jahr 2023 vorzuziehen**. Darüber hinaus sind weitere erhebliche Maßnahmen nötig, um die KWK zu flexibilisieren.

Zu § 7d (neu) – KWK-Bonus für Wärmenutzung bei der Elektrolyse

Elektrolyseure sind derzeit keine KWK-Anlagen. Die Nutzung der Wärme bei der Elektrolyse erhöht die Effizienz erheblich, ist aber häufig noch zu teuer. Mit der Zahlung eines KWK-Bonus für den im Elektrolyseur eingesetzten Strom würde eine deutliche gesamtenergetische Effizienzsteigerung einhergehen. Bedingung müsste sein, dass die Abwärme des Elektrolyseurs genutzt wird, zum Beispiel in einem Nahwärmenetz.

Zu § 34 – Evaluierungen

Das KWKG muss in den kommenden Jahren aufgrund nationaler und europäischer Vorgaben umfassend evaluiert werden. **Es ist nötig, dass diese Evaluierung den neuen Zweck des KWKG und die neuen Ziele des/der Energiepakete 2022 mitberücksichtigt**. Weil die Evaluierung *im Jahr 2022* erfolgt, ist dies nicht der Fall. **Die Evaluierung sollte im Jahr 2023** erfolgen, insbesondere mit Blick auf die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und dieses Gesetzes.

Artikel 16 - Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung

Hinweis: Die Mengen der Innovationsausschreibung sollen gegenüber dem Entwurf deutlich angehoben werden. Nähere Ausführungen dazu finden Sie im Abschnitt zu § 28e EEG.

Umstellung von fixer Marktprämie auf die gleitende Marktprämie ist sinnvoll

Die Umstellung der Innovationsausschreibung von der fixen Marktprämie auf die gleitende Marktprämie ist vollumfänglich zu unterstützen.

Netzstrombezug für Speicher ermöglichen

Speicher, die als Teil einer Anlagenkombination im Rahmen der Innovationsausschreibungen umgesetzt werden, dürfen aktuell keinen Netzstrom beziehen. Diese Regelung schränkt die netz- und systemdienliche Anwendung der Speicher jedoch stark ein. So bleibt ein mit einer PV-Anlage gekoppelter Speicher in den Wintermonaten oder in der Nacht nahezu ungenutzt. Auch kann der Speicher nur eingeschränkt Systemdienstleistungen erbringen (z.B. Frequenzregelleistung), da solche Produkte meist Netzstrombezug technisch voraussetzen. Erst im flexiblen Zusammenwirken mit dem Netz kann das volle multi-use Potential der Speicher ausgespielt werden, wodurch darüber hinaus die Systemkosten sowie der Förderbedarf für die Anlagen deutlich gesenkt würden. Das Verbot des Netzstrombezugs für Speicher, die als Teil einer Anlagenkombination im Sinne der Innovationsausschreibungen umgesetzt werden, ist deshalb zu streichen. Die Speicherung von Netzstrom in den Speicher setzt eine messtechnische Abgrenzung zwischen netzbezogenem Strom und dem in der gekoppelten Erzeugungsanlage erzeugten Grünstrommengen voraus. Bei der messtechnischen Abgrenzung ist sicherzustellen, dass keine dem Netz zur Zwischenspeicherung entnommenen Strommengen der Ermittlung des Anspruchs nach §§ 19 Abs. 1 und 3 EEG zugrunde gelegt werden. Das Netzstromverbot ist sowohl in der EEG-Anlagendefinition (§3 Nr. 1 HS. 2 EEG 2021) als auch in der Innovationsausschreibungsverordnung verankert. Für die Innovationsausschreibungsverordnung empfehlen wir folgende Änderung:

§ 2 Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieser Verordnung ist:

1. „Anlagenkombination“ ein Zusammenschluss
 - a) (...)
 - b) von Anlagen mit Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, ~~die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt,~~ aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln,

wovon mindestens eine erneuerbare Energie Windenergie an Land oder solare Strahlungsenergie ist, und der über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt einspeist,

(...)

sowie

§13 Weitere Bestimmungen zu Anlagenkombinationen

(...)

(4) Sofern die Anlagenkombination auch Speicher enthält, ist **für die Ermittlung des Anspruchs nach § 19 Abs. 1 und 3 EEG nur diejenige Strommenge des zwischengespeicherten Stroms heranzuziehen**, die in den anderen Anlagenteilen erzeugt worden ist. **Hierfür ist der in den anderen Anlagenteilen erzeugte Strom von Strom, der zum Zwecke der Zwischenspeicherung aus dem Netz in den Speicher eingespeist wurde, abzugrenzen. Diese Abgrenzung muss entweder durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen oder, sofern dies technisch unmöglich oder mit unververtretbarem Aufwand verbunden ist, auf der Grundlage eines Messkonzeptes rechnerisch erfolgen. Bei der rechnerischen Abgrenzung ist sicherzustellen, dass keine dem Netz zur Zwischenspeicherung entnommenen Strommengen der Ermittlung des Anspruchs nach §§ 19 Abs. 1 und 3 EEG zugrunde gelegt werden. Werden die vorgenannten Abgrenzungsvoraussetzungen eingehalten, steht die Zwischenspeicherung von dem Netz entnommenem Strom einem Anspruch aus § 19 Abs. 1 und 3 EEG für die in den anderen Anlagen erzeugten Strom nicht entgegen.**

(...)

Sukzessive Erweiterung der Speicherkapazität von Jahr zu Jahr

Auch die Anforderung an die Speicherleistung/Kapazität sollte schrittweise angehoben werden. Wesentlicher Hebel hierfür ist die Anpassung der Mindesteinspeicherzeit von heute zwei Stunden schrittweise auf vier Stunden.

§ 13 Weitere Bestimmungen zu Anlagenkombinationen

(...)

(Absatz 2, Ziffer 1): sofern die Anlagenkombination einen Speicher enthält, wenn dessen installierte Leistung nicht mindestens 25 Prozent der installierten Gesamtleistung der Anlagenkombination entspricht und die Energiespeicherkapazität nicht mindestens eine Einspeicherung von ~~zwei Stunden~~

- **im Jahr 2022 2 Stunden**
- **im Jahr 2023 2,5 Stunden**
- **im Jahr 2024 3 Stunden**
- **im Jahr 2025 3,5 Stunden**
- **im Jahr 2026 4 Stunden**

der Arbeit der Nennleistung der Energiespeichertechnologie ermöglicht, (...)

Anpassung des Höchstwerts

Aufgrund der Umstellung von der fixen auf die gleitende Marktprämie sollte der Höchstwert im §10 InnAusV nach oben angepasst werden. Eine Anpassung um mindestens 30% scheint angemessen.

Bestandsanlagen mit fixer Marktprämie, Wechsel der Direktvermarktungsform

Es besteht Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Frage, ob Innovationsausschreibungs-Anlagen monatlich zwischen der Vergütung nach fixer Marktprämie und der sonstigen Direktvermarktung wechseln können. Diese Frage ist rückwirkend im Gesetzestext zu klären. Wir empfehlen die klare Ermöglichung eines monatlichen Wechsels, entsprechend der Regelung bei der gleitenden Marktprämie.

Artikel 20 - Inkrafttreten

Es ist sinnvoll, dass Teile dieses Gesetzpakets früher in Kraft treten. Beihilferechtlich unkritische Maßnahmen des EEG sowie andere Artikel oder Teile anderer Artikel sollten mit dem Tag der Verkündung (d.h. Mitte 2022) in Kraft treten, um im Herbst 2022 Wirkung zeigen zu können. Die aufgeführte Liste in Absatz 2 sollte erweitert werden.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.