

06.11.20

Stellungnahme des Bundesrates

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften

Der Bundesrat hat in seiner 995. Sitzung am 6. November 2020 beschlossen, zu dem Gesetzentwurf gemäß Artikel 76 Absatz 2 des Grundgesetzes wie folgt Stellung zu nehmen:

1. Zu Artikel 1 Nummer 2 Buchstabe y₀ – neu –,
Nummer 4 Buchstabe k₁ – neu –,
Nummer 99,
Nummer 102,
Nummer 104 Buchstabe a und
Artikel 8 (Inhaltsübersicht zu § 65,
§ 3 Nummer 47a₀ – neu –,
§ 65 Überschrift,
Absatz 1 Satz 2,
Absatz 2,
Absatz 4a – neu –,
Absatz 6,
Absatz 7,
§ 67 Absatz 4,
§ 69 Absatz 1 Satz 1 EEG und
Anlage der Besondere-Ausgleichsregelung-Gebührenverordnung)

Der Gesetzentwurf ist wie folgt zu ändern:

a) Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

aa) In Nummer 2 ist nach Buchstabe x folgender Buchstabe einzufügen:

„y₀) Die Angabe zu § 65 wird wie folgt gefasst:

„§ 65 Schienenbahnen und Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen“ ‘

bb) In Nummer 4 ist nach Buchstabe k folgender Buchstabe einzufügen:

„k₁) Nach Nummer 47 wird folgende Nummer 47a₀ eingefügt:

„47a₀. „Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen“ sind Verkehrsunternehmen, die für den Fahrbetrieb von Verkehrsleistungen, die gemäß § 42 PBefG konzessioniert sind, elektrisch betriebene Busse einsetzen.“ ‘

cc) Nummer 99 ist wie folgt zu fassen:

„99. § 65 wird wie folgt geändert:

a) Der Überschrift werden die Wörter „und Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen“ angefügt.

- b) Dem Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Abweichend von Satz 1 erfolgt eine Begrenzung der EEG-Umlage für Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen an der betreffenden Abnahmestelle nur dann, wenn die Strommenge, die unmittelbar für den Fahrbetrieb von Verkehrsleistungen, die gemäß § 42 PBefG konzessioniert sind, verbraucht wurde, unter Ausschluss der rückgespeisten Energie mindestens 100 Megawattstunden im Kalenderjahr beträgt.“

- c) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Für Schienenbahnen und Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen wird die EEG-Umlage für die gesamte Strommenge, die das Unternehmen unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr bzw. im Fahrbetrieb gemäß § 42 PBefG selbst verbraucht, unter Ausschluss der rückgespeisten Energie an der betreffenden Abnahmestelle auf 20 Prozent der nach § 60 Absatz 1 ermittelten EEG-Umlage begrenzt.“

- d) Folgender Absatz 4a wird eingefügt:

„(4a) Abweichend von Absatz 1 können Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen, wenn und soweit sie an einem Vergabeverfahren für Verkehrsleistungen im Straßenpersonenverkehr teilgenommen haben oder teilnehmen werden, im Kalenderjahr vor der Aufnahme des Fahrbetriebs die prognostizierten Stromverbrauchsmengen für das Kalenderjahr, in dem der Fahrbetrieb aufgenommen werden wird, auf Grund der Vorgaben des Vergabeverfahrens nachweisen; die Begrenzung nach Absatz 2 erfolgt nur für das Verkehrsunternehmen, das in dem Vergabeverfahren den Zuschlag erhalten hat. Das Verkehrsunternehmen, das den Zuschlag erhalten hat, kann nachweisen

1. im Kalenderjahr der Aufnahme des Fahrbetriebs die prognostizierten Stromverbrauchsmengen für das folgende Kalenderjahr auf Grund der Vorgaben des Vergabeverfahrens und

2. im ersten Kalenderjahr nach der Aufnahme des Fahrbetriebs die Summe der tatsächlichen Stromverbrauchsmengen für das bisherige laufende Kalenderjahr und der prognostizierten Stromverbrauchsmengen für das übrige laufende Kalenderjahr; die Prognose muss auf Grund der Vorgaben des Vergabeverfahrens und des bisherigen tatsächlichen Stromverbrauchs erfolgen.“
- e) In Absatz 6 wird die Angabe „bis c“ durch die Wörter „und c Buchstabe bb“ ersetzt.
- f) Absatz 7 wird wie folgt geändert:
- aa) In Nummer 1 wird das Wort „und“ durch ein Komma ersetzt.
- bb) In Nummer 2 wird der abschließende Punkt durch das Wort „und“ ersetzt.
- cc) Folgende Nummer 3 wird angefügt:
- „3. „Linienverkehr“ eine zwischen bestimmten Ausgangs- und Endpunkten eingerichtete regelmäßige Verkehrsverbindung, auf der Fahrgäste an bestimmten Haltestellen ein- und aussteigen können; er setzt nicht voraus, dass ein Fahrplan mit bestimmten Abfahrts- und Ankunftszeiten besteht oder Zwischenhaltestellen eingerichtet sind.“
- dd) Nummer 102 ist wie folgt zu fassen:
- ,102. In § 67 Absatz 4 wird nach dem Wort „Unternehmensteile“ das Wort „und“ durch ein Komma ersetzt und nach dem Wort „Schienenbahnen“ werden die Wörter „ , Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen und auf Landstromanlagen“ eingefügt.

ee) Nummer 104 Buchstabe a ist wie folgt zu fassen:

,a) In Satz 1 werden die Wörter „Unternehmen und Schienenbahnen“ durch die Wörter „Unternehmen, Schienenbahnen, Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen und Landstromanlagen“ ersetzt.‘

b) In Artikel 8 sind die entsprechenden Gebühren für Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen aufzunehmen.

Begründung:

Ein besonderer Ausnahmetatbestand in Verbindung mit der Begrenzung der EEG-Umlage sollte ebenfalls für Strom zum Laden von elektrisch angetriebenen Bussen (batterieelektrisch bzw. oberleitungsgebunden) eingeführt werden. Dies ist vor dem Hintergrund der Treibhausgasemissionsminderungsziele im Verkehrssektor gemäß dem Klimaschutzgesetz der Bundesregierung (KSG), zur Verbesserung der Luftqualität und aus Gründen des Lärmschutzes wie auch zur Unterstützung und Stärkung des Öffentlichen Personennahverkehrs zu gewährleisten. Neben der Bereitstellung und Verwendung von Bundesfördermitteln zur Transformation der kommunalen Busfahrzeugflotten hin zu alternativen Antrieben im Einklang mit der Mobilitätswende kann eine Begrenzung der EEG-Umlage auf den Ladestrom finanzielle Anreize geben, die Fahrzeugflotte weiter zu elektrifizieren. Es ist wichtig die Kommunen so intensiv wie möglich bei dieser Transformation zu unterstützen und Investitions- wie auch Betriebskosten für klimafreundliche Anschaffungen- und Technologien gering zu halten. Gerade im Zuge der erheblichen Minderungen der Gewerbesteuer-einnahmen in den kommunalen Haushalten wegen den Auswirkungen der COVID19-Pandemie ist eine Entlastung in diesem Bereich zweckmäßig und sinnvoll.

2. Zu Artikel 1 Nummer 3 (§ 1 Absatz 3 EEG)

In Artikel 1 Nummer 3 sind in § 1 Absatz 3 nach den Wörtern „verbraucht wird,“ die Wörter „auf Basis Erneuerbarer Energien“ einzufügen.

Begründung:

Der Gesetzentwurf zielt auf die Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2030 sowie das Ziel der Treibhausgasneutralität im Stromsektor vor 2050. Die Formulierung „Treibhausgasneutralität“ lässt andere Technologien als Erneuerbare Technologien wie beispielsweise Technologien zur Abscheidung und/oder Ein-

lagerung von Treibhausgasemissionen zu. Eine Nutzung dieser Technologien (zum Beispiel Erdgas oder sogenannter blauer Wasserstoff) kann jedoch nur ein Zwischenschritt auf dem Weg in ein treibhausgasneutrales Energieversorgungssystem sein und darf die Erneuerbaren Energien nicht ersetzen. Das Einfügen der Wörter „auf Basis Erneuerbarer Energien“ bringt dies zum Ausdruck.

3. Zu Artikel 1 Nummer 3a – neu – (§ 2 Absatz 3 Satz 2,
Absatz 5 – neu – EEG)

In Artikel 1 ist nach Nummer 3 folgende Nummer 3a einzufügen:

3a. § 2 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 3 wird Satz 2 gestrichen.
- b) Folgender Absatz 5 wird angefügt:

„(5) Dabei soll die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben. An kleine Erneuerbare-Energien-Anlagen sollen deshalb nur rechtlich und technisch unabweisbare Anforderungen gestellt werden.“ ‘

Begründung:

Viele Bürger haben mit ihren EE-Anlagen in, an und auf Gebäuden in den ersten Jahrzehnten die schwierigen ersten Jahre der Energiewende getragen. Sie haben den Beweis möglich gemacht, dass sie nicht nur ökologisch sinnvoll, sondern auch technisch möglich und wirtschaftlich vernünftig ist. Insbesondere kleine EE-Anlagen in, an und auf Gebäuden und Bauwerken im Bestand und im Neubau, dienen der Akteursvielfalt im besonderen Maße.

Daneben vereinen Anlagen in, an und auf Gebäude inzwischen die meisten Vorteile der Erneuerbaren auf sich. Sie sind verbrauchsnahe, flächeneffizient, kostengünstig und können netzausbaubremsend wirken. Deswegen liegt es im Interesse des Klimaschutzes, der Energiewende und des Ausbaus der Erneuerbaren Energien für dieses Segment solche Rahmenbedingungen in den Grundsätzen, aber auch in allen folgenden Regelungsbereichen dieses Gesetzes zu verankern, dass die Potenziale des Bestandes und des Neubaus für den Klimaschutz optimal genutzt werden können, auch nach Ablauf der 20 Jahre Nutzungsdauer der Förderperiode.

4. Zu Artikel 1 Nummer 4 Buchstabe c,
Nummer 28,
Nummer 52 (§ 3 Nummer 4b,
Nummer 4c – neu – und
Nummer 4d – neu –,
§ 28a Absatz 2a – neu –,
Absatz 2b – neu – und
Absatz 3,
Unterabschnitt 4 Einleitungssatz,
§§ 38j bis s – neu – EEG)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

a) Nummer 4 Buchstabe c ist wie folgt zu ändern:

aa) In Nummer 4b ist der abschließende Punkt durch ein Komma zu ersetzen.

bb) Folgende Nummern sind anzufügen:

- „4c. „Ausschreibungen für Solaranlagen des dritten Segments“
Ausschreibungen, bei denen Gebote für Solaranlagen abgegeben werden können, die auf einem zu diesem Zwecke nutzbaren Gewässer im Sinne des Wasserhaushaltsgesetzes errichtet werden sollen,
- 4d. „Ausschreibungen für Solaranlagen des vierten Segments“
Ausschreibungen, bei denen Gebote für Solaranlagen auf einer Fläche abgegeben werden können, deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Ackerland genutzt worden sind und nach der Errichtung der Solaranlagen weiter als Ackerland genutzt werden.“ ‘

b) In Nummer 28 ist § 28a wie folgt zu ändern:

aa) Nach Absatz 2 sind folgende Absätze einzufügen:

„(2a) Die Ausschreibungen für Solaranlagen des dritten Segments finden jeweils zu den Gebotsterminen am 1. Juni und am 1. Dezember statt. Das Ausschreibungsvolumen beträgt

1. in den Jahren 2021 und 2022: jeweils 100 Megawatt zu installierender Leistung,
2. in den Jahren 2023 und 2024: jeweils 300 Megawatt zu installierender Leistung,
3. im Jahr 2025 jährlich 500 Megawatt zu installierender Leistung.

Das Ausschreibungsvolumen nach Satz 2 wird jeweils gleichmäßig auf die Gebotstermine eines Kalenderjahres verteilt. Das Ausschreibungsvolumen erhöht sich ab dem Jahr 2022 jeweils um die Menge, für die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des dritten Segments keine Zuschläge erteilt werden konnten.

(2b) Die Ausschreibungen für Solaranlagen des vierten Segments finden jeweils zu den Gebotsterminen am 1. Juni und am 1. Dezember statt. Das Ausschreibungsvolumen beträgt

1. in den Jahren 2021 und 2022: jeweils 50 Megawatt zu installierender Leistung,
2. in den Jahren 2023 und 2024: jeweils 150 Megawatt zu installierender Leistung,
3. im Jahr 2025 jährlich 500 Megawatt zu installierender Leistung.

Das Ausschreibungsvolumen nach Satz 2 wird jeweils gleichmäßig auf die Gebotstermine eines Kalenderjahres verteilt. Das Ausschreibungsvolumen erhöht sich ab dem Jahr 2022 jeweils um die Menge, für die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des vierten Segments keine Zuschläge erteilt werden konnten.“

bb) In Absatz 3 sind die Wörter „Absatz 1 oder Absatz 2“ durch die Wörter „Absatz 1, 2, 2a oder 2b“ zu ersetzen.

c) Nummer 52 ist wie folgt zu ändern:

aa) Der Einleitungssatz ist wie folgt zu fassen:

„Nach § 38b werden folgende Unterabschnitte 4, 4a und 4b eingefügt:“

bb) Nach Unterabschnitt 4 sind folgende Unterabschnitte einzufügen:

„Unterabschnitt 4a
Ausschreibungen für Solaranlagen des dritten Segments

§ 38j
Anwendbarkeit der Unterabschnitte 3 und 4

Für die Ausschreibungen für Solaranlagen des dritten Segments sind die Bestimmungen des Unterabschnitts 3 mit Ausnahme der §§ 37, 37a und § 37c anzuwenden, sofern in diesem Abschnitt nicht etwas Abweichendes geregelt ist. Aus dem Unterabschnitt 4 sind § 38f Absatz 2, § 38g, § 38h Absatz 2 und § 38i entsprechend anzuwenden.

§ 38k
Gebote für Solaranlagen des dritten Segments

(1) Gebote bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des dritten Segments dürfen nur für Anlagen abgegeben werden, die auf einem zu diesem Zwecke nutzbaren Gewässer im Sinne des Wasserhaushaltsgesetzes errichtet werden.

(2) In Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 darf die Gebotsmenge bei Geboten bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des dritten Segments pro Gebot eine zu installierende Leistung von 20 Megawatt nicht überschreiten.

§ 38l

Sicherheiten für Solaranlagen des dritten Segments

Die Höhe der Sicherheit nach § 31 bei Geboten bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des dritten Segments bestimmt sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 30 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung.

§ 38m

Höchstwert für Solaranlagen des dritten Segments

Der Höchstwert bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des dritten Segments beträgt 7,0 Cent pro Kilowattstunde.

§ 38n

Zahlungsberechtigung für Solaranlagen des dritten Segments

Die Bundesnetzagentur stellt auf Antrag eines Bieters, dem mindestens ein Zuschlag erteilt worden ist, eine Zahlungsberechtigung für Solaranlagen aus, die ausschließlich auf einem Gewässer im Sinne des Wasserhaushaltsgesetzes errichtet worden sind.

Unterabschnitt 4b
Ausschreibungen für Solaranlagen des vierten Segments

§ 38o
Anwendbarkeit der Unterabschnitte 3 und 4

Für die Ausschreibungen für Solaranlagen des vierten Segments sind die Bestimmungen des Unterabschnitts 3 mit Ausnahme der §§ 37, 37a und § 37c anzuwenden, sofern in diesem Abschnitt nicht etwas Abweichendes geregelt ist. Aus dem Unterabschnitt 4 sind § 38f Absatz 2, § 38g, § 38h Absatz 2 und § 38i entsprechend anzuwenden.

§ 38p
Gebote für Solaranlagen des vierten Segments

(1) Gebote bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des vierten Segments dürfen nur für Solaranlagen auf einer Fläche abgegeben werden, deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Ackerland genutzt worden sind und nach der Errichtung der Solaranlagen weiter als Ackerland genutzt werden.

(2) In Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 darf die Gebotsmenge bei Geboten bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des vierten Segments pro Gebot eine zu installierende Leistung von 20 Megawatt nicht überschreiten.

§ 38q
Sicherheiten für Solaranlagen des vierten Segments

Die Höhe der Sicherheit nach § 31 bei Geboten bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des vierten Segments bestimmt sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 30 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung.

§ 38r

Höchstwert für Solaranlagen des vierten Segments

Der Höchstwert bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des vierten Segments beträgt 8,0 Cent pro Kilowattstunde.

§ 38s

Zahlungsberechtigung für Solaranlagen des vierten Segments

Die Bundesnetzagentur stellt auf Antrag eines Bieters, dem mindestens ein Zuschlag erteilt worden ist, eine Zahlungsberechtigung für Solaranlagen aus, die auf einer Fläche errichtet wurden, deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Ackerland genutzt worden sind und nach der Errichtung der Solaranlagen weiter als Ackerland genutzt werden.“

Begründung:

Kostengünstige Freiflächenanlagen haben in den vergangenen Jahren die Kosten für Solarstrom deutlich reduziert. Sie stellen aber einen starken Landschaftseingriff dar und erhöhen die Flächenkonkurrenz zur Lebens- und Futtermittelproduktion. Schwimmende PV-Anlagen auf Binnengewässern sowie über oder integriert in landwirtschaftlich genutzte Flächen bieten die Möglichkeit, die Flächenkonkurrenz zu reduzieren. Dies erhöht die Akzeptanz in der Bevölkerung.

Allerdings weisen schwimmende PV-Anlagen und Agro-PV-Anlagen derzeit noch höhere Kosten auf.

Um das enorme Flächenpotential zu erschließen, werden eigene Ausschreibungssegmente als sinnvoll erachtet, welche unterhalb der Kostenschwelle zu Dachanlagen liegen und den stärkeren Ausbau von EE-Erzeugungskapazitäten kurzfristig und unkompliziert ermöglichen.

5. Zu Artikel 1 Nummer 4 Buchstabe c₁ – neu – (§ 3 Nummer 7 EEG)

In Artikel 1 Nummer 4 ist nach Buchstabe c folgender Buchstabe einzufügen:

- ,c₁) In Nummer 7 wird das abschließende Komma durch die Wörter „sowie ein Gebiet, das im Rahmen der gemäß Artikel 32 der Verordnung (EU) Nr. 1305/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Dezember 2013 über die Förderung der ländlichen Entwicklung durch den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER) und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1698/2005 (ABI. L 347 vom 20.12.2013, S. 487) vorzunehmenden Neuabgrenzung durch die Länder als benachteiligtes Gebiet abgegrenzt wurde,“ ersetzt.‘

Begründung:

Um den Wettbewerb bei den Ausschreibungen für Solaranlagen zu erhöhen, ist eine maßvolle Ausweitung der Flächenkulisse für Freiflächenanlagen um die in den Ländern aufgrund Artikel 32 der Verordnung (EU) Nr. 1305/2013 neu abgegrenzte Gebietskulisse für benachteiligte Gebiete sinnvoll. Gleichzeitig sollte auch die alte Gebietskulisse aufrecht erhalten bleiben, um Investoren Planungssicherheit zu gewähren und sicherzustellen, dass für den Solaranlagenausbau weiterhin ausreichend Flächen zur Verfügung stehen.

6. Zu Artikel 1 Nummer 4 Buchstabe c₁ – neu – (§ 3 Nummer 15a – neu – EEG)
Nummer 91a – neu – (§ 61a Absatz 2 – neu – EEG)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

- a) Nach Nummer 4 Buchstabe c ist folgender Buchstabe einzufügen:

,c₁) Nach Nummer 15 wird folgende Nummer 15a eingefügt:

„15a. Direktstromlieferung ist die Lieferung von Erneuerbarem Strom/Grünstrom an einen Dritten im räumlichen Zusammenhang, ohne das öffentliche Netz in Anspruch zu nehmen.“ ‘

- b) Nach Nummer 91 ist folgende Nummer 91a einzufügen:

,91a. § 61a wird wie folgt geändert:

- a) Der bestehende Wortlaut wird Absatz 1.

b) Folgender Absatz 2 wird angefügt:

„ (2) Direktstromlieferung ist der Eigenversorgung gleichgestellt. Absatz 1 Nummer 1 bis 4 sind entsprechend anzuwenden.“ ‘

Begründung:

Die Rahmenbedingungen für die Eigen- und Direktstromnutzung müssen attraktiver ausgestaltet werden, bis eine echte Reform bei der Grünstromvermarktung erfolgt ist. Dafür sind die vorgeschlagenen Anpassungen im EEG erforderlich.

Die EEG-Umlage für die Eigen- und Direktstromversorgung und die direkte Endkundenbelieferung mit Strom im Sinne der EEG-Definition (§ 3 Nummer 19 EEG), für den keine Förderung in Anspruch genommen wird, sollte in größerem Umfang als bisher angemessen reduziert werden beziehungsweise eine Umlagenbefreiung erfolgen. Dafür sind entsprechende Anpassungen in § 61a erforderlich.

7. Zu Artikel 1 Nummer 4 Buchstabe k₂* – neu – und
Nummer 27 (§ 3 Nummer 47b – neu – und
§ 27a Satz 2 Nummer 4, 5 und 6 – neu – EEG)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

a) In Nummer 4 ist nach Buchstabe k folgender Buchstabe einzufügen:

„k₂) Nach Nummer 47a. wird folgende Nummer 47b. eingefügt:

„47b. „Volllaststundenzahl“ der Quotient aus der kalenderjährlichen Einspeisung von Strom in ein Netz in Kilowattstunden und der höchsten Leistung der Einspeisung in Kilowatt.“ ‘

b) Nummer 27 ist wie folgt zu fassen:

„27. § 27a Satz 2 wird wie folgt geändert:

a) Nummer 4 wird wie folgt gefasst:

„4. in den Stunden, in denen der Spotmarktpreis negativ ist,“

* siehe Ziffer 1

- b) In Nummer 5 wird der abschließende Punkt durch die Angabe „ , oder“ ersetzt.
- c) Nach Nummer 5 wird folgende Nummer eingefügt:
„6. für die Erzeugung speicherbarer Energieträger wie Wasserstoff oder Warmwasser (Einspeicherung), sofern die Volllaststundenzahl des in das Netz eingespeisten Stroms dadurch grösser wird als ohne die Einspeicherung.“ ‘

Begründung:

Betreiber von EE-Erzeugungsanlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist, können ihren Strom nicht entsprechend den Netz- und Marktanforderungen selbst zur Sektorkopplung nutzen, da § 27a EEG von wenigen Ausnahmen abgesehen, den Eigenverbrauch verbietet. § 27a Satz 2 EEG ist daher um eine Nummer 6 zu ergänzen, welche die systemdienliche Eigennutzung von erneuerbarem Strom für Sektorkopplung erlaubt.

Durch die Bedingung der Erhöhung der Volllaststundenzahl wird gewährleistet, dass der jeweilige Betreiber nicht seinen Eigenverbrauch gegen das System optimiert und „keine Rosinen pickt“. Die Beschränkung auf die Erzeugung speicherbarer Energieträger sorgt zudem dafür, dass der Strom im Eigenverbrauch nicht für solche Zwecke genutzt wird, für die der Betreiber normalerweise Strom mit allen Letztverbraucherabgaben bezieht.

8. Zu Artikel 1 Nummer 5 (§ 4 Nummer 1 Buchstaben a bis e und Nummer 3 Buchstaben a bis e EEG)

In Artikel 1 Nummer 5 ist § 4 wie folgt zu ändern:

- a) In Nummer 1 ist nach den Buchstabenbezeichnungen a bis e jeweils das Wort „mindestens“ einzufügen.
- b) In Nummer 3 ist nach den Buchstabenbezeichnungen a bis e jeweils das Wort „mindestens“ einzufügen.

Begründung:

Die Ausbauzahlen sollen nicht als Deckel, sondern als Mindestziele mit der Option zu ambitionierterem Ausbau verstanden werden. Das ist eine nach oben offene Zielstellung und trägt zugleich auch der von Akteure im Rahmen der Anhörung zur EEG-Novelle vorgetragenen Forderung nach ambitionierteren Ausbauzielen Rechnung, um den Zielen des Pariser Klimaabkommens eine bessere Chance auf Umsetzung zu geben.

9. Zu Artikel 1 Nummer 5 (§ 4 Nummer 4 EEG)

In Artikel 1 Nummer 5 ist in § 4 Nummer 4 die Angabe „8 400“ durch die Angabe „9 100“ zu ersetzen.

Begründung:

In der Gesetzesbegründung zu Nummer 5 wird ausgeführt, dass für den Ausbaupfad für Biomasse die Stromerzeugung von 42 Terawatt aus dem Zielmodell des Klimaschutzprogramms 2030 bis zum Jahr 2030 zu Grunde gelegt wird.

In Absatz 4 Satz 2 der Gesetzesbegründung zu Nummer 5 heißt es:

„Wegen der verstärkten Anforderungen an die Flexibilisierung der Biomasseanlagen wird im Jahr 2030 abweichend vom Zielmodell des Klimaschutzprogramms eine installierte Leistung von 9,1 Gigawatt im Jahre 2030 angenommen.“

Diese Annahme wird geteilt.

Der Ausbaupfad für Biomasseanlagen ist entsprechend anzupassen.

10. Zu Artikel 1 Nummer 5 (§ 4a Nummern 1 bis 9 EEG)

In Artikel 1 Nummer 5 ist in § 4a nach den Zifferbezeichnungen 1 bis 9 jeweils das Wort „mindestens“ einzufügen.

Begründung:

Klarstellung des Gewollten. Die Strommengenziele sollen nicht als Deckel, sondern als Mindestziele mit der Option zu ambitionierterem Ausbau verstanden werden. Das ist eine nach oben offene Zielstellung und trägt zugleich auch der von Akteure im Rahmen der Anhörung zur EEG-Novelle vorgetragenen Forderung nach ambitionierteren Ausbauzielen Rechnung, um den Zielen des Pariser Klimaabkommens eine bessere Chance auf Umsetzung zu geben.

11. Zu Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe a (§ 9 Absatz 1,
Absatz 1a Satz 2,
Absatz 1b Satz 1 und 2 EEG)

In Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe a ist § 9 wie folgt zu ändern:

- a) In Absatz 1 ist die Angabe „1“ durch die Angabe „7“ zu ersetzen.
- b) In Absatz 1a ist Satz 2 zu streichen.

c) Absatz 1b ist wie folgt zu ändern:

aa) In Satz 1 ist die Angabe „1“ durch die Angabe „7“ zu ersetzen.

bb) Satz 2 ist zu streichen.

Begründung:

Die Verpflichtung des Einbaus von intelligenten Messsystemen für PV-Anlagen bereits ab 1 Kilowatt installierte Leistung ist nicht verhältnismäßig.

Durch diese Regelung würden alle PV-Anlagenbetreiber früher oder später verpflichtet, ein intelligentes Messsystem einzubauen, über das die Netzbetreiber Erzeugungs- und Verbrauchsdaten abrufen können. Bisher besteht diese Pflicht nur für PV-Anlagen ab 7 Kilowatt. Bisher hatten zudem Kleinanlagen unter 30 Kilowatt die Wahlmöglichkeit, ob sie ein Steuergerät installieren oder die Einspeiseleistung auf 70 Prozent der installierten Leistung beschränken. Die meisten Kleinanlagenbetreiber entscheiden sich für die zweite Möglichkeit, da diese kostengünstiger ist. Diese Wahlmöglichkeit soll zukünftig nicht mehr möglich sein.

Diese Regelungen werden als zu weitgehender Eingriff angesehen. Die bisher steuerbaren kleinen PV-Anlagen werden derzeit von den Netzbetreibern nicht zur Netzsteuerung genutzt, da durch Steuerung von Großanlagen ausreichend Flexibilität bereitgestellt wird. Eine weitergehende Verpflichtung der Steuerbarkeit sogar von Kleinstanlagen wird daher als unverhältnismäßig angesehen. Auch hatte die Kosten-Nutzen-Analyse im Rahmen der Einführung der Smart-Meter-Pflicht ergeben, dass intelligente Messsysteme für PV-Anlagen unter 7 Kilowatt ein negatives Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweisen.

Eine solche Verpflichtung sollte erst dann in Erwägung gezogen werden, wenn der Nutzen dieser Verpflichtung die Kosten von intelligenten Messsystemen nachweislich übersteigt.

12. Zu Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe c₁ - neu -

(§ 9 Absatz 5 Satz 1 Nummer 01 – neu – EEG)

In Artikel 1 ist in Nummer 9 nach Buchstabe c folgender Buchstabe c₁ einzufügen:

,c₁) In Absatz 5 Satz 1 ist vor Nummer 1 folgende Nummer 01 einzufügen:

„01. bei Anlagen, die bis zum 31.Dezember 2016 in Betrieb genommen worden sind, die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 50 Tage im Mehrbehältersystem beträgt, wobei sich die hydraulische Verweilzeit um einen Tag je

Masseprozent Anteil fester Inputstoffe erhöht und die Umweltverträglichkeit der Anlage über die Messung des Restgaspotenzials nach VDI 3475 nachzuweisen ist.“ ‘

Begründung:

Eine Vergütungsbedingung im EEG 2017 ist, dass die hydraulische Verweilzeit im gesamten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt. Ausgenommen von dieser Pflicht sind Anlagen, die ausschließlich Gülle vergären. Zielstellung dieser Regelung ist die Verringerung der Methanemissionen aus der Gärrestlagerung, ohne dass es eines weiteren Nachweises bedarf.

Die Schaffung von gasdichter Behälterkapazität für mindestens 150 Tage ist für Bestandsanlagen, welche nach Auslaufen der ersten EEG-Vergütungsphase weiterbetrieben werden sollen und die hohe Mengen Gülle einsetzen, ein massiver Kostenfaktor. Damit ist diese Regelung ein Hemmnis für die Erhaltung gerade dieses Anlagensegments und verhindert zudem die Hebung von Güllepotenzialen.

Unstrittig ist, dass Maßnahmen getroffen werden müssen, um die Methanemission aus Gärprodukten zu reduzieren. Aus prozesstechnischer Sicht ist bei alleiniger Güllevergärung eine Verweilzeit im gasdichten System von 40 Tagen ausreichend, um die Methanemission zu minimieren. In Abhängigkeit vom Anteil fester Substrate wie Stallmist, Hühnertrockenkot und Silagen verlängert sich diese bis auf über 100 Tage. Der Festlegung auf 150 Tage Verweilzeit liegen konservative und verallgemeinernde Annahmen für Anlagen mit geringen Gülleanteilen zugrunde, die der Vielfalt der Anlagen und deren Fahrweisen nicht gerecht werden.

Die Einhaltung der Mindestverweilzeit ist zudem nicht die einzige zurzeit praktikable Maßnahme für eine Minimierung der Methanemissionen aus der Gülle. Nach Emissionsinventaren werden bei der Rohgüllelagerung bei Schweinegülle bis zu 25 Prozent, bei Rindergülle bis zu 10 Prozent des Gasbildungspotenzials freigesetzt. Durch Nachweis eines Restgaspotenzials < 1,5 Prozent wird kontrollfähig eine erhebliche Emissionsminderung nachgewiesen. Die TA Luft zeigt weitere alternative Möglichkeiten, wie den Nachweis eines maximalen Restgaspotenzials oder die Gärproduktaufbereitung zum Abbruch des Methanisierungsprozesses auf. Das EEG sollte auf diese technischen Beurteilungs- und Bewertungskriterien, die einen hohen Umweltstandard sichern, abstellen.

13. Zu Artikel 1 Nummer 15 Buchstabe b (§ 21 Absatz 2 Satz 2 EEG)

In Artikel 1 Nummer 15 ist Buchstabe b zu streichen.

Begründung:

§ 21 Absatz 2 Satz 2 erfordert für ausgeforderte Anlagen, die Eigenstromversorgung betreiben wollen, die Nachrüstung mit einem intelligenten Messsystem. Es ist davon auszugehen, dass eine solche Ausrüstung beim Großteil der Anlagen nicht vorliegt. Da die betreffenden Anlagen über den gesamten Zeitraum der EEG-Vergütungsdauer bereits ohne die entsprechende Messeinrichtung eingespeist haben und das Netzverhalten von Eigenversorgungsanlagen den Netzbetreibern von anderen Anlagen bekannt ist, sind die etwaigen Auswirkungen für den Netzbetrieb als sehr gering einzustufen. Zur Wahrung der Verhältnismäßigkeit sollten daher ausgeforderte Anlagen, die nicht der Direktvermarktungspflicht unterfallen, nicht zu einer Nachrüstung gezwungen werden.

14. Zu Artikel 1 Nummer 15 Buchstabe c und

Nummer 16 Buchstabe b

(§ 21 Absatz 3 Satz 1 und

§ 21b Absatz 4 Nummer 2 Buchstaben a bis c EEG)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

a) Nummer 15 Buchstabe c ist wie folgt zu fassen:

,c) Absatz 3 Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„(3) Der Anspruch auf die Zahlung des Mieterstromzuschlags nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 besteht für Strom aus Solaranlagen, die auf, an oder in einem Gebäude installiert sind, soweit er von dem Anlagenbetreiber oder einem Dritten an einen Letztverbraucher innerhalb dieses Gebäudes oder Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit diesem Gebäude geliefert und verbraucht worden ist.“

b) Nummer 16 Buchstabe b ist wie folgt zu fassen:

,b) Absatz 4 Nummer 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Buchstabe a wird das abschließende Komma durch das Wort „und“ ersetzt.

bb) Buchstabe b wird gestrichen.

cc) Buchstabe c wird zu Buchstabe b und es wird die Angabe „Nummer 3“ ... [weiter wie Regierungsvorlage Buchstabe b].“

Begründung:

Das Gesetz sieht in § 21 Absatz 3 Nummer 2 EEG vor, dass der Mieterstromzuschlag nur für Anlagen gewährt wird, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.

Die Einschränkung führt dazu, dass nur Anlagen, die nach dem EnWG als Kundenanlagen zu qualifizieren sind, den Mieterstromzuschlag nach dem EEG erhalten können. Damit werden die Möglichkeit zur Nutzung von Mieterstrommodellen, insbesondere in großen Wohnkomplexen beziehungsweise Quartieren oder bei Denkmalschutzeinschränkungen bestimmter Gebäude eines Wohnkomplexes unnötig eingeschränkt und Mieter entsprechend ausgeschlossen.

Die Streichung der zusätzlichen Voraussetzung der fehlenden Netzdurchleitung behebt diese ungerechtfertigte Beschränkung und ermöglicht eine erweiterte Teilhabe von Mietern an dem Versorgungsmodell insbesondere in Städten und ist im Einklang mit Regelungen zur Kundenanlage in Artikel 2 Nummer 2 (§ 20 EnWG).

Die Begrenzung der maximalen Anlagengröße auf 100 Kilowatt in § 21 Absatz 3 Satz 1 EEG 2017 führt zu einer unnötigen Projektbegrenzung beziehungsweise verzögerten Inbetriebnahme von Anlagen und ist somit als Hindernis zur zügigen Hebung der flächenschonenden PV-Potentiale auf Mehrfamilienhäusern, insbesondere Mietshäusern in Städten zu betrachten.

Aufgrund der Begrenzung auf 100 Kilowatt werden Mieterstromanlagen derzeit unnötig klein gehalten, obwohl das entsprechende Gebäude in der Regel deutlich mehr Platz bietet, oder auf mehrere Gebäude verteilt, obwohl ein Errichten auf einem einzigen Gebäude möglich wäre. Neben den damit verbundenen erhöhten Planungsaufwendungen und Kosten, die dem Ziel der Kostensenkung durch Skaleneffekte widersprechen, wird hier eine Durchdringung von Mieterstromangeboten erschwert, da lediglich kleine Anlagen für Mieterstrommodelle entwickelt werden.

Durch den Vorschlag wird das Mieterstrommodell in reinen Gewerbegebäuden und überwiegend gewerblich genutzten Gebäuden ermöglicht. Zur Erreichung der in § 1 Absatz 2 EEG gesetzlich verankerten Steigerung des Anteils von erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch und des in § 4 Nummer 3 EEG festgelegten PV-Ausbaupfades ist es erforderlich, alle vorhandenen Potentiale auszuschöpfen. In den Städten sind das an vorderster Stelle die Dachflächen, die für die energetische Nutzung solarer Strahlungsenergie in Frage kommen. Um alle Potentiale der städtischen Gebäude zu nutzen ist es erforderlich, auch für Gewerbeimmobilien ein wirtschaftliches Mieterstrommodell vorzusehen. Die Gesetzesänderung ermöglicht die Hebung von Potentialen in überwiegend gewerblich genutzten Immobilien.

Zudem benachteiligt die bestehende Gesetzeslage Unternehmen, die in reinen Gewerbegebäuden ansässig sind, gegenüber Unternehmen die ihr Geschäft innerhalb eines zum überwiegenden Teil als Wohngebäude genutzten Hauses betreiben, da diese von dem Mieterstromzuschlag ebenso wie private Abnehmer profitieren können. Diese Ungleichbehandlung wird durch die vorgeschlagene Änderung behoben.

Im Übrigen entspricht der Vorschlag der Regierungsvorlage.

15. Zu Artikel 1 Nummer 15a – neu – (§ 21a Absatz 2 – neu – EEG)

In Artikel 1 ist nach Nummer 15 folgende Nummer einzufügen:

,15a. § 21a wird wie folgt geändert:

a) Der bisherige Text wird Absatz 1.

b) Folgender Absatz wird angefügt:

„(2) Die Vermarktung von Strom nach § 79b ist eine Form der sonstigen Direktvermarktung.“ ‘

Begründung:

§ 21a regelt unverändert, dass die Vermarktung des Stromes in Fällen, in denen ein Anlagenbetreiber weder eine Marktprämie noch eine Einspeisevergütung in Anspruch nimmt, der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen ist.

Zu Absatz 1: Die Änderung ist rein redaktionell bedingt. Aus dem bisher nur aus einem Satz bestehenden § 21a wird ohne weitere Änderung der neue Absatz 1 des § 21a.

Zu Absatz 2: Der neu angefügte Absatz 2 dient ausschließlich der Klarstellung, dass auch das in §79b – neu – geschaffene Marktentwicklungsmodell eine Form der sonstigen Direktvermarktung darstellt.

16. Zu Artikel 1 Nummer 16 Buchstabe a₁ – neu – (§ 21b Absatz 2 Satz 3 – neu – EEG)

In Artikel 1 Nummer 16 ist nach Buchstabe a folgender Buchstabe einzufügen:

,a₁) Dem Absatz 2 wird folgender Satz angefügt:

„Satz 1 2. Halbsatz ist nicht für Strommengen anzuwenden, die für die Erzeugung speicherbarer Energieträger wie Wasserstoff oder Warmwasser (Einspeicherung) verwendet und nicht durch ein Netz durchgeleitet werden, sofern die Volllaststundenzahl des verbleibenden in das Netz eingespeisten Stroms dadurch grösser wird als ohne die Einspeicherung.“ ‘

Begründung:

In § 21b Absatz 2 wird ein neuer Satz 3 angefügt. Damit soll Sektorkopplung auch außerhalb der Eigenversorgung und außerhalb der unmittelbaren räumlichen Nähe ermöglicht werden, zum Beispiel zur Lieferung von Windenergiespitzen an den nächstgelegenen Ort zwecks Warmwassererzeugung für das „Nahwärmenetz“ oder zur Positionierung einer Power-to-Gas-Anlage an der nächsten Gasleitung. Mit Windwärmespeichern könnte mittels der Power-to-Heat-Technologie überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien für die Wärmeversorgung genutzt werden.

Durch die Bedingung der Erhöhung der Volllaststundenzahl wird gewährleistet, dass der jeweilige Betreiber nicht die Nutzung des Stroms zur Sektorkopplung gegen das System optimiert und „keine Rosinen pickt“.

Die Betreiber einer EE-Anlage, die die Marktprämie für (einen Teil) ihres Stroms beziehen, können gemäß § 21b EEG Strom an Dritte (zum Beispiel zur Sektorkopplung) nur liefern, wenn sie dabei in jeder Viertelstunde den gleichen prozentualen Anteil einer der jeweiligen Veräußerungsformen zuordnen. Diese verpflichtende jederzeitige Proportionalität führt dazu, dass die eigentlich gewünschte Flexibilisierung durch die Sektorkopplung nicht genutzt werden kann. Denn eine Erhöhung des Anteils von Power-to-Gas oder Power-to-Heat innerhalb der Erzeugungsspitzen ist nicht möglich. Eine enge Ausnahme ist nur für die Direktlieferung an Dritte außerhalb des Netzes in unmittelbaren räumlichen Zusammenhang vorgesehen (§ 21b Absatz 4 EEG). Eine sinnvolle Positionierung der Anlage zur Sektorkopplung innerhalb eines Einspeisenetzes wird regelmäßig durch den geforderten unmittelbaren räumlichen Zusammenhang unmöglich gemacht.

17. Zu Artikel 1 Nummer 18 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb Dreifachbuchstabe aaa Vierfachbuchstabe aaaa – neu – (§ 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 EEG)

In Artikel 1 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb ist Dreifachbuchstabe aaa wie folgt zu fassen:

,aaa) Nummer 1 wird wie folgt geändert:

aaaa) Die Wörter „750 Kilowatt“ werden durch die Wörter „6 Megawatt Anlagen mit bis zu einschließlich 6 Erzeugungseinheiten mit einer durchschnittlichen installierten Leistung pro Erzeugungseinheit von bis zu einschließlich 3 Megawatt“ ersetzt.

bbbb) Das Komma am Ende wird ... (weiter wie Vorlage ...).‘

Begründung:

Es ist festzustellen, dass eine wettbewerbliche Vergütungsermittlung mittels der Ausschreibungen für Windenergie an Land ausbleibt. In den seit Mai 2018 durchgeführten Ausschreibungsrunden mit Ausnahme der äußerst knapp überzeichneten Runde im Dezember 2019 überstieg die ausgeschriebene Menge jeweils teils deutlich die Zuschlagsmenge. Die Vergütungsermittlung erfolgt dadurch quasi über den von der BNetzA regulierten Höchstwert. Dies unterscheidet sich effektiv kaum von der Systematik eines politisch-administrativ gesetzten Vergütungssatzes, wie zuletzt in der Übergangsregelung nach § 46 EEG 2017. Vor diesem Hintergrund ist eine Zielverfehlung der Ausschreibungsregelungen im EEG 2017 zu konstatieren. Die Ausschreibungen wurden vorrangig eingeführt, um eine Senkung der Vergütung durch Wettbewerb zu erreichen. Die zugesprochene Vergütung aus den Ausschreibungen sinkt im Vergleich zum politisch-administrativen Vergütungssatz in der Übergangsregelung bis Ende 2018 in einem erheblichen Teil der Fälle jedoch nicht.

Dem gegenüber steht, dass die Teilnahme an den Ausschreibungen einen hohen administrativen Aufwand und Kosten für die Unternehmen mit sich bringt. Dazu gehören die Regelungen zur Pönalisierung, der formelle Aufwand des Teilnahmeprozesses an den Ausschreibungsrunden, die Verzögerungen beim Beginn der Realisierung bis zur Zuschlagserteilung, die Notwendigkeit der Risikoeinpreisung für den Fall eines Nicht-Zuschlages, aktuell die Auswirkungen der Frist- und Pönalisierungsregelungen angesichts der COVID-19-Pandemie und vieles mehr. Diese belasten gerade kleine Projektentwickler besonders, zum Beispiel solche aus dem Umfeld der Bürgerenergie. Es ist festzustellen, dass trotz der in Aussicht gestellten konstant hohen Vergütung nahe des zulässigen Höchstwerts in den Ausschreibungen kein Anstieg des Gebotsvolumens festzustellen ist.

Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, die Spielräume des Erwägungsgrundes (19) EE-RL 2018 zu nutzen, um die administrativen Hürden und Kosten aus der Ausschreibungsteilnahme für Projekte bis 6 Erzeugungsanlagen abzubauen. Die Einführung der De-Minimis-Regelung würde gerade kleineren Projektentwicklern und der Bürgerenergie notwendige Planungssicherheit geben, um Projekte voranzutreiben. Angesichts langer Planungszeiten in der Windenergie und dem den Ausschreibungen-inhärenten Zuschlagsrisiko auch zum Beispiel angesichts der Signale aus der Erprobung künstlicher Mengenverknappung (§ 11 Absatz 2 Nummer 2 InnAusV) kann die De-Minimis-Regelung die notwendige Sicherheit für Investitionsentscheidungen schaffen und neue Vorhaben anreizen.

18. Zu Artikel 1 Nummer 18 Buchstabe c (§ 22 Absatz 3 Satz 2 EEG)
Nummer 27 Buchstabe a und b – neu – (§ 27a Satz 1a - neu -
Satz 2 Nummer 4 EEG)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

a) Nummer 18 Buchstabe c ist zu streichen.

b) Nummer 27 ist wie folgt zu fassen:

„27. § 27a wird wie folgt ändert:

aa) Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:

„Satz 1 findet keine Anwendung bei Ausschreibungen nach § 28a Absatz 2.“ ‘

bb) Satz 2 Nummer 4 wird wie folgt gefasst:

„4. in den Stunden, in ... [weiter wie Regierungsvorlage].“

Begründung:

Für Solaranlagen, die auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand errichtet werden, eine neue und gegenüber Windenergieanlagen an Land geringere Leistungsgrenze einzuführen ist nicht erforderlich und würde ein wichtiges Marktsegment negativ beeinflussen, anstatt den erforderlichen Zubau zu unterstützen.

In der Regel werden PV-Anlagen, die auf, an oder in einem Gebäude errichtet werden, so ausgerichtet und geplant, dass der erzeugte Solarstrom im jeweiligen Gebäude/Unternehmen anteilig selbst genutzt werden kann. Insofern ist bei diesen neu eingeführten Ausschreibungen der Eigenverbrauch zu ermöglichen.

Zudem ist der Eigenverbrauch nicht auf die Ausschreibungsmengen anzurechnen.

19. Zu Artikel 1 Nummer 21

Nummer 25 Buchstabe b und

Nummer 125 (§ 23b Satz 2 – neu –,

§ 25 Absatz 2 Nummer 1, 2 und 3 – neu –,

§ 99 Absatz 1 Satz 2 Nummer 5, 6 und 7 – neu – EEG)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

a) In Nummer 21 ist dem § 23b folgender Satz anzufügen:

„Für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grubengas gilt abweichend von Satz 1 für die Höhe des Anspruchs auf die Einspeisevergütung der ursprüngliche Anspruch für die Anlage gemäß der dafür maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes als anzulegender Wert.“

b) In Nummer 25 Buchstabe b ist § 25 Absatz 2 wie folgt zu ändern:

aa) In Nummer 1 ist das Wort „und“ durch ein Komma zu ersetzen.

bb) In Nummer 2 ist der abschließende Punkt durch das Wort „und“ zu ersetzen.

cc) Nach Nummer 2 ist folgende Nummer anzufügen:

„3. zur Erzeugung von Strom aus Grubengas bis zum 31. Dezember 2027.“

c) In Nummer 125 ist § 99 Absatz 1 Satz 2 wie folgt zu ändern:

aa) In Nummer 5 ist das abschließende Wort „und“ zu streichen.

bb) In Nummer 6 ist der abschließende Punkt durch das Wort „und“ zu ersetzen.

cc) Folgende Nummer ist anzufügen:

„7. die besondere Bedeutung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grubengas hinsichtlich der dadurch vermiedenen und vermeidbaren Treibhausgasemissionen.“

Begründung:

Die Änderungen im Gesetzentwurf der Bundesregierung in den §§ 23, 25 und 99 EEG 2021 sollen bewirken, dass die besondere Bedeutung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grubengas hinsichtlich der dadurch vermiedenen und vermeidbaren Treibhausgasemissionen im EEG auch zukünftig angemessen Berücksichtigung findet.

Das Grubengas, das sich bei der Entstehung der Steinkohle vor etwa 300 Millionen Jahren gebildet hat, ist im eigentlichen Sinne keine regenerative Energiequelle, wurde aber ins EEG aufgenommen, da die Verwertung des Grubengases durch Stromerzeugung einen sehr positiven, klimawirksamen Effekt hat. Das Methan als Hauptbestandteil des Grubengases hat ein 25-fach stärkeres Treibhausgaspotential (Global Warming Potential, GWP) als Kohlendioxid, wobei einige Literaturquellen von noch erheblich höheren Faktoren ausgehen. Ohne eine entsprechende Verwertung würde das Grubengas aus den Steinkohlenlagerstätten ungenutzt in die Atmosphäre abströmen und in erheblichem Maße zur Klimaerwärmung beitragen. Die gezielte Gewinnung von Grubengas reduziert zudem Gasmigrationen im Untergrund und an der Tagesoberfläche. Neben dem vorrangigen Aspekt des Klimaschutzes leistet die energetische Nutzung von Grubengas auch einen Beitrag zum Schutz vor Gefahren, die durch diffuse Gasaustritte an der Tagesoberfläche entstehen können.

Dabei ist festzuhalten, dass die Anlagenbetreiber seit Beginn der Grubengasverstromung ihre Anlagen ständig optimiert und den Stand der Technik laufend verbessert haben, um eine möglichst effiziente Methanverwertung und -vernichtung zu erzielen. Zusammen mit dem zusätzlichen Aufwand durch stetig die Anlagen verbessernde Umweltauflagen resultieren daraus steigende Betriebskosten, so dass die Anlagen unter den gegenwärtigen Strommarktbedingungen noch nicht auskömmlich betrieben werden können. Es ist daher geboten, die Anlagen zur Grubengasstromerzeugung in den Regelungskreis der ausgeführten Anlagen aufzunehmen und im nächsten Schritt bis Ende 2027 weiter zu fördern (§§ 23, 25 EEG 2021).

Die lagerstättenbedingten Mehraufwendungen und die sich verschlechternden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen könnten ansonsten letztlich bedeuten, dass der erreichte hohe Stand bei der Nutzung des Grubengases nicht mehr gehalten werden kann, da dann nicht mehr wirtschaftlich zu betreibende Anlagen stillgelegt würden und damit keinen aktiven Beitrag mehr zum Klimaschutz leisten würden. In diesem Falle würden erhebliche zusätzliche klimaschädliche Methanemissionen in die Atmosphäre erfolgen.

Das Land Nordrhein-Westfalen hat daher das Mengen- und Qualitätsgerüst des Grubengasangebots in den Revieren in NRW in Anbetracht des nach der Beendigung des Steinkohlenbergbaus in 2018 erfolgenden Grubenwasseranstiegs gutachtlich klären lassen.

Als wesentliche Ergebnisse des Gutachtens sind festzuhalten, dass für den Zeitraum des Grubenwasseranstiegs bis 2035 für die Reviere in Nordrhein-Westfalen ein technisch gewinn- und verwertbares Methanvolumen von rund 1,82 Milliarden Kubikmeter prognostiziert wird, wobei der unter den aktuellen Rahmenbedingungen wirtschaftlich verwertbare Anteil von rund 197 Millionen Kubikmeter (2019) zunächst auf rund 84 Millionen Kubikmeter in 2030 abfallen und danach nur noch langsam zurückgehen wird.

Eine vergleichbare Situation ergibt sich im Saarland, wo bis 2035 801 Millionen Kubikmeter Methan gewonnen und verwertet werden können. Die aktuell verwertete Methanmenge beträgt 65 Millionen Kubikmeter (2019). Die zu verwertende Methanmenge wird bis 2035 auf rund 35 Millionen Kubikmeter zurückgehen.

Bei einem vollständigen Entfall der Stromerzeugung aus Grubengas wird davon ausgegangen, dass sich allein in Nordrhein-Westfalen bis 2035 1,57 Milliarden Kubikmeter Methan (entsprechend 28,3 Millionen Tonnen Kohlendioxidäquivalenten) an die Atmosphäre freisetzen werden. Durch die technische Gasabsaugung und Verwertung des Grubengases in Nordrhein-Westfalen können hingegen Treibhausgasemissionen in der Größenordnung von 24,5 Millionen Tonnen Kohlendioxidäquivalente vermieden werden. Die Grubengasverwertung im Saarland kann im gleichen Zeitraum bis 2035 einen zusätzlichen Beitrag von 14,6 Millionen Tonnen vermiedener Kohlendioxidäquivalente erbringen. Die kostenrelevanten Bedingungen der Gasgewinnung und -verwertung werden sich jedoch im genannten Zeitraum infolge betrieblicher Mehraufwendungen und zurückgehender Methangehalte sukzessive verschlechtern.

Es ist daher angezeigt, im Rahmen des § 99 EEG 2021 diese sich abzeichnenden Entwicklungen einem Monitoring zu unterziehen, um das klimaschützende Potential der energetischen Grubengasverwertung auch in der Zukunft optimal nutzen zu können. Die Bedeutung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grubengas und der damit einhergehenden Vermeidung von Treibhausgasemissionen kann so im EEG auch zukünftig angemessen Berücksichtigung finden.

20. Zu Artikel 1 Nummer 24 (§ 24 Absatz 1 Satz 4 EEG)

Artikel 1 Nummer 24 ist wie folgt zu fassen:

„24. Dem § 24 Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„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 und zur Bestimmung der Größe der Anlage nach § 21 Absatz 1 oder § 22 nicht zusammengefasst.“

Begründung:

Ein großes Hemmnis für die Inbetriebnahme von Mieterstromprojekten in zusammenhängenden Siedlungsstrukturen ist das Risiko einer Anlagenzusammenfassung nach § 24 EEG.

Tatsächlich handelt es sich oftmals um betroffene Projekte, bei denen zwar unterschiedliche Netzanschlusspunkte genutzt, die Anlagen aber von nur einem Betreiber bewirtschaftet werden, weil sich Objekteigentümer oftmals für einen einzigen Projektierer entscheiden, auch wenn mehrere Objekte mit Mieterstrom ausgestattet werden sollen und sich diese Objekte in der Nachbarschaft befinden.

Das Risiko eines künstlichen Anlagensplittings besteht in diesen Fällen nicht, da jeder wirtschaftlich agierende Projektierer die Kosten für zusätzliche Messtechnik in Höhe von circa 7 000 Euro pro Anschlusspunkt zu vermeiden bestrebt ist.

Zudem sollte die Wirkung der Ausnahmeregelung nicht nur auf die vergütungsseitige Anlagenzusammenfassung beschränkt, sondern auf die Anlagenzusammenfassung zur Bestimmung der Größe der Anlage erweitert werden.

21. Zu Artikel 1 Nummer 27 (§ 27a Satz 2 Nummer 4 und
Satz 3 – neu – EEG)

Artikel 1 Nummer 27 ist wie folgt zu fassen:

„27. § 27a wird wie folgt geändert:

a) Satz 2 Nummer 4 ... [weiter wie Regierungsvorlage Nummer 27].

b) Folgender Satz wird angefügt:

„Satz 1 gilt nicht für Solaranlagen des zweiten Segments.“ ‘

Begründung:

Grundsätzlich war der Eigenverbrauch aus Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibung ermittelt worden ist, nicht zulässig. Dieser Grundsatz wurde zu einer Zeit entwickelt, in der Gebäudesolaranlagen von der Ausschreibungspflicht nicht oder nur in der Theorie betroffen waren. Der Eigenverbrauch ist gerade für Gebäudesolaranlagen eine typische Nutzungsform. Ein Verbot der Eigenstromnutzung für Gebäudesolaranlagen ist jedoch weder erforderlich, noch angemessen. Der Ausschluss aus § 27a Satz 1 diene dazu, für Anlagen, die an einer Ausschreibung teilnehmen, möglichst gleiche Rahmenbedingungen zu setzen. Da die Eigenstromnutzung durch Gebäudesolaranlagen typisch ist, ist es unschädlich, wenn diese Anlagen innerhalb des gleichen Segments miteinander konkurrieren. Darüber hinaus würde die Einschränkung aus § 27 Satz 1 EEG ein weiteres unnötiges Hindernis für den Ausbau der Solarenergie auf Dachflächen darstellen. Es ist daher eine Ausnahme von dem Verbot der Eigenstromnutzung für Solaranlagen des zweiten Segments einzuführen.

Im Übrigen entspricht der Vorschlag der Regierungsvorlage.

22. Zu Artikel 1 Nummer 28 (§ 28 Absatz 3 Nummer 1,

§ 28a Absatz 1 Satz 1 Nummer 2, Nummer 3 EEG)

In Artikel 1 ist Nummer 28 wie folgt zu ändern:

- a) In § 28 Absatz 3 Nummer 1 ist die Angabe „2024“ durch die Angabe „2022“ zu ersetzen.
- b) § 28 a Absatz 1 Satz 1 ist wie folgt zu ändern:
 - aa) In Nummer 2 ist die Angabe „1 700“ durch die Angabe „5 000“ zu ersetzen.
 - bb) In Nummer 3 ist die Angabe „1 600“ durch die Angabe 5 000“ zu ersetzen.

Begründung:

Zu Buchstabe a:

Zu niedrige Zubauzahlen für den Ausbau der Windenergie an Land seit 2018 gefährden die Zielerreichung im Jahre 2030. Darum ist es wichtig, fehlende Mengen in den Folgejahren auszugleichen, um einen ambitionierten Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien wahrzunehmen. Die Genehmigungssituation erholt sich langsam wieder. Diese Entwicklung darf daher nicht durch zu geringe Ausschreibungsmengen gefährdet werden. Mit dem aktuellen Gesetzentwurf setzt eine Nachholung der nicht bezuschlagten Flächen erst ab dem Jahr 2024 ein. Damit gehen wichtige Volumina aus den Jahren 2019 und 2020 in Höhe von knapp 3 000 MW verloren. Mit dem Änderungsvorschlag wird gewährleistet, dass auch diese Ausschreibungsvolumina bezuschlagt werden können.

Zu Buchstabe b:

Ohne Erhöhung der Ausschreibungsvolumina sind die Ziele nach § 4 nicht erreichbar.

23. Zu Artikel 1 Nummer 28 (§ 28b Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b EEG)

In Artikel 1 Nummer 28 ist § 28b Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 wie folgt zu ändern:

- a) In Buchstabe a ist nach dem abschließenden Komma das Wort „und“ einzufügen.

- b) Buchstabe b ist zu streichen.
- c) Buchstabe c ist als Buchstabe b zu bezeichnen.

Begründung:

Es ist nicht nachvollziehbar, dass 50 Prozent der Gesamtmenge der installierten Leistung der Anlagenkombinationen mit Biomasseanlagen aus den Innovationsausschreibungen vom Ausschreibungsvolumen für Biomasse abgezogen werden sollen. Bei den volatilen Energieerzeugungsanlagen wird das Volumen der Innovationsausschreibung ebenso wenig abgezogen. Zu berücksichtigen ist ferner, dass gemäß § 13 Absatz 2 InnAusV in der Regel nur 25 Prozent der installierten Leistung von Anlagenkombinationen auf eine Biomasseanlage entfallen und voraussichtlich 75 Prozent der Leistung der Anlagenkombinationen aufgrund der günstigeren Stromgestehungskosten aus den volatilen Energieerzeugungsanlagen stammen.

24. Zu Artikel 1 Nummer 28 (§ 28c Überschrift EEG)

In Artikel 1 Nummer 28 sind der Überschrift zu § 28c die Wörter „einschließlich Windenergieanlagen auf See“ anzufügen.

Begründung:

Für Innovationsausschreibungen finden Windenergieanlagen auf See keine Erwähnung. Gleichwohl gibt es auch in diesem Bereich, ebenso wie bei den anderen Formen der erneuerbaren Energieerzeugung, ein großes Innovationspotenzial besonders im Hinblick auf die Anlagenkombination und Speichertechnologie sowie die Bereitschaft der Industrie, diese umzusetzen. Die Erbringung von Systemdienstleistungen und neue Anforderungen durch die zukünftig verstärkt notwendige Sektorenkopplung sind nur mit Windstrom auf See realisierbar.

Innovationsausschreibungen sollten deshalb auch für Windenergieanlagen auf See geöffnet werden und hier explizit Erwähnung finden.

25. Zu Artikel 1 Nummer 43 (§ 36k Absatz 1 Satz 1 sowie
Absatz 1a – neu – und
1b – neu – EEG)

In Artikel 1 Nummer 43 ist § 36k wie folgt zu ändern:

- a) In Absatz 1 Satz 1 sind das Wort „dürfen“ durch das Wort „müssen“ und die Wörter „die von der Errichtung der Windenergieanlage betroffen sind“ durch die Wörter „deren Gemeindegebiet sich ganz oder teilweise im Radius von 3 Kilometern um den Standort der jeweiligen Windenergieanlage befindet“ zu ersetzen.
- b) Nach Absatz 1 sind folgende Absätze einzufügen:

„(1a) Sind mehrere Gemeinden pro Windenergieanlage anspruchsberechtigt, wird der Zahlungsanspruch unter den Gemeinden aufgeteilt und dabei die Anspruchshöhe pro Gemeinde anhand des Anteils des Gemeindegebietes an der Fläche des Umkreises, der sich um die Windenergieanlage befindet, zur Grundlage genommen.

(1b) Die Betreiber der zahlungspflichtigen Windenergieanlagen sind zur Ermittlung der anspruchsberechtigten Gemeinden und der Höhe des anteiligen Anspruchs pro Gemeinde verpflichtet. Auf Verlangen der anspruchsberechtigten Gemeinden haben die Betreiber der zahlungspflichtigen Windenergieanlagen die ordnungsgemäße Berechnung der Anspruchshöhe in geeigneter Form nachzuweisen.“

Begründung:

Mit dem Vorschlag zu Buchstabe a wird sichergestellt, dass eine Zahlungspflicht seitens der Windenergieanlagenbetreiber unmittelbar aus dem Gesetz folgt. Eine bloße freiwillige Möglichkeit seitens der Windenergieanlagenbetreiber, entsprechende Verträge zur Erhöhung der Akzeptanz anzubieten, ist nicht ausreichend. Nur mit der Verpflichtung zur Zahlung wird sichergestellt, dass die betroffenen Gemeinden und ihre Bürger an der Wertschöpfung des Betriebs der Windenergieanlagen teilhaben können.

Nach dem Gesetzentwurf ist unklar, welche Gemeinden von der Errichtung der Windenergieanlage betroffen sein können. Die vorgeschlagene Änderung stellt sicher, dass nicht nur Windenergieanlagen-Standortgemeinden einbezogen werden, sondern gleichermaßen alle Gemeinden, die von den spürbaren Effekten der Windenergieanlagen betroffen sind. Nicht berücksichtigt wird, dass sich die tatsächliche „Betroffenheit“ einer Gemeinde durch den Standort der

Windenergieanlage unterschiedlich ausgestalten kann. Zum Beispiel können Windenergieanlagen durch vorgelagerte Wälder oder Hügelkuppen teilverdeckt sein oder sind gar nicht sichtbar. Um einen erheblichen Aufwand bei der Berechnung des Grades der Betroffenheit zu vermeiden, sollen komplexe Berechnungen zur Raumbedeutsamkeit und Sichtbarkeit der Windenergieanlage je nach Standort vermieden werden.

Durch die Regelung wird in einem pauschalen Ansatz gewährleistet, dass alle Gemeinden, deren Gemeindeflächen sich innerhalb des definierten Umkreises um den Standort der Windenergieanlage befinden, anspruchsberechtigt sind und die Zahlungen im Verhältnis von deren Flächen zur umschlossenen Gesamtfläche erhalten. Eine einzelfallbezogene Ermittlung des Anspruchsberechtigten wäre nicht hilfreich, da diese mit erheblichem Aufwand verbunden wäre. Eine einfache Regel erleichtert zudem die Nachvollziehbarkeit bei weiten Teilen der Betroffenen.

Mit dem Vorschlag zu Buchstabe b wird durch Einfügung der neuen Absätze klargestellt, dass die Windenergieanlagenbetreiber zur Erfüllung ihrer Zahlungspflicht die anspruchsberechtigten Gemeinden und die jeweilige Anspruchshöhe ermitteln müssen, da sie über die Daten zur tatsächlichen Stromeinspeisung verfügen. Den Gemeinden liegen keine Daten vor, die sie benötigen, um die Höhe der Sonderabgabe zu berechnen. Damit die Gemeinden nachvollziehen können, ob die zu leistenden Zahlungen korrekt ermittelt wurden, dient die Regelung in Absatz 1b Satz 2 dazu, den Gemeinden eine Überprüfung der geschuldeten Zahlungen zu ermöglichen.

26. Zu Artikel 1 Nummer 52 (§ 38d Absatz 1).

Nummer 77 Buchstabe a Doppelbuchstabe aa₁ – neu –

(§ 48 Absatz 1 Nummer 1).

Buchstabe b Doppelbuchstabe aa₀ – neu –

(§ 48 Absatz 2 Satzteil vor Nummer 1).

Buchstabe d – neu – (§ 48 Absatz 3 Satz 1 EEG)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

- a) In Nummer 52 sind in § 38d Absatz 1 nach dem Wort „Gebäude“ die Wörter „oder Stellplatzflächen oder Garagen“ einzufügen.
- b) Nummer 77 ist wie folgt zu ändern:
 - aa) Nach Buchstabe a Doppelbuchstabe aa ist folgender Doppelbuchstabe aa₁ einzufügen:

„aa₁) In Nummer 1 werden nach dem Wort „Gebäude“ die Wörter „oder Stellplatzflächen oder Garagen“ eingefügt.“

bb) In Buchstabe b ist dem Doppelbuchstaben aa folgender Doppelbuchstabe aa₀ voranzustellen:

„aa₀) In dem Satzteil vor Nummer 1 werden nach dem Wort „Gebäude“ die Wörter „oder Stellplatzflächen oder Garagen“ eingefügt.“

cc) Folgender Buchstabe d ist anzufügen:

„d) In Absatz 3 werden in dem Satzteil vor Nummer 1 nach dem Wort „Gebäude“ die Wörter „oder Stellplatzflächen oder Garagen“ eingefügt.“

Begründung:

Der weitere Ausbau der Photovoltaik spielt bei der Erreichung der Klimaschutzziele eine wichtige Rolle und muss demnach stärker forciert werden. Dabei gilt es bestehendes Flächenpotenzial zu erschließen und passende Rahmenbedingungen für die Umsetzung von Projekten zu schaffen. Ein besonderes Augenmerk gilt demnach der Nutzung von Stellplatzflächen und Garagen bei Betrieben, kommunalen Einrichtungen und Unternehmen. Diese eignen sich besonders für die mehrfache Nutzung durch Parken und Erzeugung von Solarenergie für die Deckung von Energiebedarfen vor Ort, etwa in der Elektromobilität, energieeffizienter Beleuchtung, Speicherung. Die zusätzliche Nutzung ist insbesondere unter dem Gebot der Flächensparsamkeit wichtig, da bei diesen Flächen Konfliktsituationen mit Belangen des Naturschutzes und der Landwirtschaft gar nicht erst aufkommen. Gleichzeitig kann ein enormes Flächenpotenzial für die Solarenergieerzeugung erschlossen werden.

Eine Mehrfachnutzung wird jedoch durch zahlreiche Hemmnisse erschwert. Zwar sind bei der Nutzung von Stellplatzflächen und Garagen durch PV-Anlagen regelmäßig die Voraussetzungen des EEG erfüllt, da diese Gebäude einem anderen Zweck als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie dienen. Dennoch unterliegt jedes Projekt einer Einzelfallprüfung anhand der von der Clearingstelle EEG-KWKG veröffentlichten Hinweisen 2011/10 zur Auslegung des Gebäudebegriffs in Bezug auf die Feststellung einer Vergütungsfähigkeit.

Mit der vorgeschlagenen Regelung sollen Stellplatzflächen sowie Garagen als vergütungsfähige Flächenkulisse klarstellend aufgenommen werden. Dadurch kann erheblicher Aufwand durch Einzelfallprüfungen vermindert und ein breites Flächenpotenzial flächenschonend und konfliktarm erschlossen werden. Die Erweiterung möglicher Nutzungskonzepte stärkt die Eigen- und Direktversorgung und kann zu einer Entlastung der Stromnetze vor Ort als auch der EEG-Umlage beitragen.

27. Zu Artikel 1 Nummer 52 (§ 38e EEG)

In Artikel 1 Nummer 52 ist in § 38e die Angabe „70“ durch die Angabe „50“ zu ersetzen.

Begründung:

§ 38e regelt die Höhe der Sicherheitsleistung für Solaranlagen des zweiten Segments (Gebäudesolaranlagen). Diese sollte nicht höher festgesetzt werden, als die Sicherheitsleistung für Solaranlagen des ersten Segments. Eine höhere Festsetzung entbehrt jeder Begründung, wäre für die Akteure eine unnötige zusätzliche Hürde und eine ungerechtfertigte Schlechterstellung gegenüber Solarprojekten des ersten Segments. Die Sicherheitsleistung ist daher auf die gleiche Höhe festzusetzen, wie sie auch für Solarprojekte des ersten Segments gilt.

28. Zu Artikel 1 Nummer 52 (§ 38g EEG)

In Artikel 1 Nummer 52 ist in § 38g das Wort „zwölf“ durch die Angabe „24“ zu ersetzen.

Begründung:

Der Gesetzentwurf der Bundesregierung sieht für Solaranlagen des zweiten Segments (Gebäudesolaranlagen) abweichend von der Ausschlussfrist, die für Solaranlagen des ersten Segments (Freiflächensolaranlagen) gilt, eine Ausschlussfrist von zwölf Monaten vor. Diese ist für die Umsetzung umfangreicher Gebäudesolarprojekte zu kurz bemessen. Die Frist ist daher angemessen heraufzusetzen.

29. Zu Artikel 1 Nummer 55 Buchstabe a (§ 39b Absatz 1 EEG)

In Artikel 1 Nummer 55 ist Buchstabe a wie folgt zu fassen:

,a) In Absatz 1 werden die Angabe „2017“ durch die Angabe „2021“ und die Angabe „14,88“ durch die Angabe „16,40“ ersetzt.‘

Begründung:

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung.
Der Höchstwert für Biomasseanlagen gilt ab 2021.

30. Zu Artikel 1 Nummer 55 Buchstabe b (§ 39b Absatz 2 Satz 1 und Satz 1a – neu – EEG)

In Artikel 1 Nummer 55 ist Buchstabe b wie folgt zu fassen:

,b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 wird ... [weiter wie Regierungsvorlage].

bb) Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:

„Die Verringerung des Höchstwertes wird bis zur erstmaligen Überzeichnung einer Ausschreibung für Biomasseanlagen ausgesetzt.“ ‘

Begründung:

Es ist zu begrüßen, dass in Absatz 1 der Höchstwert von Biomasseanlagen angehoben wird. Das Gutachten für Biomasse zum Erfahrungsbericht von 2019 zeigt jedoch, dass der Höchstwert von 16,40 Cent pro Kilowattstunde für den Durchschnitt der Biomasseanlagen schon eine erhebliche Herausforderung darstellt. Das zeigen auch die regelmäßig stark unterzeichneten Ausschreibungen zu Biomasse.

Betriebsbedingte Kosten werden im Unterschied zu Wind- und Solaranlagen auf Grund der Biomasseerzeugung konstant relativ hoch bleiben.

Eine Degression der Höchstwerte sollte deshalb ausgesetzt werden, bis eine Ausschreibung für Biomasseanlagen erstmalig überzeichnet ist.

31. Zu Artikel 1 Nummer 55 Buchstabe c – neu – (§ 39b Absatz 3 – neu – EEG)

In Artikel 1 ist der Nummer 55 folgender Buchstabe anzufügen:

,c) Folgender Absatz 3 wird angefügt:

„(3) Wird das Ausschreibungsvolumen nach §28b in einem Kalenderjahr nicht ausgeschöpft, findet Absatz 2 für das jeweils folgende Kalenderjahr keine Anwendung.“ ‘

Begründung

Die vergangenen 5 Ausschreibungsrunden haben gezeigt, dass die Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen nicht ausgeschöpft wurde. Um die künftig benötigte Anlagenleistung nicht zu gefährden, ist eine Aussetzung der Degression dann vorzuhalten, wenn die Nachfrage weiterhin unter der ausgeschriebenen Leistung bleibt.

32. Zu Artikel 1 Nummer 56 (§ 39d Satz 5,
Satz 6 EEG)

In Artikel 1 Nummer 56 ist § 39d wie folgt zu ändern:

a) Satz 5 ist wie folgt zu fassen:

„Sodann erteilt die Bundesnetzagentur allen nach Satz 4 separierten Geboten einen Zuschlag im Umfang ihres Gebots, bis eine Zuschlagsmenge

1. in den Ausschreibungen der Jahre 2021, 2022 und 2023 von 15 Prozent des an diesem Gebotstermin zu vergebenden Ausschreibungsvolumens durch einen Zuschlag erreicht oder erstmalig überschritten ist, oder
2. in den Ausschreibungen ab dem Jahr 2024 von 20 Prozent des an diesem Gebotstermin zu vergebenden Ausschreibungsvolumens durch einen Zuschlag erreicht oder erstmalig überschritten ist.“

b) In Satz 6 sind die Wörter „bis eine weitere Menge in Höhe von 50 Prozent des Ausschreibungsvolumens“ durch die Wörter „bis das gesamte Ausschreibungsvolumen“ zu ersetzen.

Begründung:

Mit der Änderung der Südquote für Biomasse soll eine analoge Regelung zur Windenergie in §36d geschaffen werden. Aufgrund der bereits installierten Bioenergieleistung in der Südregion ist eine Quote von 50 Prozent nicht zu rechtfertigen, und benachteiligt Biomassenlagen in der Nordregion durch Reduzierung der ausgeschriebenen Leistung übermäßig. Die Systemdienlichkeit der Biomasseanlagen werden auch in der Nordregion mit einem bereits hohen und absehbar weiter steigenden Anteil an fluktuierenden Energien benötigt. Zudem ist die Ausschreibungsmenge bereits absehbar zu gering um die Ziele für 2030 zu erreichen.

Der in der Begründung des Gesetzentwurfs zu Artikel 1 Nummer 56 (BR-Drucksache 569/20, S. 128) vorgesehene Entzug der nicht im Süden bezuschlagten Ausschreibungsmenge für die Nordregion ist nicht nachvollziehbar und gefährdet den Bestanderhalt sowie die Ausbauziele bis 2030.

33. Zu Artikel 1 Nummer 59 Buchstabe e Doppelbuchstabe cc

(§ 39g Absatz 5 Nummer 3 EEG)

In Artikel 1 Nummer 59 Buchstabe e ist Doppelbuchstabe cc wie folgt zu fassen:

- ,cc) In Nummer 3 wird die Angabe „2017“ durch die Angabe „2021“ ersetzt und die Wörter „dieser Höchstwert verringert sich ab dem 1. Januar 2018 um 1 Prozent pro Jahr, wobei § 39b Absatz 2 entsprechend anzuwenden ist, und“ gestrichen.‘

Begründung:

Es ist zu begrüßen, dass der Höchstwert von bestehenden Biomasseanlagen angehoben wird. Das Gutachten für Biomasse zum Erfahrungsbericht von 2019 zeigt jedoch, dass der Höchstwert von 18,4 Cent pro Kilowattstunde für den Durchschnitt der bestehenden Biomasseanlagen schon eine erhebliche Herausforderung darstellt.

Bestehende Biomasseanlagen haben zwar keine Kosten zur Errichtung der Anlage, müssen für eine Anschlussvergütung jedoch erheblich investieren, um aktuelle technische Anforderungen zu erfüllen.

Eine Degression des Höchstwertes sollte deshalb gestrichen werden. Sollten die folgenden Ausschreibungsrunden zu Biomasse eine deutliche Überzeichnung ausweisen, kann die Degression bei Novellierung des EEG wieder eingeführt werden.

Im Übrigen handelt es sich um eine redaktionelle Änderung.

Der Höchstwert für Biomasseanlagen gilt ab 2021.

34. Zu Artikel 1 Nummer 60 Buchstabe c (§ 39h Absatz 3 Satz 1a – neu – und Satz 2 EEG)

In Artikel 1 Nummer 60 ist Buchstabe c wie folgt zu fassen:

- ,c) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

- aa) Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:

„Der Zahlungszeitraum für bestehende Biomasseanlagen verlängert sich bei vorzeitiger Beendigung des ursprünglichen Anspruches auf Zahlung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes um diesen nicht in Anspruch genommenen Zahlungszeitraum.“

bb) In Satz 2 wird die Angabe „39f“ ... [weiter wie Regierungsvorlage].‘

Begründung:

Die Erhaltung der Gesamtvergütungsdauer von insgesamt 30 Jahren (20 Jahre im ersten und 10 Jahre im zweiten Vergütungszeitraum) könnte den Nachteil teilweise ausgleichen, vorzeitig in den zweiten Vergütungszeitraum zu wechseln und damit in der Regel bei größerem Modernisierungsaufwand weniger Vergütung zu erhalten. Gleichzeitig wird das Risiko für Anlagenbetreiber vermindert, nicht zur richtigen Zeit einen Zuschlag für den zweiten Vergütungszeitraum zu bekommen mit der Folge zeitweiser Stilllegung oder Verlusten der Vergütungsdauer.

35. Zu Artikel 1 Nummer 61 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb Dreifachbuchstabe aaa
(§ 39i Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 EEG)

In Artikel 1 Nummer 61 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb ist Dreifachbuchstabe aaa zu streichen.

Folgeänderung:

In Artikel 1 Nummer 72 Buchstabe a ist Doppelbuchstabe aa zu streichen.

Begründung:

Es sollen die bestehenden und praktikablen Flexibilitätsanforderungen von genau der Hälfte der Jahreserzeugung für Anlagen in der Ausschreibung beibehalten werden.

Die Reduzierung der Bemessungsleistung von neuen und bestehenden Biogasanlagen von 50 Prozent auf 45 Prozent, also die weitere Verringerung der in einem Kalenderjahr geförderten Strommenge, reduziert die Wirtschaftlichkeit der Anlagen erheblich. Diese neue Belastung entwertet die ebenfalls geplante und dringend benötigte Erhöhung der relevanten Werte für Strom aus Biomasseanlagen. Zudem wird die Planungssicherheit der Anlagenbetreiber weiter verschlechtert. Das eigentlich vorhandene Zubaupotenzial im Bereich Biomasse wird so nicht ausgeschöpft.

36. Zu Artikel 1 Nummer 61 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb Dreifachbuchstabe bbb (§ 39i Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 EEG)

In Artikel 1 Nummer 61 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb ist der Dreifachbuchstabe bbb zu streichen.

Begründung:

Eine Reduktion der Vergütung der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge eines Holzheizkraftwerks von 80 Prozent auf 65 Prozent ist für Bestandsanlagen wirtschaftlich und technisch kaum darstellbar. 35 Prozent der Jahreserzeugung im freien Markt flexibel einzuspeisen stößt bei den aus technischen Gründen träge reagierenden Holzheizkraftwerken auf Grenzen. Die Anpassung wäre beispielsweise für bestehende Holzheizkraftwerke aufgrund der bereits vorhandenen Anlagentechnik mit Umrüstkosten verbunden oder sogar gar nicht sinnvoll umsetzbar. Zudem wird die Planungssicherheit der Anlagenbetreiber weiter verschlechtert. Das eigentlich vorhandene Zubaupotenzial im Bereich Biomasse wird so nicht ausgeschöpft.

Dies wäre in Anbetracht des derzeitigen und voraussichtlich anhaltenden Überangebots an stofflich nicht verwertbarem Holz politisch ein falsches Signal.

37. Zu Artikel 1 Nummer 61 Buchstabe c (§ 39i Absatz 3 Satz 4 - neu - EEG 2021)

In Artikel 1 Nummer 61 Buchstabe c ist dem § 39i Absatz 3 folgender Satz anzufügen:

„Die Verringerung des Höchstwertes wird bis zur erstmaligen Überzeichnung einer Ausschreibung für Biomasseanlagen ausgesetzt.“

Begründung:

Die Vergütungssätze von Bioabfallanlagen liegen deutlich unter den Gesteungskosten, die laut Gutachten zum Erfahrungsbericht, Teil Biomasse von 2019 ermittelt wurden.

Eine Degression der Vergütungssätze sollte deshalb bis zur ersten Überzeichnung einer Ausschreibung für Biomasseanlagen ausgesetzt werden.

38. Zu Artikel 1 Nummer 66 (§ 40 Absatz 1 und 5 EEG)

Artikel 1 Nummer 66 ist wie folgt zu fassen:

,66. § 40 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 wird die Angabe „12,40“ durch die Angabe „12,21“ ersetzt.

bb) In Nummer 2 wird die Angabe „8,17“ durch die Angabe „8,05“ ersetzt.

cc) In Nummer 3 wird die Angabe „6,25“ durch die Angabe „6,16“ ersetzt.

dd) In Nummer 4 wird die Angabe „5,48“ durch die Angabe „5,40“ ersetzt.

ee) In Nummer 5 wird die Angabe „5,29“ durch die Angabe „5,21“ ersetzt.

ff) In Nummer 6 wird die Angabe „4,24“ durch die Angabe „4,18“ ersetzt.

gg) In Nummer 7 wird die Angabe „3,47“ durch die Angabe „3,42“ ersetzt.

b) Absatz 5 wird gestrichen.‘

Begründung:

Eine Beibehaltung der Degression bei Wasserkraftanlagen würde deren bereits kritische Wirtschaftlichkeit noch weiter verschlechtern. Eine Degression erscheint nicht sachgemäß, denn die Wasserkrafttechnologie ist schon seit langem etabliert und entsprechend technisch ausgereift. Mit einem Wirkungsgrad von rund 85 bis 90 Prozent gehört die Wasserkraft bereits heute zu der effizientesten Form der Stromgewinnung. Anders als etwa bei Windenergie oder der solaren Strahlungsenergie sind keine nennenswerten Kostensenkungen durch technologische Entwicklungssprünge mehr zu erwarten. Es sind auch keine weiteren Kostensenkungspotenziale im Hinblick auf Lern- oder Skaleneffekte ersichtlich. Die Bau- und Unterhaltungskosten werden in den nächsten Jahren aufgrund der unionsrechtlichen Vorgaben zur ökologischen Aufwertung von Gewässern sogar steigen. Die in den nächsten Jahren gemäß der europäischen Wasserrahmenrichtlinie notwendigen Investitionen zur gewässerökologischen Durchgängigkeit stellen die Wasserkraftanlagenbetreiber vor Herausforderungen, die bereits mit den bestehenden Werten kaum zu bewältigen sein werden.

Auch in dem im Auftrag des BMWi erstellten Erfahrungsbericht gemäß § 97 EEG von Mai 2019 wird empfohlen, die Degression für Wasserkraftanlagen abzuschaffen, da hier langfristig keine Lerneffekte oder Kostendegressionen zu erwarten sind. Um dieser Empfehlung Rechnung zu tragen, ist der aktuell gültige anzulegende Wert des Jahres 2020 einzufrieren und die Degression für die Zukunft zu streichen.

39. Zu Artikel 1 Nummer 66 Buchstabe a₁ – neu – (§ 40 Absatz 2 Satz 2 EEG)

In Artikel 1 Nummer 66 ist nach Buchstabe a folgender Buchstabe a₁ einzufügen:

„a₁) Absatz 2 Satz 2 wird wie folgt gefasst:

„Satz 1 ist auf nicht zulassungspflichtige Ertüchtigungsmaßnahmen anzuwenden, wenn das Leistungsvermögen bei Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 5 Megawatt um mindestens 10 Prozent und bei Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 Megawatt um mindestens 3 Prozent erhöht wurde.“ ‘

Begründung

Um bei bestehenden Wasserkraftanlagen das zusätzlich erschließbare Potenzial stärker ausschöpfen zu können, sollte die Anforderung einer Erhöhung des Leistungsvermögens bei nicht zulassungspflichtigen Modernisierungsmaßnahmen für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 Megawatt auf 3 Prozent reduziert werden.

Im bislang geltenden EEG 2017 werden Erhöhungen des Leistungsvermögens am Bestand nur dann unterstützt, wenn eine wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme umgesetzt wird. Tatsächlich sind für die meisten Modernisierungsmaßnahmen jedoch keine solchen Zulassungsverfahren erforderlich, so dass es nach § 40 Absatz 2 Satz 2 EEG 2017 einer Erhöhung des Leistungsvermögens von mindestens 10 Prozent bedarf. Bei großen Wasserkraftanlagen ist eine derartige Steigerung aufgrund der bereits bestehenden hohen Ausbau- und Wirkungsgrade jedoch nur in wenigen Fällen realisierbar. Geringere Erhöhungen des Leistungsvermögens sind auf Basis der derzeit gültigen Strompreise und Prognosen aber nicht wirtschaftlich. Im Ergebnis unterbleiben mögliche Ertüchtigungsmaßnahmen. Die Regelung verfehlt für diese Anlagen daher gegenwärtig ihre praktische Wirkung.

Durch ein Absenken der Mindesterrhöhung könnten für eine Vielzahl von Fällen neue Anreize zur weiteren Steigerung des Leistungsvermögens gesetzt und so der gesetzgeberischen Intention einer Förderung innovativer Bestandsanlagen Ausdruck verliehen werden. Der bereits bestehende § 40 Absatz 3 EEG 2017 sorgt dafür, dass nur für den Strom, welcher der Leistungserhöhung zuzurechnen ist, ein neuer Anspruch entsteht.

40. Zu Artikel 1 Nummer 70 Buchstabe b – neu – (§ 44 Satz 1 Nummer 3,
Satz 2 – neu – EEG)

In Artikel 1 ist Nummer 70 wie folgt zu fassen:

„70. § 44 Satz 1 wird wie folgt geändert:

a) In dem Satzteil vor Nummer 1 werden die Wörter ... (weiter wie Vorlage ...).

b) In Nummer 3 wird folgender Satz angefügt:

„Aus extensiver Grünlandnutzung oder Agrarumweltprogrammen stammende Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung (Grünschnitt) kann bis zu 10 Masseprozent auf den Gülleanteil angerechnet werden.“ ‘

Begründung:

Die im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung geforderte „Stärkung der Vergärung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft und landwirtschaftlichen Reststoffen“ soll weiter angereizt werden. Dazu wird den Betreibern sogenannter Güllekleinanlagen mehr Flexibilität beim Substratmix hinsichtlich ökologisch vorteilhafter Substrate eingeräumt, indem Grünschnitt aus extensiver Grünlandnutzung oder aus Agrarumweltprogrammen auf den 80 Masseprozent-Mindestanteil für die Güllevergärung bis maximal 10 Masseprozent in § 44 Nummer 3 EEG 2021 angerechnet wird. Die damit beim Substratmix gewonnene höhere Flexibilität für den häufig in Verbindung mit Viehhaltung in größerer Menge anfallenden Grünschnitt verbessert die Wirtschaftlichkeit von Anlagen mit überwiegender Güllevergärung. Zudem stellt Grünschnitt vor dem Hintergrund der insgesamt zurückgehenden Grünlandnutzung ein bislang ungenutztes Verwertungspotenzial dar. Die Maßnahme stärkt sowohl die Akteurs- als auch die Substratvielfalt für die klimaschutzrelevante Vergärung von Wirtschaftsdüngern, landwirtschaftlichen Reststoffen und ökologisch vorteilhaften Substraten, ohne dass das Ausschreibungsvolumen tangiert oder die Kosten erhöht werden.

41. Zu Artikel 1 Nummer 71 (§ 44a EEG)

Artikel 1 Nummer 71 ist wie folgt zu fassen:

,71. § 44a wird wie folgt gefasst:

„§ 44a

Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus Biomasse

(1) Die anzulegenden Werte nach den §§ 42 bis 44 verringern sich erstmals zum 1. Juli 2022 und sodann jährlich zum 1. Juli eines Kalenderjahres für die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen um 0,5 Prozent gegenüber den in dem jeweils vorangegangenen Zeitraum geltenden anzulegenden Werten.

(2) Die jährliche Absenkung der anzulegenden Werte nach Absatz 1 verringert sich, wenn die Mengen, für die im vorangegangenen Kalenderjahr bei den Ausschreibungen für Biomasseanlagen nach diesem Gesetz keine Zuschläge erteilt werden konnten,

1. mehr als 35 Megawatt betragen, auf 0,2 Prozent,
2. mehr als 70 Megawatt betragen, auf null, oder
3. mehr als 105 Megawatt betragen, auf null; die anzulegenden Werte nach den §§ 42 bis 44 erhöhen sich stattdessen um 0,2 Prozent.

(3) Die anzulegenden Werte nach den Absätzen 1 und 2 werden auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet.“ ‘

Begründung:

Es muss sichergestellt werden, dass der erwünschte Zubau von Biomasseanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, auch tatsächlich stattfindet. Die Beibehaltung der in § 44a EEG enthaltenen starren Degression von 0,5 Prozent führt dazu, dass die Werte ungeachtet des Zubaus sinken. Insbesondere der Neubau von Kleinanlagen wird so aus betriebswirtschaftlicher Sicht nahezu unmöglich. Die starre Degression sollte daher durch einen flexiblen Mechanismus, einen sogenannten atmenden Deckel, nach dem erprobten Vorbild des § 49 EEG 2017 ersetzt werden.

42. Zu Artikel 1 Nummer 74 (§ 45 Absatz 2 Satz 1 EEG)

In Artikel 1 ist Nummer 74 wie folgt zu fassen:

,74. § 45 Absatz 2 Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Die anzulegenden Werte nach Absatz 1 verringern sich ab einer installierten elektrischen Leistung von 120 Megawatt jeweils jährlich für die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen um 0,5 Prozent gegenüber den im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden anzulegenden Werten und werden auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet.“ ‘

Begründung:

Für den weiteren Ausbau der Tiefengeothermie mit Vorlaufzeiten von bis zu zehn Jahren ist Investitionssicherheit entscheidend. Eine Degression für die Geothermie wäre erst gerechtfertigt, wenn die Technologie größtenteils ausgereift ist und Skaleneffekte erzielt werden können. Aktuell ist dies noch nicht der Fall. Die Projekte zeichnen sich durch eine komplexe und kostenintensive Lage mit geringer Standardisierung aus. Daher ist eine Degression im Bereich der Geothermie nicht ausreichend begründet. Die Degression sollte erst ab einem realisierten Ausbauziel von 120 Megawatt einsetzen. Zudem sollte die Degression nach Erreichung dieser Ausbaustufe auf 0,5 Prozent abgesenkt werden.

43. Zu Artikel 1 Nummer 76,Nummer 76a – neu – (§ 47 Absatz 5 Satz 2 – neu – EEG)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

- a) In Nummer 76 sind die Wörter „§ 46a, 46b und § 47“ durch die Wörter „§ 46a und § 46b“ zu ersetzen.
- b) Nach Nummer 76 ist folgende Nummer 76a einzufügen:

,76a. Dem § 47 Absatz 5 ist folgender Satz 2 anzufügen:

„Satz 1 Nummer 1 gilt auch für Windenergieanlagen auf See, deren Inbetriebnahme für das Jahr 2019 geplant war, die aber infolge der Eröffnung eines Insolvenzverfahrens über das Vermögen des Herstellers von Windenergieanlagen auf See, auf welchen die Genehmigung ausgestellt war, erst im Jahr 2020 in Betrieb genommen werden.“ ‘

Begründung:

Die Regelungen in § 47 EEG 2017 sind nicht überholt und daher nicht zu streichen. Die vorgeschlagene Ergänzung betrifft Projekte, die aktuell bereits in der Errichtung von einer Insolvenz eines Anlagenherstellers betroffen sind. In diesen Projekten verringert sich der anzulegende Wert im Jahr 2020 gem. § 47 Absatz 5 EEG gegenüber den im Jahr 2019 geltenden anzulegenden Werten um 1 Cent pro Kilowattstunde. Für eine Härtefallklausel im Falle eines Insolvenzverfahrens soll die Degression nach § 47 Absatz 5 EEG ausgesetzt werden.

44. Zu Artikel 1 Nummer 77 Buchstabe a Doppelbuchstabe aa,
 Buchstabe b Doppelbuchstaben aa, bb und cc
 (§ 48 Absatz 1 Satz 1,
 Absatz 2 Nummer 1, 2 und 3 EEG)

In Artikel 1 ist Nummer 77 wie folgt zu ändern:

- a) Buchstabe a Doppelbuchstabe aa ist wie folgt zu fassen:

„a) Im Satzteil vor Nummer 1 wird die Angabe „8,91“ durch die Angabe „8,00“ ersetzt.“

- b) Buchstabe b ist wie folgt zu ändern:

- aa) Doppelbuchstabe aa ist wie folgt zu fassen:

„aa) In Nummer 1 wird die Angabe „12,70“ durch die Angabe „11,00“ ersetzt.“

- bb) Doppelbuchstabe bb ist wie folgt zu fassen:

„bb) In Nummer 2 wird die Angabe „12,36“ durch die Angabe „10,70“ ersetzt.“

- cc) Doppelbuchstabe cc ist wie folgt zu fassen:

- „cc) Nummer 3 wird wie folgt gefasst:

„3. bis einschließlich einer installierten Leistung von 750 Kilowatt 8,00 Cent pro Kilowattstunde.“

Begründung:

Nach den Ergebnissen des EEG-Erfahrungsbericht (https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-ee.pdf?__blob=publicationFile&v=7; S.45) sind die derzeitigen Vergütungen für PV-Anlagen nicht kostendeckend und ermöglichen keinen wirtschaftlichen Betrieb.

Insbesondere PV-Anlagen auf Gebäuden, in denen kein Eigenverbrauch möglich ist (zum Beispiel Scheunen etc.), sogenannte Volleinspeiseanlagen können mit den voraussichtlichen Vergütungssätzen von 8 Cent je Kilowattstunde für kleine Anlagen (bis 10 Kilowatt) und von circa 6 Cent je Kilowattstunde bei größeren PV-Dachanlagen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. Darüber hinaus sieht der Gesetzesentwurf die Einführung von Smart-Meter für PV-Anlagen mit Eigenverbrauch vor. Diese stellen eine erhebliche Kostenbelastung dar, die im Gesetzesentwurf nicht durch eine Anhebung der Vergütungen ausgeglichen werden. Ohne einen solchen Ausgleich besteht die Gefahr eines Einbruchs des PV-Dachanzugbaus. Dieses Segment ist zentral um die Ausbauziele für erneuerbare Energien zu erreichen und die Akzeptanz der Energiewende zu erhalten.

Daher muss eine Anpassung der Vergütungssätze unter Berücksichtigung der Ergebnisse des EEG-Erfahrungsberichts auf mindestens 11 Cent je Kilowattstunde für Anlagen bis 10 Kilowatt und auf mindestens 10,7 Cent je Kilowattstunde für Anlagen für Anlagen bis 40 Kilowatt und auf 8 Cent je Kilowattstunde für Anlagen bis 750 Kilowatt erfolgen.

45. Zu Artikel 1 Nummer 77 Buchstabe b (§ 48 Absatz 2 EEG)

Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren die anzulegende Werte für Solaranlagen so anzupassen, dass diese die tatsächlichen Kosten der jeweiligen Anlagen widerspiegeln.

Begründung:

Bereits heute lassen sich kleine und sehr kleine Solaranlagen kaum noch wirtschaftlich betreiben, zumal die Kosten für diese Systeme sogar gestiegen sind. Die Vergütung, die sich aus dem anzulegenden Wert für entsprechende Solaranlagen ergibt, wie er sich nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2020 geltenden Fassung für den 1. Januar 2021 berechnet hätte, ist nicht ausreichend.

46. Zu Artikel 1 Nummer 77 Buchstabe c – neu – (§ 48 Absatz 5 – neu – EEG)

In Artikel 1 ist der Nummer 77 folgender Buchstabe anzufügen:

,c) Folgender Absatz wird angefügt:

„(5) Für Strom aus Solaranlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, gilt Absatz 1, wenn die Anlage auf einer Fläche errichtet worden ist, deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Acker- oder Grünland genutzt worden sind und in einem benachteiligten Gebiet lagen und die nicht unter eine der in Absatz 1 Nummer 1, 2 oder 4 genannten Flächen fällt, soweit dies durch eine Landesverordnung ermöglicht wird. Die Landesregierungen werden ermächtigt, durch Rechtsverordnung zu regeln, dass für Freiflächenanlagen auf diesen Flächen § 48 Absatz 1 gelten soll.“ ‘

Begründung:

In § 37c besteht seit der letztem großen EEG-Reform die Möglichkeit, dass die Länder per Verordnung die benachteiligten Gebiete für den Bau von Freiflächenanlagen im Ausschreibungsregime öffnen. Einige Länder haben von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht und damit maßgeblich dazu beigetragen, dass Freiflächensolaranlagen derzeit die günstigste Form der EE-Stromerzeugung darstellen. Es ist daher nicht nachvollziehbar, warum nur Freiflächenanlagen, für die eine Ausschreibung erforderlich ist, in den benachteiligten Gebieten gebaut werden sollten. Den Ländern sollte ebenfalls per Verordnung ermöglicht werden, die benachteiligten Gebiete für die Freiflächensolaranlagen zu öffnen, deren Förderung gesetzlich bestimmt wird.

47. Zu Artikel 1 Nummer 79 Buchstabe a Doppelbuchstabe aa und
Buchstabe b Doppelbuchstabe aa
(§ 49 Absatz 1 Satz 1 und
Absatz 2 Satz 1 EEG)

Artikel 1 Nummer 79 ist wie folgt zu ändern:

a) In Buchstabe a ist Doppelbuchstabe aa wie folgt zu fassen:

,aa) In Satz 1 werden die Wörter „Nummer 1 und 2 verringern sich ab dem 1. Februar 2017 und der anzulegende Wert nach § 48 Absatz 2 Nummer 3 Buchstabe c verringert sich ab dem 1. Mai 2019 monatlich zum ersten Kalendertag eines Monats um 0,5 Prozent“ durch die Wörter „verringern sich ab dem 1. Februar 2021 monatlich zum ersten Kalendertag eines Monats um 0,25 Prozent“ ersetzt.‘

b) Buchstabe b Doppelbuchstabe aa ist wie folgt zu fassen:

- ,aa) In Satz 1 ... [weiter wie Regierungsvorlage] sowie
- in Nummer 1 die Angabe „1,00“ durch die Angabe „0,50“,
 - in Nummer 2 die Angabe „1,40“ durch die Angabe „0,75“,
 - in Nummer 3 die Angabe „1,80“ durch die Angabe „1,00“,
 - in Nummer 4 die Angabe „2,20“ durch die Angabe „1,25“,
 - in Nummer 5 die Angabe „2,50“ durch die Angabe „1,50“ und
 - in Nummer 6 die Angabe „2,80“ durch die Angabe „1,75“ ersetzt.‘

Begründung:

Der atmende Deckel stammt noch aus dem Jahr 2012, in dem die Modulpreise für PV-Anlagen drastisch gesunken waren. Heute machen die Modulpreise bei PV-Dachanlagen nur noch einen kleineren Teil der Kosten einer PV-Anlage aus. Die Kosten für die Installation der Anlagen und die sonstigen BOS-Kosten steigen vielmehr wieder an und fallen nicht mehr. Es ist sogar zu erwarten, dass die BOS-Kosten (insbesondere für kleinere Anlagen signifikant) steigen, da durch den Gesetzentwurf der Bundesregierung neue technische Anforderungen (insbesondere Smart-Meter) verpflichtend eingeführt werden sollen.

Daher ist die Basisdegression von 0,5 Prozent pro Monat auf 0,25 Prozent abgesenkt. Das würde bedeuten, dass die PV-Vergütungen in einem Jahr um 3 Prozent statt bisher um 6 Prozent gesenkt werden, wenn sich der Zubau konstant im Rahmen des Zubaukorridors befindet. Darüber hinaus ist der atmende Deckel nach oben hin zu scharf ausgestaltet und führt bei einem leicht über dem Korridor verlaufenden Ausbau zu einer übersteigerten Absenkung der Vergütungen. Dies gefährdet die Erreichung des angestrebten Solarausbaus, da der wirtschaftliche Betrieb von neuen Anlagen zu stark sinkenden Vergütungsätzen nicht mehr gewährleistet wäre. Vor diesem Hintergrund ist der atmende Deckel nach oben hin abzumildern. Maximal pro Stufe sollte die Degression sich um nicht mehr als 0,25 Prozent erhöhen.

Im Übrigen entspricht der Vorschlag der Regierungsvorlage.

48. Zu Artikel 1 Nummer 79 Buchstabe a Doppelbuchstabe dd (§ 49 Absatz 1 Satz 4 EEG)

In Artikel 1 Nummer 79 Buchstabe a ist Doppelbuchstabe dd zu streichen.

Begründung:

Die Verkürzung des Degressionszeitraums von sechs auf nur drei Monate wird abgelehnt, da ansonsten einige zubaustarke Sommermonate zu einer übersteigerten Reaktion der Degression führen würden. Folge wäre eine weitere Verschärfung des atmenden Deckels, die zu einer zu raschen Absenkung der Förderung führen würde und die die tatsächlichen Investitionskosten für Solaranlagen nicht mehr widerspiegeln würde. Ein starkes Schwanken der Vergütungssätze gefährdet zudem die Planungs- und Investitionssicherheit für neue PV-Anlagen und kann den weiteren Zubau gefährden.

Der atmende Deckel stammt noch aus dem Jahr 2012, in dem die Modulpreise für PV-Anlagen drastisch gesunken waren. Heute machen die Modulpreise bei PV-Dachanlagen nur noch einen kleineren Teil der Kosten einer PV-Anlage aus. Die Kosten für die Installation der Anlagen und die sonstigen BOS-Kosten steigen vielmehr wieder an und fallen nicht mehr. Es ist sogar zu erwarten, dass die BOS-Kosten (insbesondere für kleinere Anlagen signifikant) steigen, da durch den Gesetzentwurf der Bundesregierung neue technische Anforderungen (insbesondere Smart-Meter) verpflichtend eingeführt werden sollen.

49. Zu Artikel 1 Nummer 79 Buchstabe c Doppelbuchstabe aa (§ 49 Absatz 3 Satz 1 EEG)

In Artikel 1 Nummer 79 Buchstabe c ist Doppelbuchstabe aa wie folgt zu fassen:

- „aa) In Satz 1 werden in dem Satzteil vor Nummer 1 nach den Wörtern „nach Absatz 1 Satz 2“ die Angabe „und Satz 3“ eingefügt sowie die Angabe „1 900“ durch die Angabe „2 300“ ersetzt.“

Begründung:

Der im EEG verankerte („atmende“) Degressionsmechanismus für die anzulegenden Werte für Strom aus solarer Strahlungsenergie ist grundsätzlich ein geeignetes Instrument der Mengensteuerung und Kosteneffizienz. In der Vorlage ist vorgesehen, den PV-Ausbaupfad, der für eine Überschreitung zugrunde gelegt wird, von 1 900 auf 2 300 Megawatt anzuheben. Der Ausbaupfad, der bei einem zu niedrigen Zubau zugrunde gelegt wird, soll hingegen beim heutigen Wert von 1 900 Megawatt bleiben. Dies birgt die Gefahr, dass der sogenannte atmende Deckel nicht schnell genug auf einen Markteinbruch reagiert. Er muss daher so angepasst werden, dass er auch im Falle eines Markteinbruchs zeitnah wirken und ausreichend gegensteuern kann.

Im Übrigen entspricht der Vorschlag der Regierungsvorlage.

50. Zu Artikel 1 Nummer 81 (§ 51 EEG)

In Artikel 1 ist Nummer 81 zu streichen.

Begründung:

Die vorgeschlagene Neufassung des § 51 EEG wird abgelehnt. Die Neuregelung ist solange auszusetzen, bis hinreichende Rahmenbedingungen für Flexibilitätsmärkte geschaffen sind, die gemäß der Gesetzesbegründung „für den weiteren Erneuerbaren-Ausbau dringend gebraucht werden.“ Andernfalls ist kein Wettbewerb um die besten Konzepte zu erwarten. Der bisherige § 51 EEG 2017 soll solange unverändert gelten.

Bereits die aktuell geltende Regelung zur Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen in einem Zeitraum von sechs Stunden kann zu erheblichen Risiken bei der einzelwirtschaftlichen Projektplanung führen. Die vorgeschlagene Kürzung des relevanten Zeitraums auf eine Stunde stellt eine Verschärfung der bestehenden Regelung dar, die die Finanzierung von Projekten weiter verteuert und damit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien entgegenwirkt. Hilfsweise sollten entstandene Erlösausfälle durch eine entsprechende Verlängerung der Förderdauer ausgeglichen werden. Da die Auswirkungen einer Neufassung des § 51 EEG aktuell nicht vollständig absehbar sind, wird zudem angeregt, dass die Bundesregierung gemeinsam mit der Branche Lösungsansätze zur Marktintegration diskutiert.

51. Zu Artikel 1 Nummer 91a – neu – (§ 61a Nummer 3 EEG)

In Artikel 1 ist nach Nummer 91 folgende Nummer 91a einzufügen:

„91a. In § 61a Nummer 3 wird das Wort „vollständig“ gestrichen.“

Begründung:

Die Rahmenbedingungen für die Eigen- und Direktstromnutzung müssen attraktiver ausgestaltet werden, bis eine echte Reform bei der Grünstromvermarktung erfolgt ist. Dafür sind die vorgeschlagenen Anpassungen im EEG erforderlich.

Eigenversorger sollen sich nicht zwingend vollständig mit EE-Strom versorgen müssen. Vielmehr soll eine Befreiung von der EEG-Umlage auch bei teilweiser Eigenversorgung ermöglicht werden.

Dies gilt weiterhin nur für Strom, für den keine Zahlung nach Teil 3 in Anspruch genommen wird; also keine Marktprämie oder Einspeisevergütung gezahlt wird.

Die Abrechnung und der Nachweis sind über intelligente Messsysteme möglich.

52. Zu Artikel 1 Nummer 92 Buchstabe b (§ 61b Absatz 2 Satz 1 EEG)

In Artikel 1 Nummer 92 Buchstabe b ist § 61b Absatz 2 Satz 1 wie folgt zu fassen:

„Unbeschadet von Absatz 1 entfällt der Anspruch nach § 61 Absatz 1 bei Eigenversorgungen aus Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt.“

Begründung:

Die im Gesetzesentwurf vorgesehene Erweiterung sorgt weder für eine deutliche Entlastung der Anlagenbetreiber, da die Leistungsbegrenzung auf höchstens 10 MWh unverändert fortbesteht, noch für eine Verringerung ihres bürokratischen Aufwandes, da aufgrund dieser Begrenzung in vielen Fällen auch weiterhin eine messtechnische Abgrenzung zu den Strommengen, für die eine reduzierte EEG-Umlage zu zahlen ist, erfolgen muss. Die EEG-Umlage sollte zumindest bei der Eigenversorgung aus Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kW ausnahmslos entfallen. Diese Regelung würde im Hinblick auf nicht geförderte Anlagen auch den Vorgaben von Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe c der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen entsprechen.

53. Zu Artikel 1 Nummer 93 (§ 61c EEG)

Der Bundesrat fordert die Bundesregierung auf, alle Möglichkeiten auszuschöpfen, um gemeinsam mit der Kommission eine beihilferechtskonforme Regelung zu finden, die eine Erhöhung der EEG-Umlage für KWK-Anlagen nur dort vorsieht, wo es beihilferechtlich unumgänglich ist, oder die eine geeignete Kompensation an anderer Stelle begründet. Dazu sollte eine neue, auf den ab dem Jahr 2021 geltenden Rahmenbedingungen basierende Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt werden. Diese sollte zudem stärker zwischen Anwendungsbereichen für KWK-Anlagen differenzieren, statt allein auf Anlagengröße und Vollbenutzungsstunden abzustellen.

Um die Rechts- und Planungssicherheit der Anlagenbetreiber zu gewährleisten, sollte eine Neuregelung zudem nicht für Bestandsanlagen gelten und für Neuanlagen eine angemessene Übergangsfrist, welche die Vorlaufzeiten einer Investitionsplanung angemessen berücksichtigt, vorsehen.

Begründung:

Die vorgesehene Erhöhung der EEG-Umlage für hocheffiziente KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 Megawatt und bis einschließlich 10 Megawatt wird voraussichtlich drastische Auswirkungen auf die Investitionssicherheit für Betreiber von KWK-Anlagen haben und zu der Stilllegung einer Vielzahl von KWK-Anlagen in Deutschland führen.

Eine Regelung, die zur Folge hat, dass bestehende klimafreundliche Technologie in großem Maßstab abgebaut und womöglich durch weniger effiziente und klimaschädlichere Technologie ersetzt wird, widerspricht sowohl den deutschen als auch den europäischen Klimaschutzzielen.

Seit der Wirtschaftlichkeitsberechnung, welche der in dem Gesetzesentwurf geplanten Neuregelung zugrunde liegt, wurden allerdings wesentliche Einflussfaktoren – wie insbesondere die Erhöhung der Brennstoffpreise aufgrund des Brennstoffemissionshandelsgesetzes beziehungsweise die geplante Senkung der EEG-Umlage – nicht berücksichtigt. Zudem differenziert die Neuregelung allein nach installierter elektrischer Leistung sowie nach Vollbenutzungsstunden, obwohl für die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen auch weitere Aspekte – wie etwa hohe Investitionskosten bei besonders komplexen Industrieanlagen mit Dampf- oder Kältebereitstellung – von erheblicher Bedeutung sind.

54. Zu Artikel 1 Nummer 95,Artikel 2 Nummer 02* – neu – undArtikel 19 Absatz 2 Nummer 1 undNummer 1a – neu – (§ 61l Absatz 2 und 3a – neu – EEG,§ 13a Absatz 6 – neu – EnWG,Inkrafttreten)

Der Gesetzentwurf ist wie folgt zu ändern:

a) In Artikel 1 ist Nummer 95 wie folgt zu fassen:

„95. §61l wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 ... [weiter wie Regierungsvorlage].

b) Nach Absatz 3 wird folgender Absatz eingefügt:

„ (3a) Der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage entfällt ferner für Strom, der zur Erzeugung von Wärme unter den Voraussetzungen von § 13a Absatz 6 Nummern 1 bis 3 des Energiewirtschaftsgesetzes geändert worden ist, verbraucht wird.“ ‘

* siehe Ziffer 68

b) In Artikel 2 ist vor Nummer 1 folgende Nummer einzufügen:

„01. Dem § 13a wird folgender Absatz angefügt:

„(6) Betreiber von Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die nach Absatz 1 vom Netzbetreiber geregelt werden sollen, dürfen anstelle der Reduzierung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung die Einspeiseleistung in das Netz der allgemeinen Versorgung durch den Verbrauch des erzeugten Stroms in einer zusätzlichen durch den Anlagenbetreiber oder einen Dritten betriebenen Last reduzieren (Nutzen statt Abregeln), wenn

1. die zusätzlich eingesetzte Last der Erzeugung von Wärme für die Raumheizung, die Warmwasserbereitung, die Kälteerzeugung oder von Prozesswärme dient,
2. die zusätzlich eingesetzte Last ausschließlich in der Zeit der Aufforderung zur Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder in Stunden, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, eingesetzt wird, und
3. die zusätzlich eingesetzte Last den Strombezug nicht nur zeitlich verschiebt.

Im Rahmen des finanziellen Ausgleichs nach Absatz 2 sind 50 Prozent der Einnahmen aus dem Verkauf der Wärme, die während Maßnahmen nach Absatz 1 erzeugt werden, abzüglich hiermit zusammenhängender Kosten, anzurechnen. Darüber hinaus sind unter den Voraussetzungen des Satz 1 erzielte Erlöse bei der Berechnung eines angemessenen finanziellen Ausgleichs nach Absatz 2 nicht zu berücksichtigen.“ ‘

c) Artikel 19 Absatz 2 ist wie folgt zu ändern:

aa) In Nummer 1 ist das Wort „und“ durch ein Komma zu ersetzen.

bb) Nach Nummer 1 ist folgende Nummer einzufügen:

„1a. treten Artikel 1 Nummer 95a Buchstabe b und Artikel 2 Nummer 01 am 1. Oktober 2021 in Kraft und“

Begründung:

Mit dem Vorschlag soll das Prinzip Nutzen statt Abregeln von Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien in der Praxis anwendbar gemacht werden. Power-to-heat-Anlagen (PtH) wie Windwärmespeicher können den CO₂-Ausstoß im Wärmesektor auf Null reduzieren, ohne sich negativ auf den Anteil Erneuerbarer Energien am Strommarkt auszuwirken, da Windstrom zur Wärmeerzeugung nur dann genutzt wird, wenn die Anlagen bei Netzenspässen oder bei niedrigen Strompreisen abgeregelt würden.

Zu Buchstabe b:

Das Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ wird Betreibern von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien gestattet. Dabei handelt es sich um eine Maßnahme, die keine zusätzlichen Kosten verursacht. Wenn EE-Anlagen abgeregelt werden oder zu Zeiten negativer Preise, kann der nicht eingespeiste Strom ohne wirtschaftliche Nachteile lokal zur Erzeugung von Nutzwärme eingesetzt werden.

Über die SINTEG-Verordnung ist ein solches „Nutzen statt Abregeln“ bereits in geringem Umfang erprobt worden: SINTEG-Projektteilnehmer, die Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien betreiben, können bei Einspeisemanagementmaßnahmen anstatt die Erzeugung zu reduzieren, zuschaltbare Lasten (zum Beispiel PtH) einsetzen. Die entgangene Härtefallentschädigung sowie 60 Prozent der gezahlten EEG-Umlage werden erstattet. Der Betreiber muss sich Erlöse anrechnen lassen. Die SINTEG-VO ist jedoch nach Auslaufen der Förderung nicht mehr anwendbar.

Satz 1 stellt die Voraussetzungen klar, unter denen „Nutzen statt Abregeln“ möglich ist. Aus den Wörtern „die Einspeiseleistung reduzieren“ ergibt sich bereits unmittelbar, dass eine Direktleitung außerhalb des Netzes der allgemeinen Versorgung zwischen der Erzeugungsanlage und der Wärmeerzeugung erforderlich ist: ein unmittelbarer räumlicher Zusammenhang ist nicht erforderlich.

Weitere Voraussetzungen sind:

Nummer 1: Das Instrument ist auf die Erzeugung von Wärme beschränkt, da hierfür erforderliche PtH-Anlagen kostengünstig gebaut werden können und mit nur wenigen Betriebsstunden auskommen. Andere Sektorkopplungsanwendungen wie Power-to-Gas werden über dieses Instrument nicht angereizt, da sie nur mit wesentlich höheren Volllaststunden betrieben werden können. Im Übrigen lehnt sich der Wortlaut an die Definition der „Nutzwärme“ in § 2 Nummer 26 KWKG an.

Nummer 2: Die Wärmeerzeugungsanlage darf nur bei Abregelung oder negativen Strompreisen betrieben werden. So wird sichergestellt, dass keine jederzeit nutzbaren Wärmeerzeuger, die ihren Strom ansonsten am Markt beziehen (zum Beispiel Wärmepumpen), eine zusätzliche Einsparung oder Vergütung über das Instrument des „Nutzen statt Abschalten“ generieren. Anlagenbetreiber werden die PtH-Anlage regelmäßig mit einem größeren Wärmespeicher ausstatten, um eine zeitlich gestreckte Nutzung der nur sporadisch erzeugten Wärme zu gewährleisten.

Nummer 3: Um zu verhindern, dass eine bereits strombetriebene Heizung (insbesondere Wärmepumpe) durch „Nutzen statt Abregeln“ begünstigt wird, muss als weitere Bedingung eingeführt werden, dass die zusätzlich eingesetzte Last keinen Stromverbrauch nur zeitlich verschiebt.

Zu Buchstabe a:

Die Erzeugung von Wärme über „Nutzen statt Abregeln“ ist unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen nur wirtschaftlich möglich, wenn auf den eingesetzten Strom keine EEG-Umlage gezahlt wird. Dabei wird das EEG-Konto nicht belastet: Ohne die PtH-Anwendung würde der Strom zu Abregelzeiten nicht erzeugt werden. Auf nicht produzierten Strom fällt dementsprechend auch keine EEG-Umlage an. Zudem ersetzt die Wärmeerzeugung keinen anderweitig umlagepflichtigen Stromverbrauch, sondern trägt zur Substitution fossiler Energieträger in der Wärmeerzeugung bei.

Zu Buchstabe c:

Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) ist das Einspeisemanagement vom EEG in das EnWG verlegt worden. Da diese Regelungen erst ab dem 1. Oktober 2021 in Kraft

treten, können die hier vorgeschlagenen Regelungen zu „Nutzen statt Abregeln“ auch erst ab diesem Zeitpunkt Anwendung finden.

55. Zu Artikel 1 Nummer 96a – neu – (§ 62b Absatz 2 Nummer 2 EEG)

In Artikel 1 ist nach Nummer 96 folgende Nummer einzufügen:

,96a. In § 62b Absatz 2 Nummer 2 werden die Wörter „verbunden ist und auch“ durch die Wörter „verbunden ist oder auch“ ersetzt.‘

Begründung:

Gerade die so genannten exemplarischen Messungen gleichartiger beziehungsweise gleicher Stromverbrauchseinrichtungen, wie zum Beispiel geleaste Automaten, Drucker oder IT-Komponenten sind bei der untergesetzlichen Ausgestaltung der Drittstrommengenabgrenzung in der Industrie ein zentraler Faktor, um unverhältnismäßigen Aufwand zu vermeiden. Diesbezüglich droht die gesetzliche Grundlage für den Leitfaden der Bundesnetzagentur, der für Erleichterungen bei der Auslegung der Bagatellregelung für exemplarische Messungen sorgen sollte, zum 31. Dezember 2020 zu entfallen, da es nach der heute vorliegenden Gesetzesformulierung für Schätzungen, worunter die exemplarischen Messungen fallen, durch den Gesetzgeber so gut wie keinen Spielraum mehr gäbe.

Während das Kriterium der wirtschaftlichen Zumutbarkeit äußerst hohe Hürden setzt, steht außer Frage, dass der durchgängige Zählereinbau bei diesen gleichartigen Stromverbrauchseinrichtungen sowie die Folgekosten für Ablesung und Wartung mit Blick auf den fehlenden zusätzlichen Erkenntnisgewinn einen unvertretbaren Aufwand bedeuten. Daher sollte § 62b Absatz 2 EEG angepasst werden, um exemplarisches Messen als praxistaugliches und dennoch konservatives Mittel auch über den 31. Dezember 2020 hinaus zu erlauben.

56. Zu Artikel 1 Nummer 97 Buchstabe c und
Nummer 100 (§ 63 Nummer 3,
§65a Absatz 1 Nummer 1, 2 und 3,
Absatz 2, 4, 5 Nummer 1, 2 und 3 – neu – (EEG)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

- a) In Nummer 97 Buchstabe c sind das Wort „Seeschiffe“ durch die Wörter „See- oder Binnenschiffe“ und das Wort „Seeschiffen“ durch die Wörter „See- oder Binnenschiffen“ sowie das Wort „Seehäfen“ durch das Wort „Häfen“ zu ersetzen.
- b) In Nummer 100 ist § 65a wie folgt zu ändern:
 - aa) Absatz 1 ist wie folgt zu ändern:
 - aaa) In Nummer 1 ist das Wort „Seeschiffe“ durch die Wörter „See- oder Binnenschiffe“ zu ersetzen.
 - bbb) In Nummer 2 ist das Wort „Seeschiffes“ durch die Wörter „See- oder Binnenschiffes“ zu ersetzen und nach den Wörtern „längerer Zeitraum“ die Wörter „in üblicher Weise“ einzufügen.
 - ccc) In Nummer 3 sind das Wort „Seeschiffe“ durch die Wörter „See- oder Binnenschiffe“ und das Wort „Seeschiffen“ durch die Wörter „See- oder Binnenschiffen“ zu ersetzen.
 - bb) In Absatz 2 sind das Wort „Seeschiffe“ durch die Wörter „See- und Binnenschiffe“ und das Wort „Seeschiffen“ durch die Wörter „Binnen und Seeschiffen“ zu ersetzen.
 - cc) In Absatz 4 ist das Wort „Seeschiffe“ durch die Wörter „See- und Binnenschiffe“ zu ersetzen.

dd) Absatz 5 ist wie folgt zu ändern:

aaa) In Nummer 1 sind nach dem Wort „Hafen“ die Wörter „oder an einer Anlegestelle in einer Binnenwasserstraße“ einzufügen und das Wort „Seeschiffe“ durch die Wörter „See- oder Binnenschiffe“ sowie der abschließende Punkt durch ein Komma zu ersetzen.

bbb) Folgende Nummer ist anzufügen:

,3. „Binnenschiffe“ gewerblich betriebene Fahrzeuge, die ausschließlich oder vorwiegend für die Fahrt auf Binnenwasserstraßen bestimmt sind.‘

Begründung:

Die Nutzung von Landstrom ist ein wichtiger Baustein, um den Verbrauch fossiler Kraftstoffe bei den verbrauchsintensiven Hotel- und Kreuzfahrtschiffen und damit auch die Emissionen in den See- und Binnenhäfen zu senken. Für den Aufbau einer Landstromversorgungsanlage entstehen den Betreibern der Anlegestellen Kosten in Höhe von etwa 300 000 Euro. Nach Angaben der Unternehmen kostet 1 Kilowattstunde Landstrom zwischen 25 bis 35 Cent und ist damit erheblich teurer als 1 Kilowattstunde Strom aus Dieselgeneratoren mit 16 Cent. Je nach Größenordnung der Schifffahrtsgesellschaft kann die EEG-Umlage für die Gesellschaft bis zu 1 Million Euro betragen. Die Ergebnisse der Interessensbekundungen für Landstromanlagen in Nordrhein-Westfalen haben gezeigt, dass an den Anlegestellen jeweils Stromverbräuche von über 1 Gigawattstunde pro Jahr zu erwarten sind. Für die interessierten Unternehmen ist nicht nur die Förderung von Bund und Ländern für die Landstromanlagen, sondern auch die Senkung der Verbrauchskosten ein erheblicher Handlungsanreiz, wie dies ja auch in der Seeschifffahrt gesehen wird. In diesem Sinne ist die Übertragung der Begrenzung der EEG-Umlage auf 20 Prozent auf die gewerbliche Binnenschifffahrt ein klimapolitisch sinnvoller Beitrag zur Gleichbehandlung der Gewerbe. Die Änderungen zielen darauf ab, die Binnenschifffahrt mit ihren üblichen Nutzungen der Häfen und Anlegestellen in die Regelungsbereiche der §§ 63 und 65 EEG einzubeziehen und den Begriff der Binnenschifffahrt zu bestimmen.

57. Zu Artikel 1 Nummer 98 Buchstabe a (§ 64 Absatz 1 Nummer 1 und 2 EEG)

In Artikel 1 Nummer 98 ist Buchstabe a wie folgt zu fassen:

,a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 werden die Wörter „im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr“ durch die Wörter „in zwei der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre, wobei das Unternehmen selbst bestimmen kann, welche zwei der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre zugrunde gelegt werden sollen,“ ersetzt.

bb) In Nummer 2 Buchstabe a werden ... [weiter wie Regierungsvorlage Buchstabe a].‘

Begründung:

Zu Doppelbuchstabe aa:

Für eine Begrenzung der EEG-Umlage ist es nach § 64 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2017 bisher erforderlich, dass das antragstellende Unternehmen im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr an der jeweils zu begünstigenden Abnahmestelle eine Strommenge von mehr als 1 Gigawattstunde (GWh) selbst verbraucht hat. Es gibt einige kleinerer Unternehmen, die aufgrund von unverschuldeten Betriebseinschränkung, beispielweise infolge eines Brandes oder aufgrund der Corona-Epidemie, weniger als 1 GWh Strom verbrauchen, obwohl in einem normalen Betriebsjahr sicher die 1-GWh-Schwelle überschritten wird. Hieraus können Kostenbelastungen von mehreren Zehntausenden von Euro entstehen, die für kleinere und mittlere Unternehmen ernstzunehmende Ausmaße annehmen können, teilweise sogar existenzgefährdende Härten darstellen. Um diese Härten zu vermeiden wird vorgeschlagen, dass der Stromverbrauch nur in zwei der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre die Schwelle von 1 GWh übersteigen muss, um den Anspruch auf eine Reduzierung der EEG-Umlage zu erwerben. Diese Regelung sieht der Entwurf in ähnlicher Form in § 103 Absatz 1 bezüglich weiterer Anspruchsvoraussetzungen der BesAR vor.

Zu Doppelbuchstabe bb:

Der Text entspricht der Regierungsvorlage.

58. Zu Artikel 1 Nummer 98 (§ 64 EEG)

Der Bundesrat fordert, die Besondere Ausgleichsregelung in § 64 EEG im weiteren Gesetzgebungsverfahren so zu gestalten, dass grundsätzlich strukturelle Nachteile für kleine und mittlere Unternehmen sowie Sprünge bei der Begrenzungshöhe vermieden und somit Wettbewerbsverzerrungen und Fehlanreize vermindert werden.

Begründung:

Durch die Anpassung der Besonderen Ausgleichsregelung soll dem Umstand Rechnung getragen werden, dass Unternehmen vor dem Hintergrund der Corona-Krise weniger Strom verbrauchen und damit unter die entsprechenden Schwellenwerte der Besonderen Ausgleichsregelung zu fallen drohen. Zudem soll durch eine jährliche Reduzierung der erforderlichen Stromkostenintensität verhindert werden, dass die Unternehmen allein aufgrund der geplanten Senkung der EEG-Umlage die Schwellenwerte nicht mehr erreichen.

Grundsätzlich ist eine Anpassung der Voraussetzungen der besonderen Ausgleichsregelung zur Unterstützung der betroffenen Unternehmen in der Corona-Krise zu begrüßen. Allerdings verbleibt nach der Neuregelung im Gesetzentwurf das eigentlich ursächliche Problem: Die Besondere Ausgleichsregelung kann mit ihren starren Grenzwerten keine passgenaue Entlastung gewährleisten und führt zu Wettbewerbsverzerrungen und Fehlanreizen. Dass aufgrund der Corona-Krise sowie der Senkung der EEG-Umlage überhaupt eine Anpassung erforderlich scheint, verdeutlicht die fehlende Flexibilität der Regelung.

Den Schwellenwert von 17 Prozent in § 64 Absatz 2 EEG wie im Gesetzesentwurf vorgesehen zu streichen, erscheint wenig sachdienlich. Wird diese geplante Änderung umgesetzt, können Unternehmen der Liste 1 mit einer Stromkostenintensität von 14 Prozent (beziehungsweise 13 Prozent im Antragsjahr 2022, 12 Prozent im Antragsjahr 2023 oder 11 Prozent ab dem Antragsjahr 2024) künftig auf einen Schlag ganze 85 Prozent statt nur 80 Prozent Umlagenbegrenzung verlieren, wenn die Stromkostenintensität um ein weiteres Prozent und damit unter die Schwelle des § 64 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe a EEG fällt. Der sogenannte Fallbeileffekt wird somit an der wirklich entscheidenden Schwelle sogar ausgebaut.

Bei der Überarbeitung sollte auch das Problem angegangen werden, dass der ebenfalls fix ausgestaltete Mindestverbrauch von 1 Gigawattstunde in § 64 Absatz 1 Nummer 1 EEG sowie der entsprechende Selbstbehalt in § 64 Absatz 2 Nr. 1 EEG zu strukturellen Nachteilen für kleine und mittlere Unternehmen führen.

59. Zu Artikel 1 Nummer 110 (§ 79 Absatz 1 Nummer 1,
Absatz 2 Satz 1 und
Absatz 3 Satz 4 EEG)

In Artikel 1 ist Nummer 110 wie folgt zu fassen:

,110. § 79 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 Nummer 1 werden nach dem Wort „wird“ die Wörter „und der nicht nach § 21a Absatz 2 vermarktet wird“ eingefügt.
- b) In Satz 2 Satz 1 ... [weiter wie Regierungsvorlage].
- c) In Absatz 3 Satz 4 wird nach der Angabe „§ 21a“ die Angabe „Absatz 1“ eingefügt.“

Begründung:

Die Änderung des § 79 Absatz 1 Nummer 1 regelt, dass neben der Vermarktung über das Marktentwicklungsmodell nach § 79b EEG – neu – eine Ausstellung von Herkunftsnachweisen nicht möglich ist. Hierdurch soll – vergleichbar mit § 80 Absatz 2 ausgeschlossen werden, dass die positive Umwelteigenschaft („grüne“ Eigenschaft) des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stromes doppelt vermarktet wird. Wäre dies möglich, könnten für die gleiche Strommenge, die nach § 21a Absatz 2 – neu – unter Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft vermarktet wird, Herkunftsnachweise ausgestellt werden.

Die Änderung in § 79 Absatz 2 entspricht der Regierungsvorlage.

Die Anpassung in § 79 Absatz 3 ist rein redaktionell und durch die Einfügung des Absatz 2 in § 21a – neu – begründet.

60. Zu Artikel 1 Nummer 110a – neu – (§ 79b EEG)

In Artikel 1 ist nach Nummer 110 folgende Nummer einzufügen:

,110a. Nach § 79a wird folgender Paragraf eingefügt:

„§ 79b

Marktentwicklungsmodell

(1) Aus dem Netz entnommener Strom ist als Strom aus erneuerbaren Energien anzusehen, soweit

1. der Anlagenbetreiber oder ein Dritter Strom direkt an ein Unternehmen als Letztverbraucher vermarktet,
2. für den Strom keine Zahlung nach § 19 oder § 50 in Anspruch genommen worden ist,
3. der Strom in einer Anlage erzeugt wird, die fernsteuerbar ist und
4. für die gesamte Lieferkette des Stroms von seiner Erzeugung über seine Einspeisung in das Netz bis zu seiner Entnahme aus dem Netz lückenlos in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch mindestens in einem 15-Minuten-Intervall bilanziert wird, in dem ausschließlich folgender Strom bilanziert wird:
 - a) Strom aus erneuerbaren Energien, der in der Veräußerungsform des Marktentwicklungsmodells direkt vermarktet wird, oder
 - b) Strom, der nicht unter Buchstabe a fällt und dessen Einstellung in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis nicht von dem Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist.

(2) § 20 ist entsprechend anzuwenden.“ ‘

Begründung:

Mit der hier vorgeschlagenen neuen Vermarktungsform soll ein Marktentwicklungsmodell eingeführt werden, dass die Marktintegration der erneuerbaren Energien vorantreiben soll. Der Anlagenbetreiber beziehungsweise dessen

Direktvermarkter soll künftig die Möglichkeit haben, durch eine neue Form der sonstigen Direktvermarktung – dem Marktentwicklungsmodell – EE-Strom direkt an den Unternehmer als Letztverbraucher im Rahmen eines Bilanzkreises unter Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft zu vermarkten. Das Marktentwicklungsmodell verzichtet dabei auf einen EEG-Zahlungsanspruch, wofür im Gegenzug – für die Allgemeinheit kostenneutral – der ersparte EEG-Zahlungsanspruch auf die EEG-Umlagezahlungspflicht des Energieversorgers angerechnet wird.

In den wenigsten Fällen liegen die Orte der Erzeugung und des Verbrauchs von Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe. Eine physikalische direkte Lieferung von EE-Strom ist daher meist nicht möglich, sodass vertragliche Lieferbeziehungen im Regelfall nur über Versorgungsnetze im Sinne des § 3 Nummer 16 EnWG laufen können. Mit der Einspeisung in das Versorgungsnetz verliert der EE-Strom seine „grüne“ Eigenschaft. Dies hat zur Folge, dass nach derzeitiger Rechtslage dem Verbraucher nur „grauer Strom“ geliefert wird, selbst wenn der Vertragspartner nur EE-Strom produziert oder vermarktet. Herkunftsnachweise nach §§ 78ff EEG 2017, 42 EnWG ermöglichen keine Nutzung der „grünen“ Eigenschaft abseits von Marketingzwecken.

Das vorgeschlagene neue Modell ermöglicht es dem Anlagenbetreiber oder dessen Direktvermarkter Strom aus erneuerbaren Energien unter Erhaltung dessen „grüner“ Eigenschaft bei Lieferung über das Netz der allgemeinen Versorgung direkt zu vermarkten. Dem belieferten Unternehmen wird es als Letztverbraucher möglich, die grüne Eigenschaft des Stroms auf dem Verwertungspfad zu nutzen, um zum Beispiel grüne Produkte herzustellen oder damit seine CO₂-Bilanz zu verbessern. Letztlich dient dies auch der Sektorenkopplung.

Die grüne Eigenschaft des Windstroms muss auf Basis von Echtzeitdaten vom Erzeuger bis zum Letztverbraucher nachgewiesen werden können, damit dieser für Unternehmen im Rahmen ihrer Dekarbonisierungsstrategie nutzbar gemacht werden kann. Erst dann lohnt es sich für Industriebetriebe und andere Abnehmer, im großen Maßstab Stromlieferverträge mit Windparks im Weiterbetrieb abzuschließen. Hierfür bietet das „Marktentwicklungsmodell“ den geeigneten Rahmen. Der vom Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) entwickelte Rechtsrahmen ermöglicht nicht nur EEG-Anlagen im Marktprämiensystem den Weg in den Markt und die Weitergabe der grünen Eigenschaft des Stroms. Auch für Anlagen, die keine Vergütung mehr bekommen – aber nach wie vor unter das Regime des EEG fallen –, bietet die durchgängige und lückenlose Bilanzierung der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch in einem sortenreinen Bilanzkreis neue werthaltige Vermarktungsoptionen.

Durch die Weitergabe der Grünstromeigenschaft durch Echtzeitbilanzierung könnte Windstrom im Rahmen der Sektorenkopplung maßgeblich zur Dekarbonisierung von Produktionsprozessen beitragen und so von Industriebetrieben wertbringend nutzbar gemacht werden. Mithilfe des sogenannten Marktentwicklungsmodells könnte beispielsweise Wasserstoff aus Power-to-Gas-Anlagen in industriellen Prozessen als grünes Produkt weiter verwertet werden, was die Wertigkeit und somit die Erlöschancen des eingesetzten Windstroms erhöhen würde.

61. Zu Artikel 1 Nummer 118 (§ 88b EEG)

In Artikel 1 Nummer 118 ist in § 88b das Wort „ohne“ durch das Wort „mit“ zu ersetzen.

Begründung:

Es ist durchaus zu begrüßen, dass die Bundesregierung das Thema einer Anschlussförderung insbesondere von so genannten Güllekleinanlagen aufgreift. Allerdings sind durch entsprechende Regelungen im Verordnungswege auch Länderinteressen berührt, so dass der Bundesrat entsprechend zu beteiligen ist.

62. Zu Artikel 1 Nummer 118 (§ 88b EEG)

Der Bundesrat begrüßt, dass eine Anschlussförderung für Güllekleinanlagen nach Ablauf der 20-jährigen Vergütungsdauer geschaffen werden soll. Betreiber von Biomasseanlagen, deren Vergütungsdauer bereits zum 1. Januar 2021 endet, benötigen jedoch dringend eine verlässliche Perspektive für den Zeitraum nach diesem Datum. Die bloße Verordnungsermächtigung stellt auch keine belastbare Basis für anstehende Investitionen dar, welche für den Weiterbetrieb notwendig sind.

Der Bundesrat ist daher der Ansicht, dass die vorgesehene Verordnungsermächtigung im weiteren Gesetzgebungsverfahren durch eine unmittelbar wirksame gesetzliche Regelung ersetzt werden sollte. Diese soll den betroffenen Anlagenbetreibern in den nächsten zehn Jahren einen Wert von 20 Cent pro Kilowattstunde zusichern.

63. Zu Artikel 1 Nummer 119 (§ 88c EEG)

In Artikel 1 ist Nummer 119 zu streichen.

Begründung:

Aufgrund der vorgesehenen Verordnungsermächtigungen könnte die Bundesregierung ohne die Zustimmung des Bundesrats unter anderem den Ausbaupfad nach § 4 EEG 2021 oder die jährlichen Zwischenziele für die Stromerzeugung

gung aus Erneuerbaren Energien nach § 4a EEG 2021 neu festsetzen. Außerdem dürfen die Ausschreibungsmengen der einzelnen Technologien verschoben werden. Die vorgesehene Neufestsetzung des Ausbaupfades, der Ausschreibungsvolumina sowie der Höchstwerte für die Ausschreibungen dürften jedoch wesentliche Regelungsinhalte des EEG darstellen, die damit einem Parlamentsgesetz vorbehalten wären (sog. Wesentlichkeitstheorie). Sollte die Bundesregierung an der Verordnungsermächtigung gleichwohl festhalten, ist die Beteiligung des Bundesrats aufgrund der berührten Länderinteressen zwingend vorzusehen.

64. Zu Artikel 1 Nummer 125 (§ 98 Absatz 1,
Absatz 2 und
Absatz 3 Satz 1 EEG)

In Artikel 1 Nummer 125 ist § 98 wie folgt zu ändern:

a) Absatz 1 ist wie folgt zu fassen:

„(1) Die Länder berichten dem Sekretariat des Kooperationsausschusses jährlich spätestens bis zum 31. August, beginnend ab 2022, über den Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien, insbesondere den Stand der Genehmigung von Windenergieanlagen an Land (Anzahl und Leistung der Windenergieanlagen an Land), auch mit Blick auf die Dauer von Genehmigungsverfahren (Antragstellung bis Genehmigungserteilung).“

b) In Absatz 2 sind nach dem Wort „Oktober“ die Wörter „ , beginnend ab 2022“ einzufügen.

c) In Absatz 3 Satz 1 sind nach dem Wort „Dezember“ die Wörter „ , beginnend ab 2022“ einzufügen.

Begründung:

Zur Abschätzung der künftigen Entwicklung des Windenergieausbaus ist der Stand der Genehmigung von Windenergieanlagen ausreichend. Daten zur Flächenverfügbarkeit enthalten zu viele Unsicherheiten, um daraus Prognosen abzuleiten. Zudem würden die geforderten Daten einen sehr großen bürokratischen Aufwand bedeuten, ohne jedoch einen bedeutenden Mehrwert hinsichtlich möglicher Schlussfolgerungen zum künftigen Ausbau der Windenergie zu generieren.

Nach § 98 Absatz 1 Satz 1 des Gesetzentwurfs müssen die Länder jährlich (erstmalig zum 31. August 2021) eine Vielzahl von Daten und Bewertungen an den Kooperationsausschuss übermitteln. Diese Daten müssen von zahlreichen verschiedenen Stellen innerhalb des Landes (Regionalverbänden, Kommunen,

Verwaltungsgemeinschaften, Landratsämtern, Regierungspräsidien etc.) erhoben und zusammengetragen werden. Zum Beispiel in Baden-Württemberg sind allein 1 101 Kommunen an der Erhebung zu beteiligen. Teilweise müssen die Daten zuerst noch über aufwändige Prüfungen – zum Beispiel zur Eignung von Flächen für die Windnutzung im Sinne des § 98 Absatz 1 Nummer 4 – ermittelt werden, teilweise muss der aktuelle Stand (bei Planentwürfen nach § 98 Absatz 1 Nummer 2) erhoben werden. Ferner bestehen erhebliche praktische Schwierigkeiten dadurch, dass nicht alle raumbezogenen Planwerke in einheitlichen, standardisierten Datenformaten vorliegen. Dies gilt vor allem für Planentwürfe, aber auch geltende Pläne sowie Flächen nach § 98 Absatz 1 Nummer 4. Aus diesen Gründen verursachen die vorgesehenen Berichte einen ganz erheblichen Verwaltungs- und Zeitaufwand, der bis zum 31. August 2021, das heißt innerhalb von maximal sechs Monaten nach Inkrafttreten des Gesetzes nicht zu leisten ist. Die ersten Berichte könnten daher frühestens zum 31. August 2022 übermittelt werden.

65. Zu Artikel 1 Nummer 126 (§ 100 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 – neu – EEG)

In Artikel 1 Nummer 126 ist § 100 Absatz 1 Satz 1 folgende Nummer anzufügen:

- „3. die vor dem 1. Januar 2021 als Pilotwindanlage an Land im Sinne von § 3 Nummer 37 EEG durch das Bundeswirtschaftsministerium oder als Pilotwindenergieanlage auf See im Sinne von § 3 Nummer 6 WindSeeG durch die Bundesnetzagentur festgestellt worden sind.“

Begründung:

Der Bestandsschutz für innovative Pilotanlagen an Land und auf See, die noch nicht in Betrieb genommen worden sind, ist im aktuellen Entwurf nicht mehr gegeben. Bisher ist die Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen entsprechend § 51 Absatz 3 Nummer 4 EEG 2017 auf diese Anlagen nicht anzuwenden. Dieser Passus ist im aktuellen Entwurf nicht enthalten. Die in § 100 Absatz 1 Punkt 2 des aktuellen Entwurfs genannte Ausnahme trifft jedoch auf Pilotanlagen nicht zu, so dass eine Regelungslücke für Pilotanlagen besteht.

66. Zu Artikel 1 Nummer 129 Buchstabe a₁ – neu – (§ 104 Absatz 4 Satz 2a – neu – EEG)

In Artikel 1 Nummer 129 ist nach Buchstabe a folgender Buchstabe einzufügen:

,a₁) In Absatz 4 wird nach Satz 2 folgender Satz eingefügt:

„Das Betreiben im Sinne von Satz 2 wird insbesondere dann unwiderleglich vermutet, wenn nach der vertraglichen Ausgestaltung des Nutzungsrechts die wesentlichen Erzeugungskosten und wirtschaftlichen Risiken für die Erzeugung von dem Letztverbraucher getragen werden.“ ‘

Begründung:

Die bisherige Regelung des § 104 Absatz 4 EEG 2017 hat in den letzten Jahren zu Auslegungsschwierigkeiten in der Rechtsanwendung geführt. Insbesondere war umstritten, wer als Betreiber einer Stromerzeugungsanlage bei bestandsgeschützten Scheibenpachtmodellen anzusehen ist. Der Bundesgerichtshof hat dabei in mehreren Urteilen Kriterien zur Bestimmung des Betreibers einer Stromerzeugungsanlage entwickelt. Danach ist Betreiber einer Stromerzeugungsanlage derjenige, der ohne notwendigerweise Eigentümer zu sein, die tatsächliche Herrschaft über die Anlage ausübt, ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und sie auf eigene Rechnung nutzt und damit das wirtschaftliche Risiko trägt. Bei der Bestimmung des Betreibers der Pachtscheibe ist der übereinstimmende Parteiwille zugrunde zu legen, der allen anderen Auslegungsmethoden vorgeht. Da in der Praxis der Unternehmen niemals alle vorgenannten Kriterien gleich stark ausgeprägt sind, ist eine wertende Gesamtbetrachtung (Kammergericht Berlin, Urteil vom 31. Oktober 2016 – 2 U 78/14 EnWG) anhand des Parteiwillens bei der Ausgestaltung des Nutzungsrechts vorzunehmen. Danach ist eine pachttypische Risikoreduzierung in einzelnen Teilbereichen unschädlich, solange nicht durch die Verschiebung wesentlicher wirtschaftlicher Risiken insgesamt ein anderer als der Scheibenpächter als Träger des wirtschaftlichen Risikos anzusehen ist.

Um die Rechtssicherheit im Bereich der Eigenversorgung zu stärken, sollte § 104 Absatz 4 EEG deshalb um eine unwiderlegbare Vermutungsregelung ergänzt werden, die die Kriterien der oben genannten Rechtsprechung aufgreift und insbesondere in den Fällen, in denen der Betreiber durch die vertragliche Ausgestaltung das wirtschaftliche Risiko übernimmt, die Betreibereigenschaft positiv vermutet wird.

67. Zu Artikel 1 Nummer 129 Buchstabe d (§ 104 Absatz 8 EEG)

In Artikel 1 Nummer 129 ist Buchstabe d wie folgt zu fassen:

,d) Absatz 8 wird wie folgt gefasst:

„(8) Für das Jahr 2020 sind § 61e und § 61f mit der Maßgabe anzuwenden, dass das Unternehmen anstelle des Jahres 2020 auch die durchschnittliche Strommenge der Jahre 2017 bis 2019 zugrunde legen kann.“ ‘

Begründung:

Wenn in den Grundstoffindustrien, wie zum Beispiel der Stahlbranche, in Folge der Corona-Krise aufgrund eines Rückgangs der Eigenstromerzeugung auf Basis von produktionsabhängigem Kuppelgasanfall vorübergehend nur ein geringerer Anteil des Stromverbrauchs durch Eigenstrom abgedeckt werden kann, könnte ein vermehrt erforderlicher Fremdstrombezug zu zusätzlichen EEG-Umlagekosten führen, wenn das Unternehmen nicht die Besondere Ausgleichsregelung in Anspruch nimmt. Dazu sollte, analog zu den bereits vorgesehenen Regelungen zur Besonderen Ausgleichsregelung in § 104 eine Übergangsbestimmung aufgenommen werden.

68. Zu Artikel 2 Nummer 01 – neu – (§ 13 Absatz 6a EnWG)

In Artikel 2 ist Nummer 1 folgende Nummer voranzustellen:

,01. § 13 Absatz 6a wird wie folgt gefasst:

„Die Betreiber von Übertragungsnetzen können mit Betreibern von KWK-Anlagen oder Betreibern von Elektrolyseuren beziehungsweise Wärmepumpen vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung beziehungsweise zur Erzeugung von emissionsarmen Wasserstoff nach Absatz 1 Nummer 2 und Absatz 3 Satz 2 schließen, wenn die Anlage

1. technisch unter Berücksichtigung ihrer Größe und Lage im Netz geeignet ist, zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz effizient beizutragen, und

2. sich im Zeitpunkt des Vertragsabschlusses in einem Gebiet befindet, in dem es zu Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 und 2 beziehungsweise § 14 Absatz 1 kommt.“ ‘

Begründung:

Die bisherige Rechtslage sah vor, dass Betreiber von Übertragungsnetzen mit Betreibern von KWK-Anlagen vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus KWK-Anlagen und gleichzeitigen Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung in Netzausbaugebieten schließen konnten.

Nach der Abschaffung des Netzausbaugebiets sollte das Potenzial der bisherigen Regelung genutzt und für Regionen ermöglicht werden, in denen es zu Redispatch-Maßnahmen aufgrund von Netzengpässen kommt. Außerdem sollte die Regelung technologieoffen ausgestaltet und alle Sektorkopplungstechnologien einbezogen werden, um die emissionsarme Wärmeversorgung und Erzeugung von emissionsarmen Wasserstoff anzureizen.

Ziel ist es, das durch den Gesetzgeber verfolgte Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ konsequent anzuwenden und vertragliche Vereinbarung zwischen Netzbetreibern und dem Anlagenbetreibern zu zuschaltbaren Lasten zu ermöglichen.

69. Zu Artikel 2 Nummer 3 – neu – (§ 118 Absatz 22 Satz 1 EnWG)

Dem Artikel 2 ist folgende Nummer anzufügen:

- ,3. In § 118 Absatz 22 Satz 1 werden die Wörter „31. Dezember 2023“ durch die Wörter „31. Dezember 2030“ ersetzt.‘

Begründung:

Die Änderung bezieht sich auf die Befristung der Regelung zum Nutzen von Überschussstrom aus § 13 Absatz 6a EnWG. Da eine Ausweitung der Regelung auf das gesamte Netzgebiet und auf Elektrolyseure und Wärmepumpen erst mit der Novellierung des EEG zum 1. Januar 2021 in Kraft tritt, wäre eine Befristung bis 2023 zu kurz bemessen.

70. Zu Artikel 14 Nummer 4 Buchstabe a₀ – neu –

(§ 6 Absatz 1 Satz 2 – neu – Innovationsausschreibungsverordnung)

In Artikel 14 Nummer 4 ist Buchstabe a folgender Buchstabe voranzustellen:

„a₀) Dem Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Bestehende Biomasseanlagen gelten am Tag des Zuschlags für eine Innovationsausschreibung als neu in Betrieb genommen.“ ‘

Begründung:

Klarstellung, dass auch bestehende Biogasanlagen an einer Innovationsausschreibung teilnehmen können.

Die Klarstellung entspricht der Regelung in § 39g Absatz 3 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Teilnahme von bestehenden Biomasseanlagen an Ausschreibungsrunden des zweiten Vergütungszeitraumes.

Die Zulässigkeit der Teilnahme von bestehenden Biomasseanlagen an Innovationsausschreibungen, ergibt sich auch aus § 8 Absatz 5 Innovationsausschreibungsverordnung, in der explizit auf die Dauer der fixen Marktprämie für bestehende Biomasseanlagen eingegangen wird.

71. Zum Gesetzentwurf allgemein

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stellt seit über 20 Jahren ein zentrales Element der Energiewende in Deutschland dar. Das EEG war dabei von Anfang an als ein Markteinführungsprogramm konzipiert mit dem Ziel, die Kostendegression verschiedener erneuerbarer Technologien zu forcieren und damit die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien zu erreichen.

Auch wenn die erneuerbaren Energien im derzeit bestehenden Marktdesign in vielen Bereichen auf absehbare Zeit noch einer Förderung bedürfen, muss es langfristiges Ziel sein, dass sich die erneuerbaren Energien in einem Marktsystem selbst finanzieren können. Die Überführung der erneuerbaren Energien in den Markt wird dabei nicht von heute auf morgen erfolgen können. Vielmehr bedarf es einer klug ausgestalteten Übergangsphase, um Investitionssicherheit zu erhalten und den weiteren Ausbau zu stärken.

Der Gesetzentwurf bildet in mehreren Punkten den notwendigen Anpassungsbedarf zur Fortentwicklung des EEG ab, der aus einem intensiven Abstimmungsprozess zwischen Bund und den Ländern hervorgegangen ist. Aus Sicht des Bundesrates hätte die nun vorliegende EEG-Novelle darüber hinaus einen guten Anlass geboten, noch deutlicher die Weichen für die notwendige stärkere Marktintegration und eine gerechtere Finanzierung der erneuerbaren Energien zu stellen und mit einer Abkehr von der inzwischen überkomplexen Umlagefinanzierung des EEG einen signifikanten Beitrag zur Entbürokratisierung zu leisten.

Bedauernswerterweise beschränkt sich der Gesetzentwurf auf eine Vielzahl von Einzelregelungen, die zwar in Teilen – im Hinblick auf das bestehende System – begrüßt werden können, findet dabei aber leider keine hinreichenden Antworten auf die grundsätzliche Frage, wie das Förderregime hin zu mehr Verteilungsgerechtigkeit, Marktintegration und Systemverantwortung für erneuerbare Energien weiterentwickelt werden kann.

72. Zum Gesetzentwurf allgemein

- a) Der Bundesrat begrüßt das Vorhaben der Bundesregierung, den derzeit geltenden Rechtsrahmen für ausgeförderte Erneuerbare-Energien-Anlagen anzupassen und deren weiteren Betrieb über eine Anschlussregelung im EEG sicherzustellen. Für ausgeförderte Anlagen soll gemäß dem Gesetzentwurf ein Anspruch auf vorrangige Einspeisung bis 2027 bestehen. Die damit verbundene zeitlich befristete Vergütung ist jedoch an eine Volleinspeisung ohne Eigenverbrauch gebunden, solange die zugehörige Messstelle der Anlage nicht mit einem intelligenten Messsystem nach dem Messstellenbetriebsgesetz ausgestattet ist. Die Möglichkeiten für den Anlagenbetreiber, den eigenerzeugten Strom selbst verbrauchen zu können, werden dadurch stark eingeschränkt. Zudem entstehen durch die verpflichtende Nachrüstung mit intelligenten Messsystemen Kosten, die den Betrieb solcher Anlagen unter Umständen unrentabel machen könnten. Der Bundesrat bittet daher die Bundesregierung zu prüfen, wie ein unbefristeter Weiterbetrieb der ausgeförderten Anlagen in Kombination mit Eigenverbrauch und Einspeisung sichergestellt und ob im Falle des Eigenverbrauchs bei ausgeförderten Anlagen auf die verpflichtende Installation von intelligenten Messsystemen verzichtet werden könnte.

- b) Der vorliegende Gesetzentwurf sieht vor, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 Kilowatt mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden müssen, damit der Netzbetreiber die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln kann. Diese Regelung wäre für die Prosumer, die ihre kleinen Anlagen zur Eigenversorgung nutzen, mit einem zusätzlichen Kostenaufwand verbunden, der den Betrieb solcher Anlagen aufgrund der anfallenden Installationskosten sowie jährlichen Betriebskosten für die intelligenten Messsysteme unrentabel machen könnte. Zudem könnte dies die Nachfrage der Verbraucherinnen und Verbraucher nach kleinen Erneuerbare-Energien-Anlagen zur eigenständigen Stromversorgung erheblich beeinträchtigen. Des Weiteren soll gemäß Richtlinie (EU) 2018/2001 Artikel 21 eigenerzeugte Elektrizität keinen diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Verfahren unterworfen werden. Der Bundesrat bittet daher die Bundesregierung zu prüfen, wie Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 7 Kilowatt von der Einbauverpflichtung intelligenter Messsysteme ausgenommen werden könnten.
- c) Der Bundesrat nimmt die überarbeiteten Regelungen zum Mieterstrom zur Kenntnis und weist darauf hin, dass das EEG sowie insbesondere auch das Mieterstromgesetz noch weitere Potenziale bieten, um die rechtlichen Rahmenbedingungen für Mieterstrommodelle zu verbessern und bestehende bürokratische Hürden abzubauen. Gerade für die Quartiersentwicklung wäre die Mieterstromlieferung auch an benachbarte Gebäude ohne installierte Anlagen wünschenswert. Darüber hinaus ermöglichen Steckersolar-Geräte Mieterinnen und Mietern Solarenergie selbst zu erzeugen und zu nutzen und damit einen aktiven Beitrag zur Energiewende zu leisten. Zudem bestehen nach wie vor unterschiedliche Förderbedingungen für Mieterstrom und Eigenstrom. Der Bundesrat bittet daher die Bundesregierung zu prüfen, wie eine Gleichstellung von Mieterstrom und Eigenstrom erreicht, bürokratische Hürden, die einer Verwendung von Steckersolar-Geräten entgegenstehen, abgebaut und die Begrifflichkeit „unmittelbar räumlicher Zusammenhang“ im Sinne der Mieterstromnutzung durch benachbarte Gebäude im nicht unmittelbar räumlichen Zusammenhang sowie der Quartiersentwicklung erweitert werden könnte.

73. Zum Gesetzentwurf allgemein

- a) Der Bundesrat betont die besondere Bedeutung, die die Stromerzeugung von privaten Haushalten für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien hat. Um bestehende Flächenpotenziale bestmöglich zu erschließen, ist es erforderlich, dass sich auch weiterhin eine große Zahl von Privatpersonen für die Errichtung von regenerativen Erzeugungsanlagen entscheidet. Dies gilt insbesondere im Bereich der Photovoltaik. Zudem hebt der Bundesrat hervor, dass Anlagen in privaten Haushalten auch einen wichtigen Beitrag zur Akzeptanzsteigerung leisten können, da sie Verbrauchern eine direkte Beteiligung an der Energiewende ermöglichen.
- b) Vor diesem Hintergrund beobachtet der Bundesrat mit Sorge, dass sich die von der Bundesregierung geplante Ausweitung der Einbaupflicht für intelligente Messsysteme auf sehr kleine Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung ab 1 kW negativ auf den Zubau von privaten Erzeugungsanlagen auswirken könnte. Aus Sicht des Bundesrates besteht durch die mit der neuen Messtechnik verbundenen deutlich höheren Kosten für den Messstellenbetrieb die Gefahr, dass viele kleine Anlagen unwirtschaftlich werden.
- c) Sofern an der geplanten Ausweitung der Einbaupflicht festgehalten wird, fordert der Bundesrat die Bundesregierung daher auf, kleine Anlagen vor unverhältnismäßig hohen Kosten für den Messstellenbetrieb zu schützen und im Messstellenbetriebsgesetz eine eigene Preisobergrenze für Pflichteinbaufälle zwischen 1 und 7 Kilowatt zu schaffen. Nach Überzeugung des Bundesrates muss diese Grenze die bisherige Kostenstaffelung fortschreiben und somit deutlich niedriger angesetzt werden als die Preisobergrenze, die für die aktuell kleinste vom Pflichteinbau betroffene Anlagengruppe zwischen 7 und 15 Kilowatt vorgesehen ist.
- d) Darüber hinaus fordert der Bundesrat die Bundesregierung auf, eine Ausgleichsregelung für besondere Härtefälle zu schaffen, in denen die durch die Ausweitung der Einbaupflicht verursachten Kosten erheblich über das Entgelt für den Messstellenbetrieb hinausgehen. Dies kann beispielsweise der Fall sein, wenn bei Bestandsanlagen vor Einbau des intelligenten Messsystems zusätzlich ein Umbau des Zählerschranks erforderlich ist. Aus Sicht des Bundesrates wäre insbesondere ein Förderprogramm des Bundes ein geeignetes Mittel, um Anlagenbetreiber vor solchen Zusatzbelastungen zu schützen.

- e) Des Weiteren weist der Bundesrat darauf hin, dass für alle Bestandsanlagen, die von einer Nachrüstung mit intelligenten Messsystemen betroffen sind, angemessene Übergangsfristen sicherzustellen sind. Diese sind im Gesetzentwurf im Grundsatz bereits angelegt, eine Klarstellung sollte aus Sicht des Bundesrates allerdings noch für jene Haushalte erfolgen, die über eine ausgeführte Anlage verfügen, den Strom weiterhin ins Netz einspeisen und zugleich einen Teil des erzeugten Stroms selbst verbrauchen möchten. Um sowohl den Betreibern der Anlagen als auch den zuständigen Messstellenbetreibern einen geordneten Übergang mit ausreichend planerischem Vorlauf zu ermöglichen, sollten aus Sicht des Bundesrates auch hier entsprechende Übergangsregelungen gewährleistet werden.

74. Zum Gesetzentwurf allgemein

- a) Um die nationalen und internationalen klima- und energiepolitischen Ziele zu erreichen, ist der Ausbau der Offshore-Windenergie unverzichtbar. Der Bundesrat begrüßt daher die neuen Ausbauziele für Offshore Wind mit 20 Gigawatt im Jahr 2030 und mit 40 Gigawatt im Jahr 2040. Damit wird dem Ausbau der Offshore Windenergie auch in deutschen Hoheitsgewässern eine langfristige Perspektive eröffnet.
- b) Die sinnvolle neue Ausbau-Perspektive sollte durch das Entzerren der Ausschreibungs- und damit der Realisierungstermine für den Offshore Wind-Zubau unterstützt werden, so dass der Zubau von Offshore Windparks schon ab 2025 wieder an Fahrt gewinnt und nicht erst ab 2029. Das sichert nicht nur den Zubau an, sondern schafft auch Sicherheit für Unternehmen und Arbeitsplätze in der Offshore Wind-Branche.
- c) Darüber hinaus bekräftigt der Bundesrat die Bitte an die Bundesregierung, die Einführung der sogenannten 2. Gebotskomponente noch einmal zu überdenken und stattdessen das System der zweiseitigen Differenzverträge („Contracts for Difference“) zu prüfen, um die hohen Investitionen in Offshore Windparks sinnvoll abzusichern, die Ausbaurkosten durch die Senkung der Finanzierungskosten zu senken, den Zubau der für die Energiewende notwendigen Offshore Wind-Leistung sicher zu ermöglichen und für die europäische Zusammenarbeit in der Energiewende einheitliche Vergütungsmodelle zu schaffen.

- d) Zudem sollten im Küstenmeer der Ostsee bereits genehmigte Projekte zeitnah umgesetzt werden können, auch um die Offshore Wind-Branche mit ihren Beschäftigten und ihrer Wertschöpfung in ganz Deutschland zu unterstützen. Der Bundesrat fordert die Bundesregierung daher auf, eine Regelung im „Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (WindSeeG)“ zu schaffen, die es ermöglicht, diese Windparks kurzfristig rechtsicher zu errichten, um die vorhandenen Potenziale der Offshore Windenergie zu realisieren und so Arbeitsplätze und Unternehmen in Deutschland gerade in den aufgrund der Corona-Pandemie wirtschaftlich schwierigen Zeiten zu sichern.

75. Zum Gesetzentwurf allgemein

- a) Der Bundesrat begrüßt, dass mit dem vorliegenden Gesetzentwurf das Ziel der Treibhausgasneutralität von Erzeugung und Verbrauch des gesamten Stroms in Deutschland bereits vor dem Jahr 2050 angestrebt wird.
- b) Der Bundesrat begrüßt ebenso die vorgeschlagene Regelung, wonach die Errichtung von EE-Anlagen im öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient.
- c) Aus Sicht des Bundesrates reichen die Ausbaupfade jedoch nicht aus, um das Ziel eines Anteils von 65 Prozent Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch tatsächlich zu erreichen, weil der zugrunde gelegte Bruttostromverbrauch von 580 Terawattstunden in 2030 zu niedrig angesetzt ist. Der Bundesrat stellt fest, dass der Strombedarf aufgrund der Sektorkopplung und der Elektrifizierung von industriellen Fertigungsprozessen auf bis zu 750 Terawattstunden ansteigen könnte (siehe Dena-Leitstudie, Studie des EWI von 2020).
- d) Vor diesem Hintergrund fordert der Bundesrat die Bundesregierung auf, eine Anpassung der Ausbaupfade für die Erneuerbaren Energieträger vorzulegen, damit eine für alle Akteure planungssichere Erreichung des 65 Prozent-Ziels bis zum Jahr 2030 sichergestellt wird. Der Bundesrat hält dafür eine deutliche Steigerung des Ausbaus der Windenergie an Land auf durchschnittlich 5 Gigawatt pro Jahr sowie der Photovoltaik auf durchschnittlich 10 Gigawatt pro Jahr für den Zeitraum 2021 bis 2030 für erforderlich.

- e) Der Bundesrat nimmt zur Kenntnis, dass die Bundesregierung beabsichtigt, im Wege einer Verordnung ohne Beteiligung des Bundesrates nachzusteuern, sofern sie Fehlentwicklungen bei der Zielerreichung feststellt. Der Bundesrat ist jedoch der Auffassung, dass insbesondere die vorgesehene Neufestsetzung des Ausbaupfades sowie der Ausschreibungsvolumina wesentliche Regelungsinhalte des EEG darstellen, die damit einem Parlamentsgesetz vorbehalten wären und auch unmittelbar die Länderinteressen berühren.
- f) Der Bundesrat begrüßt die bundeseinheitliche Möglichkeit einer Windenergieabgabe zugunsten der Kommunen. Der Bundesrat hält es jedoch aus Rechtsanwendersicht für erforderlich, in der Regelung das Kriterium der Betroffenheit einer Kommune sowie die mögliche Verteilung auf verschiedene Kommunen deutlicher herauszustellen.
- g) Der Bundesrat bedauert, dass der Gesetzentwurf keine Regelungen zugunsten lokal verankerter Bürgerenergiegesellschaften enthält. Die Besserstellung im geltenden EEG 2017, wonach für Bürgerenergiegesellschaften das Einheitspreisverfahren gilt, wird als nicht ausreichend betrachtet.
- h) Der Bundesrat hält einen bundesweiten Ausbau der Erneuerbaren Energien für erforderlich. Insoweit unterstützt der Bundesrat die für die Windenergie an Land vorgesehene Regionalisierung in Form einer Anpassung des Zuschlagsverfahrens (Südquote in Höhe von 15 Prozent sowie 20 Prozent ab 2024) sowie die Einführung eines Korrekturfaktors für einen 60 Prozent Standort. Für einen bundesweiten Ausbau der Erneuerbaren Energie spricht der Bundesrat sich ergänzend dafür aus, auch für die Stromerzeugung aus Solarenergie ein Referenzertragsmodell einzuführen, welches die regional unterschiedliche solare Strahlungsintensität berücksichtigt. Der Bundesrat fordert zudem, die für die Stromerzeugung aus Bioenergie vorgesehene Quote von 50 Prozent aufzuheben und analog zur Südquote für die Windenergie an Land auszugestalten.
- i) Der Bundesrat stellt fest, dass ein Repowering, das heißt der Ersatz alter durch neue Windenergieanlagen, beim weiteren Ausbau der Windenergie grundsätzlich Priorität hat. Um das Repowering zu befördern, setzt sich der Bundesrat dafür ein, hierfür geeignete Standorte im Rahmen der beihilferechtlichen Rahmenbedingungen (De-Minimis-Regeln) von Ausschreibungen auszunehmen, Sonderkontingente im Rahmen der Ausschreibungen

auszuweisen oder durch einen Repowering-Bonus für eine Besserstellung dieser Anlagen auf infrastrukturell erschlossenen und überwiegend akzeptierten Standorten Sorge zu tragen.

- j) Der Bundesrat begrüßt grundsätzlich, dass der Gesetzentwurf eine Anschlussregelung für ausgeforderte Anlagen vorsieht, sieht hier aber auch Anpassungsbedarf. Vor dem Hintergrund, dass bis 2025 bundesweit Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von rund 16 Gigawatt ihr Förderende erreichen, sind für Anlagen größer als 100 Kilowatt Regelungen über das Jahr 2021 hinaus erforderlich. Der Bundesrat verweist dazu auf seinen Beschluss vom 3. Juli 2020 (BR-Drucksache 277/20 (Beschluss)), worin er die Notwendigkeit betont, für Windenergieanlagen, bei denen unter den derzeitigen Voraussetzungen ein standortgleicher Ersatz durch eine Neuanlage aus planungsrechtlichen Gründen nicht möglich und baurechtlich ein Weiterbetrieb zulässig ist, wirtschaftliche Perspektiven zu eröffnen.
- k) Der Bundesrat begrüßt, dass der Gesetzentwurf im EEG Verbesserungen für den so genannten „Mieterstrom“ enthält. Der Bundesrat weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass steuerrechtliche Regelungen für Wohnungsunternehmen Mieterstrommodelle hemmen. Der Bundesrat fordert die Bundesregierung daher auf, die Regelungen in § 9 Nummer 1 Satz 2 ff. GewStG und § 5 Absatz 1 Nummer 10 KStG zu prüfen.
- l) Der Bundesrat bedauert, dass der Gesetzentwurf keine eigenständige Definition von Energiespeichern enthält und die bestehenden Regelungen und Ausnahmetatbestände für die Speicherung von Strom weiterhin durch große Komplexität geprägt sind. Damit Speichertechnologien ihr großes Potenzial für eine Flexibilisierung des Stromsystems entfalten können, fordert der Bundesrat eine einheitliche Einordnung und Definition der Speicher sowohl im EEG als auch im EnWG.
- m) Der Bundesrat nimmt den beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt für die Förderung der Neuanlagen sowie der geänderten Förderung für Bestandsanlagen zur Kenntnis. Der Bundesrat weist darauf hin, dass Standorte in den Ländern mit einer Stromproduktion aus Anlagen, die Ablaugen der Zellstoffherstellung einsetzen, zwingend Rechtssicherheit benötigen. Der Bundesrat fordert die Bundesregierung in diesem Zusammenhang daher nachdrücklich auf, mit der Europäischen Kommission auch zu dem

Regelungsinhalt des § 104 Absatz 3 EEG 2017 betreffend die Verlängerung des eigentlich 20-jährigen Vergütungszeitraums Rechtssicherheit herbeizuführen oder alternativ eine Lösung zu finden, die einer beihilferechtlichen Zustimmung der Europäischen Kommission nicht bedarf.

- n) Der Bundesrat begrüßt, dass die Bundesregierung die Notwendigkeit einer Anschlussförderung von Güllekleinanlagen aufgreift. Um bestehenden Biogasanlagen, die auf die Güllevergärung umsteigen möchten, eine Perspektive zu geben, sollte eine Anschlusslösung bereits im EEG verankert und nicht dem Verordnungswege überlassen werden. Grundsätzlich sollte hier auf die Bemessungsleistung der Anlagen abgestellt werden.
- o) Der Bundesrat bedauert, dass der Gesetzentwurf keinen Änderungsvorschlag zur Verbesserung der Grünstromvermarktung bei geförderten Anlagen aufzeigt. Der Bundesrat spricht sich daher dafür aus, eine Gesetzesänderung zur Nutzung von Herkunftsnachweisen zu prüfen.

76. Zum Gesetzentwurf allgemein

- a) Der Bundesrat stellt fest, dass der Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes dringend erforderliche Klarstellungen, aber wenige Verbesserungen enthält. In der Gesamtschau führt er neue Hindernisse für den Ausbau der Erneuerbaren ein, setzt unzureichende Impulse für technische Innovationen und beschreibt nicht den zur Erreichung der Klimaschutzziele nötigen Pfad für den Ausbau der Erneuerbaren Energien.
- b) Der Bundesrat weist darauf hin, dass der Prämisse des Gesetzentwurfes offenbar eine sehr unwahrscheinliche Annahme zugrunde liegt. Der für das Jahr 2030 angenommenen Bruttostromverbrauch von 580 Terawattstunden entspricht dem heutigen. Unter Berücksichtigung der Verbräuche im Bereich Elektromobilität und Wärme/Kälte, der zunehmenden Digitalisierung sowie des beabsichtigten Aufbaus von Elektrolysekapazitäten ist jedoch von einem steigenden Strombedarf auszugehen, trotz aller Anstrengungen und künftigen Erfolge zur Verbesserung der Energieeffizienz im Stromsektor. Der Bundesrat fordert im weiteren Verfahren daher zu realistischen Annahmen auf und bittet, die Ausbaupfade und Ausbaumengen entsprechend anzupassen, damit mindestens das angestrebte Ziel von 65 Prozent

Erneuerbarer Energien im Stromsektor in 2030 erreicht werden kann. Es muss sichergestellt werden, dass die Zubaumengen aller EE-Technologien für das Jahr 2030 unter Berücksichtigung von Sektorkopplungseffekten kontinuierlich angepasst werden.

- c) Der Bundesrat stellt fest, dass zur Erreichung der Ausbauziele eine hinreichende Flächenverfügbarkeit maßgeblich ist. Daher fordert der Bundesrat im weiteren Verfahren dazu auf, bundesweite Vorgaben für eine verbindliche Sicherung von Flächen zur Nutzung von Windenergie an Land und Freiflächen-PV zu erarbeiten. Um bundesweit eine den Ausbauzielen entsprechende Flächenbereitstellung zu gewährleisten, sind über die im EEG vorgesehenen Regelungen hinaus Änderungen im Raumordnungsrecht in Verbindung mit robusten Flächenzielen dringend erforderlich. Der im Gesetzentwurf angelegte Koordinierungsmechanismus wird insofern als Austauschformat begrüßt, kann jedoch alleine nicht die notwendige Wirkung entfalten. Zur Gewährleistung einer reibungslosen Umsetzung des Koordinierungsmechanismus bittet der Bundesrat die Bundesregierung um frühzeitige Abstimmung zur Methodik der Datenerhebung.
- d) Der Bundesrat begrüßt grundsätzlich, dass der Gesetzentwurf eine Regelung zur finanziellen Beteiligung von Kommunen an neuen Windparks vorsieht. Gleichzeitig wird darauf hingewiesen, dass mit der Regelung einer freiwilligen Abgabe nicht sichergestellt ist, dass diese Abgabe an jedem neuen Projektstandort und in gleichem Maße gezahlt wird. Der Bundesrat fordert daher im weiteren Verfahren, das Beteiligungsmodell, wie im Rahmen des Vermittlungsausschusses im Dezember 2019 verabredet, zu überarbeiten, um insbesondere die Planungssicherheit von Kommunen zu erhöhen.
- e) Der Bundesrat begrüßt das Bestreben der Bundesregierung, die weitere Digitalisierung und hierdurch auch die Flexibilisierung des Stromsystems voranzutreiben. Er bedauert jedoch, dass der vorgelegte Entwurf damit dem Ziel des Erhalts der Akteursvielfalt zuwiderläuft. So werden Kleinanlagenbetreiber überfordert, in dem der Strombezug für Prosumer durch neue Bilanzierungsvorgaben und Anforderungen an die Fernsteuerung sowie bei intelligenten Messschnittstellen unwirtschaftlich wird. Insbesondere bei kleinen Anlagen steht der Nutzen intelligenter Messsysteme in keinem Verhältnis zu den damit verbundenen Kosten. Um die Akzeptanz und den Beitrag der Bürgerinnen und Bürger zum Ausbau der Erneuerbaren und

zum Klimaschutz zu erhalten und zu stärken, bittet der Bundesrat die genannten Regelungen im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu streichen oder zumindest im genannten Sinne grundlegend zu überarbeiten.

- f) Der Bundesrat stellt fest, dass die im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Ausbaumengen für Photovoltaik in allen Ausschreibungssegmenten und im Rahmen des Zielkorridors für den atmenden Deckel zu gering angesetzt sind. Um das Ausbauziel von mindestens 65 Prozent EE-Strom in 2030 zu erreichen, ist nach Auffassung des Bundesrates zumindest eine Verdoppelung der jährlichen Zubaumengen gegenüber den im Gesetzentwurf vorgeschlagenen erforderlich. Die Aufnahme eines separaten Ausbauziels für PV-Anlagen auf und an Gebäuden und Bauwerken ist nach Überzeugung des Bundesrates ein flächeneffizientes, umweltfreundliches und kostengünstiges Mittel zur Umsetzung.
- g) Der Bundesrat kritisiert, dass die Möglichkeiten des Eigen- und Direktstromverbrauches mit dem vorliegenden Gesetzentwurf stark zurückgedrängt werden. Er fordert die Bundesregierung auf, die durch die Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) gemachten Vorgaben umzusetzen, Anlagen bis zu einer Leistung von mindestens 30 Kilowatt von Umlagen und Abgaben zu befreien, und weitere Hemmnisse beispielsweise im Steuerrecht zu beseitigen. So sollen effektive Anreize für die dezentrale Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gesetzt werden.
- h) Der Bundesrat begrüßt die Einführung eines eigenen Ausschreibungssegments für sehr große Dachanlagen. Der Ausbau der Dachflächen-PV muss wegen der räumlichen Nähe von Stromverbrauch und Stromerzeugung auch und gerade in den Städten angereizt und verbessert werden. Der Bundesrat fordert daher im weiteren Verfahren dazu auf, den Schwellenwert für die Ausschreibungspflicht von Dachflächen-Photovoltaikanlagen von 500 Kilowatt auf 750 Kilowatt anzuheben und somit Dach- und Freiflächen gleich zu behandeln. Es ist außerdem unverständlich, dass die vorgesehene Ausschreibungsmenge geringer ausfällt, als der derzeitige Zubau in diesem Segment. Es sind dafür größere (anfangs mindestens doppelte) und schneller ansteigende Ausschreibungsmengen festzulegen als bisher vorgesehen. Der Bundesrat stellt fest, dass die Einführung der Ausschreibungspflicht für Gebäudesolaranlagen in Verbindung mit dem Verbot der Eigenstromnutzung eine weitere unnötige Hürde beim Ausbau der Solarenergie in Ballungsräumen darstellt. Der Bundesrat bittet im weiteren Verfahren

sowohl die Eigenstromnutzung, als auch die Bereitstellung von Mieterstrom aus Anlagen, deren anzulegender Wert innerhalb einer Ausschreibung ermittelt worden ist, zu ermöglichen.

- i) Der Bundesrat begrüßt, dass mit der EEG-Novelle die Mieterstromförderung in Teilen angepasst werden soll. Der Bundesrat bedauert aber, dass es für Mieterstromprojekte im Wesentlichen bei der unübersichtlichen und bürokratischen Regelungskulisse bleibt. Es wird deshalb gebeten, im weiteren Verfahren die Regelungskulisse für Mieterstromprojekt so unkompliziert und übersichtlich zu gestalten, dass Initiativen von Mieterinnen und Mietern, Eigentümerinnen und Eigentümer von Mietshäusern, Wohnungsbaugesellschaften und andere Akteure zur Umsetzung von Mieterstromprojekten und innovativen Quartiersmodellen ermutigt werden. Die Grenze von 100 Kilowatt für Mieterstromprojekte und der jährliche 500 Megawatt-Deckel für Mieterstrom sollten gestrichen werden. Zur Ermöglichung von Quartiersmodellen bedarf es unter anderem einer Klarstellung hinsichtlich der zulässigen Wohneinheitenzahl und der Auslegung der Begriffe des öffentlichen Netzes und der Kundenanlage. Ferner ist auch die Nutzung von Mieterstrom auf Nichtwohngebäuden zu ermöglichen.
- j) Der Bundesrat fordert im weiteren Verfahren dazu auf, im Wege einer Verordnungsermächtigung es den Ländern zu ermöglichen, die Flächenkulisse für den Ausbau von Freiflächen-Photovoltaik auf sogenannten „benachteiligten Gebieten“ auch für Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 750 Kilowatt zu öffnen.
- k) Der Bundesrat stellt fest, dass keine geeigneten Rahmenbedingungen für innovative Ansätze einer Photovoltaiknutzung, wie Agro-Photovoltaik, schwimmende Photovoltaik oder auf großen Parkplatzflächen, vorgesehen sind. Mit dem Gesetzentwurf wird insoweit die Chance vertan, innovativen Technologien mit vielfältigen Synergieeffekten Vorschub zu leisten und dadurch die Harmonisierung verschiedener Flächennutzungen zu befördern. Um diese Entwicklung zu unterstützen, fordert der Bundesrat im weiteren Verfahren zeitnah geeignete Rahmenbedingungen zu schaffen.
- l) Der Bundesrat stellt fest, dass der Gesetzentwurf unzureichende Regelungen zur Sicherung Erneuerbarer Kapazitäten vorsieht, bei denen die Vergütung endet. Er bittet daher im vorliegenden Gesetzentwurf, geeignete Regelungen vorzusehen, die unmittelbar Planungssicherheit für die

Anlagenbetreiber gewährleistet. Der Weiterbetrieb der Anlagen ist von erheblicher Bedeutung, um die Einhaltung der Klimaschutzziele sicherzustellen und einen Netto-Abbau von Erzeugungskapazitäten zu vermeiden. Da langfristige Lösungen wie beispielsweise ein Repowering nicht an jedem Standort umsetzbar sind, müssen insbesondere die Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung verbessert werden, beispielsweise über die Eröffnung besserer Vermarktungsoptionen für die Grünstromeigenschaft durch Herkunftsnachweise.

- m) Der Bundesrat lehnt die vorgesehenen Änderungen bei der Reduzierung der Förderung auf Null im Fall von negativen Börsenstrompreisen ab. Sie führen dazu, dass die fluktuierenden, nicht-steuerbaren Erzeugungsformen teurer und risikoreicher werden. Die Folgen könnten sein, dass in den Ausschreibungen höhere Förderbeträge geboten werden aber auch, dass zunehmend kleinere Betreiber aus dem Markt gedrängt werden, da diese das Risiko nicht auf zahlreiche Projekte streuen können. Insbesondere ist auch die Absenkung der Grenze der Anlagengröße auf 100 Kilowatt, ab der der Zahlungsanspruch auf null gesenkt wird, als zu weitgehend anzusehen. Dies trifft insbesondere PV-Aufdachanlagen, deren anzulegenden Werte nicht auf diese Mindereinnahmen hin bemessen sind. Der Bundesrat bittet daher darum, im weiteren Verfahren die Neuregelung solange auszusetzen, bis hinreichende Rahmenbedingungen für die Flexibilitätsmärkte geschaffen sind, die entsprechend der Begründung des Gesetzentwurfes „für den weiteren Erneuerbaren-Ausbau dringend gebraucht werden.“
- n) Der Bundesrat hält es für erforderlich, dass das Umlagen-, Steuer- und Abgabensystem im Energiesektor grundsätzlich überarbeitet und dabei sektorenkopplungsfreundlich, dekarbonisierungsorientiert und technologieoffen fortentwickelt wird. Durch die vorgesehene Regelung zur Reduktion der EEG-Umlage für Elektrolyseure dürfen andere Sektorenkopplungstechnologien im Wettbewerb nicht benachteiligt werden (Level-Playing-Field). Keinesfalls darf durch diese Maßnahme die EEG-Umlage für den nichtprivilegierten Verbrauch weiter steigen. Im Gegenteil muss eine allgemeine, zügige und deutliche Absenkung, die aus steigenden Einnahmen der CO₂-Bepreisung finanziert wird, das Ziel sein.

77. Zum Gesetzentwurf allgemein

- a) Der Bundesrat stellt fest, dass Modelle für den industriellen Grünstrombezug neue Zukunftsperspektiven für die Wirtschaft und den Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie bieten, wenn die notwendigen regulatorischen Möglichkeiten zur systemdienlichen, regenerativen Eigen- und Direktstromversorgung geschaffen werden.
- b) Der Bundesrat weist darauf hin, dass neue EE-Anlagen, die trotz gesetzlichem Anspruch keine EEG-Vergütung erhalten, das EEG-System entlasten und große Potentiale zur kurzfristigen Reduzierung der Treibhausgase an industriellen Standorten bieten.
- c) Der Bundesrat fordert die Bundesregierung daher auf, eine umfassende EEG-Umlageentlastung für Eigen- und Direktstrombezug außerhalb der Vergütung nach EEG und für Strom aus EE-Anlagen, die zukünftig aus der EEG-Förderung fallen und über Power-Purchase-Agreements vertraglich gebunden werden, umzusetzen.

78. Zum Gesetzentwurf allgemein

- a) Der Bundesrat begrüßt die im Klimaschutzprogramm 2030 und in der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung angekündigte Befreiung von grünem Wasserstoff von der EEG-Umlage. Die Umlagebefreiung der Wasserelektrolyse ist Grundvoraussetzung für den Hochlauf einer großmaßstäblichen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. Sie muss mit der laufenden EEG-Novelle 2021 rechtssicher umgesetzt werden.
- b) Der Bundesrat weist darauf hin, dass eine mögliche Einbeziehung der Wasserelektrolyse in die bestehende Besondere Ausgleichsregelung des EEG nur eine begrenzte Planungssicherheit für Investoren schafft, da die Umlageentlastung von Jahr zu Jahr neu beantragt werden müsste. Zudem ist die Besondere Ausgleichsregelung an einen bestimmten Mindestverbrauch von Strom geknüpft, so dass kleine, dezentrale Lösungen ausgeschlossen würden.

- c) Der Bundesrat fordert deshalb, im Rahmen der laufenden EEG-Novelle 2021 auch eine vollständige gesetzliche Befreiung der Wasserelektrolyse von der EEG-Umlage zu prüfen, die den Grundsätzen der Verfassungs- und Beihilferechtskonformität hinreichend Rechnung trägt.

Begründung:

Die Entlastung des Stromverbrauchs für die Produktion von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse von der EEG-Umlage ist für die weitere Entwicklung und den Ausbau der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland unabdingbar. Sie muss im Rahmen der laufenden EEG-Novelle 2021 rechtssicher umgesetzt werden, da Deutschland ansonsten international bei Wasserstofftechnologien ins Hintertreffen geraten würde - zu Lasten des Wirtschaftsstandorts und des Klimaschutzes.

Die Besondere Ausgleichsregelung im EEG ist in ihrer jetzigen Form nur bedingt geeignet, um Neuinvestitionen in Anlagen zur Wasserstoffproduktion zu ermöglichen. Insofern sollte die Alternative einer vollständigen gesetzlichen Befreiung der Wasserelektrolyse von der EEG-Umlage geprüft werden, die verfassungs- und beihilferechtlich gangbar ist.