

## **Referentenentwurf**

### **des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie**

#### **Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes und weiterer Bestimmungen des Energierechts**

(EEG-/KWKG-Änderungsgesetz)

#### **A. Problem und Ziel**

Die Reformen in den vergangenen Jahren im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017), im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) haben wesentlich dazu beigetragen, dass die Energiewende für alle Beteiligten planbarer und kosteneffizienter geworden ist. Die erneuerbaren Energien wurden durch die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung in den Strommarkt integriert und durch die weitgehende Umstellung der Förderung auf Ausschreibungen konnten die Kosten für neue Wind-, Solar- und KWK-Anlagen deutlich gesenkt werden.

Gerade die Einführung von Ausschreibungen war ein Paradigmenwechsel. Erstmals wurde die Förderhöhe für erneuerbare Energien und KWK-Anlagen wettbewerblich am Markt bestimmt. Die durchschnittlichen Zuschlagswerte für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen ist stark gesunken. Die zulässigen Höchstwerte für Ausschreibungen werden angepasst, um dieser Entwicklung Rechnung zu tragen. Daneben werden durch dieses Gesetz einige europäische Vorgaben umgesetzt. So wurde mit der Europäischen Kommission eine Einigung über eine beihilfekonforme Kapazitätsreserve erzielt, die einige Änderungen im EnWG erforderlich macht.

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist ein wichtiger Baustein der Energiewende im Strom- und Wärmesektor. Damit das so bleibt, soll die KWK weiterentwickelt und umfassend modernisiert werden, so dass sie im Rahmen der Energiewende eine Zukunft hat. Bereits zuvor sind allerdings zeitkritische Anpassungen der Förderung aufgrund des Europäischen Beihilferechts notwendig, denn es verbietet die Überförderung: [Aktualisierungsvorbehalt, Einigung mit der Europäischen Kommission steht noch aus: Die reduzierte EEG-Umlage für neue KWK-Anlagen, die der Eigenversorgung dienen, führt nach den Maßstäben des Beihilferechts zu einer Überförderung bei einigen Anlagentypen. Deshalb wird die entsprechende Regelung angepasst]. Im KWKG wird zudem die Förderung von KWK-Bestandsanlagen abgesenkt. Hier hat die Evaluierung der Fördersätze gezeigt, dass KWK-Bestandsanlagen insbesondere aufgrund der deutlich niedrigeren Gaspreise überfördert sind. Durch die Absenkung der Fördersätze wird die Überförderung behoben.

Darüber hinaus werden im EnWG die Regelungen zum Netzanschluss an das L-Gasnetz angepasst, um die notwendige Umstellung der Versorgung von L- auf H-Gas zu unterstützen. Dies ist erforderlich, weil L-Gas nur noch begrenzt zur Verfügung steht.

Im WindSeeG und im SeeAnlG werden sowohl planungs- als auch zulassungsrechtliche Änderungen vorgenommen, um auch die Errichtung von Windenergieanlagen auf See, die nicht an das Netz angeschlossen sind, zu ermöglichen.

#### **B. Lösung**

Durch dieses Gesetz werden das EEG 2017, das EnWG, das KWKG, das WindSeeG und das SeeAnlG punktuell verändert. Die Grundstruktur aller Gesetze und die Förderschwerpunkte des EEG 2017 und des KWKG bleiben erhalten.

Im EEG 2017 werden die Höchstwerte in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen abgesenkt. [Aktualisierungsvorbehalt, Einigung mit der Europäischen Kommission steht noch aus: Darüber hinaus werden die Regelungen für die Befreiung von neuen KWK-Anlagen von der EEG-Umlage an die europäischen Vorgaben angepasst.]

Im KWKG wird die Förderung von KWK-Bestandsanlagen entsprechend dem Ergebnis der Evaluierung nach § 34 Absatz 1 KWKG abgesenkt. Daneben erfolgen einige redaktionelle Korrekturen und Klarstellungen. Insbesondere wird der Anwendungsbereich der Bestandsanlagenförderung klarer gefasst und so der beihilferechtliche Genehmigungsbeschluss der Europäischen Kommission umgesetzt.

Im EnWG werden die Vorgaben der Europäischen Kommission für die Ausschreibung einer Kapazitätsreserve umgesetzt und die Netzanschlussregelungen für L-Gas geändert.

Im WindSeeG und im SeeAnlG wird ein konsistenter Rahmen für Energiegewinnungskonzepte auf See geschaffen, die nicht an das Netz angeschlossen werden. Diese Entwicklung wird planungsrechtlich so gesteuert, dass sie im Einklang mit den Zielen für leitungsgebundene Windenergie auf See steht.

## **C. Alternativen**

Keine. Das Gesetz ist erforderlich, um auf die Preisentwicklung in den Ausschreibungen zu reagieren und um das EEG 2017, das KWKG und das EnWG an die europäischen Vorgaben anzupassen.

Auch zu den Änderungen in §§ 17 und 18 EnWG zum Anschluss an ein L-Gasnetz ist kein gleich geeignetes, milderes Mittel ersichtlich. Es bedarf sofortiger Maßnahmen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Durch eine Härtefallklausel bei Unmöglichkeit oder Unzumutbarkeit eines H-Gasanschlusses bleibt auch der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz gewahrt.

## **D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand**

Unmittelbare Kosten können sich für die öffentlichen Haushalte (Bund, Länder, Kommunen) dadurch ergeben, dass sich das Gesetz durch verschiedene Maßnahmen auf die Höhe der EEG-Umlage und der KWK-Umlage auswirkt, die in der Regel über den Strompreis an die öffentlichen Haushalte als Stromverbraucher weitergegeben werden. Die entsprechenden Kosten werden unter F. dargestellt.

Abgesehen von dem unter E. dargestellten Erfüllungsaufwand entstehen durch das Gesetz weder für den Bund noch für die Länder oder Kommunen finanzielle Belastungen.

## **E. Erfüllungsaufwand**

Aus dem vorliegenden Entwurf ergibt sich nach einer Ex-ante-Abschätzung kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand für die Bürgerinnen und Bürger, die Wirtschaft sowie die Verwaltung. Im Einzelnen:

### **E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger**

Für Bürgerinnen und Bürger entstehen keine neuen Kosten. Insbesondere enthält der Entwurf keine neuen Informationspflichten für Bürgerinnen und Bürger.

### **E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft**

Für die Wirtschaft entstehen keine neuen Kosten. Insbesondere werden kleine und mittlere Unternehmen durch das Gesetz nicht in besonderem Maße belastet.

### **E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung**

Für die Verwaltung entstehen durch den Gesetzentwurf keine zusätzlichen Kosten.

### **F. Weitere Kosten**

Mit dem vorliegenden Entwurf werden die Förderzahlungen für KWK-Bestandsanlagen abgesenkt. Die Absenkung dient der Vermeidung einer ansonsten entstehenden Überförderung aufgrund der bei der Stromerzeugung gesunkenen Kosten. Die Auswirkungen auf das Preisniveau im Großhandel und für Verbraucher sind insgesamt gering.

# Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

## Entwurf eines Gesetzes zur Änderung der Regelungen zur Bürger- energie, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes und weiterer Bestim- mungen des Energierechts

### (EEG-/KWKG-Änderungsgesetz)

Vom ...

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

## Artikel 1

### Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:
  - a) Die Angaben zu den §§ 61b bis 61d werden wie folgt gefasst:

„§ 61b Verringerung der EEG-Umlage bei Anlagen

**[§§ 61c und 61d werden nach der Einigung mit KOM ergänzt].“**
  - b) Die bisherigen Angaben zu den §§ 61c bis 61k werden die Angaben zu den §§ 61f bis 61m.
2. § 36b wird wie folgt geändert:
  - a) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Der Höchstwert für Strom aus Windenergieanlagen an Land beträgt zu den Gebotsterminen am 1. August 2018, 1. Oktober 2018 und 1. Februar 2019 5,70 Cent pro Kilowattstunde für den Referenzstandort nach Anlage 3 Nummer 4.“
  - b) In Absatz 2 werden die Wörter „dem 1. Januar 2018“ durch die Wörter „dem 1. Mai 2019“ ersetzt.
3. § 37b wird wie folgt geändert:
  - a) Die Absatzbezeichnung „(1)“ wird gestrichen und die Angabe „8,91“ durch die Angabe „6,50“ ersetzt.
  - b) Absatz 2 wird aufgehoben.
4. § 49 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 Satz 2 werden nach den Wörtern „aufgrund des Brutto-Zubaus“ die Wörter „von Solaranlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist,“ eingefügt.
  - b) In den Absätzen 2 und 3 werden jeweils die Wörter „den Wert von 2 500 Megawatt“ durch die Wörter „, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist, den Wert von 1 900 Megawatt“ ersetzt.
5. In § 60 Absatz 1 Satz 2 werden die Wörter „§§ 61k und 63“ durch die Wörter „§§ 61m und 63“ ersetzt.
6. § 61 Absatz 2 wird wie folgt geändert:
- a) In Satz 1 werden die Wörter „§§ 61a bis 61e und § 61k“ durch die Wörter „§§ 61a bis 61g und § 61m“ ersetzt.
  - b) In Satz 2 wird die Angabe „§§ 61g“ durch die Angabe „§§ 61i“ ersetzt.
7. § 61b wird durch die folgenden §§ 61b bis 61d ersetzt:

#### „§ 61b

#### Verringerung der EEG-Umlage bei Anlagen

Der Anspruch nach § 61 Absatz 1 verringert sich in einem Kalenderjahr auf 40 Prozent der EEG-Umlage für Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird, wenn in dem Kalenderjahr in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden.

[§§ 61c und 61d werden nach Einigung mit KOM ergänzt].“

8. Der bisherige § 61c wird § 61e.
9. Der bisherige § 61d wird § 61f und in Absatz 1 wird die Angabe „§ 61c“ durch die Angabe „§ 61e“ ersetzt.
10. Der bisherige § 61e wird § 61g und wie folgt geändert:
  - a) In Absatz 1 wird die Angabe „§ 61c Absatz 1“ durch die Angabe „§ 61e Absatz 1“ ersetzt.
  - b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:
    - aa) In Satz 1 wird die Angabe „§ 61d Absatz 1“ durch die Angabe „§ 61f Absatz 1“ ersetzt.
    - bb) In Satz 2 wird die Angabe „§ 61d Absatz 4“ durch die Angabe „§ 61f Absatz 4“ und die Angabe „§ 61d Absatz 2 oder 3“ durch die Angabe „§ 61f Absatz 2 oder 3“ ersetzt.
11. Der bisherige § 61f wird § 61h und wie folgt geändert:
  - a) In Absatz 1 werden die Wörter „§ 61c Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a, nach § 61d Absatz 2 Nummer 1, nach § 61d Absatz 3 oder nach § 61d Absatz 4

Nummer 3 (ursprünglicher Letztverbraucher) ist, sind die §§ 61c bis 61e“ durch die Wörter „§ 61e Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a, nach § 61f Absatz 2 Nummer 1, nach § 61f Absatz 3 oder nach § 61f Absatz 4 Nummer 3 (ursprünglicher Letztverbraucher) ist, sind die §§ 61e bis 61g“ ersetzt.

- b) In Absatz 2 wird die Angabe „§§ 61d und 61e“ durch die Angabe „§§ 61f und 61g“ ersetzt.
12. Der bisherige § 61g wird § 61i und die Angabe „61e“ wird jeweils durch die Angabe „61g“ ersetzt.
13. Die bisherigen §§ 61h und 61i werden die §§ 61j und 61k.
14. Der bisherige § 61j wird § 61l und wie folgt geändert:
- a) In Absatz 2 wird die Angabe „§ 61i Absatz 2 und 3“ durch die Angabe „§ 61k Absatz 2 und 3“ ersetzt.
  - b) In Absatz 3 wird jeweils die Angabe „§ 61i Absatz 5“ durch die Angabe „§ 61k Absatz 5“ ersetzt.
15. Der bisherige § 61k wird § 61m.
16. § 64 wird wie folgt geändert:
- a) In Absatz 4a wird die Angabe „§ 61e Absatz 1“ durch die Angabe „§ 61g Absatz 1“ ersetzt.
17. In § 66 Absatz 3 wird die Angabe „§ 61e Absatz 1“ durch die Angabe „§ 61g Absatz 1“ ersetzt.
18. § 72 wird wie folgt geändert:
- a) Absatz 1 Nummer 1 wird wie folgt geändert:
    - aa) In Buchstabe e wird die Angabe „§ 61i Absatz 2“ durch die Angabe „§ 61k Absatz 2“ ersetzt.
    - bb) In Buchstabe f wird die Angabe „§ 61i Absatz 2“ durch die Angabe „§ 61k Absatz 2“ und die Angabe „§ 61j Absatz 3 Satz 1“ durch die Angabe „§ 61l Absatz 3 Satz 1“ ersetzt.
  - b) In Absatz 3 wird die Angabe „§ 61i Absatz 2“ durch die Angabe „§ 61k Absatz 2“ ersetzt.
19. In § 74 Absatz 2 Satz 3 wird die Angabe „§ 61k“ durch die Angabe „§ 61m“ und die Angabe „§ 61k Absatz 1b Nummer 1“ durch die Angabe „§ 61m Absatz 1b Nummer 1“ ersetzt.
20. § 74a wird wie folgt geändert:
- a) In Absatz 1 Satz 1 wird die Angabe „§ 61i“ durch die Angabe „§ 61k“ ersetzt.
  - b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:
    - aa) In Satz 1 werden hinter der Angabe „§ 61“ die Wörter „und § 64 Absatz 5a“ eingefügt und die Angabe „§ 61i“ durch die Angabe „§ 61k“ ersetzt.

- bb) In Satz 5 wird die Angabe „§ 61k“ durch die Angabe „§ 61m“ und die Angabe „§ 61k Absatz 1b Nummer 1“ durch die Angabe „§ 61m Absatz 1b Nummer 1“ ersetzt.
  - c) In Absatz 3 wird die Angabe „§§ 61 bis 61e“ durch die Angabe „§§ 61 bis 61g“ ersetzt.
21. In § 81 Absatz 2 Nummer 3 wird die Angabe „§§ 61 bis 61k“ durch die Angabe „§§ 61 bis 61m“ ersetzt.
22. § 85 Absatz 2 wird wie folgt geändert:
- a) In Nummer 5 wird vor Buchstabe a die Angabe „§ 61k Absatz 1b“ durch die Angabe „§ 61m Absatz 1b“ ersetzt.
  - b) In Nummer 5 Buchstabe a wird hinter den Wörtern „die Privilegierung des“ die Angabe „§ 61m“ eingefügt und das Wort „Absatzes“ durch das Wort „Absatz“ ersetzt.
  - c) In Nummer 5 Buchstabe b wird die Angabe „§ 61k Absatz 1 Satz 1“ durch die Angabe „§ 61m Absatz 1 Satz 1“ ersetzt.
  - d) In Nummer 5 Buchstabe c wird die Angabe „§ 61k Absatz 1 Satz 2“ durch die Angabe „§ 61m Absatz 1 Satz 2“ ersetzt.
  - e) In Nummer 5 Buchstabe d wird die Angabe „§ 61k Absatz 1a Satz 2“ durch die Angabe „§ 61m Absatz 1a Satz 2“ ersetzt.
  - f) In Nummer 5 Buchstabe e wird die Angabe „§ 61k Absatz 1a Satz 3“ durch die Angabe „§ 61m Absatz 1a Satz 3“ ersetzt.
  - g) In Nummer 5 Buchstabe f wird die Angabe „§ 61k Absatz 1b Satz 1 Nummer 1“ durch die Angabe „§ 61m Absatz 1b Satz 1 Nummer 1“ ersetzt.
23. § 85a wird wie folgt geändert:
- a) In Absatz 1 werden die Wörter „zum 1. Dezember eines Jahres“ gestrichen und die Wörter „dem jeweils darauffolgenden Kalenderjahr“ durch die Wörter „in den jeweils folgenden zwölf Kalendermonaten“ ersetzt.
  - b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:
    - aa) Die bisherigen Sätze 2 und 3 werden gestrichen.
    - bb) Folgender Satz 2 wird angefügt:

„Der Höchstwert soll angehoben werden, wenn die durchschnittlichen Erzeugungskosten für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen deutlich über dem Höchstwert liegen.“
24. In § 88a Absatz 1 Nummer 15 wird die Angabe „§§ 56 bis 61k“ durch die Angabe „§§ 56 bis 61m“ ersetzt.
25. § 100 wird wie folgt geändert:
- a) In Absatz 1 wird nach Satz 4 folgender Satz eingefügt:

„§ 52 Absatz 1 Nummern 1 und 2 und Absatz 3 sind bis zum 31. Dezember 2019 nicht für Strom aus Einrichtungen nach § 3 Nummer 1 zweiter Halbsatz anzuwenden, soweit der Anlagenbetreiber die Angaben für die Anlage, die für die Bestimmung der Höhe des Zahlungsanspruchs nach § 19 Absatz 3 Satz 3 maßgeblich ist, an das Register übermittelt hat.“

b) Absatz 2 Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 2 wird die Angabe „und 7“ gestrichen.

bb) In Nummer 11 wird der Punkt durch ein Komma ersetzt.

cc) Folgende Nummer 12 wird angefügt:

„12. für Windenergieanlagen an Land, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, § 29 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung anzuwenden ist.“

c) In Absatz 2 Satz 2 werden die Wörter „Satz 2 bis 8“ durch die Wörter „Satz 2 bis 9“ ersetzt.

d) In Absatz 7 wird Satz 2 aufgehoben.

e) Nach Absatz 9 wird folgender Absatz 10 angefügt:

„(10) Für Strom aus Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen, deren Zuschlag vor dem [einfügen: Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes] erteilt worden ist, und für Solaranlagen, die vor dem [einfügen: Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes] in Betrieb gegangen sind, sind die Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am [einfügen: Tag vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes] geltenden Fassung anzuwenden.“

26. § 104 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 Satz 1 wird die Angabe „§ 61h Absatz 2“ durch die Angabe „§ 61j Absatz 2“ ersetzt und die Wörter „§§ 61a, 61c und § 61d“ durch die Wörter „§§ 61a, 61e und § 61f“ ersetzt.

b) Absatz 4 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 3 wird die Angabe „§ 61h Absatz 2 Satz 1“ durch die Angabe „§ 61j Absatz 2 Satz 1“ ersetzt.

bb) In Satz 4 Nummer 2 werden die Wörter „§ 61c oder § 61d“ durch die Wörter „§ 61e oder § 61f“ ersetzt.

c) Absatz 6 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 Nummer 1 wird die Angabe „§ 61d“ durch die Angabe „§ 61f“ ersetzt.

bb) In Satz 3 werden die Wörter „§§ 61g und 61h“ durch die Wörter „§§ 61i und 61j“ ersetzt.

d) In Absatz 7 wird die Angabe „§ 61f“ durch die Angabe „§ 61h“ ersetzt.



## Artikel 2

### Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 2 wird wie folgt geändert:
  - a) Nummer 6a wird wie folgt gefasst:

„(6a) „elektrische KWK-Leistung“ die elektrische Leistung einer KWK-Anlage, die unmittelbar mit der im KWK-Prozess höchstens auskoppelbaren Nutzwärme im Zusammenhang steht,“.
  - b) Nummer 9b wird aufgehoben.
  - c) In Nummer 10 Buchstabe c wird das Wort „Wärmenetz“ durch das Wort „Kältenetz“ ersetzt.
2. § 5 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b wird wie folgt gefasst:
  - „b) modernisierten KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 bis einschließlich 50 Megawatt, wenn
    - aa) die Kosten der Modernisierung mindestens 50 Prozent der Kosten betragen, welche die Neuerrichtung einer KWK-Anlage mit gleicher elektrischer KWK-Leistung nach aktuellem Stand der Technik gekostet hätte und
    - bb) die Modernisierung frühestens zehn Jahre nach der erstmaligen Aufnahme des Dauerbetriebs der KWK-Anlage oder nach der Wiederaufnahme des Dauerbetriebs einer bereits modernisierten KWK-Anlage erfolgt.“
3. § 6 wird wie folgt geändert:
  - a) In Absatz 1 werden in dem Satzteil vor Nummer 1 die Wörter „Absätze 2 bis 5“ durch die Wörter „Absätze 2 bis 4“ ersetzt .
  - b) In Absatz 3 Nummer 4 wird die Angabe „Anlage 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Angabe „Anlage 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.
4. § 7 wird wie folgt geändert
  - a) Absatz 6 wird wie folgt gefasst:

„(6) Eine Kumulierung mit Investitionszuschüssen ist nicht zulässig. § 19 Absatz 7 Satz 2 der Verordnung zur Einführungen von Ausschreibungen zur Ermittlung der Höhe der Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen und für innovative KWK-Systeme bleibt unberührt.“
5. In § 8c Satz 1 Nummer 1 bis 5 wird jeweils das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.
6. In § 12 Absatz 5 Nummer 2 wird das Wort „für“ gestrichen.

7. § 13 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Nummer 1 werden hinter den Wörtern „die Anlagen“ die Wörter „, die nahezu ausschließlich“ und hinter den Wörtern „an Dritte“ die Wörter „über ein Netz der allgemeinen Versorgung oder ein geschlossenes Verteilernetz“ eingefügt.

b) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 wird die Angabe „1,5 Cent“ durch die Angabe „0,7 Cent“ ersetzt.

bb) Satz 2 wird wie folgt gefasst:

„Eine Kumulierung mit Investitionszuschüssen ist nicht zulässig.“

8. § 27a wird folgender Absatz 3 angefügt:

„(3) Beträgt bei einem Unternehmen die Begrenzung nach Absatz 1 bezogen auf das letzte Kalenderjahr 500 000 Euro oder mehr, ist § 74a Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass die Mitteilung an die Bundesnetzagentur bis zum 31. August des jeweiligen Folgejahres erfolgen muss.“

9. § 30 Absatz 1 werden im Satzteil vor der Nummer 1 hinter den Wörtern „einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft,“ die Wörter „einem genossenschaftlichen Prüfungsverband,“ eingefügt.

10. Dem § 31 Absatz 3 wird folgender Satz angefügt:

„Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle stellt sicher, dass eine Energieeinheit aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung stets nur einmal angerechnet wird.“

11. § 33 Absatz 1 Nummer 3 werden die Wörter „§ 26 Absatz 1 Satz 1“ durch die Wörter „§ 26 Absatz 1“ ersetzt.

12. § 33a Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 4a werden die Wörter „zu regeln,“ gestrichen.

b) In Nummer 6 Buchstabe b wird das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.

13. § 33b Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) Nummer 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Buchstabe a wird das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.

bb) In Buchstabe d werden die Wörter „und an die Verwendung der in dem innovativen KWK-System erzeugten Wärme“ gestrichen.

b) In Nummer 3 Buchstabe h werden hinter den Wörtern „§ 8a Absatz 3“ die Wörter „zu regeln, dass“ eingefügt.

c) In Nummer 5a werden die Wörter „zu regeln,“ gestrichen.

14. Dem § 35 Absatz 14 werden folgende Sätze angefügt:

„Satz 1 gilt entsprechend für modernisierte KWK-Anlagen im Sinn des § 2 Nummer 18, die nicht dem Anwendungsbereich des § 5 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b unterfallen. Einer schriftlichen Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur bedarf es in den Fällen des Satz 4 nicht.“

## **Artikel 3**

### **Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes**

Das Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 3 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 18b wird die Angabe „§ 3 Nummer 21“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 20“ ersetzt.

b) Nach Nummer 21 wird folgende Nummer 21a eingefügt:

„21a. H-Gasversorgungsnetz

ein Gasversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden mit H-Gas,“

c) Nach Nummer 24b wird folgende Nummer 24c eingefügt:

„24c. L-Gasversorgungsnetz

ein Gasversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden mit L-Gas,“

2. Dem § 11 Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Der Ausbau eines L-Gasversorgungsnetzes ist nicht bedarfsgerecht im Sinne von Satz 1, wenn er aufgrund von Netzanschlüssen erfolgt, zu deren Einräumung der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes nicht nach den §§ 17 und 18 verpflichtet war.“

3. § 13e wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 2 werden die Wörter „schrittweise ab dem Winterhalbjahr 2018/2019“ durch die Wörter „ab dem Winterhalbjahr 2019/2020“ ersetzt

bb) Folgender Satz wird angefügt:

„Für die Zwecke der Kapazitätsreserve steht die Reduktion des Wirkleistungsbezugs der Einspeisung von Wirkleistung gleich.“

b) Absatz 2 Satz 3 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 werden die Wörter „ab dem Winterhalbjahr 2018/2019“ durch die Wörter „ab dem Winterhalbjahr 2019/2020“ ersetzt.

- bb) In Nummer 2 werden die Wörter „ab dem Winterhalbjahr 2020/2021“ durch die Wörter „ab dem Winterhalbjahr 2021/2022“ ersetzt.
- c) Absatz 3 wird wie folgt geändert:
  - aa) In Satz 2 werden die Wörter „nach Satz 3“ durch die Wörter „aufgrund einer Verordnung nach § 13h“ ersetzt.
  - bb) Satz 3 wird gestrichen.
  - cc) Im neuen Satz 4 wird die Angabe „Satz 4“ durch die Angabe „Satz 3“ ersetzt.
  - dd) Im neuen Satz 5 wird die Angabe „Satz 4“ durch die Angabe „Satz 3“ ersetzt.
- 4. In § 13g Absatz 7 Satz 10 werden die Wörter „Satz 6 und 7“ durch die Wörter „Satz 5 und 6“ ersetzt.
- 5. § 13h Absatz 1 wird wie folgt geändert:
  - a) In Nummer 7 Buchstabe e wird das Wort „Erzeugungsanlagen“ durch das Wort „Anlagen“ ersetzt.
  - b) In Nummer 10 werden nach den Wörtern „vergebenen Vergütung“ die Wörter „einschließlich der Vergütungsbestandteile“ eingefügt.
  - c) Nummer 11 wird wie folgt gefasst:

„11. zu den Kosten, die den Betreibern von Anlagen der Kapazitätsreserve gesondert zu erstatten sind, zur Abgrenzung zwischen erstattungsfähigen Kostenpositionen, nicht erstattungsfähigen Kostenpositionen und Vergütungsbestandteilen sowie zur Abgeltung der Kosten durch einen pauschalen Vergütungssatz.“
  - d) Nummer 12 wird aufgehoben.
  - e) Die bisherigen Nummern 13 bis 15 werden die Nummern 12 bis 14.
  - f) Die bisherige Nummer 16 wird die Nummer 15. Der neuen Nummer 15 werden die Wörter „einschließlich des Einsatzes geeigneter Anlagen der Kapazitätsreserve für Zwecke der Netzreserve“ angefügt.
  - g) Die bisherigen Nummern 17 wird Nummer 16.
  - h) Die bisherige Nummer 18 wird Nummer 17 und in Buchstabe b wird das Wort „Probeläufen“ durch das Wort „Probeabrufen“ ersetzt.
  - i) Die bisherigen Nummern 19 bis 24 werden die Nummern 18 bis 23.
- 6. § 17 wird wie folgt geändert:
  - a) Dem Absatz 1 werden folgende Sätze angefügt:

„Diese Pflicht besteht nicht für Betreiber eines L-Gasversorgungsnetzes, es sei denn, dass die beantragende Partei nachweist, dass ihr der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen unmöglich oder unzumutbar ist. Hat die beantragende Partei diesen Nachweis erbracht, bleibt der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes berechtigt, den Anschluss unter

den Voraussetzungen von Absatz 2 zu verweigern. Die Sätze 2 und 3 gelten nicht, wenn der Anschluss bis zum [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes] beantragt wurde.“

- b) In Absatz 2 Satz 1 wird nach der Angabe „Absatz 1“ die Angabe „Satz 1“ eingefügt.
- c) In Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 wird nach der Angabe „Absatz 1“ die Angabe „Satz 1“ eingefügt.

7. In § 18 Absatz 1 wird Satz 2 durch folgende Sätze ersetzt:

„Diese Pflichten bestehen nicht, wenn

- 1. der Anschluss oder die Anschlussnutzung für den Betreiber des Energieversorgungsnetzes aus wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar ist oder
- 2. ab dem [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes] der Anschluss an ein L-Gasversorgungsnetz beantragt wird und der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes nachweist, dass der beantragenden Partei auch der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz technisch möglich ist.

Satz 2 Nummer 2 gilt nicht, wenn der beantragenden Partei der Anschluss an das H-Gasversorgungsnetz aus wirtschaftlichen Gründen unzumutbar ist.“

8. § 19 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 werden nach dem Wort „Bedingungen“ die Wörter „und der allgemeinen technischen Mindestanforderungen nach Absatz 4“ eingefügt und die Wörter „Anlagen direkt angeschlossener Kunden“ durch die Wörter „direkt angeschlossenen Kundenanlagen“ ersetzt.

- b) Dem Absatz 2 wird folgender Satz angefügt:

„Betreiber von Gasversorgungsnetzen, an deren Gasversorgungsnetz mehr als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind oder deren Netz über das Gebiet eines Landes hinausreicht, haben die technischen Mindestanforderungen rechtzeitig mit den Verbänden der Netznutzer zu konsultieren.“

- c) In Absatz 3 Satz 3 wird das Wort „Abs.“ durch das Wort „Absatz“ ersetzt.

- d) Absatz 4 wird wie folgt gefasst:

„(4) Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen erstellen gemeinsam allgemeine technische Mindestanforderungen. Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. wird als beauftragte Stelle bestimmt, um die allgemeinen technischen Mindestanforderungen zu verabschieden

- 1. nach Artikel 7 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2016/631 der Europäischen Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger (ABl. L 112 vom 27.4.2016, S. 1),
- 2. nach Artikel 6 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2016/1388 der Europäischen Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für Lastanschluss (ABl. L 223 vom 18.8.2016, S. 10) und

3. nach Artikel 5 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2016/1447 der Europäischen Kommission vom 26. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Hochspannungs- Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung (ABl. L 241 vom 8.9.2016, S. 1).“
  - e) Absatz 5 wird wie folgt geändert:
    - aa) Die Wörter „allgemeinen technischen“ werden jeweils gestrichen.
    - bb) In Satz 1 werden nach dem Wort „Mindestanforderungen“ die Wörter „nach den Absätzen 1, 2 und 4“ eingefügt.
9. § 35 wird wie folgt geändert:
  - a) Folgender Absatz 1a wird eingefügt:

„(1a) Die Regulierungsbehörde kann für die Erstellung des Berichts nach § 63 Absatz 3a von den Betreibern von Erzeugungsanlagen und von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie ergänzende Informationen erheben, insbesondere

    1. Betriebskenndaten der Anlagen sowie
    2. Daten zur Bereitstellung elektrischer Leistung aufgrund sonstiger Verdienstmöglichkeiten.“
  - b) In Absatz 2 werden nach den Wörtern „des Monitoring“ die Wörter „nach Absatz 1 und der Erhebung nach Absatz 1a“ eingefügt.
10. In § 56 wird folgender Absatz 3 angefügt:

„(3) Die Bundesnetzagentur wird ermächtigt, durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 zu entscheiden, ob Stromerzeugungsanlagen als bestehend oder als neu im Sinne des Artikel 4 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2016/631 der Europäischen Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (ABl L 112 vom 27.4.2016, S. 1) anzusehen sind. Sie hat dabei insbesondere zu berücksichtigen, dass Kosten für technische Nachrüstungen und zweifache Zertifizierungen von Stromerzeugungsanlagen vermieden werden, sofern nicht Gründe der Versorgungssicherheit zwingend dagegen sprechen. Die Einordnung als bestehende oder neue Stromerzeugungsanlage soll für den Betreiber der Stromerzeugungsanlage vorhersehbar sein. Die Bundesnetzagentur kann auf eine Anhörung und eine mündliche Verhandlung nach § 67 verzichten. Die Festlegung hat spätestens bis zum [einfügen: Datum ein Monat nach Inkrafttreten] zu erfolgen.“
11. § 63 wird wie folgt geändert:
  - a) In Absatz 2a Satz 2 wird die Angabe „2018“ durch die Angabe „2020“ ersetzt.
  - b) In Absatz 3a Satz 1 werden nach den Wörtern „nach § 12 Absatz 5 Satz 1 Nummer 4“ die Wörter „und nach § 35 Absatz 1a“ eingefügt.
12. In § 95 Absatz 2 Satz 3 wird nach den Wörtern „einschließlich seiner“ das Wort „Unternehmesteile“ durch das Wort „Unternehmensteile“ ersetzt.

## Artikel 4

### Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes

Das Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 19 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 1 Absatz 2 Satz 1 und 2 werden jeweils nach den Wörtern „Windenergieanlagen auf See“ die Wörter „, die an das Netz angeschlossen werden,“ ergänzt.
2. § 3 wird wie folgt geändert:
  - a) In Nummer 4 werden nach den Wörtern „Windenergieanlagen auf See“ die Wörter „, die an das Netz angeschlossen werden,“ eingefügt.
  - b) Nach Nummer 6 wird folgende Nummer 7 eingefügt:

„7. „sonstige Energiegewinnungsbereiche“ Bereiche innerhalb oder außerhalb von Gebieten, auf denen Energiegewinnungsanlagen, insbesondere Windenergieanlagen auf See, die nicht an das Netz angeschlossen werden, in räumlichem Zusammenhang errichtet werden können [und deren Errichtung der Zulassung nach § 2 des Seeanlagengesetzes unterliegt],“.
  - c) Die bisherigen Nummern 7 und 8 werden die Nummern 8 und 9.
3. Nach § 5 Absatz 2 wird folgender Absatz eingefügt:

„(2a) Der Flächenentwicklungsplan kann sonstige Energiegewinnungsbereiche innerhalb oder außerhalb von Gebieten für insgesamt 40 bis 70 Quadratkilometer festlegen. Im Küstenmeer können sonstige Energiegewinnungsbereiche nur festgelegt werden, wenn das zuständige Land eine Verwaltungsvereinbarung nach § 4 Absatz 1 Satz 3 mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie hierüber abgeschlossen und die sonstigen Energiegewinnungsbereiche als möglichen Gegenstand des Flächenentwicklungsplans ausgewiesen hat.“
4. Dem § 6 Absatz 9 wird folgender Satz 2 angefügt:

„Er ist für die Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren nach den Bestimmungen des Teils 4, des Seeanlagengesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2348) und der Seeanlagenverordnung vom 23. Januar 1997 (BGBl. I S. 57) in der jeweils geltenden Fassung verbindlich.“
5. Dem § 44 Absatz 1 wird folgender Satz 2 angefügt:

„Sie sind abweichend von Satz 1 nicht anzuwenden für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Windenergieanlagen auf See, die nicht an das Netz angeschlossen werden.“
6. § 52 wird wie folgt geändert:
  - a) Absatz 1 Satz 2 und 3 werden wie folgt gefasst:

„Diese Seegebiete müssen in Betracht kommen für die Errichtung von:

1. Windenergieanlagen auf See oder sonstigen Energiegewinnungsanlagen nach den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach § 5 oder
2. Offshore-Anbindungsleitungen, einschließlich Standorten und Suchräumen, grenzüberschreitende Seekabelsysteme oder Verbindungen der Netzanbindungssysteme untereinander nach den Festlegungen des Bundesfachplans Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes oder des Flächenentwicklungsplans nach § 5.

Die Veränderungssperre darf nur solche Einrichtungen erfassen, die die Errichtung von Windenergieanlagen auf See oder sonstigen Energiegewinnungsanlagen sowie Offshore-Anbindungsleitungen, grenzüberschreitende Seekabelsysteme und Verbindungen der Netzanbindungssysteme untereinander behindern können.“

- b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie legt die Dauer der Veränderungssperre fest. Sie gilt längstens für vier Jahre. Sie kann um weitere drei Jahre verlängert werden. Die Veränderungssperre ist auf der Internetseite des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie und in den Nachrichten für Seefahrer (Amtliche Veröffentlichung des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie) bekannt zu machen.“

## **Artikel 5**

### **Änderung des Seeanlagengesetzes**

Das Gesetz über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres (Seeanlagengesetz – SeeAnlG) vom 13. Oktober 2016 (BGBl.I S.2258, 2348) wird wie folgt geändert:

1. § 1 Absatz 2 wird wie folgt geändert:
  - a) In Nummer 1 wird das Wort „und“ durch das Wort „oder“ ersetzt.
  - b) In Nummer 2 wird das Wort „und“ durch das Wort „oder“ ersetzt.
2. § 2 wird wie folgt geändert:
  - a) In Absatz 1 werden die Wörter „Nummer 1 und 2“ durch die Wörter „Nummer 1 bis 3“ ersetzt.
  - b) Absatz 4 Satz 1 wird wie folgt neu gefasst:

„Anlagen dürfen nur planfestgestellt, plangenehmigt oder genehmigt werden, wenn sie die Nutzung der im Bundesfachplan Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes festgelegten Räume für Windenergieanlagen auf See oder der im Flächenentwicklungsplan nach § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes festgelegten Gebiete, der Flächen zur Stromerzeugung aus Windenergie auf See sowie die Übertragung des Stroms und der sonstigen Energiegewinnungsbereiche nicht wesentlich behindern.“
3. § 3 wird wie folgt geändert:



a) Der Wortlaut wird Absatz 1 und in Absatz 1 Satz 1 wird das Wort „Anträge“ durch die Wörter „Planfeststellungs- oder Genehmigungsanträge“ ersetzt.

b) Folgender Absatz 2 wird angefügt:

„Ein Antrag gilt als vollständig im Sinne von Absatz 1, wenn er zumindest beinhaltet:

1. eine ausführliche Beschreibung des Vorhabens,
  2. eine umfassende, zumindest auf der Auswertung von Literaturstudien beruhende Darstellung möglicher Auswirkungen auf die durch das Vorhaben berührten öffentlichen Belange,
  3. ein Konzept zur Ermittlung und Bewertung der Auswirkungen auf die durch das Vorhaben berührten öffentlichen Belange und
  4. einen nachvollziehbaren Zeit- und Maßnahmenplan für das weitere Verfahren bis zur Inbetriebnahme der Anlage.“
4. In § 4 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 werden die Wörter „bei Vorhaben nach § 1 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1“ gestrichen und der Punkt am Ende wird durch die Wörter „, sofern eine Umweltverträglichkeitsprüfung vorgeschrieben ist.“ ersetzt.

5. § 5 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) Die Planfeststellungsbehörde verpflichtet den Träger des Vorhabens im Planfeststellungsbeschluss zur Sicherstellung einer zügigen Errichtung und Inbetriebnahme des Vorhabens

1. zur Vorlage eines von einem Wirtschaftsprüfer zertifizierten Nachweises über die rechtlich verbindliche und wirtschaftlich gesicherte Finanzierung des Projekts spätestens [BMVI, BSH: bitte im Rahmen der Ressortabstimmung ergänzen] nach Bestandskraft des Planfeststellungsbeschlusses,
2. zur Vorlage eines von einem Wirtschaftsprüfer zertifizierten Nachweises über rechtsverbindliche Verträge über die Bestellung wesentlicher Komponenten des Projekts spätestens [BMVI, BSH: bitte im Rahmen der Ressortabstimmung ergänzen] nach Bestandskraft des Planfeststellungsbeschlusses, und
3. Zur Vorlage eines zertifizierten Nachweises über die Durchführung der Baugrundhapterkundung oder der Errichtung der Fundamente mit Gründung spätestens [BMVI, BSH: bitte im Rahmen der Ressortabstimmung ergänzen] nach Bestandskraft des Planfeststellungsbeschlusses.“

b) Dem Absatz 4 wird folgender Satz angefügt:

„Bei Energiegewinnungsanlagen, insbesondere Windenergieanlagen auf See, die nicht an das Netz angeschlossen werden, darf der Plan zudem nur festgestellt werden, wenn sich der Plan auf einen sonstigen Energiegewinnungsbereich nach § 3 Nummer 7 des Windenergie-auf-See-Gesetzes bezieht.“

c) Absatz 5 wird wie folgt gefasst:

„(5) Der Planfeststellungsbeschluss tritt außer Kraft, wenn

1. Anlagen, die Gegenstand des Planfeststellungsbeschlusses sind, während eines Zeitraums von mehr als drei Jahren nicht mehr betrieben worden sind, oder
2. Fristen nach Absatz 3 nicht eingehalten werden.

Die wirksame Aufhebung des Planfeststellungsbeschlusses ist auf der Internetseite der Planfeststellungsbehörde und in den Nachrichten für Seefahrer (Amtliche Veröffentlichung des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie) bekannt zu machen. § 75 Absatz 4 des Verwaltungsverfahrensgesetzes ist nicht anzuwenden“.

6. In § 6 Absatz 1 werden die Worte „3 oder“ gestrichen.

7. § 9 wird wie folgt neu gefasst:

a) Absatz 1 Satz 2 und 3 werden wie folgt gefasst:

„Diese Seegebiete müssen in Betracht kommen für die Errichtung von:

1. Windenergieanlagen auf See nach den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes oder
2. Offshore-Anbindungsleitungen, einschließlich Standorten und Suchräumen, grenzüberschreitende Seekabelsysteme oder Verbindungen der Netzanbindungssysteme untereinander nach den Festlegungen des Bundesfachplans Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes oder des Flächenentwicklungsplans nach § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes.

Die Veränderungssperre darf nur solche Einrichtungen erfassen, die die Errichtung von Windenergieanlagen auf See sowie Offshore-Anbindungsleitungen, grenzüberschreitende Seekabelsysteme und Verbindungen der Netzanbindungssysteme untereinander behindern können.“

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie legt die Dauer der Veränderungssperre fest. Sie gilt längstens für vier Jahre. Sie kann um weitere drei Jahre verlängert werden. Die Veränderungssperre ist auf der Internetseite des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie und in den Nachrichten für Seefahrer (Amtliche Veröffentlichung des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie) bekannt zu machen.“

## **Artikel 6**

### **Änderung der Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Höhe der Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen und für innovative KWK-Systeme**

Die Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Höhe der Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen und für innovativen KWK-Systeme vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3167) wird wie folgt geändert:

1. § 2 Nummer 6 wird das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.

2. In § 3 Absatz 1 wird das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.
3. § 8 wird wie folgt geändert:
  - a) In Absatz 1 Nummer 5 wird das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.
  - b) In Absatz 3 Satz 1 wird jeweils hinter dem Wort „Kilowatt“ das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ ersetzt.
4. In § 10 Absatz 2 wird das Wort „installierter“ durch das Wort „elektrischer“ ersetzt.
5. In § 19 Absatz 2 Satz 4 wird das Wort „installierte“ durch das Wort „elektrische“ und das Wort „installierten“ durch das Wort „elektrischen“ ersetzt.
6. § 21 Absatz 2 wird wie folgt geändert:
  - a) In Satz 1 Nummer 1 bis 4 wird jeweils das Wort „installierten“ durch das Wort „elektrischen“ ersetzt.
  - b) In Satz 3 wird das Wort „installierter“ durch das Wort „elektrischer“ ersetzt.

## **Artikel 7**

### **Änderung der Verordnung zur grenzüberschreitenden Ausschreibung für Strom aus erneuerbaren Energien**

Die Verordnung zur grenzüberschreitenden Ausschreibung für Strom aus erneuerbaren Energien vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3102) wird wie folgt geändert:

1. In der Inhaltsübersicht wird die Angabe zu § 19 wie folgt gefasst:

„§ 19 (weggefallen)“.
2. § 19 wird aufgehoben.

## **Artikel 8**

### **Inkrafttreten, Außerkrafttreten**

(1) Dieses Gesetz tritt vorbehaltlich des Absatzes 2 ein Tag nach der Verkündung in Kraft.

(2) [Nach Einigung mit der Europäischen Kommission ggf. zu ergänzen: Artikel 1 Nummer 15 tritt mit Wirkung vom 1. Januar 2018 in Kraft.]

## **Begründung**

### **A. Allgemeiner Teil**

#### **I. Zielsetzung und Notwendigkeit der Regelungen**

Dieses Gesetz bündelt verschiedene, eilige Gesetzgebungsvorhaben aus dem Energiebereich. Im EEG werden die Höchstwerte für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen angepasst (hierzu im Folgenden unter 1.). Darüber hinaus werden mit diesem Gesetz einige Änderungen im EEG 2017, im KWKG 2016 und im EnWG vorgenommen, die aus beihilferechtlichen Gründen erforderlich sind (hierzu im Folgenden unter 2.). Hinzu treten weitere dringliche Änderungen im EnWG. Dies betrifft insbesondere den Vertrauensschutz bei der Umstellung auf die neuen Netzcodes und erforderliche Änderungen wegen drohender Versorgungsengpässe im L-Gasbereich (hierzu unter 3.). Schließlich schafft das Gesetz einen Rechtsrahmen für Windenergieanlagen auf See, die nicht auf einen Anschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung angewiesen sind (hierzu unten unter 4.).

1. Die Energiewende ist dank fester Ausbaupfade für erneuerbare Energien planbarer geworden. Durch die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung für erneuerbare Energien wurden die erneuerbaren Energien in den Strommarkt integriert und durch die Umstellung der Förderung für erneuerbare Energien auf Ausschreibungen konnten die Kosten für neue Wind- und Solaranlagen stark gesenkt werden. Dementsprechend können nun die Höchstwerte für Zuschläge für Windenergieanlagen auf Land und für Solarenergie gesenkt werden.

2. Die Kraft-Wärme-Kopplung soll weiterentwickelt und umfassend modernisiert werden, so dass sie im Rahmen der Energiewende eine Zukunft hat. Ziel ist, mehr Emissionen einzusparen, KWK flexibler auszugestalten und mehr erneuerbare Energien in die Wärmenetze zu integrieren. In einem grundlegenden Dialog mit den Beteiligten sollen die Rolle der KWK geklärt und Lösungen für die Herausforderungen entwickelt werden. Dieser Dialog soll im weiteren Verlauf dieses Jahres geführt werden. Bereits jetzt besteht aber aufgrund von europarechtlichen Vorgaben dringender Handlungsbedarf, vorab einige zeitkritische Anpassungen im EEG 2017, dem KWKG und dem EnWG umzusetzen.

Mit dem EEG 2014 hat die Bundesregierung die Regelungen zur Eigenversorgung umgestellt. Die Europäische Kommission hatte diese jedoch nur als Übergangsregelung befristet bis Ende 2017 genehmigt. Daher wurden die Regelungen mit dem KWKG- und Eigenversorgungsgesetz angepasst, um auch über 2017 hinaus eine Genehmigung zu erhalten. Ende 2017 hat die Europäische Kommission die Regelungen für Bestandsanlagen und neue Erneuerbare-Energien-Anlagen genehmigt. Die Regelung nach § 61b Nummer 2 EEG 2017 für neue KWK-Eigenversorgungsanlagen wurde hingegen nicht genehmigt, weil in Teilbereichen eine Überförderung vorliegt, die aus beihilferechtlicher Sicht nicht genehmigungsfähig ist. Dies bedeutet, dass die Privilegierung seit dem 1. Januar 2018 nicht mehr angewendet werden kann und für die Eigenversorgung die volle EEG-Umlage entrichtet werden muss. [Ggf. anpassen nach Einigung mit KOM: Die Bundesregierung hat mit der Europäischen Kommission eine grundsätzliche Verständigung über eine beihilfekonforme Neuregelung erzielt. Diese wird mit dem vorliegenden Gesetz umgesetzt und kann angewendet werden, sobald sie von der Europäischen Kommission genehmigt wurde.] Mit der in diesem Gesetz vorgelegten Neuregelung soll die Privilegierung so weit wie möglich wieder hergestellt werden.

Die Änderungen des KWKG betreffen im Wesentlichen die Bestandsanlagenförderung nach § 13 KWKG. Die Evaluierung der Fördersätze nach § 34 Abs. 1 KWKG hat ergeben, dass aufgrund der ab Anfang 2018 deutlich gesunkenen Gaspreise und höheren Strompreise bei KWK-Bestandsanlagen eine Überförderung vorliegt. Entsprechend hatte die Bundesregierung den Bundestag noch im August 2017 über das Ergebnis der Evaluierung informiert. Die darauf folgende erforderliche Gesetzesänderung wird hiermit vorgelegt.

Daneben werden auch im EnWG einige Vorschriften zur Kapazitätsreserve und zu den Netzanschlussbedingungen an europarechtliche Vorgaben angepasst.

3. In Deutschland werden zwei verschiedene Gasqualitäten verbraucht. Das niederkalorische L-Gas und das hochkalorische H-Gas. Rund 30 Prozent der deutschen Gaskunden beziehen das niederkalorische L-Gas. Insgesamt sind mehr als 4 Millionen inländische Haushalte und Industriebetriebe an die L-Gasversorgungsnetze angeschlossen.

Das in Deutschland verbrauchte L-Gas stammt ausschließlich aus einheimischer und niederländischer Förderung. In Deutschland wurden 2017 rund sieben Milliarden Kubikmeter L-Gas gefördert. Die Tendenz der deutschen Förderung ist seit Jahren stark rückläufig. 2017 bezog Deutschland rund 18 Milliarden Kubikmeter L-Gas aus den Niederlanden. Niederländische Importe decken rund drei Viertel des deutschen L-Gas-Markts ab. Das wichtigste Produktionsfeld in den Niederlanden befindet sich in Groningen. Dort traten in den letzten Jahren vermehrt seismische Aktivitäten auf. Diese haben die niederländische Regierung im Sommer 2016 zu einer Halbierung und im Frühjahr 2017 nochmals zu einer zehnprozentigen Kürzung der jährlichen Förderquote veranlasst. Weitere Kürzungen sind angekündigt.

Vor dem Hintergrund der rückläufigen einheimischen und niederländischen L-Gas-Produktion ergibt sich die generelle Notwendigkeit einer Marktraumumstellung. Diese erfordert dauerhafte Umstellungen der Gasqualität von L-Gas auf H-Gas, um der sinkenden Verfügbarkeit von L-Gas zu begegnen. Der Umstellungsprozess in Deutschland wurde im Jahr 2015 gestartet und soll im Wesentlichen 2030 abgeschlossen sein. Derzeit werden die Bundesländer Bremen, Hessen, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Sachsen-Anhalt zumindest teilweise mit L-Gas versorgt. Der Zeitplan der deutschen Marktraumumstellung ist ambitioniert. Er sieht vor, dass Anfang der 2020er Jahre mehr als 500.000 Gasverbrauchsgeräte pro Jahr umgestellt werden.

Um auf die erwartete Herabsetzung der Förderquote zu reagieren, haben Betreiber von L-Gasversorgungsnetzen begonnen, Industriekunden bereits vor dem Zeitplan von L- auf H-Gas umzustellen. Das Potential für weitere vorzeitige Umstellungen von Industriekunden ist begrenzt. Bei einer abermaligen Verringerung der niederländischen Förderquoten könnte die L-Gasversorgung in Deutschland nicht mehr gewährleistet sein.

Trotz der genannten Bemühung um vorzeitige Umstellungen und der Entwicklungen in den Niederlanden sind Betreiber von L-Gasversorgungsnetzen bisher zum Anschluss neuer Industrie- wie Haushaltskunden in demselben Maße verpflichtet, in dem es die Betreiber von H-Gasversorgungsnetzen sind. Diese Verpflichtung konterkariert den Effekt der vorzeitigen Umstellungen und ist geeignet, zu einer deutlichen Verschärfung der Versorgungslage beizutragen. Im ungünstigsten Fall müsste die L-Gasversorgung ganz oder teilweise unterbrochen werden. Das schutzwürdige Vertrauen von Bestandskunden in die geordnete Umstellung von L-Gas auf H-Gas würde enttäuscht. So könnten Investitionen von Industriekunden, die derzeit an das L-Gasversorgungsnetz angeschlossen sind, nachträglich die Grundlage entzogen und die Versorgung von Haushaltskunden mit Wärme sowie Warmwasser gefährdet werden. Es ist deshalb erforderlich, einen Anspruch auf den Anschluss neuer Letztverbraucher an L-Gasversorgungsnetze im Rahmen des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes soweit wie möglich einzuschränken. Daher wird vorge-

schlagen, die sich aus den §§ 17 und 18 EnWG ergebenden Anschlusspflichten einzuschränken.

4. Im WindSeeG und im SeeAnIG werden sowohl planungs- als auch zulassungsrechtliche Änderungen vorgenommen, um einen Rechtsrahmen für Windenergieanlagen auf See zu schaffen, die nicht an das Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen werden.

## **II. Wesentlicher Inhalt des Entwurfs**

Durch dieses Gesetz werden die Höchstwerte für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen abgesenkt.

Im EEG 2017 wird darüber hinaus die EEG-Umlageprivilegierung für KWK-Anlagen, die nach dem 1. August 2014 in Betrieb gegangen sind, an die beihilferechtlichen Vorgaben der Europäischen Kommission angepasst.

Im KWKG wird die Förderung von KWK-Bestandsanlagen entsprechend dem Ergebnis der Evaluierung nach § 34 Abs. 1 KWKG abgesenkt. Daneben erfolgen einige redaktionelle Korrekturen und Klarstellungen. Insbesondere wird der durch die Genehmigungsentcheidung der Europäischen Kommission zum Förderteil des KWKG beihilferechtlich vorgezeichnete Anwendungsbereich der Bestandsanlagenförderung durch eine entsprechende Klarstellung im Wortlaut der Norm nachgezogen.

Im Übrigen bleiben die Struktur und die Inhalte des EEG 2017 und des KWKG unverändert. Die beiden Gesetze werden lediglich punktuell in einzelnen Detailfragen angepasst, um bestehende Unsicherheiten zu beseitigen oder den gesetzgeberischen Willen der letzten Novellen deutlicher zum Ausdruck zu bringen.

Im EnWG werden die Vorschriften zur Kapazitätsreserve und zu den Netzanschlussbedingungen entsprechend den europarechtlichen Vorgaben angepasst. Darüber hinaus entbinden die Änderungen in §§ 17 und 18 EnWG Betreiber eines L-Gasversorgungsnetzes von ihren Anschlusspflichten. Die Anschlusspflichten leben nur dann wieder auf, wenn der beantragenden Partei der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen unmöglich oder unzumutbar ist. Aufgrund des Wegfalls der Anschlusspflichten kann sich Ausbaubedarf im L-Gasversorgungsnetz im Grundsatz nur noch daraus ergeben, dass Netzanschlüsse auch ohne gesetzliche Verpflichtung eingeräumt werden. Regulatorisch wird deshalb klargestellt, dass die Kosten solcher Ausbaumaßnahmen, die von den Bestandskunden über Netzentgelte zu finanzieren wären, nicht anererkennungsfähig sind.

Im WindSeeG und im SeeAnIG wird ein konsistenter Rahmen für Energiegewinnungskonzepte auf See, die nicht an das Netz angeschlossen werden, geschaffen, der im Einklang mit den Zielen und Planungen für die leitungsgebundene Windenergie auf See steht. Dazu werden sowohl planungs- als auch zulassungsrechtliche Änderungen vorgenommen.

## **III. Alternativen**

Keine. Die Änderungen im KWKG, im EnWG und die Änderungen an der EEG-Umlageprivilegierung für KWK-Anlagen im EEG sind erforderlich, um europarechtliche Vorgaben zu erfüllen.

Auch zu den Änderungen in §§ 17 und 18 EnWG gibt es kein gleich geeignete Alternative. Es bedarf sofortiger Maßnahmen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Durch eine Härtefallklausel bei Unmöglichkeit oder Unzumutbarkeit eines H-Gasanschlusses bleibt auch der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz gewahrt.

#### **IV. Erfahrungen (EEG-Erfahrungsbericht)**

Im Folgenden werden der Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien und die wichtigsten Entwicklungen der vergangenen Jahre als EEG-Erfahrungsbericht zusammengefasst.

##### **1. Stand und Entwicklung der erneuerbaren Energien im Stromsektor in Deutschland [BMWi-III B5 Aktualisierungsvorbehalt hinsichtlich aller Zahlen]**

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch stieg im Jahr 2017 auf 36,2 Prozent. Dies ist der bislang stärkste Anstieg innerhalb eines Jahres. Gründe für diese Entwicklung sind einerseits der kräftige Zubau bei der Windenergie an Land und auf See sowie andererseits die deutlich besseren Windverhältnisse als im Jahr davor.

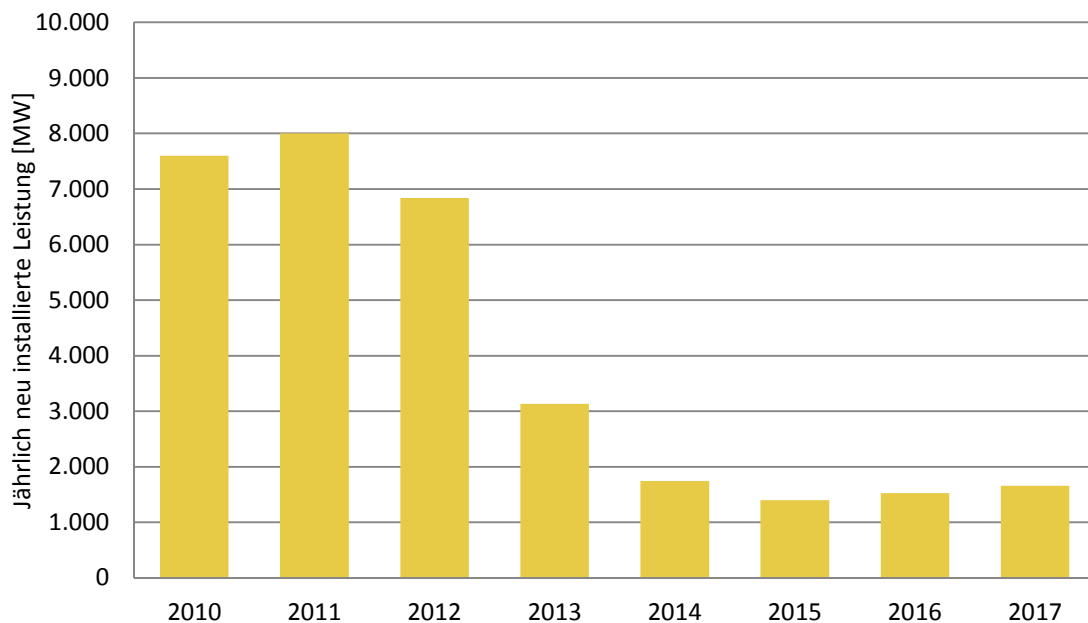
Platzhalter Grafik, Entwicklung Stromerzeugung aus EE in TWh und prozentual zum Bruttostromverbrauch.

Insgesamt wurden im Jahr 2017 Anlagen mit einer installierten Leistung von 8,3 GW netto zugebaut. Davon entfielen rd. 5 GW auf Windenergie an Land, rd. 1,3 GW auf Windenergie auf See, rd. 1,7 GW auf Solarenergie sowie rd. 25 MW auf Biomasse. Der Zubau von Anlagen bei Wasserkraft und Geothermie liegt im einstelligen MW-Bereich und ist damit vernachlässigbar. Die insgesamt im Jahr 2017 aus erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge lag mit 218 TWh deutlich über der Strommenge Ende des Jahres 2016 (188 TWh).

##### **Solarenergie**

Ende 2017 waren in Deutschland Solaranlagen mit insgesamt 42,5 GW installiert. Der Zubau lag im Jahr 2015 bei ca. 1,1 GW, im Jahr 2016 bei 1,5 GW und ist im Jahr 2017 weiter auf 1,7 GW angestiegen. Der Abwärtstrend beim Zubau seit 2011 setzt sich nach 2016 damit auch im Jahr 2017 nicht fort. Gleichwohl wird das im EEG definierte jährliche Ausbauziel von 2,5 GW das vierte Jahr in Folge nicht erreicht.

Abbildung 1: Jährlicher Leistungszubau in MW, Solarenergie



Im Jahr 2017 stieg die Stromerzeugung aus Solaranlagen auf rd. 40 TWh an (2016: 38 TWh). Gemessen am Anteil der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht dies einem Anteil von 18,3 Prozent. (6,6 Prozent am Bruttostromverbrauch).

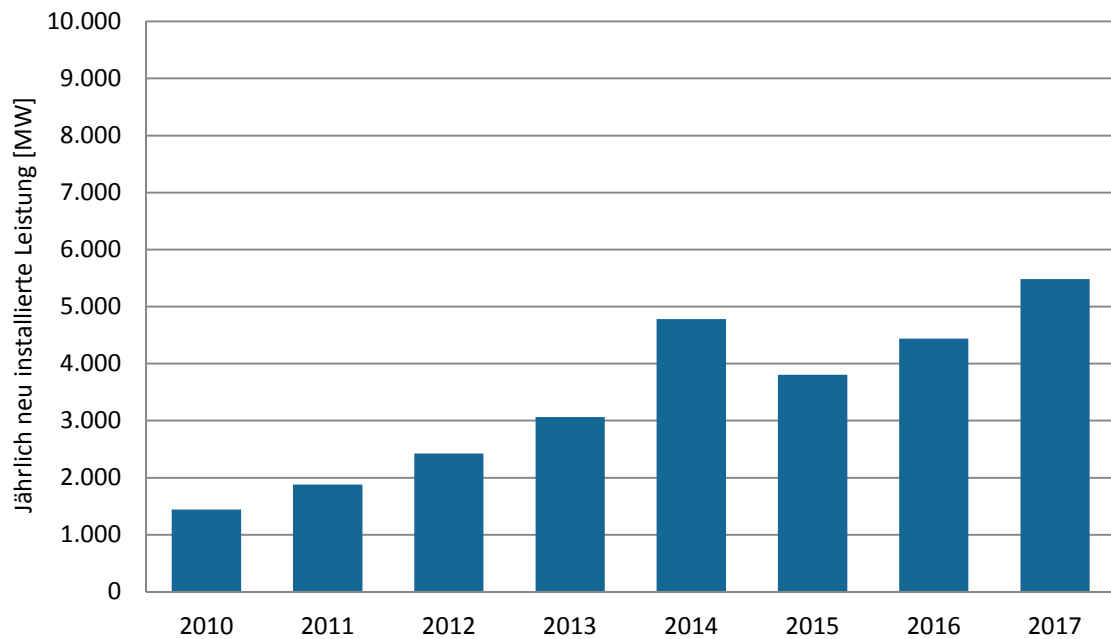
Betrachtet man den Zubau nach Leistungsklassen, sind Vorzieheffekte erkennbar: Im Juli und August 2015 wurden verstärkt Freiflächenanlagen aus dem Leistungssegment 500 bis 1000 kW installiert, da im September im Zuge der Einführungen von Ausschreibungen der anzulegende Wert auf Null reduziert wurde. Im Dezember 2015 wurden vermehrt Anlagen aus dem Leistungssegment 100 bis 500 kW zugebaut, um der ab 1. Januar 2016 geltenden Direktvermarktungspflicht für Anlagen ab 100 kW zu entgehen. Ende 2016 wurde der Zubau von Dachanlagen mit über 750 kW forciert, die mit Inkrafttreten des EEG 2017 am 1. Januar 2017 am Ausschreibungssystem hätten teilnehmen müssen.

### Windenergie an Land

Ende 2017 lag die installierte Leistung aus Windenergie an Land insgesamt bei rd. 50 GW. Der Bruttozubau belief sich in den Jahren 2015 und 2016 auf eine Leistung von 3,8 bzw. 4,4 GW und 5,5 GW in 2017. Die Anzahl der in 2017 neu zugebauten Anlagen liegt mit 1.775 zu 1.766 in 2014 dagegen nur knapp darüber, was aus der sich im Zeitverlauf steigernden Nennleistung der einzelnen Anlagen resultiert. Bei einem Kapazitätsrückbau von insgesamt 179 MW (2015), 280 MW (2016) und 429 MW (2017) wurde der jährliche Ausbaupfad nach dem EEG 2014 von 2.500 MW (netto) und nach dem EEG 2017 von jährlich 2.800 MW(brutto) jeweils deutlich überschritten. Dies ging in den Jahren 2016 und 2017 mit einer durchgängig verstärkten Degression der anzulegenden Werte von 1,2 Prozent statt 0,4 Prozent jeweils zu Quartalsbeginn einher.



Abbildung 2: Jährlicher Leistungszubau in MW, Wind an Land seit 2010

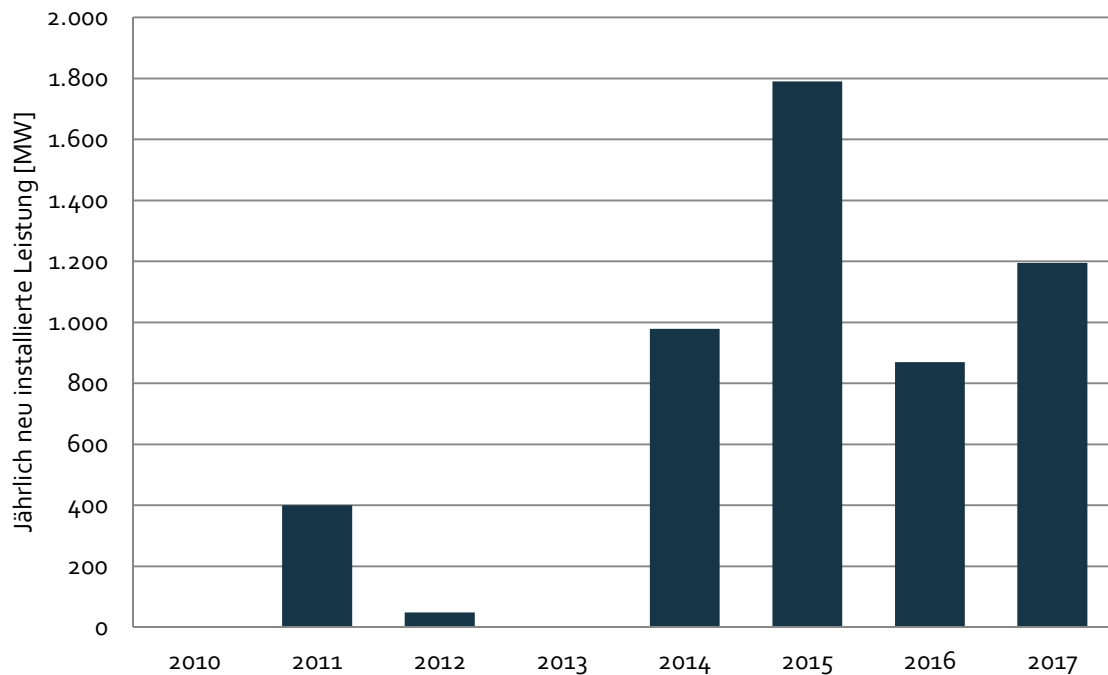


Der starke Leistungszubau im Jahr 2017 und zum Ende des Jahres 2016 ließen im Zusammenspiel mit deutlich besseren Windverhältnissen als im Jahr 2016 die Stromerzeugung aus Windenergie an Land ansteigen. Im Jahr 2017 wurden fast 89 TWh (2016: rd. 68 TWh) Strom aus Windenergie an Land erzeugt. Gemessen am Anteil der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht dies einem Anteil von 40,7 Prozent (14,7 Prozent am Bruttostromverbrauch).

### Windenergie auf See

Bis Ende 2017 waren in Deutschland Windparks auf See mit einer Gesamtleistung von 5.387 MW installiert, davon 4.695 MW in der Nordsee und 692 MW in der Ostsee. Der größte Leistungszubau fand im Jahr 2015 statt, wo eine Leistung von ca. 1,8 GW innerhalb eines Jahres zugebaut wurde. In 2016 wurden 870 MW zugebaut, im Jahr 2017 lag Zubau bei rund 1.200 MW, davon 845 MW in der Nordsee und 350 MW in der Ostsee.

Abbildung 3: Jährlicher Leistungszubau in MW, Windenergie auf See seit 2010



Im EEG 2014 und 2017 ist für 2020 als Ziel eine installierte Leistung von 6,5GW (bzw. 7,7 GW Netzanbindungskapazität) und für 2030 von 15GW installierte Leistung vorgegeben. Werden alle Projekte mit Netzanbindungskapazität realisiert, wird das Ziel für 2020 übertroffen, die installierte Leistung dürfte dann knapp über 7,5 GW betragen. Sie liegt damit aber noch innerhalb der maximal zu vergebenden Netzanbindungskapazität von 7,7 GW. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten bei der Windenergie auf See greift die Mengensteuerung über Ausschreibungen erst für Inbetriebnahmen ab dem Jahr 2021. Die bereits im EEG 2014 vorgesehene Übergangsbestimmungen für den Zubau bis 2020 sah u.a. auch aus Bestandsschutzgründen sowie Unsicherheiten bei der Realisierungsquote einen Puffer von zusätzlichen 1,2 GW auf 7,7 GW vor. Die über 6,5 GW hinausgehenden Mengen werden bei den Ausschreibungsvolumina bis 2030 gegengerechnet.

Ab 2020 erfolgt der Zubau über Ausschreibungen. Für den Zeitraum 2021 bis 2025 werden im Übergangsregime 3.100 MW ausgeschrieben, wobei sich weit fortgeschrittene Projekte in den Zonen 1 und 2 der Nordsee und in der Ostsee beteiligen können. Gleichzeitig erfolgt eine jährliche Mengensteuerung des Zubaus (2021 bis 2022 jeweils 500 MW, 2023 bis 2025 jeweils 700 MW). Davon ist für die Ostsee eine Mindestquote von 500 MW für die Jahre 2021 bis 2025 festgeschrieben. Ab dem Jahr 2026 ist eine jährliche Zubauermenge von 700 bis 900 MW vorgesehen. Die Ausschreibung erfolgt im Rahmen des zentralen Modells, in dem auf einer staatlich voruntersuchten Fläche die Bieter im Wettbewerb stehen. Bei aktueller Genehmigungs- und Realisierungslage sind im Jahre 2020 rund 30 TWh/a Stromerzeugung und bis 2030 rund 57 TWh/a Stromerzeugung zu erwarten.

Der Zubau der vergangenen Jahre sowie die günstigen Windverhältnisse führten auch bei der Windstromerzeugung auf See zu einem starken Anstieg. Sie erreichte rd. 18 TWh und stieg damit um 46 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2016: 12,3 TWh). Gemessen am Anteil der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht dies einem Anteil von gut 8 Prozent (3 Prozent am Bruttostromverbrauch).

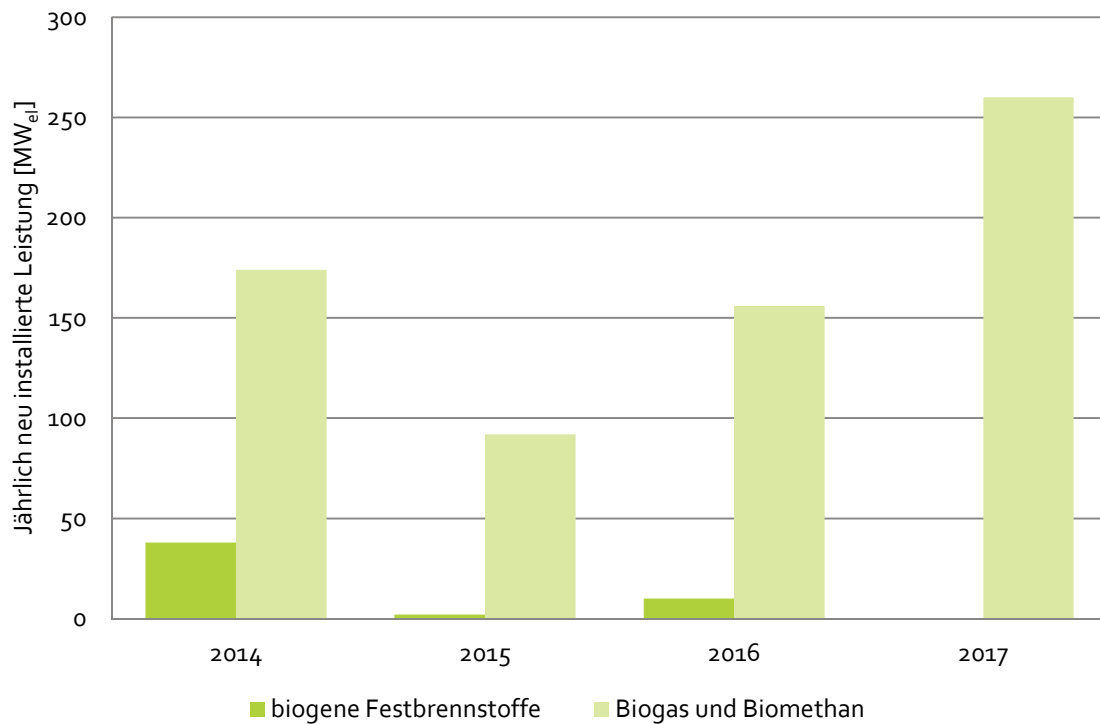
Zusammen erzeugten Windenergie an Land und auf See im Jahr 2017 eine Strommenge von fast 107 TWh (Vorjahr rd. 80 TWh). Dies ist fast die Hälfte der gesamten Stromerzeugung.

gung aus erneuerbaren Energien. Der Anteil am deutschen Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2017 bei 17,7 Prozent.

### Biomasse

Ende 2017 waren in Deutschland Biomasseanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von rd. 7,6 GWi installiert. Der Leistungszubau von Biogas- und Biomethananlagen lag im Jahr 2017 bei 260 MW. Davon entfallen 28 MW auf Neuanlagen und 232 MW auf Erweiterungen der installierten Kapazität bei bestehenden Anlagen. Biogasanlagen mit biogenen Festbrennstoffen wurden nicht zugebaut. Im Hinblick auf die Installation von Neuanlagen wird das Ausbauziel von 100 MW im EEG unterschritten. Im Jahr 2014 (August bis einschließlich Dezember) wurden 44 Neuanlagen mit einer Leistung 43 MW installiert, 2015 33 MW (145 Anlagen), 2016 knapp 31 MW (249 Anlagen) und 2017 28 MW (155 Anlagen) als Neuanlagen hinzugemeldet.

Abbildung 4: Jährlicher Leistungszubau in MW für biogene Festbrennstoffe sowie Biogas/ Biomethan.



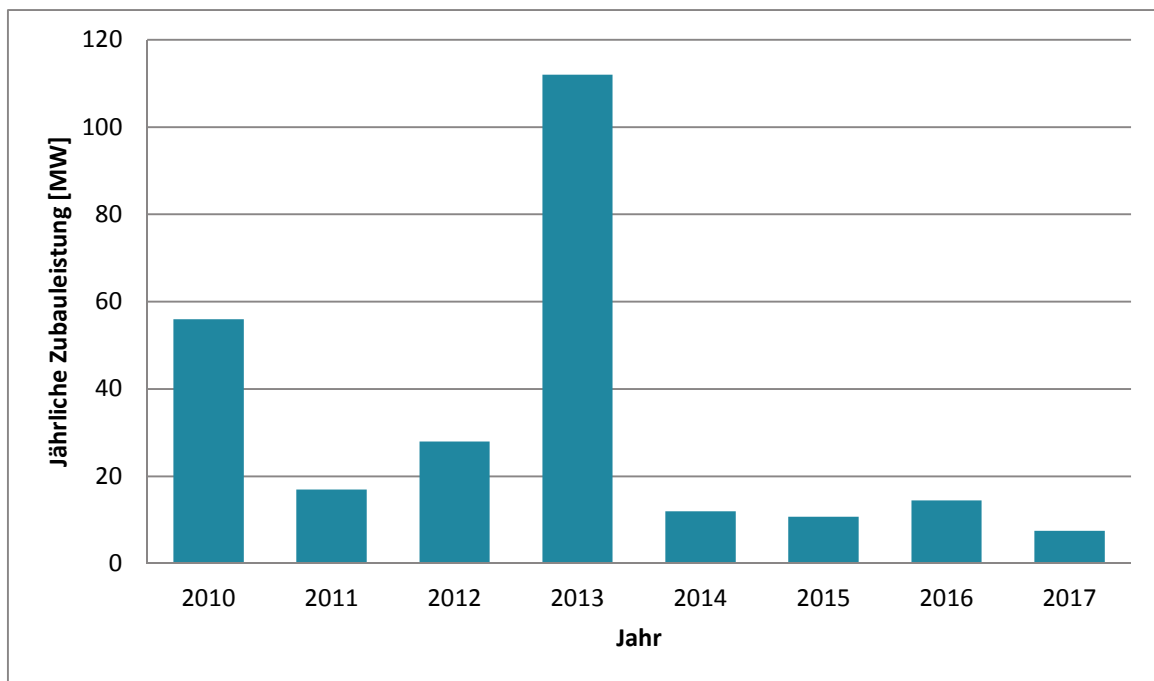
Die Stromerzeugung aus Biomasse einschließlich Klär- und Deponiegas sowie des erneuerbaren Anteils der Siedlungsabfälle lag im Jahr 2017 bei 51,4 TWh (2016: 50,9 TWh). Daran hatte Biogas (einschl. Biomethan) mit 32,5 TWh den größten Anteil. Gemessen am Anteil der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht dies einem Anteil von 23,6 Prozent (8,5 Prozent am Bruttostromverbrauch).

### Wasserkraft

Ende 2017 waren unter Berücksichtigung von sieben Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss 7.320 Wasserkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 5,5 GW in Deutschland installiert.

Von August 2014 bis Ende 2017 hat sich die installierte Leistung im Bereich der Wasserkraft um 35 MW. Dies entspricht einem Zuwachs an der gesamten installierten Leistung von weniger als 1 Prozent. Davon entfielen etwa 2,9 MW auf das Restjahr 2014, etwa 10,7 MW auf das Jahr 2015, etwa 14,5 MW auf das Jahr 2016 und etwa 7,5 MW auf das Jahr 2017. Diese geringfügigen Leistungssteigerungen sind zu etwa 35 Prozent auf Neuinstallation bzw. Reaktivierungen und zu etwa 65 Prozent auf Leistungserhöhung von Bestandsanlagen zurückzuführen, die im Rahmen von Modernisierungen erreicht wurden. Insgesamt wurden seit August 2014 bis Ende 2017 875 bestehende Anlagen modernisiert und 141 Anlagen neu gebaut bzw. reaktiviert.

Abbildung 5: Jährlicher Bruttoleistungszubau in MW, (neu Inbetriebnahme, reaktivierte- und ertüchtigte Anlagen), Wasserkraft (Deutschland, 2010-2017).



Die Stromerzeugung aus Wasserkraft belief sich im Jahr 2016 auf rd. 20 TWh und damit etwas unter dem Niveau des Vorjahres (rd. 21 TWh). Trotz weitgehend konstant gebliebener installierter Gesamtleistung unterliegt die jährliche Wasserkrafterzeugung witterungsbedingt aufgrund unterschiedlicher Niederschläge und Abflussverhalten der Gewässer starken Schwankungen (von 2011 bis 2017 etwa von 17,5 TWh bis 22,5 TWh).

## Geothermie

Die Geothermie spielt sowohl bei Zubau als auch bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nur eine sehr geringe Rolle. Ende 2017 waren in Deutschland neun Geothermie-Anlagen mit einer installierten Leistung von rd. 37,5 GW installiert. Hiermit wurden rd. 155 GWh Strom produziert. Aktuell befindet sich ein weiteres Projekt in der Bohrphase. Im April 2017 konnte ein Vorhaben seine Bohrung erfolgreich abschließen. Ein Projekt in Rheinland-Pfalz wurde mit vorbereitender Öffentlichkeitsarbeit initiiert. Es wird

allerdings mangels Akzeptanz aktuell nicht weiter vorangetrieben. Im Durchschnitt der letzten Jahre wird pro Jahr etwa ein Projekt realisiert.

## 2. Einsparungen fossiler Energieträger und vermiedene Emission durch Einsatz erneuerbarer Energien

Der Ausbau erneuerbarer Energien trägt wesentlich zur Erreichung der Klimaschutzziele bei. Im Jahr 2016 wurden Emissionen mit einem Treibhausgaspotenzial von insgesamt rund 160 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten vermieden. Nach Berechnungen des Umweltbundesamtes (Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger unter Verwendung von Daten der AGEE-Stat, Stand 02/2018, vorläufige Werte für 2017) entfielen auf den Stromsektor drei Viertel (rd. 120 Millionen Tonnen). Im Wärmebereich wurden knapp 34 Millionen Tonnen und durch den Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor rund 7 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente weniger emittiert.

Tabelle 1 stellt die Entwicklung der vermiedenen Treibhausgas-Emissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr dar. Die größte Wachstumsdynamik geht hierbei von der erneuerbaren Stromerzeugung mit EEG-Vergütungsanspruch aus. So stiegen die vermiedenen Treibhausgas-Emissionen durch die Stromerzeugung mit EEG-Vergütungsanspruch von etwa 47 Millionen Tonnen im Jahr 2007 auf circa 120 Millionen Tonnen im Jahr 2017.

Tabelle 1: Vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch die Bruttostromerzeugung auserneuerbarer Energien

Jahr	Stromerzeugung mit EEG-Vergütungsanspruch	Stromerzeugung ohne EEG-Vergütungsanspruch	Endenergieverbrauch Wärme	Endenergieverbrauch Verkehr
in 1000 Tonnen CO <sub>2</sub> -Äquivalenten				
2007	47.032	19.383	24.619	8.518
2008	47.223	18.524	24.326	6.760
2009	50.005	17.033	27.340	5.991
2010	54.075	18.824	33.355	6.530
2011	72.073	17.862	32.867	6.460
2012	71.634	19.593	33.351	6.979
2013	75.660	20.567	33.457	6.423
2014	82.226	19.498	31.369	6.694
2015	99.177	19.510	32.582	6.297
2016	98.909	20.388	34.114	6.912
2017	118.187	19.645	33.770	7.008

Wie Tabelle 2 zeigt, waren hierbei insbesondere die Entwicklung der Windenergie (Anstieg von knapp 30 Millionen Tonnen), der Solarenergie (zusätzliche Vermeidung von gut 24 Millionen Tonnen) und der Biomasse (Steigerung von 16 Millionen Tonnen auf 27 Millionen Tonnen) maßgeblich. Im gleichen Zeitraum erhöhten sich die vermiedenen THG-Emissionen im Wärmesektor von gut 24 Millionen Tonnen auf rd. 34 Millionen Tonnen. Etwa die Hälfte der zusätzlichen Emissionsvermeidung (ca. 7 Millionen Tonnen) geht auf die Wärmenutzung von biomassebasierten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit EEG-Vergütungsanspruch zurück.

Tabelle 2: Vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch die Bruttostromerzeugung auserneuerbarer Energien

Jahr	Wasserkraft	Windkraft an Land	Windkraft auf See	Solarenergie	Biomasse	Geothermie
------	-------------	-------------------	-------------------	--------------	----------	------------

in 1000 Tonnen CO <sub>2</sub> -Äquivalenten						
2007	17.707	30.460	0	1.809	16.440	0
2008	16.013	29.088	0	2.969	17.666	10
2009	15.301	28.724	28	4.502	18.470	11
2010	16.742	27.835	128	7.988	20.189	16
2011	14.709	38.209	431	13.903	22.670	12
2012	16.862	34.139	497	16.387	23.328	14
2013	17.428	34.688	622	19.086	24.358	44
2014	14.790	38.029	993	22.113	25.745	54
2015	14.325	48.243	5.591	23.773	26.680	75
2016	15.508	45.115	8.283	23.387	26.905	99
2017	14.952	59.130	12.111	24.491	27.060	87

Die Berechnungen zur Emissionsvermeidung durch die Nutzung erneuerbarer Energien basieren auf einer Netto-Betrachtung. Dabei werden die durch die Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien verursachten Emissionen mit denen verrechnet, die durch die Substitution fossiler bzw. nuklearer Energieträger brutto vermieden werden. Vorgelagerte Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger sowie für die Herstellung und den Betrieb der Anlagen (ohne Rückbau) werden dabei berücksichtigt.

### Einsparung von fossilen Energieträgern

Tabelle 3 stellt die Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr im Jahr 2017 dar. Die Gesamteinsparung ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. Da in Deutschland fossile, d. h. nicht erneuerbare Energieträger wie Mineralöl, Erdgas und Steinkohle, zu einem hohen Anteil importiert werden, führen diese Einsparungen auch zu einer Senkung der deutschen Energieimporte. Als ressourcenarmes Land hat Deutschland im Jahr 2017 98 Prozent des Öls und 93 Prozent der Naturgase importiert. Energieimporte können je nach Herkunftsland mit Risiken verbunden sein. Diese umfassen sowohl Mengenrisiken (Ausfall eines Produzenten durch Katastrophe oder Krieg) als auch Preisrisiken in Form von unerwarteten Preisanstiegen. Erneuerbare Energien können diese Importabhängigkeiten reduzieren und die Energiesicherheit erhöhen.

Tabelle 3: Primärenergieeinsparung durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger

	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Mineralöl / Heizöl	Diesel- kraftstoff	Otto- kraftstoff	Gesamt
Primärenergie (Mrd. KWh)							
Strom		306,5	146,0				452,5
Wärme	11,3	12,4	58,3	46,1	0,6		128,7
Verkehr			0,4		16,3	8,0	24,8
Gesamt	11,3	319,0	204,7	46,1	16,9	8,0	606,0
Primärenergie (PJ)							
Gesamt	40,8	1.148,2	737,0	165,8	60,9	28,9	2.181,8
das	3,4	42,5	20.948	4.640	1.699	982	

entspricht:	Mio. t	Mio. t	Mio. m <sup>3</sup>	Mio. Liter	Mio. Liter	Mio. Liter	
-------------	--------	--------	---------------------	------------	------------	------------	--

### 3. Marktintegration erneuerbarer Energien (IIIB5 Aktualisierungsvorbehalt)

Seit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung mit Förderung über die Marktprämie und der sonstigen Direktvermarktung werden die erneuerbaren Energien immer stärker in den Markt integriert. Die damit einhergehende technische Anbindung der Anlagen führt parallel zu einer verbesserten Systemintegration. Zudem wird die volle Bilanzkreisverantwortung für diese Anlagen wahrgenommen. Der Anteil der Anlagen, deren Betreiber eine Einspeisevergütung (auch in Form der Ausfallvergütung) erhalten, ist aktuell gering. Erkennbar ist, dass die Herabsetzung der Direktvermarktungsschwelle im Jahr 2016 für Anlagen zwischen 100 und 500 kW mit Herausforderungen verbunden war. Im Jahr 2017 verstärkte sich der Zubau im Segment ab 100 kW aber bereits wieder. Auch der Anteil dieses Segments in der Ausfallvergütung ist zurückgegangen.

EEG-förderfähiger Strom aus Anlagen über 100 kW, die nach dem 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen worden sind bzw. werden, ist im Regelfall in der geförderten Direktvermarktung zu veräußern. Anlagen mit einer Nennleistung bis 100 kW dürfen weiterhin die Einspeisevergütung beanspruchen. Außerdem ist die Veräußerung des EE-Stroms in der sonstigen Direktvermarktung möglich, die allerdings keinen EEG-Zahlungsanspruch begründet. In Ausnahmesituationen kommt für Anlagen (> 100 kW) die Ausfallvergütung für drei Monate in Folge und höchstens sechs Monate pro Jahr in Betracht. Folge der Teilnahme der Anlagen an der geförderten oder sonstigen Direktvermarktung ist, dass sie insbesondere Bilanzkreisverantwortung tragen.

Der Vermarktungsanteil der installierten Leistung in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung liegt mittlerweile (Stand Dezember 2017) bei über 63 Prozent.

Die in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung veräußerte Gesamtstrommenge steigt seit 2012 stetig an. Das kann einerseits auf das schrittweise Absinken der Grenzwerte für die Direktvermarktungspflicht und andererseits auf den Wechsel von Bestandsanlagen in diese Veräußerungsform zurückgeführt werden. Von den 2017 erzeugten EE-Strommengen (ca. 185.000 GWh) wurden etwa 75 Prozent direktvermarktet.

Tabelle 1: Energiemengen in GWh in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung von 2014 bis 2017.

	2014	2015	2016	2017
<b>Wasser</b>	3.214	2.903	3.280	3.700
<b>Deponie/Klär/Grubengas</b>	1.022	906	1.038	1.200
<b>Biomasse</b>	25.499	29.475	31.197	28.500
<b>Geothermie</b>	45	53	157	180
<b>Wind an Land</b>	48.978	64.242	62.045	80.400
<b>Wind auf See</b>	1.299	8.140	12.092	17.400
<b>Solarenergie</b>	5.453	6.560	7.791	8.300
<b>Summe</b>	85.511	112.278	117.599	139.680

Die Entwicklung der Anlagenleistung in der geförderten Direktvermarktung verhält sich ebenso und liegt im Dezember 2017 bei insgesamt 68.099 MW, wovon die Windenergie

an Land mit 46.630 MW den größten Anteil ausmacht, gefolgt von Solarenergie mit 9.779 MW und Biomasse mit 5.456 MW. Während ersten Schätzungen zufolge im Jahr 2017 Windenergie fast vollständig, Strom aus Biomasse zu ca. 74 Prozent, vom EEG erfasste Wasserkraft ca. 50 Prozent und die sonstigen Energieträger zu zwischen 70-90 Prozent direktvermarktet werden, kommt Solarenergie mittlerweile auf einen Anteil von über 20 Prozent. Dieser Anteil setzt sich weit überwiegend aus Solaranlagen mit einer Leistung über 1.000 kW zusammen. Ca. 5.700 MW installierter Solaranlagen-Leistung in der Direktvermarktung können dem Anlagensegment 2-10 MW zugeordnet werden, das entspricht einem Anteil von knapp 60 Prozent; das Anlagensegment kleiner 1 MW trägt mit rd. 1.400 MW bzw. zu knapp 15 Prozent installierter Leistung zur direkt vermarkteten Solaranlagen-Leistung bei. Das Anlagensegment 100-500 kW nimmt nur mit einem geringen Anteil teil und wurde in den Jahren 2015 und 2016 auch deutlich weniger zugebaut, wobei sich der Zubau 2017 wieder erholt hat.

Da die Vorhaltung technischer Einrichtungen zur Fernsteuerbarkeit der Anlagen anspruchsbegründende Voraussetzung der Marktprämie ist, hat sich außerdem die Fernsteuerbarkeit und die Erfassung der aktuellen Erzeugung der Anlagen verbessert.

Die Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung wird aus Sicht der Direktvermarkter insbesondere von den Ausgleichsenergiekosten und damit von der Prognosegenauigkeit bei Wetter-, Last- und Börsenstrompreisentwicklung und der Fernsteuerungsfähigkeit der Anlagen beeinflusst. Für die flexible Fahrweise der steuerbaren Biogasanlagen können so situativ passende Fahrpläne aufgestellt und die Reaktionsfähigkeit hinsichtlich drohender negativer Preissituationen optimiert werden. Überdies kann durch Vertragsgestaltung z.B. der Verwaltungsaufwand und die (zunehmend standortabhängige) Tarifgestaltung beeinflusst werden. Seit der Einführung der Direktvermarktung hat sich eine große Akteursvielfalt bei den Direktvermarktern entwickelt, die mittlerweile erste Konsolidierungstendenzen zeigt. Insgesamt sind ca. 20 größere Direktvermarktungsakteure aktiv, die ein Portfolio im Gigawattbereich bewirtschaften.

Die reduzierte Ausfallvergütung kann zeitlich eingeschränkt beansprucht werden, wenn der Strom nicht (durch einen Direktvermarkter) direktvermarktet werden kann. Da sie wirtschaftlich vergleichsweise unattraktiv ist, wird sie insgesamt wenig beansprucht. Im Dezember 2017 nutzten fünf Wind- und 87 Solaranlagen mit insgesamt 37 MW die Ausfallvergütung. In 2016 machte Leistung aus Windenergie an Land mit 67 Prozent den größten Anteil aus. Im ersten Halbjahr 2017 waren es dagegen Solaranlagen mit 66 Prozent (durchschnittlich 20 MW). Das Leistungssegment zwischen 100 und 500 MW ist spartenübergreifend die am meisten vertretene Anlagenklasse in dieser Vergütungsform.

Die Regelung des § 51 EEG 2017 zu negativen Preisen adressiert (zusammengefasste) Anlagen mit Inbetriebnahmedatum ab 1. Januar 2016 allgemein ab 500 kW. Auf Windenergieanlagen ist § 51 EEG 2017 erst ab 3 MW anwendbar. Treten an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negative Börsenstrompreise auf, entfällt nach § 51 EEG 2017 der EEG-Zahlungsanspruch für diese Anlagen. Die betroffene Anlagenleistung liegt bei ca. 9.200 MW im Jahr 2017. Der Erlösausfall für diese Anlagen wird 2017 auf ca. 2-3 Prozent des Jahreserlöses geschätzt. Die Anzahl der für § 51 EEG 2017 relevanten Stunden ist, verglichen mit dem Jahr 2016 mit 55 (von insgesamt 97) Stunden, im Jahr 2017 zwar auf 88 (von insgesamt 146) Stunden angestiegen.

		2013	2014	2015	2016	2017
	Gesamt	64	64	126	97	146
Anzahl Stunden	< 6h	47	27	70	42	58
	min 6h	17	37	56	55	88
Anzahl Perioden	< 6h	19	11	24	20	19
	min 6h	2	5	7	7	8



Der Anstieg um 33 Stunden (knapp 60 Prozent) kann auf das relativ schwache Windjahr 2016 zurückgeführt werden, da die Strommengen aus Windenergie einen hohen Einfluss auf negative Preise haben. Im Vergleich zur Zubauentwicklung ist die Zunahme aber moderat, was mit einer weiter wachsenden Flexibilität des Gesamtsystems erklärt werden kann, die sich u.a. an einer niedrigeren Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zeigt. Deutlich wird auch in 2017, dass die Ereignisse nicht mehr allein von der Wind- sondern auch von der Solarenergie beeinflusst werden. Die Ereignisse treten insbesondere deswegen mittlerweile ganzjährig und zu Zeiten auf, die sich durch eine verringerte Stromnachfrage auszeichnen. Das ist üblicherweise in den Nachtstunden bzw. an Wochenend- und Feiertagen der Fall.

In der sonstigen Direktvermarktung ist in 2017 vornehmlich Wasserkraft vermarktet worden. In sehr begrenztem Umfang waren auch einige Solar- und Windenergieanlagen dieser Vermarktungsform zugeordnet. Der Umfang der installierten Leistung ist mit durchgehend deutlich weniger als 200 MW in 2017 sehr gering. Die auf diesem Wege veräußerten Strommengen belaufen sich auf insgesamt 700 GWh in 2017. Die Anlagenleistung liegt typischerweise zwischen 250 kW und 2 MW.

Die durch die ÜNB vermarkteten Strommengen, für die die Einspeisevergütung beansprucht wurde, sind von 49.564 GWh in 2015 auf 43.880 GWh in 2016 zurückgegangen. Im Jahr 2017 stieg die Menge aufgrund des guten Windjahres und der Zunahme bei kleinen Solaranlagen auf 45.334 GWh an.

#### **4. Bisherige Erfahrungen mit der wettbewerblichen Ausschreibung der Förderhöhe und Entwicklung der Stromgestehungskosten**

Mit dem EEG 2017 wurde die Ermittlung der Förderhöhe für große Solaranlagen (>750 MW), Windenergie an Land und auf See sowie für Biomasse auf Ausschreibungen umgestellt. Dies war der bisher größte und weitreichendste Systemwechsel bei der Förderung erneuerbarer Energien seit der Einführung des EEG im Jahr 2000. Bei der Entwicklung des Ausschreibungsdesigns wurden den unterschiedlichen Marktbedingungen und technologischen Anforderungen der jeweiligen Energieträger ausdrücklich Rechnung getragen. Das Ausschreibungsdesign ist das Ergebnis eines langen Diskussions- und Arbeitsprozesses in Wissenschaft, Verwaltung und Politik. Das System der Ausschreibungen wurde in einem ersten Schritt im EEG 2014 für Solar-Freiflächenanlagen erprobt (sechs Pilotausschreibungen nach der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) vom April 2015 bis Dezember 2016). Aus diesem Grund liegen für die Solarenergie von allen ausgeschriebenen Technologien die meisten Erfahrungen vor.

##### **Solarenergie**

Bisher waren alle Ausschreibungsrunden von einem hohen Wettbewerbsniveau gekennzeichnet. In allen Runden wurden deutlich mehr Gebote eingereicht als jeweils an Menge ausgeschrieben wurden. In der Folge ist der durchschnittliche Zuschlagspreis von der ersten Ausschreibungsrunde im April 2015 von 9,17 ct/kWh um fast 46 Prozent auf 4,91 ct/kWh in der letzten Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 gesunken. Das niedrigste bezuschlagte Gebot lag im Juni 2017 bei 4,29 ct/kWh im Gegensatz zu 6,00 ct/kWh im Februar 2017 und 8,48 ct/kWh im April 2015. Die bezuschlagten Gebote weisen bis Juni 2017 mit leichten Schwankungen im Mittel ungefähr gleichbleibende Anlagengrößen auf, die sich zwischen 5,3 MW und 6,3 MW bewegen. Im Oktober 2017 wurde eine mittlere bezuschlagte Gebotsgröße von 11,1 MW erreicht. In dieser Ausschreibungsrunde wurde erstmals in größerem Umfang für Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen geboten, für die die sonst geltende Beschränkung der Gebotsgröße auf 10 MW nicht greift.

Mit Blick auf die ersten neun Ausschreibungsrunden entfallen knapp 36 Prozent der bezuschlagten Leistung auf die im Regelfall maximale Anlagengröße von 10 MW. Eine weitere Häufung ist bei der Anlagenanzahl des Anlagensegments zwischen 2 und 4 MW zu erkennen, das einen Anteil von über 33 Prozent der Zuschläge ausmacht (leistungsbezogen nur 20 Prozent). Unterhalb von 1 MW waren in den ersten neun Ausschreibungsrunden lediglich zwei Zuschläge zu verzeichnen. Es wurden drei Gebote für Anlagen auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden abgegeben, die aber keinen Zuschlag erhalten haben.

Für die Ausschreibungsrunden im Jahr 2015 ist die 2-jährige Realisierungsfrist bereits abgelaufen. Die Solarenergie ist bisher die einzige ausgeschriebene Technologie zu der Erkenntnisse zur Realisierungsrate vorliegen. Der Trend ist positiv: (Aktualisierungsvorbehalt, Realisierungsfrist für die vierte Runde endet am 18. April 2018). Die Realisierungsquoten dieser Anlagen liegen bei 92 Prozent bezogen auf die Leistung in der zweiten und dritten sowie 99 Prozent in der ersten Runde. Von den insgesamt in 2015 bezuschlagten 520 MW wurden 490 MW realisiert, was einer mittleren Realisierungsquote von 94 Prozent entspricht. Neben Modulpreissenkungen hat auch die Möglichkeit zur Übertragung von Zuschlägen auf andere Flächen zur bisher positiven Entwicklung der Realisierungsrate beigetragen. Eine Bieterbefragung hat ergeben, dass die Realisierungsrate für spätere Ausschreibungsrunden niedriger eingeschätzt wird.

Bei der bisherigen regionalen Verteilung der Zuschläge dominieren Bayern, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt. Auf Brandenburg entfallen dabei fast 25 Prozent der bezuschlagten Leistung, auf Mecklenburg-Vorpommern und Bayern rund 22 Prozent, sowie 10 Prozent auf Sachsen-Anhalt. Gegenüber der Verteilung unter der gesetzlich festgelegten Förderhöhe in den Jahren 2014 und 2015 steigt damit in den vier genannten Ländern der Anteil an der zugebauten Leistung weiter, während dieser in allen übrigen Bundesländern außer Schleswig-Holstein (Steigerung von 3 Prozent auf 5,6 Prozent) weiter zurückgeht. Hauptgrund hierfür ist weniger das Strahlungsangebot, sondern die Flächenverfügbarkeit. So sind in Ostdeutschland deutlich mehr geeignete große Konversionsflächen vorzufinden, die zum Teil auch als bauliche Anlagen eingestuft sind, als im Rest Deutschlands. Zuschläge im übrigen Deutschland konzentrieren sich deshalb mit 44 Prozent der bezuschlagten Leistung auf Anlagen auf Seitenrandstreifen der Verkehrswege sowie mit 40 Prozent auf Flächen in benachteiligten Gebieten, während Konversionsflächen nur rund 15 Prozent ausmachen. In den östlichen Bundesländern verhält sich die Situation dagegen fast umgekehrt: Der Anteil der Leistung auf Konversionsflächen bzw. sonstigen baulichen Anlagen an den Zuschlägen liegt hier bei 74 Prozent, Seitenrandstreifen und landwirtschaftliche Flächen machen dagegen nur ca. 22 Prozent aus.

Der Zubau von Freiflächenanlagen auf benachteiligten Gebieten (Acker- und Grünland) ist mit dem EEG nur noch möglich, sofern der Landesgesetzgeber dies über die Länderöffnungsklausel geregelt hat. Bisher haben nur Bayern (maximal 30 Anlagen pro Jahr) und Baden-Württemberg (maximal 100 MW pro Jahr) entsprechende Verordnung erlassen. Diese Regelungen haben sich bemerkbar gemacht. In der Ausschreibungsrunde vom Juni 2017 entfallen 54 Prozent der bezuschlagten Leistung auf diese Gebiet.

Die Auswirkungen des Systemwechsels zu Ausschreibungen auf die Akteursstruktur kann bei der Solarenergie aktuell nicht abschließend bewertet werden, da kaum Daten zur Akteursstruktur vor Einführung der Ausschreibungen vorliegen. Die typischerweise mit Bürgerenergieprojekten in Verbindung gebrachten Rechtsformen wie Gesellschaft bürgerlichen Rechts, Genossenschaften oder natürliche Personen spielen mit 9 von 264 Zuschlägen bisher nur eine untergeordnete Rolle. Eine Bürgerbeteiligung ist aber grundsätzlich in nahezu allen Rechtsformen möglich. Generell bleibt die Akteursvielfalt im Bereich der Photovoltaik durch die Ausschreibungsgrenze von 750 kW gewahrt. Unterhalb dieser Grenze haben eine Vielzahl von Akteuren im System der Festvergütung und Marktprämie die Möglichkeit, Anlagen zu installieren und wirtschaftlich zu betreiben.

Vor dem Hintergrund des hohen Wettbewerbsniveaus, das auch ein hohes Interesse an der Ausschreibung widerspiegelt, der sinkenden Zuschlagspreise und der hohen Realisierungsraten in den ersten drei bisher abgeschlossenen Ausschreibungsrunden wird keine Änderung des Ausschreibungsdesigns empfohlen.

## **Wind an Land**

Im Bereich der Windenergie an Land wurden 2017 erstmalig Ausschreibungen durchgeführt. In drei Ausschreibungsrunden (1. Mai 800 MW, 1. August 1.000 MW, 1. November 1.000 MW) wurden insgesamt 2.800 MW ausgeschrieben. Wesentliche Merkmale der Ausschreibungen in 2017 waren die sehr geringen Gebotsausschlüsse, eine hohe Wettbewerbsintensität, deutlich sinkende mengengewichtete Zuschlagswerte, eine erhebliche Dominanz bei den Geboten und Zuschlägen von Bürgerenergieprojekten sowie eine Konzentration der Zuschläge auf Nord- und Ostdeutschland.

Die Wettbewerbsintensität war 2017 durchgängig hoch. In allen drei Ausschreibungsrunden gingen insgesamt 747 Gebote ein (256 in der ersten, 281 in der zweiten und 210 Gebote in der dritten Runde). Die eingereichten Gebotsmengen lagen zwischen 2.137 MW bis 2.927 MW und lagen damit über den Ausschreibungsvolumina von 800 MW in der ersten und 1.000 MW in der zweiten und dritten Runde. Die geringe Ausschlussquote von 5-6 Prozent unterstreicht, dass das gewählte Verfahren einfach und transparent ausgestaltet wurde und somit aus administrativer Sicht keine Markteintrittsbarriere darstellt.

Die Ausschreibungen im Jahr 2017 wurden geprägt durch die hohe Beteiligung von Bietern, die von den besonderen Ausschreibungsbestimmungen (ohne Vorlage der Genehmigung, 54 statt 30 Monate Realisierungsfrist, gesonderter Preisregel) für Bürgerenergiegesellschaften nach § 36g EEG 2017 Gebrauch machten. Ihr Anteil am Gebotsvolumen stieg von 71 Prozent in der ersten Runde auf 89 Prozent in dritten Runde, was auf erste Lerneffekte seitens der Bieter hindeutet. Die meisten Bürgerenergiegesellschaften nutzen die ihnen eingeräumten Spielräume aus und nahmen ohne eine Genehmigung an den Ausschreibungen teil. Nur in 5 Prozent der Fälle lag die Genehmigung zum Zeitpunkt der Ausschreibung für Bürgerenergiegesellschaften bereits vor.

Von den insgesamt 198 Zuschlägen, die die Bundesnetzagentur im Jahr 2017 erteilte, entfielen 185 auf Bürgerenergiegesellschaften. Bezogen auf das Zuschlagsvolumen entsprach dies einem Anteil von 97 Prozent. Auswertungen der Unternehmensverflechtungen zeigen, dass viele der erfolgreichen Bürgerenergiegesellschaften direkte oder indirekte Verbindungen zu wenigen etablierten Projektierern aufweisen und kurz vor den Gebotsterminen gegründet wurden. Auf einen Projektentwickler entfielen dabei allein 65 Zuschläge. Die Verflechtungen bzw. die öffentliche Debatte um eben diese zeigen, wie schwer es in der Praxis fällt, das Thema Bürgerenergie formal abzugrenzen. Viele der erfolgreichen Bieter nutzten die vorhandenen Spielräume, um von den gewährten Sonderregelungen zu profitieren. Die ursprünglich als Ausnahmen gedachten Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften entwickelten sich damit zum Regelfall.

Die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte sanken von 5,71 ct/kWh in der ersten Runde, auf 4,28 und auf 3,82 ct/kWh in der zweiten und dritten Runde.

Begünstigt wurde die Entwicklung nicht zuletzt durch die verlängerte Realisierungszeit von 54 Monaten für Bürgerenergiegesellschaften im Vergleich zu 30 Monaten bei herkömmlichen Projekten. Diese ermöglichte es den Bietern, die erwarteten Kosten- und Ertragsvorteile der nächsten, leistungsstärkeren Anlagengeneration (Marktreife ab 2020/21) in ihre Gebote einzupreisen.

Der Erfolg der Bürgerenergiegesellschaften zieht nach sich, dass sich ein Großteil der zugeschlagenen Projekte noch in einer frühen Planungsphase befindet und insofern keine Aussagen getroffen werden können, in welchem Umfang und zu welchem Zeitpunkt die Projekte überhaupt umgesetzt werden können. In Verbindung mit der um 24 Monate verlängerten Realisierungsfrist gefährdet der geringe Planungsfortschritt zum Zeitpunkt der Ausschreibungen die Kontinuität des Ausbaus. Es wird erwartet, dass der wesentliche Zubau der in 2017 bezuschlagten Projekte, sofern diese eine Genehmigung erlangen, erst in 2021/22 erfolgt.

Um den besonderen Herausforderungen bei der Netzintegration der erneuerbaren Energien zu begegnen, wurde eine Mengensteuerung für das Netzausbauggebiet im Norden eingeführt. Für das Netzausbauggebiet gelten individuelle Zuschlagsobergrenzen für die einzelnen Ausschreibungsrunden, die sich aus dem gesetzlich festgelegten Jahresvolumen von max. 902 MW ableiten. Auf das gesamte Jahr betrachtet blieb die im Netzausbauggebiet zugeschlagene Leistung mit 706 MW unterhalb der zulässigen Grenze von 902 MW, lediglich in der ersten Ausschreibungsrunde griff die Maximalquote. In der zweiten und dritten Runde konnten sich Projekte im Netzausbauggebiet nicht durchsetzen, trotz der tendenziell besseren Windbedingungen in den küstennahen Regionen.

In den drei Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 gingen für insgesamt zwölf Bundesländer Gebote bei der Bundesnetzagentur ein. Die Verteilung des Gebotsvolumens wies ein deutliches Übergewicht im Norden und in der Mitte Deutschlands auf. Zu den klaren Ausschreibungsgewinnern zählen die Bundesländer Brandenburg und Niedersachsen, die zusammen annähernd 50 Prozent des Zuschlagsvolumens auf sich vereinen konnten. Dahinter folgen mit etwas Abstand Mecklenburg-Vorpommern und Nordrhein-Westfalen. Weniger erfolgreich verliefen die ersten Ausschreibungen für die südlichen Bundesländer. An Projekte in Bayern fielen lediglich 2 Prozent des Volumens. Auf Baden-Württemberg entfiel kein Zuschlag.

Insgesamt ist festzustellen, dass das angestrebte Ziel, den Ausbau bundesweit zu verteilen, bei den Ausschreibungen 2017 nicht erreicht wurde. Zwar blieb das Zuschlagsvolumen im Netzausbauggebiet in der Summe unterhalb der angesetzten Grenze von 902 MW. Gleichzeitig wurden nur wenige Projekte im Süden bezuschlagt, bei einer deutlichen Ballung im Norden und in der Mitte Deutschlands. Vor allem Brandenburg und Niedersachsen dominierten das Ausschreibungsgeschehen im Jahr 2017.

## **Wind auf See**

Die erste Ausschreibung für Wind auf See erfolgte im April 2017 in der sogenannten Übergangsphase nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz. Teilnahmeberechtigt waren ausschließlich weit fortgeschrittene Projekte mit einem Umfang von rund 6.000 bis 7.000 MW in der Nord- und Ostsee. In der Übergangsphase erfolgen zwei Ausschreibungen, im April 2017 und 2018, mit einem Ausschreibungsvolumen von jeweils 1.550 MW. Infolge der hohen Wettbewerbsintensität war ein großer Preisdruck zu erwarten. In der ersten Ausschreibung wurden vier Zuschläge mit einem Volumen von 1.490 MW erteilt. Der durchschnittliche Zuschlagswert lag bei 0,44 ct/kWh. Der höchste Gebotswert, der noch einen Zuschlag erhalten hat, lag bei 6,00 ct/kWh. Demnach ergingen drei Zuschläge zu 0 ct/kWh. Diese mit 0 ct/kWh bezuschlagten Projekte erhalten zwar keine EEG-Förderung, haben aber Zugang zu einem für den Projektinhaber kostenfreien Netzanschluss. Der Netzanschluss wird vom Stromverbraucher über die Netzentgelte finanziert. Unterlegene Bieter dieser Ausschreibungsrunde können an der zweiten Ausschreibung im April 2018 erneut teilnehmen.

Die Realisierungsfristen der bezuschlagten Projekte richten sich nach der Fertigstellung der Netzanbindungen und liegen zwischen den Jahren 2023 und 2025.

Die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte, insbesondere derjenigen ohne EEG-Förderung, wird auch von der langfristigen Entwicklung der Börsenstrompreise abhängig sein. Bei Nichtrealisierung ist eine Pönale in Höhe von 100 Euro pro kW Leistung fällig. Alle vier bezuschlagten Projekte der ersten Runde befinden sich in der Nordsee, in den Clustern 1, 3 und 7.

Für die zweite Ausschreibungsrunde im April 2018 wird wiederum mit einer hohen Wettbewerbsintensität und folglich mit niedrigen Zuschlagswerten gerechnet. Bieter mit Projekten in der Ostsee haben durch die gesetzlich festgelegte Ostseequote von 500 MW einen Wettbewerbsvorteil. Dieser Vorteil wurde gewährt, um weiterer Netzbelastungen infolge des Abtransport des Stroms aus Wind auf See von der Nordsee zu den Verbrauchszentren zu vermeiden.

## **Biomasse**

In der ersten Biomasseausschreibung im September 2017 reichten die eingegangenen Gebote nicht aus, um die ausgeschriebene Menge zu erreichen. Auf die Ausschreibungsmenge von 122 MW gingen nur 24 zulassungsfähige Gebote mit einem Volumen von rd. 28 MW ein. Folglich wurden alle 24 Gebote bezuschlagt.

An der Ausschreibung für Biomasseanlagen dürfen sich neue, EEG-konforme Anlagen sowie – abweichend zu den Bereichen Wind- und Solarenergie– auch Bestandsanlagen beteiligen, deren restliche Dauer der Förderung durch das EEG acht Jahre nicht übersteigt. Die Dauer der Förderung für in der Ausschreibung erfolgreiche Bestandsanlagen beträgt weitere zehn Jahre. In der Biomassebranche führte die Einführung des neuen wettbewerblichen Instruments in der ersten Runde verbunden mit einem ambitionierten Höchstwert zu einer Zurückhaltung bei der Gebotsabgabe. Die geringe Zahl an Geboten bestehender Biomasseanlagen, welche sich an dieser ersten Ausschreibung beteiligten, hängt wesentlich damit zusammen, dass für die Mehrheit der Bestandsanlagen das Ende der bisherigen EEG-Förderung noch einige Jahre entfernt ist, und die bestehende Festvergütung attraktiver ist als der geltende Höchstwert in der Ausschreibung.

Der mangelnde Wettbewerb wirkte sich auch auf die Gebots- und Zuschlagswerte aus. Die Gebotswerte reichten von 9,86 ct/kWh bis 16,9 ct/kWh. Der mengengewichtete Durchschnitt der Zuschlagswerte der Biomasseausschreibung für das Zuschlagsvolumen von 27,55 MW lag bei 14,3 ct/kWh und war damit nahe an den Höchstwerten. Diese betragen für Neuanlagen 14,88 ct/kWh und für Bestandsanlagen 16,9 ct/kWh. Von den 24 Zuschlägen entfielen 20 Zuschläge auf Bestandsanlagen und 4 Zuschläge auf Neuanlagen. Die nächste Ausschreibung für Biomasse findet im September 2018 statt.

Bereits mit dem EEG 2012 wurde die Flexibilitätsprämie für eine bedarfsorientierte Einspeisung für Biogas- und Biomethananlagen eingeführt, die für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme bis zum Inkrafttreten des EEG 2014 auch im EEG 2014 sowie EEG 2017 Fortbestand hat. Die zusätzlich installierte Leistung, mit denen seit August 2014 bestehende Anlagen erweitert wurden, wird auf den Förderdeckel in Höhe von 1350 MW angerechnet. Insgesamt haben sich bis November 2017 gemäß Anlagenregister der Bundesnetzagentur 3.950 Betreiber mit einer Anlagenleistung von 2,8 GW für den Bezug der Flexibilitätsprämie angemeldet. Bezogen auf die gesamte installierte Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagenleistung entspricht dies einem Anteil von über 60 Prozent. Demnach hat sich das Instrument der Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen etabliert. Der Förderdeckel in Höhe von 1.350 MW ist derzeit zu rd. 37 Prozent ausgeschöpft.

## **Grenzüberschreitende Ausschreibungen**

Dänemark und Deutschland haben im 4. Quartal 2016 gegenseitig geöffnete Pilotausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen durchgeführt. An diesen europaweit ersten grenzüberschreitenden Ausschreibungen konnten sich sowohl Solaranlagen in Deutschland als auch in Dänemark beteiligen. In Deutschland wurde eine geöffnete Ausschreibung mit einem Volumen von 50 MW von der BNetzA durchgeführt. Die Ausschreibung stieß auf große Resonanz sowohl in Deutschland als auch Dänemark: Mit einem Gebotsvolumen von 297 MW war sie mehr als fünffach überzeichnet, wobei sich das Gebotsvolumen ca. zu Hälfte auf Deutschland (143 MW) und Dänemark (154 MW) verteilte. Schlussendlich konnten sich in der Ausschreibung fünf Projekte mit Standort in Dänemark erfolgreich durchsetzen. Der durchschnittliche Zuschlagswert betrug 5,38 ct/kWh.

Zur Umsetzung der Pilotausschreibungen mit Dänemark waren umfangreiche Vorarbeiten erforderlich. So arbeitete die Bundesregierung mit der Unterstützung eines wissenschaftlichen Konsortiums in den Jahren 2015 und 2016 intensiv an detaillierten Konzepten zur Umsetzung grenzüberschreitender Ausschreibungen. Die Grundlinien des Öffnungskonzepts der Bundesregierung wurden in einem Eckpunktepapier vom März 2016 veröffentlicht und zur Diskussion gestellt. Auf Grundlage dieses Konzepts wurde im Juli 2016 die Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV) verabschiedet. Diese bildet die Rechtsgrundlage für die Durchführung grenzüberschreitender Ausschreibungen. Die Konzepte flossen zudem in die mit Dänemark im Sommer 2016 abgeschlossene Kooperationsvereinbarung über die Pilotausschreibungen ein. Da die bezuschlagten Anlagen im Berichtszeitraum noch nicht errichtet und in Betrieb waren, haben die gegenseitig geöffneten Ausschreibungen noch nicht zu einem statistischer Transfer zwischen den Partnerländern geführt.

Das am 1. Januar 2017 in Kraft getretene EEG 2017 sieht vor, dass fünf Prozent der jährlich zu installierenden Leistung für die Teilnahme von Anlagen in anderen Mitgliedstaaten offen stehen (rund 300 MW pro Jahr). Voraussetzung hierfür ist, dass eine entsprechende Kooperationsvereinbarung mit interessierten Partnerländern besteht, die Öffnung der Ausschreibungen zur grenzüberschreitenden Teilnahme dem Prinzip der Gegenseitigkeit entspricht und der „physikalische Import“ des Stroms nach Deutschland oder ein vergleichbarer Effekt auf dem deutschen Strommarkt nachgewiesen werden kann. Im Sommer 2017 wurde die GEEV, die zuvor nur für Solaranlagen galt, überarbeitet und auf grenzüberschreitende Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land erweitert.

Die Bundesregierung strebt an, wie vom EEG 2017 vorgesehen, jährlich Ausschreibungen im Umfang von ca. 300 MW für die Teilnahme von Anlagen in anderen Mitgliedstaaten zu öffnen. Eine Fortsetzung der Kooperation mit dem Königreich Dänemark ist derzeit nicht geplant, da sich das Königreich Dänemark gegenüber der Europäischen Kommission nur zu einer einmaligen Öffnung der Ausschreibungen verpflichtet hatte. Die Bundesregierung führt jedoch intensive Gespräche mit anderen Mitgliedstaaten, um weitere Kooperationsvereinbarungen abzuschließen. So wird seit dem Sommer 2017 u.a. auch mit Frankreich die Möglichkeit grenzüberschreitender Ausschreibungen sondiert.

## **5. Verteilung der Ausbaurkosten und Entwicklung der EEG-Umlage / Besondere Ausgleichsregelung / Eigenverbrauch**

Die EEG-Umlage ist zwischen 2014 und 2018 von 6,24 ct/kWh auf 6,79 ct/kWh angestiegen. Dies entspricht einem durchschnittlichen Anstieg von rund zwei Prozent pro Jahr. Im Vergleich zu den Vorjahren, als die EEG-Umlage deutlich stärker stieg, konnte die Entwicklung der EEG-Umlage somit stabilisiert werden. Diese Entwicklung hat sich auch in den Strompreisen für private Haushalte niedergeschlagen, die zwischen 2014 und 2018 um etwa 0,2 Prozent pro Jahr und somit weniger als die allgemeine Inflation zugenommen haben.

Mit 2,71 ct/kWh hat Solarenergie den größten Anteil an der EEG-Umlage im Jahr 2018. Es folgen Biomasse mit 1,83 ct /kWh, Windenergie an Land mit 1,63 ct/kWh und Windenergie auf See mit 1,04 ct/kWh. Wasserkraft, Geothermie und Gase haben mit 0,11 ct /kWh nur einen geringen Anteil an der aktuellen EEG-Umlage. Der Anteil der Solarenergie an der jeweiligen Umlage sinkt jedoch seit 2012 kontinuierlich, weil die Kosten und Vergütungen für neue Anlagen drastisch gesunken sind. Demgegenüber hat der Anteil von Windenergie auf See deutlich zugenommen.

In dieser Betrachtungsweise ist der Einfluss der Besonderen Ausgleichsregelung nicht berücksichtigt. Ohne diese Regelung für Teile des Letztverbrauchs wären die Differenzkosten gleichmäßig auf den gesamten Letztverbrauch zu verteilen und die Umlage würde geringer ausfallen. Rein rechnerisch hätte die EEG-Umlage in einem solchen Fall im Jahr 2016 bei 4,89 statt 6,35 ctt/kWh gelegen. Die Privilegierung hätte somit 1,46 ct/kWh ausgemacht. Dabei handelt es sich um eine statische Betrachtung, d.h. es wird ein gleichbleibender Stromverbrauch der selben begünstigten Unternehmen zugrunde gelegt. Sie geht davon aus, dass die energieintensive Industrie auf einen Anstieg ihrer Stromkosten dadurch, dass ohne Besondere Ausgleichsregelung die volle die EEG-Umlage anfiel, nicht mit einer Verringerung des Stromverbrauchs oder gar einer Verlagerung der Produktion reagieren würde. Eine rein statische Betrachtung kann somit nur als Maximalschätzung des Einflusses der Besonderen Ausgleichsregelung auf die EEG-Umlage angesehen werden.

Bei näherer Betrachtung der Besonderen Ausgleichsregelung zeigt sich, dass sowohl die privilegierte Strommenge als auch der Kreis der begünstigten Unternehmen in den vergangenen vier Jahren nahezu konstant geblieben ist. Während die Zahl begünstigter Unternehmen des produzierenden Gewerbes geringfügig von 2.068 im Jahr 2014 auf 1.955 im Jahr 2017 zurückging, stieg die Zahl begünstigter Schienenbahnen im gleichen Zeitraum von 72 auf 137. Die privilegierte Strommenge war mit 108 TWh im Jahr 2014 und 108,6 TWh im Jahr 2017 nahezu konstant. Das Entlastungsvolumen stieg Schätzungen zufolge geringfügig von 5 Mrd. EUR in 2014 auf 5,1 Mrd. EUR in 2016.

Bei der Eigenversorgung mit Strom gehen Schätzungen davon aus, dass die Strommengen in den Jahren 2014 bis 2016 von 43 auf 51 TWh gestiegen sind. Im Hinblick auf die EEG-Umlagepflicht hat insbesondere das EEG 2014 neue Rahmenbedingungen geschaffen, in dem es für die Eigenversorgung und den Fremdbezug von Strom eine grundsätzliche Gleichbehandlung einführt. So werden neue, zusätzliche Anlagen, die keiner im EEG genannten Sonderregelungen unterliegen, seit 2014 mit der (anteiligen) EEG-Umlage belastet. Bisher stellen diese Anlagen noch eine Minderheit dar. Das Gros der Anlagen zur Eigenversorgung war in den Jahren 2014 bis 2017 nach § 61 Abs. 2S. 4 und Abs. 3 EEG 2014 nach wie vor von der EEG-Umlage befreit.

## **V. Gesetzgebungskompetenz**

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes ergibt sich für alle Artikel dieses Gesetzes aus Artikel 74 Abs. 1 Nummer 11 des Grundgesetzes. Eine bundesgesetzliche Regelung im Sinn des Artikels 72 Abs. 2 des Grundgesetzes ist zur Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit erforderlich. Das EnWG regelt den bundeseinheitlichen energiewirtschaftlichen Rahmen der Energieversorgung in Deutschland und das EEG, WindSeeG und KWKG regeln bundeseinheitlich ausgestaltete Förderungen von klima- und umweltpolitisch besonders gewünschten Technologien. Die Strom- und Gasversorgung ist bundeseinheitlich zu regeln. Ein Bezug auf Landesgrenzen würde zu Wettbewerbsverzerrungen im länderübergreifend organisierten Strommarkt führen.

Soweit insbesondere die Artikel 1 und 2 dieses Gesetzes der Förderung der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung dienen, ergibt sich die Gesetzgebungskompetenz auch aus Artikel 74 Abs. 1 Nummer 24 des Grundgesetzes. Die Bestimmungen fallen in den Bereich der Luftreinhaltung, denn das Ziel dieser beiden Gesetze ist die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromversorgung, um eine nachhaltige Energieversorgung zu erreichen und so das Klima als Teil der natürlichen Umwelt zu schützen. Ziel und Gegenstand dieser Gesetze ist folglich auch der Klimaschutz und damit der Schutz der natürlichen Zusammensetzung der Luft.

## **VI. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union und völkerrechtlichen Verträgen**

Der vorliegende Entwurf ist mit dem Recht der Europäischen Union vereinbar. Die durch dieses Gesetz erfolgten Änderungen bei der EEG-Umlageprivilegierung für neue KWK-Anlagen und die Absenkung der Förderung von KWK-Bestandsanlagen sind beihilferechtlich geboten, da nur durch diese Absenkung eine beihilferechtswidrige Überförderung vermieden werden kann.

Die Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz dienen mit Ausnahme der Änderungen in §§ 17 und 18 EnWG ebenfalls der Umsetzung von beihilferechtlichen Vorgaben der Europäischen Kommission. Die Änderungen in §§ 17 und 18 EnWG sind mit der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (ABl. L 211 vom 14. August 2009, S. 94) vereinbar. Zwar setzt die Richtlinie an verschiedenen Stellen das Bestehen einer Anschlusspflicht an ein Gasversorgungsnetz voraus. Daraus ergibt sich aber kein Anspruch von Letztverbrauchern auf Belieferung mit einer bestimmten Gasqualität. Der Ausschluss der Pflicht zum Anschluss an ein L-Gasversorgungsnetz bei zumutbarem Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz erweist sich vor diesem Hintergrund als sekundärrechtskonform.

Die weiteren Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz, insbesondere die Anpassung der Ausschreibungsmengen, die Erhöhung des Ausbauziels, die Streichung der Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften und die stärkere regionale Steuerung des Windzubaues stehen im Einklang mit den Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (ABl. Nr. C 200/1 v. 28. Juni 2014) und mit der Richtlinie 2009/28/EG.

Der Anwendungsbereich völkerrechtlicher Verträge wird durch diesen Entwurf nicht berührt.

## **VII. Vereinbarkeit mit nationalem Verfassungsrecht**

Die Änderungen durch dieses Gesetz sind mit dem nationalen Verfassungsrecht vereinbar.

Die Rechtsänderungen treten grundsätzlich erst nach der Verkündung dieses Gesetzes im Bundesgesetzblatt in Kraft. Die Änderungen bei der Förderung für KWK-Bestandsanlagen und die Änderungen bei der EEG-Umlageprivilegierung der Eigenstromversorgung aus KWK-Neuanlagen sind notwendig, um beihilferechtliche Vorgaben der Europäischen Kommission zu erfüllen. Der damit verbundene Eingriff in den Vertrauensschutz ist auch gerechtfertigt, da bereits in der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG 2014 die EEG-Umlageprivilegierung beim Eigenstromverbrauch von KWK-Anlagen nur bis Ende 2017 befristet war und auch die beihilferechtliche Genehmigung für die Förderung nach dem KWKG eine Evaluierung und ggf. eine Anpassung der Fördersätze verlangt hat.



## **VIII. Gesetzesfolgen**

### **1. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung**

Das Gesetz trägt zur Vereinfachung des Rechts und des Verwaltungsvollzugs bei. Insbesondere durch die Streichung der Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften im Rahmen der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land wird das Recht und der Verwaltungsvollzug vereinfacht. Die Sonderregelungen haben nicht nur den Wettbewerb in der Ausschreibung verzerrt, sondern auch den Verwaltungsaufwand bei der Bundesnetzagentur erhöht. Durch die Streichung der Sonderregelungen werden künftig alle Bieter im Rahmen der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land gleich behandelt.

### **2. Nachhaltigkeitsaspekte**

Bei der Erarbeitung des Gesetzes wurden die Ziele und Managementregeln der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie berücksichtigt. Nach Überprüfung der zehn Managementregeln der Nachhaltigkeit und der 21 Schlüsselindikatoren für eine nachhaltige Entwicklung erweist sich das Gesetz als vereinbar mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie.

Das Gesetz leistet einen wichtigen Beitrag zur Reduktion von Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen und somit zur Vermeidung von externen Schadenskosten.

Das Gesetz verfolgt mehrere Ziele: Hierzu zählt u.a. der weitere stetige und planbare Ausbau von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung.

Das Ziel der weiteren Förderung von erneuerbaren Energien und von Kraft-Wärme-Kopplung steht im Einklang mit den Indikatorbereichen 1 bis 3 der Nachhaltigkeitsindikatoren zur Generationengerechtigkeit (Ressourcenschonung, Klimaschutz, erneuerbare Energien). Denn im Vergleich zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung verursacht die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern ohne die Nutzung der Wärme deutlich höhere Klima- und Umweltschäden. Durch die Anpassung der Höchstwerte werden zudem im Rahmen der Ausschreibung selbst bei fehlender Knappheit die Kosten begrenzt, wodurch die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Stromkunden berücksichtigt wird (Indikatorbereich 10).

### **3. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand**

Unmittelbare Kosten können sich für die öffentlichen Haushalte (Bund, Länder, Kommunen) dadurch ergeben, dass sich das Gesetz durch verschiedene Maßnahmen auf die Höhe der EEG-Umlage auswirkt, die in der Regel an die öffentlichen Haushalte als Stromverbraucher weitergegeben werden. Die entsprechenden Kosten werden unter 5 dargestellt.

### **4. Erfüllungsaufwand**

Aus dem vorliegenden Entwurf ergibt sich nach einer Ex-Ante-Abschätzung kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand für die Bürgerinnen und Bürger, die Wirtschaft sowie die Verwaltung. Im Einzelnen:

#### **a) Erfüllungsaufwand für die Bürgerinnen und Bürger**

Für die Bürgerinnen und Bürger entstehen keine neuen Kosten. Insbesondere enthält der Entwurf keine neuen Informationspflichten für die Bürgerinnen und Bürger.

#### **b) Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft**

Für die Wirtschaft entstehen keine neuen Kosten. Insbesondere werden kleine und mittlere Unternehmen durch das Gesetz nicht in besonderem Maße belastet.

### **§ § § c) Erfüllungsaufwand für die Verwaltung**

Für die Verwaltung entstehen durch den Gesetzentwurf keine zusätzlichen Kosten.

### **5. Weitere Kosten**

Durch die Änderungen in §§ 17 und 18 EnWG können sich Verbraucherinnen und Verbraucher nicht länger an ein L-Gasversorgungsnetz anschließen. Sie müssen ihren Wärme- und Warmwasserbedarf im Grundsatz künftig durch den Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz decken, sofern sie sich nicht für gänzlich andere technische Maßnahmen entscheiden (z. B. alternative Heizsysteme). Um in besonderen Härtefällen die Verhältnismäßigkeit zu wahren, gilt dies jedoch nicht, wenn Verbraucherinnen und Verbrauchern der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz unmöglich oder unzumutbar ist.

### **6. Weitere Gesetzesfolgen**

Gleichstellungspolitische Auswirkungen oder Auswirkungen auf den demografischen Wandel sind durch dieses Gesetz nicht zu erwarten.

## **IX. Befristung; Evaluierung**

Eine Befristung des Gesetzes ist geprüft und abgelehnt worden, da eine Befristung der vorgesehenen Änderungen mit dem im Erneuerbare-Energien-Gesetz postulierten Langfristziel nicht vereinbar wäre. Die unbefristete Geltung der Regelungen des EEG garantiert die hierfür erforderliche Investitionssicherheit und schafft die Voraussetzungen für die vorgesehene langfristige Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung.

Eine periodische Evaluierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Kraft-Wärmekopplungsgesetzes ist gesetzlich vorgesehen.

## B. Besonderer Teil

### Zu Artikel 1 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)

#### Zu Nummer 1

[Das Inhaltsverzeichnis wird aufgrund §§ der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d zu den EEG-Umlageprivilegien der Eigenversorgung aus neuen Anlagen und hocheffizienten KWK-Anlagen angepasst.]

#### Zu Nummer 2

Durch die Änderung in **§ 36b Abs. 1 EEG 2017** wird der Höchstwert für Windenergieanlagen an Land in den Ausschreibungsrunden zum 1. August 2018, 1. Oktober 2018 und 1. Februar 2019 von 6,3 ct/kWh auf 5,7 ct/kWh gesenkt. Der Wert wird damit einmalig um 10 Prozent abgesenkt. Dies entspricht dem maximalen Spielraum, den die Bundesnetzagentur in der Festlegungskompetenz in § 85a EEG 2017 erhalten hat. Gleichzeitig entspricht er den Zuschlagswerten der ersten Ausschreibungsrunde von Mai 2017. Diese Ergebnisse werden im Vergleich zu den anderen Ausschreibungsrunden in 2017 als durchaus realistisch für Projektrealisierungen bis 2020 angesehen. Der Höchstpreis für Windenergieanlagen an Land in der Ausschreibung kann außerdem durch die Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur nach § 85a EEG 2017 regelmäßig um weitere 10 Prozent abgesenkt werden.

#### Zu Nummer 3

##### Zu Buchstabe a

Die anzulegenden Werte für Solaranlagen sind in den letzten Jahren von Ausschreibungsrunde zu Ausschreibungsrunde stark gesunken. Daher wird durch die Änderung in **§ 37b Abs. 1 EEG 2017** der Höchstwert für Solaranlagen von 8,91 ct/kWh auf 6,5 ct/kWh deutlich abgesenkt. Der neue Höchstwert entspricht dem durchschnittlichen Zuschlagswerten aller sechs Ausschreibungsrunden aus den Jahren 2016 und 2017. Die stark gesunkenen Zuschlagswerte aus den letzten drei Ausschreibungsrunden von Mitte 2017 bis Anfang 2018 im Bereich von 4,33 bis 5,66 ct/kWh sollte nicht zur Herleitung des neuen Höchstwertes herangezogen werden, da hier zunächst die Realisierungsrate abzuwarten ist. Der Höchstwert hat in den Ausschreibungen für Solaranlagen bislang keine Rolle gespielt. Denn das Gebotsvolumen überstieg das Ausschreibungsvolumen stets um das Drei- bis Vierfache. Über die vorliegende gesetzliche Anpassung hinaus kann die Bundesnetzagentur aufgrund ihrer Festlegungskompetenz nach § 85a EEG 2017 den Höchstwert jährlich um bis zu 10 Prozent erhöhen oder absenken.

##### Zu Buchstabe b

Die jährliche Anpassung des Höchstwertes erfolgt bei Solaranlagen künftig in Abhängigkeit vom Zubau von Dachanlagen (atmender Deckel nach § 49 EEG 2017) durch die Bundesnetzagentur aufgrund des § 85a EEG 2017.

#### Zu Nummer 4

Der atmende Deckel nach **§ 49 EEG 2017** wirkt sich nur auf den Zubau von Solaranlagen aus, deren Vergütung gesetzlich bestimmt wird. Das sind solche Anlagen, die nicht im Rahmen einer Ausschreibung einen Zuschlag erhalten haben. Für den atmenden Deckel sollen nur Anlagen mit gesetzlich bestimmter Vergütung maßgeblich sein. Anderenfalls würde die Wirkungsweise des atmenden Deckels beeinträchtigt. In Folge dieser Änderung wird in § 49 Abs. 2 und 3 EEG 2017 der Ausbaukorridor an den Ausbaukorridor für Dachanlagen unterhalb von 750 Kilowatt angepasst. Im Gegensatz zu den Dachanlagen unterhalb von 750 kW sind die Anlagen, die im Rahmen der Ausschreibung einen Zuschlag

erhalten, mengenmäßig durch die festgelegte Ausschreibungsmenge klar begrenzt und sollen daher auch nicht den atmenden Deckel beeinflussen.

#### **Zu Nummer 5**

Mit der Änderung in **§ 60 Abs. 1 S. 2 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61e EEG und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

#### **Zu Nummer 6**

Mit der Änderung in **§ 61 Abs. 2 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61e EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

#### **Zu Nummer 7**

[Wird nachgereicht, wenn mit der Europäischen Kommission eine Einigung erzielt worden ist.]

#### **Zu Nummer 8**

**§ 61c wird zu § 61e EEG 2017.** Dies ist eine redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017.

#### **Zu Nummer 9**

Mit der Änderung in dem neuen **§ 61f EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

#### **Zu Nummer 10**

Mit der Änderung in dem neuen **§ 61g EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

#### **Zu Nummer 11**

Mit der Änderung in dem neuen **§ 61h EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

#### **Zu Nummer 12**

Mit der Änderung in dem neuen **§ 61i EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

#### **Zu Nummer 13**

Dies ist eine redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017.

#### **Zu Nummer 14**

Mit der Änderung in dem neuen **§ 61i EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

#### **Zu Nummer 15**

Dies ist eine redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Einfügung der neuen §§ 61b bis 61d EEG 2017.

#### **Zu Nummer 16**

#### **Zu Buchstabe a**

Mit der Änderung in **§ 64 Abs. 4a EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

#### **Zu Nummer 21**

Mit der Änderung werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

#### **Zu Nummer 17**

Mit der Änderung in **§ 66 Abs. 3 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

#### **Zu Nummer 18**

Mit der Änderung in **§ 72 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

#### **Zu Nummer 19**

Mit der Änderung in **§ 74 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

#### **Zu Nummer 20**

Mit der Änderung in **§ 74a EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

#### **Zu Nummer 21**

Mit der Änderung in **§ 81 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61d EEG 2017 und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

### **Zu Nummer 22**

Die Änderungen in **§ 85 Abs. 5 EEG 2017** sind Folgeänderungen die aufgrund der Verschiebung der Nummerierung bei den Begriffsbestimmungen in § 3 EEG 2017 notwendig sind. 27

### **Zu Nummer 23**

Die Änderung des **§ 85a EEG 2017** ist notwendig, weil die Ausschreibungsrunden in der Vergangenheit gezeigt haben, dass der Rahmen für die Möglichkeit der Bundesnetzagentur zur Anpassung des Höchstwertes zu eng sein kann. Insbesondere benötigt die Bundesnetzagentur eine größere zeitliche Flexibilität, um auf Änderungen zu reagieren. Deswegen soll die Bundesnetzagentur nicht nur zum Jahresende, sondern ggf. mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf vor jeder Ausschreibungsrunde den Höchstwert nach Maßgabe der Vorgaben des § 85a EEG 2017 anpassen können.

Darüber hinaus werden die Regelbeispiele in Abs. 2 an die Erfahrungen der Ausschreibungen aus dem Jahr 2017 und 2018 angepasst. Die bisherigen Regelbeispiele waren sehr eng gefasst und schränkten die Bundesnetzagentur bei der Anpassung des Höchstwertes zu stark ein. Daher werden in den neuen Abs. 2 nur zwei Regelbeispiele aufgenommen und die Bundesnetzagentur erhält darüber hinaus Spielraum den Höchstwert bei Fehlentwicklungen anzupassen.

### **Zu Nummer 24**

Mit der Änderung in **§ 88a Abs. 1 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61d und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

### **Zu Nummer 25**

Die Übergangsbestimmungen in **§ 100 EEG 2017** werden an verschiedenen Stellen angepasst.

### **Zu Buchstabe a**

Durch die Einfügung eines neuen **§ 100 Abs. 1 S. 5 EEG 2017** wird die Sanktion bei der Verletzung der Meldepflicht für Stromspeicher ausgesetzt.

Stromspeicher unterliegen einer Registrierungspflicht nach der Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV). Bereits seit 2014 unterfallen sie einer Registrierungspflicht nach der Anlagenregisterverordnung, nach der Stromspeicher den gleichen Pflichten unterliegen wie andere Stromerzeugungsanlagen. Durch die neu eingefügte Regel wird aufgespeicherter Strom im Rahmen des § 52 Absatz 1 Nummern 1 und 2 und Absatz 3 bis zum 31. Dezember 2019 so behandelt, als sei der Stromspeicher im Register eingetragen, soweit die Anlage, die für die Bestimmung der Höhe des Zahlungsanspruchs maßgeblich ist, im Register registriert wurde. Die Sanktionen des § 52 Absatz 1 Nummern 1 und 2 und Absatz 3 gelten mithin nicht für unterbliebene Speichermeldungen, wenn die Anlage, deren Strom zwischengespeichert wurde, gemeldet wurde. Die anderen Pflichtverstöße, die nach § 52 sanktioniert werden, ziehen auch in solchen Konstellationen Fördersatzreduktionen nach sich.

Hieraus folgt nicht, dass die Meldung des Speichers durch den Betreiber entbehrlich ist: Nach dem Start des MaStR-Webportals sind bis zu 31. Dezember 2019 die Pflichten nach § 5 MaStRV (erstmalige Registrierung des Stromspeichers) zu erfüllen, um ab dem 01. Januar 2020 eine Reduzierung des anzulegenden Wertes nach § 52 Absatz 1 Nummern 1 und 2 oder Absatz 3 aufgrund des Pflichtverstößes zu vermeiden: Bei nicht registrierten

Erzeugungsanlagen reduziert sich der anzulegende Wert für die erzeugten und eingespeisten Strommengen nach § 52 Absatz 1 Nummern 1 und 2 oder Absatz 3. Im Fall einer registrierten Solaranlage, deren Strom teilweise in einem nicht registrierten Stromspeicher zwischengespeichert wird, kann vom Betreiber in der Regel nicht nachgewiesen werden, welcher Teil des ins Netz eingespeisten Stroms von der Solaranlage erzeugt wurde und welcher Teil vom Stromspeicher. Damit unterfällt der gesamte ins Netz eingespeiste Strom den Regelungen nach § 52 Absatz 1 Nummern 1 und 2 und Absatz 3. Die Regelung vermeidet dies bis zum Ende des Jahres 2019.

Stromspeicher, die ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas zwischenspeichern, gelten gemäß § 3 Nummer 1 zweiter Halbsatz als Anlagen. Gemäß § 19 Abs. 3 kann für den zwischengespeicherten Strom eine Zahlung nach dem EEG 2017 beansprucht werden. Die Möglichkeit, für zwischengespeicherten Strom eine Zahlung nach § 19 EEG 2017 zu erhalten, wird insbesondere bei Solaranlagen genutzt, die einen Stromspeicher zur Steigerung des Eigenverbrauchsanteils einsetzen. In vielen Fällen wurden Solaranlagen in das Register eingetragen, die Meldung des Stromspeichers unterblieb jedoch, da sich deren Betreiber im Unklaren waren, dass für die Stromspeicher eine gesonderte Meldepflicht im Register besteht. Die Neuregelung schafft eine Übergangszeit bis zum Ende des Jahres 2019, in der die Registrierung des Stromspeichers nachgeholt werden kann.

#### **Zu Buchstabe b**

Durch Buchstabe b werden einige Verweisfehler in **§ 100 Abs. 2 S. 1 EEG 2017** korrigiert und Verweise ergänzt.

#### **Zu Doppelbuchstabe aa**

Durch die Änderung wird ein Verweisfehler beseitigt. § 9 Abs. 7 soll auch für Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, gelten.

#### **Zu Doppelbuchstabe bb**

Die Änderung in Doppelbuchstabe bb ist eine Folgeänderung aufgrund der Anfügung einer weiteren Nummer 12.

#### **Zu Doppelbuchstabe cc**

Durch die Änderung in § 100 Abs. 2 S. 1 Nummer 12 EEG 2017 soll die Sonderregelung für kleine Windenergieanlagen nach § 29 Abs. 3 EEG 2012 auch für kleine Windenergieanlagen gelten, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb gegangen sind.

#### **Zu Buchstabe c**

Die Änderung ist eine Folgeänderung aufgrund der Änderung in § 100 Abs. 1 EEG 2017, mit der die Sanktion bei der Verletzung der Meldepflicht für die Betreiber von Stromspeichern ausgesetzt wird. Der Verweis erfasst so alle bisherigen Sätze und den neu eingefügten Satz.

#### **Zu Buchstabe d**

Die beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission für den Mieterstromzuschlag nach § 19 Abs. 1 Nummer 3 EEG wurde 2017 erteilt, daher kann der Genehmigungsvorbehalt aufgehoben werden.

## Zu Buchstabe e

Für Projekte, die im Jahr 2017 und in den ersten beiden Ausschreibungsrunden im Jahr 2018 einen Zuschlag erhalten haben, bleiben die Regelungen des EEG 2017, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes galten, unverändert anwendbar. Dies gilt jedoch nur für die Windkraftprojekte, die einen Zuschlag erhalten haben. Sofern der Zuschlag später erlischt und auf demselben Standort eine neue Genehmigung und ein neuer Zuschlag erteilt wird, gilt das neue Recht.

## Zu Nummer 26

Mit der Änderung in **§ 104 EEG 2017** werden die Verweise auf die Regelungen zur Eigenversorgung aufgrund der Einfügung der neuen § 61b bis 61e und der hierdurch bedingten Verschiebungen entsprechend angepasst.

## Zu Artikel 2 (Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes)

### Zu Nummer 1

#### Zu Buchstabe a

Der Begriff der elektrischen KWK-Leistung in **§ 3 Nr. 6a KWKG** wird neu gefasst als die elektrische Leistung einer KWK-Anlage, die unmittelbar mit der im KWK-Prozess höchstens auskoppelbaren Nutzwärme im Zusammenhang steht. Damit wird klargestellt, dass es sich bei dem Begriff der elektrischen KWK-Leistung, wie seit jeher, nicht um eine veränderliche, sondern eine unveränderliche Größe handelt (insoweit unzutreffend: BT-Drucks. 18/10209). Die elektrische KWK-Leistung ist die technisch maximal erreichbare elektrische KWK-Leistung einer KWK-Anlage, welche durch die unmittelbar mit der im KWK-Prozess höchstens auskoppelbaren Nutzwärme bestimmt wird. Die tatsächlich erreichte Wärmeauskopplung ist insoweit irrelevant.

#### Zu Buchstabe b

Die Streichung von **§ 2 Nr. 9b KWKG** ist eine redaktionelle Folgeänderung zu der Klarstellung des Begriffs der elektrischen KWK-Leistung. Der Begriff der installierten KWK-Leistung kann insoweit ersatzlos gestrichen werden.

#### Zu Buchstabe c

Die Änderung in **§ 2 Nr. 10 KWKG** beseitigt ein Redaktionsversehen.

### Zu Nummer 2

**§ 5 Abs. 1 Nr. 2 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa KWKG** wird lediglich an die Änderung des § 2 Nummer 6a und die Aufhebung des § 2 Nummer 9b angepasst, indem anstelle auf installierte KWK-Leistung nun auf elektrische KWK-Leistung Bezug genommen wird.

In **§ 5 Abs. 1 Nr. 2 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb KWKG** wird klargestellt, dass auch für Modernisierungen von Anlagen in den Ausschreibungen eine Wartezeit von 10 Jahren gilt. Eine nach dem KWKG förderfähige Modernisierung ist damit, wie auch außerhalb der Ausschreibungen nach § 8 Abs. 3 Nummer 2 Buchstabe b KWKG frühestens zehn Jahre nach der erstmaligen Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage oder nach der Wiederaufnahme des Dauerbetriebs einer bereits modernisierten Anlage möglich. In dieselbe Richtung weist bereits § 2 Nummer 18 Buchstabe b KWKG wonach eine Modernisierung mit einer Effizienzsteigerung einhergehen muss.



### Zu Nummer 3

In **§ 6 Abs. 1 KWKG** wird ein Verweisfehler korrigiert und ein Verweis infolge der Neunummerierung in der Begriffsbestimmung in § 3 EEG 2017 und ein Verweis aufgrund der Einfügung der Anlage 2 im Erneuerbare-Energien-Gesetz angepasst.

### Zu Nummer 4

#### Zu Buchstabe a

Der in **§ 7 Abs. 6 KWKG** verwendete Begriff der Kumulierung bedeutet die Förderung derselben förderfähigen Kosten mit mehreren staatlichen Beihilfen im Sinne des Artikel 107 Abs. 1 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union. Die Kumulierung von Investitionsbeihilfen mit der Förderung nach dem KWKG wird ausgeschlossen.

Mit dem KWKG 2016 wurde in § 7 Abs. 6 KWKG eine Kumulierung der Förderung nach dem KWKG mit Investitionskostenzuschüssen erlaubt, soweit es durch die Kumulierung in Summe nicht zu einer Überförderung kommt. In der Folge sind beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) mehrere Anträge auf Förderung nach dem KWKG für KWK-Anlagen eingegangen, die bereits vor der Antragstellung beim BAFA einen Investitionskostenzuschlag erhalten hatten.

Nach eingehender Prüfung der Sachlage ist indes kein Weg ersichtlich, der mit vertretbarem Aufwand sicherstellt, dass es durch die Kumulierung nicht zu einer Überförderung kommt. Die in Betracht kommenden beihilferechtskonformen Ansätze führen zu einem unverhältnismäßigem Aufwand entweder auf Seiten der Verwaltung oder auf Seiten der Anlagenbetreiber, was den möglichen Mehrwert einer zusätzlich gewährten Förderung in Frage stellt und bei den meisten beim BAFA anhängigen Anträgen dazu geführt hat, dass nachträglich auf den Investitionskostenzuschuss zugunsten einer Förderung nach dem KWKG verzichtet worden ist.

Grund hierfür ist, dass die Förderlücke von KWK-Anlagen sehr unterschiedlich ausfällt. Sie ist für jede KWK-Anlage abhängig von deren Größe, deren verwendeter Technologie, deren Eigenversorgungsquote bei Strom und/oder Wärme sowie zahlreicher anderer Faktoren. Anders als bei EE-Anlagen ist es aufgrund dieser Heterogenität des Anlagenbestands kaum möglich, verallgemeinerungsfähige Aussagen zu verbleibenden Förderlücken von bestimmten Anlagenkategorien neben der KWKG-Förderung zu treffen.

Eine Investitionskostenförderung könnte daher mit vertretbarem Aufwand nur entsprechend dem Vorbild des § 19 Abs. 7 der KWK-Ausschreibungsverordnung (BGBl. I S. 3167) dergestalt zugelassen werden, dass diese Förderung bei einer späteren Zuschlagszahlung nach dem KWKG insgesamt wieder abgezogen werden müsste. Im Ergebnis würden die weiteren Fördergeber, insbesondere die Bundesländer dann zwar fördern können, die Anlagenbetreiber hätten hieraus allerdings aufgrund des späteren Abzugs dieser Förderung von der Zuschlagszahlung nach dem KWKG allenfalls eine frühere Mittelverfügbarkeit, deren Zinsvorteil indes ebenfalls zu berücksichtigen wäre. Die weiteren Fördergeber würden mit ihrer Investitionskostenförderung damit faktisch nur symbolisch fördern und den KWKG-Wälzungsmechanismus und damit die KWKG-Umlage und den Förderdeckel des KWKG auf ihre Kosten entlasten.

Aus diesem Grunde wird eine Investitionskostenförderung neben dem KWKG durch die Neufassung des § 7 Abs. 6 ausgeschlossen. § 19 Abs. 7 KWK-Ausschreibungsverordnung bleibt hiervon unberührt.

Rechtsfolge des Kumulierungsverbots ist es, dass die Gewährung staatlicher Beihilfen, die zusätzlich zur Förderung nach dem KWKG gewährt werden, rechtswidrig ist. Für die Gewährung der Förderung nach dem KWKG ist daher Voraussetzung, dass der Antragsteller bestätigt, bislang keine weiteren staatlichen Beihilfen für dieselben förderfähigen Kosten seiner Anlage erhalten zu haben. Nimmt er trotzdem andere Beihilfen in Anspruch, ist die Förderung nach dem KWKG rechtswidrig und muss zurückgezahlt werden.

#### **Zu Nummer 5**

In § 8c S. 1 Nr. 1 bis 5 KWKG werden aufgrund der Aufhebung der Begriffsdefinition der installierten KWK-Leistung in § 2 Nummer 9b redaktionelle Folgeänderungen vorgenommen.

#### **Zu Nummer 6**

In § 12 Abs. 5 Nummer 2 KWKG wird ein Redaktionsversehen beseitigt.

#### **Zu Nummer 7**

#### **Zu Buchstabe a**

In § 13 Abs. 1 Nummer 1 KWKG wird klargestellt, dass nur KWK-Anlagen, die nahezu ausschließlich der Strom- und Wärmelieferung an Dritte über ein Netz der allgemeinen Versorgung oder ein geschlossenes Verteilernetz dienen, vom Anwendungsbereich des Fördertatbestandes erfasst sind. Hierdurch wird gewährleistet, dass die Norm auch von ihrem Wortlaut her den gleichen Anwendungsbereich wie die beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission (Beschluss. v. 24. Oktober 2016, SA.42393) aufweist und insoweit in der Praxis nicht mehr durch eine beihilferechtskonforme Auslegung beschränkt werden muss. In der Vergangenheit herrschte Unklarheit, ob auch solche KWK-Bestandsanlagen, die (auch) einer vor Ort-Versorgung mit Strom und Wärme dienen, einen Anspruch auf Förderung nach § 13 KWKG haben. Derartige KWK-Bestandsanlagen zeichnen sich – anders als KWK-Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung – in der Regel dadurch aus, dass die Anlagen – wenigstens teilweise – auch der Eigenversorgung mit Strom und Wärme oder aber der Belieferung Dritter innerhalb einer Kundenanlage dienen. Vor allem wenn die Anlagen auch der Eigenversorgung dienen, unterscheidet sich ihre wirtschaftliche Situation in der Regel deutlich von derjenigen von Anlagen, die ausschließlich der öffentlichen Strom- und Fernwärmeversorgung dienen. Dies gilt insbesondere für die (teilweise) Eigenversorgung mit Strom aufgrund der dort bestehenden Umlageprivilegien (vgl. insoweit schon BT-Drucks. 18/6419, S. 35 f., 46). Modellrechnungen zeigen, dass bereits geringe Eigenversorgungsanteile im einstelligen Prozentbereich aufgrund des kalkulatorischen Werts der Vermeidung von Umlagen, Abgaben und Entgelten schnell zu einer anderen Bewertung der Rentabilität einer Anlage führen können (unzutreffend insoweit: BT-Drucks. 18/10668, S. 134, wo noch eine nur überwiegende Lieferung an Dritte als ausreichend erachtet wurde).

Eigenversorgungsmengen in ganz geringem Umfang führen in der Regel zu keiner abweichenden Betrachtung der Rentabilität einer Anlage. Von einem solchen „geringen Umfang“ ist jedenfalls auszugehen, wenn die Eigenversorgungsmengen unterhalb von einem Prozent der Strom- und Wärmeerzeugung liegen. Sie stehen der Förderung einer KWK-Bestandsanlage nach § 13 KWKG in diesem Fall daher nicht entgegen. Das Gesetz fordert daneben eine Drittbelieferung über ein Netz der allgemeinen Versorgung oder ein geschlossenes Verteilernetz. Hierdurch wird die Drittbelieferung außerhalb des regulierten Netzes ausgeschlossen, die im Einzelfall aufgrund der insoweit nicht anfallenden netzentgeltbasierten Umlagen zu einer anderen Wirtschaftlichkeit einer Anlage führen kann. Durch beide Voraussetzungen wird gewährleistet, dass nur solche KWK-Bestandsanlagen einen Anspruch auf Bestandsanlagenförderung haben, die mit den der Europäischen Kommission im Rahmen des Notifizierungsverfahrens übermittelten Modellanlagen wirt-

schaftlich vergleichbar sind. Diese Anlagen zeichneten sich durch eine vollständige Einspeisung in ein Netz der öffentlichen Versorgung aus und wiesen eine geringe Auslastung (rund 2.000 Vollbenutzungsstunden) aus.

### Zu Buchstabe b

#### Zu Doppelbuchstabe aa

Darüber hinaus wird in **§ 13 Abs. 3 S. 1 KWKG** der Fördersatz für KWK-Bestandsanlagen von derzeit 1,5 ct/kWh auf 0,7 ct/kWh abgesenkt. Die Anpassung ergibt sich aus den Vorgaben der beihilferechtlichen Genehmigung vom 24. Oktober 2016 (C(2016) 6714 final, Rn. 64, 210). Die Absenkung erfolgt, nachdem die Evaluierung der Fördersätze nach § 34 Abs. 1 KWKG, zu der die Bundesregierung beihilferechtlich verpflichtet ist, ergeben hat, dass insbesondere aufgrund der deutlich niedrigeren Gaspreise bei bestimmten KWK-Bestandsanlagen die KWKG-Förderung eine Überförderungsituation verursacht. Entsprechend hatte die Bundesregierung den Bundestag noch im August 2017 über das Ergebnis der Evaluierung informiert. Der Vorschlag einer gesetzlichen Anpassung war zum damaligen Zeitpunkt aufgrund der anstehenden Bundestagswahl nicht mehr umsetzbar. Wäre er umsetzbar gewesen, hätte die Anpassung der Fördersätze frühestens zum 1. Januar 2018 erfolgen können. Der neue Fördersatz wurde daher so berechnet, dass er für die betrachteten Anlagen trotz Geltung erst ab dem 1. Juli 2018 eine Überförderung ab dem 1. Januar 2018 ausschließt. Wurde bereits ein Zulassungsbescheid erteilt, ist der Fördersatz durch einen Änderungsbescheid auf Grundlage des geänderten § 13 Abs. 3 KWKG in Verbindung mit den allgemeinen verwaltungsverfahrensrechtlichen Grundsätzen mit Wirkung zum 1. Juli 2018 anzupassen.

#### Zu Doppelbuchstabe bb

**§ 13 Abs. 3 S. 2 KWKG** bildet das Kumulierungsverbot für Neuanlagen (§ 7 Abs. 6 KWKG) auch für Bestandsanlagen ab.

Rechtsfolge des Kumulierungsverbots ist es, dass staatliche Beihilfen, die zusätzlich zur Förderung nach dem KWKG gewährt werden, rechtswidrig sind. Für die Gewährung der Förderung nach dem KWKG ist es daher Voraussetzung, dass der Antragsteller bestätigt, bislang keine weiteren staatlichen Beihilfen für dieselben förderfähigen Kosten seiner Anlage erhalten zu haben. Nimmt er trotzdem andere Beihilfen in Anspruch, ist die Förderung nach dem KWKG rechtswidrig und muss zurückgezahlt werden.

#### Zu Nummer 8

**§ 27a Abs. 3 KWKG** stellt sicher, dass die Bundesregierung die ihr nach den Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (ABl. v. 28. Juni 2014 Nr. C 200, S. 1, Rn. 104 ff.) obliegenden Transparenzpflichten erfüllen kann. Zu diesem Zweck werden Unternehmen, deren auf das Kalenderjahr bezogene Privilegierung nach § 27a Abs. 1 KWKG 500.000 Euro oder mehr beträgt, entsprechend § 74a Abs. 3 S. 1 EEG 2017 verpflichtet, der Bundesnetzagentur die in § 74a Abs. 3 S. 1 EEG 2017 genannten Daten mitzuteilen. Die Pflicht nach § 27a Abs. 3 KWKG ist jährlich zu erfüllen. Die Frist dieser Mitteilungspflicht (31. August eines jeden Jahres) folgt der Frist für die Mitteilung nach § 27a Abs. 2 KWKG. Deutschland ist europarechtlich verpflichtet, die sich aus den Beihilfe-Leitlinien ergebenden Transparenzpflichten einzuhalten.

#### Zu Nummer 9

Die Änderung in § 30 Abs. 1 KWKG erweitert den Kreis der Personen, die Prüfungen nach § 30 vornehmen dürfen, um genossenschaftliche Prüfverbände und stellt damit ei-

nen Gleichlauf mit dem nach den §§ 64 und 75 EEG 2017 insoweit berechtigten Personenkreis her.

#### Zu Nummer 10

Der neue **§ 31 Abs. 3 S. 3 KWKG** setzt eine Vorgabe der Energieeffizienzrichtlinie (Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 25. Oktober 2012) um. Da das BAFA bereits in der Vergangenheit sichergestellt hat, dass für eine bestimmte Menge Strom aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung nur einmal Herkunftsnachweise ausgestellt werden, handelt es sich lediglich um eine regulatorische Klarstellung.

#### Zu Nummer 11

In **§ 33 KWKG** werden rein redaktionelle Korrekturen von Fehlverweisen vorgenommen.

#### Zu Nummer 12

In **§ 33a KWKG** werden rein redaktionelle (Folge-)Änderungen vorgenommen.

#### Zu Nummer 13

In **§ 33b KWKG** werden rein redaktionelle (Folge-)Änderungen vorgenommen. Dies gilt auch für die Streichung in § 33b Abs. 1 Nummer 2 Buchstabe d KWKG mit der lediglich eine Doppelung zu § 33b Abs. 1 Nummer 2 Buchstabe b KWKG beseitigt wird.

#### Zu Nummer 14

Mit **§ 35 Abs. 14 S. 4 und 5 KWKG** wird die Übergangsregelung des § 35 Abs. 14 S. 1 KWKG auch für solche Anlagenmodernisierungsprojekte für anwendbar erklärt, die eine Investitionstiefe von weniger als 50 Prozent aufweisen und schon aus diesem Grunde nicht an den Ausschreibungen teilnehmen können. Mangels Möglichkeit der Teilnahme einer Ausschreibung bedarf es in diesen Fällen keiner schriftlichen Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur. Da § 35 Abs. 1 KWKG entsprechend anzuwenden ist, müssen die übrigen Voraussetzungen des § 35 Abs. 14 S. 1 KWKG jedoch erfüllt sein. Die Anlagen müssen folglich bis zum 31. Dezember 2018 den Dauerbetrieb wieder aufnehmen und es muss bis zum 31. Dezember 2016 entweder eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz vorgelegen haben oder eine verbindliche Bestellung der wesentlichen die Effizienz bestimmenden Anlagenteile erfolgt sein.

### Zu Artikel 3 (Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes)

#### Zu Nummer 1

**§ 3 EnWG** enthält die Begriffsbestimmungen. Durch Nummer 1 werden neue Begriffsbestimmungen in das EnWG aufgenommen.

#### Zu Buchstabe a

Durch die Änderung in **Nummer 18b** wird ein Verweis auf den Begriff „erneuerbare Energien“ in § 3 EEG 2017 angepasst. Diese Anpassung ist aufgrund der Neunummerierung der Begriffsbestimmungen im EEG 2017 notwendig.

#### Zu Buchstabe b

In **§ 3 EnWG** werden mit **Nummer 21a und Nummer 24c** zwei neue Begriffsbestimmungen eingeführt. In Deutschland werden zwei verschiedene Gasqualitäten verbraucht. Das niederkalorische L-Gas und das hochkalorische H-Gas. Rund 30 Prozent der deutschen

Gaskunden beziehen das niederkalorische L-Gas. Insgesamt sind mehr als vier Millionen inländische Haushalte und Industriebetriebe an die L-Gasversorgungsnetze angeschlossen. Da die L-Gas-Produktion rückläufig ist, ergibt sich die generelle Notwendigkeit einer Marktraumumstellung. Diese erfordert dauerhafte Umstellungen der Gasqualität von L-Gas auf H-Gas, um der sinkenden Verfügbarkeit von L-Gas zu begegnen.

Vor diesem Hintergrund werden zwei neue Definitionen in § 3 EnWG eingefügt. Ein H-Gasversorgungsnetz wird definiert als ein Gasversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden mit H-Gas (Nummer 21a). Ein L-Gasversorgungsnetz ist dementsprechend ein Gasversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden mit L-Gas (Nummer 24c).

### Zu Buchstabe c

Mit § 3 Nummer 24c EnWG wird eine neue Definition für ein L-Gasversorgungsnetz mit ins EnWG aufgenommen. Ein L-Gasversorgungsnetz ist ein Gasversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden mit L-Gas (Nummer 24c).

### Zu Nummer 2

Mit Nummer 2 wird **§ 11 EnWG** geändert. Aufgrund der Anfügung des § 17 Abs. 1 S. 2 und des § 18 Abs. 1 S. 2 Nummer 2 EnWG durch dieses Gesetzes soll der Betreiber eines L-Gasversorgungsnetzes künftig nicht mehr zum Anschluss von Letztverbrauchern verpflichtet sein. Dementsprechend kann sich ein Ausbaubedarf im L-Gasversorgungsnetz nur noch daraus ergeben, dass Netzanschlüsse auch ohne eine entsprechende gesetzliche Verpflichtung des Netzbetreibers eingeräumt werden. Mit Blick auf die knapper werdenden L-Gas-Ressourcen hätte dies nachteilige Auswirkungen für die Versorgungssicherheit der Bestandskunden, die die Ausbaumaßnahmen zugleich noch über Netzentgelte mitfinanzieren müssten.

Um die damit verbundenen Fehlanreize zu beseitigen, stellt der neue **§ 11 Abs. 1 S. 4 EnWG** im Interesse der Bestandskunden im L-Gasversorgungsnetz klar, dass Ausbaumaßnahmen zur Integration von Netzanschlüssen, die ohne gesetzliche Verpflichtung eingeräumt wurden, nicht bedarfsgerecht im Sinne von Satz 1 sind. Regulatorisch kann daher für solche Ausbaumaßnahmen auch keine Kostenanerkennung erfolgen.

### Zu Nummer 3

#### Zu Buchstabe a

#### Zu Doppelbuchstabe aa

Durch die Änderung in **§ 13e Abs. 1 S. 2 EnWG** wird der Beginn der Kapazitätsreserve um ein Jahr verschoben, weil eine Ausschreibung zum 1. Oktober 2018 nicht mehr mit ausreichend Vorlauf möglich ist. Die Größe ist auf 2 Gigawatt festgelegt, ein schrittweiser Aufbau ist nicht mehr vorgesehen. Die Beschaffung von mehr als 2 Gigawatt Reserveleistung ist nur nach vorheriger beihilferechtlicher Genehmigung möglich.

#### Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderung stellt klar, dass die Reduktion des Strombezugs durch regelbare Lasten genauso behandelt wird wie die Einspeisung von Strom durch Erzeugungsanlagen. Sowohl die Reduktion des Strombezugs als auch die Einspeisung von Strom haben die gleiche Wirkung auf eine unausgeglichene Systembilanz.

### **Zu Buchstabe b**

Es handelt sich um Folgeanpassungen aufgrund der Verschiebung des Beginns der Kapazitätsreserve.

### **Zu Buchstabe c**

Mit der Anpassung durch Doppelbuchstabe aa wird klargestellt, dass grundsätzlich alle Kosten, die für die Bereithaltung und den Betrieb der Anlagen der Kapazitätsreserve anfallen, von der Vergütung erfasst sind. Ausnahmen können in der Verordnung zur Kapazitätsreserve auf Basis des § 13h festgelegt werden.

Die Anpassung durch Doppelbuchstabe bb ist notwendig, um die Kapazitätsreserve beihilferechtlich genehmigungsfähig auszugestalten. Dies erfordert, dass die wesentlichen Kosten von Anlagen der Kapazitätsreserve über die wettbewerblich ermittelte Vergütung abgedeckt und nicht gesondert erstattet werden.

### **Zu Doppelbuchstabe cc**

Es handelt sich um eine Folgeänderung aufgrund der Streichung des Satzes 3.

### **Zu Doppelbuchstabe dd**

Es handelt sich um eine Folgeänderung aufgrund der Streichung des Satzes 3.

### **Zu Nummer 4**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Streichung des Satzes 3 in § 13e EnWG.

### **Zu Nummer 5**

An der Verordnungsermächtigung des § 13h EnWG werden die folgenden Änderungen vorgenommen, um die Regelungen zur Kapazitätsreserve an die beihilferechtlichen Vorgaben des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 7. Februar 2018, SA. 45852 [noch nicht im ABl. EU veröffentlicht], anzupassen.

### **Zu Buchstabe a**

Die Änderung stellt klar, dass in der Verordnung auf Grundlage von § 13h EnWG Anforderungen für alle teilnehmenden Anlagen getroffen werden können.

### **Zu Buchstabe b**

Es handelt sich um eine Klarstellung und Präzisierung der Regelung. In der Verordnung kann konkretisiert werden, welche Bestandteile die durch Ausschreibung ermittelte Vergütung enthält. Dies kann zum Beispiel die Anzahl der Einsätze betreffen oder die Abgrenzung von fixen und variablen Kosten. Eine solche Konkretisierung kann erforderlich sein um Rechtsstreitigkeiten während der Durchführung der Kapazitätsreserve zu vermeiden.

### **Zu Buchstabe c**

In **§ 13h Abs. 1 EnWG** werden die Nummern 11 und 12 zusammengefasst, weil sie den gleichen Regelungsgegenstand betreffen. In der Verordnung soll geregelt werden können, welche Kosten den Betreibern von Anlagen der Kapazitätsreserve gesondert erstattet werden.

#### Zu **Buchstabe d**

Die Aufhebung der **§ 13h Abs. 1 Nr. 12 EnWG** ist notwendig, weil die Regelungen zur Kostenerstattung in Nr. 11 zusammengefasst werden.

#### Zu **Buchstabe e**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Aufhebung von § 13h Abs. 1 Nr. 12 EnWG.

#### Zu **Buchstabe f**

Mit der Ergänzung wird klargestellt, dass in der Verordnung auch Regelungen getroffen werden können für Anlagen, die sowohl für die Kapazitätsreserve als auch die Netzreserve geeignet sind.

#### Zu **Buchstabe g**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Aufhebung von § 13h Abs. 1 Nr. 12 EnWG.

#### Zu **Buchstabe h**

Durch die Änderung wird ein redaktioneller Fehler im Gesetz beseitigt.

#### Zu **Buchstabe i**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Aufhebung von § 13h Abs. 1 Nr. 12 EnWG.

#### Zu **Nummer 6**

#### Zu **Buchstabe a**

Nach **§ 17 Abs. 1 EnWG** sind auch Betreiber von L-Gasversorgungsnetzen verpflichtet, neue Letztverbraucher an ihr Netz anzuschließen. Den Umstand, dass diese Gasqualität nicht dauerhaft zur Verfügung stehen würde, konnte der Gesetzgeber nicht vorhersehen. Unter den Voraussetzungen von § 17 Abs. 2 S. 1 EnWG kann der Netzanschluss zwar auch aus Gründen der in § 1 EnWG geschützten Versorgungssicherheit verweigert werden. Dazu hat der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes aber in jedem Einzelfall nachzuweisen, dass ihm der Netzanschluss aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit entbindet der neue § 17 Abs. 1 S. 2 EnWG die Betreiber eines L-Gasversorgungsnetzes im Grundsatz von der Pflicht zur Gewährung des Netzanschlusses. Dadurch soll klargestellt werden, dass es keinen Anspruch auf Belieferung mit einer bestimmten Gasqualität gibt. Um in besonderen Härtefällen die Verhältnismäßigkeit zu wahren, wird der beantragenden Partei der Nachweis gestattet, dass ihr der Anschluss an das H-Gasversorgungsnetz aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen unmöglich oder unzumutbar ist. Damit wird sprachlich an die aus § 17 Abs. 2 S. 1 EnWG bekannte Terminologie zum Anschlussverweigerungsrecht angeknüpft.

Ein Fall der (technischen) Unmöglichkeit dürfte nur gegeben sein, wenn überhaupt kein H-Gasversorgungsnetz erreichbar ist. Kann der Anschluss an den nächsten Netzverknüpfungspunkt zwar hergestellt werden, wäre dies aber mit unverhältnismäßig hohen Kosten verbunden, dürfte ein Fall der (wirtschaftlichen) Unzumutbarkeit vorliegen. Angesichts der drohenden Gefahren für das Allgemeingut der Versorgungssicherheit, die mit dem Anschluss neuer Industrie- und Haushaltskunden verbunden sind und die im ungünstigsten Fall zu einer ganz oder teilweisen Unterbrechung der L-Gasversorgung führen könnten, gelten insoweit hohe Anforderungen. Allein der Umstand, dass der Anschluss an

ein H-Gasversorgungsnetz mit deutlich höheren Kosten verbunden wäre, führt für sich genommen noch nicht zur Annahme wirtschaftlicher Unzumutbarkeit. Erforderlich ist vielmehr der Nachweis eines besonderen Härtefalls, der es rechtfertigt, dass die Interessen der Bestandskunden an der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit hinter den Einzelinteressen des Neukunden zurücktreten.

Der neue § 17 Absatz 1 Satz 3 EnWG stellt klar, dass der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes berechtigt bleibt, den Anschluss unter den Voraussetzungen von Absatz 2 zu verweigern, auch wenn es der beantragenden Partei gelungen ist, Unmöglichkeit bzw. Unzumutbarkeit nachzuweisen. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass weiterhin – insbesondere auch im Falle der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit eines Anschlusses im H-Gas – eine Verweigerung des Netzanschlusses unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG möglich bleibt. Dies kann in Einzelfällen erforderlich sein, z.B. wenn der Anschluss eines großen Neukunden an ein L-Gasversorgungsnetz die Versorgungssicherheit der Bestandskunden gefährden würde.

Der neue § 17 Absatz 1 Satz 4 EnWG enthält eine Übergangsregelung. Wurde der Anschluss bis zum Inkrafttreten des Gesetzes beantragt, ist Satz 2 unanwendbar. Es bleibt dann bei der Verpflichtung zum Netzanschluss nach Satz 1, der unter den Voraussetzungen von Absatz 2 verweigert werden kann.

#### **Zu Buchstabe b**

Es handelt sich um eine klarstellende Folgeänderung.

#### **Zu Buchstabe c**

Es handelt sich um eine klarstellende Folgeänderung.

#### **Zu Nummer 7**

In seinem Anwendungsbereich enthält **§ 18 Abs. 1 S. 1 EnWG** eine im Verhältnis zu § 17 Abs. 1 EnWG vorrangige Spezialregelung. Für Gemeindegebiete, in denen sie Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung von Letztverbrauchern betreiben, sind auch Betreiber von L-Gasversorgungsnetzen verpflichtet, allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss von Letztverbrauchern in Niederdruck und für die Anschlussnutzung durch Letztverbraucher zu veröffentlichen sowie zu diesen Bedingungen jedermann an ihr Netz anzuschließen und die Nutzung des Anschlusses zur Entnahme von Energie zu gestatten. Nach dem bisherigen § 18 Abs. 1 S. 2 EnWG bestehen diese Pflichten zwar nicht, wenn der Anschluss oder die Anschlussnutzung für den Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes aus wirtschaftlichen Gründen unzumutbar ist. Den Umstand, dass diese Gasqualität nicht dauerhaft zur Verfügung stehen könnte, hat der Gesetzgeber bei der Schaffung des § 18 EnWG aber nicht vorhergesehen.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit wird daher der Anwendungsbereich von § 18 Abs. 1 S. 2 EnWG um einen weiteren Fall ergänzt. Während der bisherige Regelungsgehalt in Nummer 1 aufgeht, soll die neue Nummer 2 die Sicherheit der L-Gasversorgung gewährleisten. Danach entfallen die Pflichten aus Satz 1 auch dann, wenn der Anschluss an ein L-Gasversorgungsnetz erst ab dem Inkrafttreten des Gesetzes beantragt wird und der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes nachweist, dass der beantragenden Partei auch der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz technisch möglich ist. In diesem Fall ist der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes nicht mehr zur Durchführung des Netzanschlusses verpflichtet. Anschlussbegehren, die dem Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes bereits zu einem früheren Zeitpunkt zugegangen sind, sind weiterhin unter den Voraussetzungen des Satzes 1 zu erfüllen und können beispielsweise nach Satz 2 Nummer 1 verweigert werden.



Der Anwendungsbereich des § 18 Abs. 1 S. 1 EnWG erstreckt sich zwar auf alle Letztverbraucher. Aufgrund der Beschränkung auf Netzanschlüsse in Niederdruck gilt die Vorschrift jedoch in erster Linie für Haushaltskunden. Diese bedürfen eines höheren Schutzes als Letztverbraucher, die an andere Druckstufen als Niederdruck angeschlossen sind. Während § 17 Abs. 1 S. 2 EnWG der beantragenden Partei den Nachweis auferlegt, dass ihr der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen unmöglich oder unzumutbar ist, sieht der geänderte § 18 Abs. 1 EnWG eine differenzierende Regelung vor. Zunächst hat der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes nachzuweisen, dass der beantragenden Partei auch der Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz technisch möglich ist (Satz 2 Nummer 2 a. E.). Nur wenn ihm dieser Nachweis gelingt, ist der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes von seinen Pflichten aus Satz 1 entbunden. Jedoch kann sich die beantragende Partei darauf berufen, dass ihr der Anschluss an das H-Gasversorgungsnetz aus wirtschaftlichen Gründen unzumutbar ist (Satz 3). In diesem Fall leben die Pflichten aus Satz 1 wieder auf. Das ist erforderlich, um auch in besonderen Härtefällen die Verhältnismäßigkeit zu wahren.

Die Beurteilung der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit erfolgt anhand der Umstände des Einzelfalls. Ein Fall der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit kann vorliegen, wenn lediglich einzelne Haushalte inmitten eines bereits mit L-Gas versorgten Wohngebiets neu an das L-Gasversorgungsnetz angeschlossen werden sollen. Dann erscheint es unverhältnismäßig, allein diese Haushalte auf die H-Gasversorgung zu verweisen. Anders dürfte hingegen der Fall zu beurteilen sein, dass Netzanschluss für ein ganzes Neubaugebiet begehrt wird. Hier kann vom Träger des Neubauprojektes in aller Regel erwartet werden, dass er den Anschluss an ein H-Gasversorgungsnetz oder auch die Erschließung einer anderen Wärmeversorgung bereits bei der Planung des Neubaugebiets sicherstellt.

#### **Zu Nummer 8**

Seit der letzten Änderung des **§ 19 EnWG** sind die Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (ABl. L 223 vom 18.8.2016, S. 10) und die Verordnung (EU) 2016/1447 der Kommission vom 26. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung (ABl. L 241 vom 8.9.2016, S. 1) beschlossen worden. Sie sind wie die Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (ABl. L 112 vom 27.4.2016, S. 1) bei der Erstellung der allgemeinen technischen Mindestanforderungen und der technischen Mindestanforderungen der Netzbetreiber zu beachten.

#### **Zu Buchstabe a**

Bei der Einfügung in Satz 1 handelt es sich um eine Folgeänderung aufgrund der Neufassung in Abs. 4 und im Fall der ersetzten Formulierung um eine redaktionelle Änderung.

#### **Zu Buchstabe b**

Die Ergänzung in Abs. 2 beseitigt Rechtsunsicherheiten, die durch die letzte Novelle entstanden sind. Im Gasbereich waren – anders als im Strombereich – keine europäischen Vorgaben umzusetzen. Die Konsultationspflicht im Gasbereich ist durch ein redaktionelles Versehen bei der letzten Novelle entfallen. Sie wird nunmehr wieder aufgenommen.

#### **Zu Buchstabe c**

Es handelt sich um redaktionelle Änderung.

### **Zu Buchstabe d**

Da die Verordnungen unmittelbar gelten, wurde zur besseren Übersichtlichkeit der Vorschrift der bisherige § 19 Abs. 4 S. 1 gestrichen, anstatt ihn um die neuen Netzkodizes zu erweitern. Auch der Abs. 4 S. 3 konnte zur Übersichtlichkeit gestrichen werden, da die allgemeinen technischen Mindestanforderungen bereits aufgrund der europäischen Netzkodizes zu konsultieren sind. Im Abs. 1 wurde stattdessen klargestellt, dass die allgemeinen technischen Mindestanforderungen bei Erstellung der technischen Mindestanforderungen der Netzbetreiber zu beachten sind.

Auch für die hinzukommenden Netzkodizes werden in § 19 Abs. 4 Satz 2 EnWG die Aufgaben der „beauftragten Stelle“ im Rahmen der technischen Selbstverwaltung dem Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. anstatt der Bundesnetzagentur übertragen. Die Formulierung der Regelung stellt klar, dass mit dem Begriff der „allgemeinen technischen Mindestanforderungen“ die Anforderungen gemeint sind, die von dem Verband konsultiert und dann verabschiedet werden.

Der bisherige § 19 Abs. 4 EnWG wurde gestrichen, da das Missbrauchsverfahren nach § 31 EnWG sicherstellt, dass der Zweck des Abs. 3 Satz 1 erreicht wird. Außerdem kann die Regulierungsbehörde jederzeit im Rahmen eines Aufsichtsverfahrens gegen Verletzungen der Mindestanforderungen vorgehen. Die Mindestanforderungen sind der Regulierungsbehörde daher zukünftig nur noch mitzuteilen.

### **Zu Buchstabe e**

Die Streichung in Doppelbuchstabe aa) dient der redaktionellen Anpassung an die Änderungen in den Absätzen 1, 2 und 4, auf die durch die Einfügung in Doppelbuchstabe bb) Bezug genommen wird.

### **Zu Nummer 9**

#### **Zu Buchstabe a**

Durch die Änderung in **§ 35 EnWG** wird eine neue Rechtsgrundlage für die Regulierungsbehörde zur Anforderung von Informationen von Betreibern von Stromerzeugungsanlagen und Betreibern von Speichern zur Erstellung eines Berichts nach § 63 Abs. 3a EnWG geschaffen. Die Abfrage dieser Daten ist erforderlich, da die Netzbetreiber, die der Regulierungsbehörde nach § 63 Abs. 3a i. V. m. § 12 Abs. 5 S. 1 Nummer 4 EnWG zur Datenübermittlung verpflichtet sind, nur über die nach § 12 Abs. 4 EnWG im Rahmen des Energieinformationsnetzes übermittelten Informationen verfügen. Zur Erstellung des Berichts nach § 63 Abs. 3a EnWG benötigt die Regulierungsbehörde jedoch teilweise darüber hinausgehende Informationen der Anlagenbetreiber, insbesondere die Gründe der Einspeisung der Anlagen in den einzelnen Situationen. Nur mit Hilfe dieser lediglich den Anlagenbetreibern bekannten Informationen, wie z. B. dem elektrischen Wirkungsgrad, Leistungsgradienten, Mindestbetriebs- sowie Stillstandzeiten, An- und Abfahrdauer und -kosten sowie der Vergütung von KWK-Strom, von Eigenverbrauch oder Informationen zur Wärmebereitstellung, lassen sich volkswirtschaftliche Ineffizienzen identifizieren und ggf. geeignete Maßnahmen zur Behebung bestehender Ineffizienzen einleiten.

Es ist daher erforderlich, die Regulierungsbehörde zur unmittelbaren Datenerhebung bei den Anlagenbetreibern zu ermächtigen. Da die Daten nicht anlagenscharf, sondern ausschließlich in aggregierter Form veröffentlicht werden, ist der Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse gewahrt.

## Zu Buchstabe b

Die Änderung in Buchstabe b ist erforderlich, damit die Regulierungsbehörde auch für den Fall der Datenabfrage nach § 35 Abs. 1a EnWG die Befugnisse nach § 69 EnWG wahrnehmen kann.

## Zu Nummer 10

Die Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (ABl. L 112 vom 27.4.2016, S. 1) regelt technische Anschlussbedingungen für Stromerzeuger. Nach dieser EU-Verordnung müssen Anlagen, die einen Kaufvertrag über die Hauptkomponenten erst nach dem 17. Mai 2018 schließen, bis zum 26. April 2019 die bisherigen und danach die neuen technischen Anschlussregeln erfüllen. Dadurch können bei bestimmten Erzeugungsanlagen erhebliche Nachrüstungen und Neuzertifizierungen notwendig werden, die aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht erforderlich sind.

Die Verordnung (EU) 2016/1388 sieht in Artikel 4 Abs. 2 letzter Satz vor, dass Mitgliedsstaaten festlegen können, dass die Regulierungsbehörde unter bestimmten Umständen entscheiden kann, ob eine Stromerzeugungsanlage als bestehende oder als neue Erzeugungsanlage anzusehen ist.

Dieser Gestaltungsspielraum wird mit der vorliegenden Regelung genutzt. Die Bundesnetzagentur wird als Regulierungsbehörde ermächtigt, Stromerzeugungsanlagen als bestehend einzustufen, sofern diesen Anlagen durch die Regelung der EU-Verordnung Kosten für Nachrüstungen und Neuzertifizierungen entstehen. Um Investitionssicherheit zu gewährleisten, soll für den Betreiber der Erzeugungsanlage vorhersehbar sein, wie seine Erzeugungsanlage eingestuft wird.

Die Festlegung ist eilbedürftig. Bereits Anlagen, die einen Kaufvertrag nach dem 17. Mai 2018 schließen, sind von der Nachrüstpflcht betroffen. Die Bundesnetzagentur kann daher auf eine Anhörung und mündliche Verhandlung verzichten. Eine Verzögerung der Festlegung würde für die betroffenen Stromerzeugungsanlagen zu einer erheblichen Rechtsunsicherheit führen und viele Planungen und Investitionen gefährden. Daher soll die Bundesnetzagentur die Festlegung innerhalb eines Monats nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes veröffentlichen.

## Zu Nummer 11

Bei der Änderung in **§ 63 Abs. 2a** EnWG handelt sich um eine Folgeanpassung zur Verschiebung des Beginns der Kapazitätsreserve.

Bei der Änderung in § 63 Abs. 3a EnWG handelt es sich um eine Folgeanpassung.

## Zu Nummer 12

Durch die Änderung wird ein redaktioneller Fehler im EnWG beseitigt.

## Zu Artikel 4 (Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes)

### Zu Nummer 1

Mit der Änderung in **§ 1 Abs. 2 WindSeeG** wird klargestellt, dass sich das Ausbauziel für Windenergie auf See nur auf die installierte Leistung von solchen Windenergieanlagen auf See bezieht, die an das Netz angeschlossen werden. Diese Klarstellung ist erforderlich, weil mit weiteren Änderungen des WindSeeG und des SeeAnlG (s. unten) die Planung und Errichtung von insbesondere Windenergieanlagen auf See, die nicht an das Netz

angeschlossen werden und die daher auch nicht an einer Ausschreibung teilnehmen dürfen, ermöglicht wird. Der Bau solcher nicht-leitungsgebundenen Windenergieanlagen erfolgt außerhalb der EEG-Zielsystematik, die Stromerzeugung und Netzeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zu erhöhen, und wird daher nicht auf die Zielerreichung angerechnet, sondern stellt einen zusätzlichen Ausbau dar.

Das Ausbauziel selbst bleibt unverändert bei 15 GW bis 2030. Entsprechend zu den Ausschreibungsmengen ab 2022 für Wind an Land und Solar wird bei Wind auf See ggf. eine Anhebung des Ziels für 2030 erforderlich sein, um die Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Aufnahmefähigkeit der Netze zu erreichen. Die genaue Festlegung erfolgt demnach erst zu einem späteren Zeitpunkt im Kontext des nächsten Netzentwicklungsplans. Unter Berücksichtigung der Aufnahmefähigkeit der Netze wird die Bundesregierung einen Vorschlag für die Erhöhung der technologiespezifischen Ausschreibungsmengen zur Erreichung der Klimaschutzziele vorlegen. Eine Anpassung im Bereich Wind auf See würde sich dann im WindSeeG entsprechend auf die Bestimmungen zum Ausschreibungsvolumen und zu den Festlegungen der voraussichtlich zu installierenden Leistung im Flächenentwicklungsplan erstrecken.

Netz ist nach § 3 EEG 2017 die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung. Soweit das WindSeeG nichts Abweichendes regelt, gelten die Begriffsbestimmungen des EEG 2017 auch für das WindSeeG.

## **Zu Nummer 2**

### **Zu Buchstabe a**

Mit der Einfügung in der Definition von „Flächen“ sind diese künftig ausdrücklich solchen Windenergieanlagen auf See vorbehalten, die an das Netz angeschlossen werden. Windenergieanlagen auf See, die nicht an das Netz angeschlossen werden, können in sonstigen Energiegewinnungsbereichen, die neu in das WindSeeG aufgenommen werden (siehe unten) errichtet werden.

### **Zu Buchstabe b**

Die neu in **§ 3 WindSeeG** eingefügte Nummer 7 enthält die Definition des Begriffs „sonstiger Energiegewinnungsbereich“. Dabei handelt es sich um Bereiche innerhalb oder außerhalb von Gebieten, auf denen Energiegewinnungsanlagen in räumlichem Zusammenhang errichtet werden können. Energiegewinnungsanlagen umfassen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, wie Wind, Wasser oder Strömung, gehen aber darüber hinaus und erfassen auch die Erzeugung anderer Energieträger wie Gas oder anderer Energieformen wie thermische Energie. Dagegen meinen sie nicht solche Anlagen, die dem Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von Bodenschätzen dienen, auch wenn diese Bodenschätze später Einsatzstoffe für die Energiegewinnung sein können, z. B. Erdöl oder Erdgas. Hierfür sind weiterhin allein bergrechtliche Bestimmungen maßgeblich.

Ein Unterfall von Energiegewinnungsanlagen können insbesondere Windenergieanlagen auf See sein, die nicht an das Netz angeschlossen werden und die daher auch nicht an einer Ausschreibung teilnehmen dürfen (denn ausgeschlossen werden Flächen und diese sind Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, vorbehalten). Seit der Einführung des WindSeeG hat sich gezeigt, dass es Interesse gibt, Windparks auf See zu errichten, die keines Anschlusses an das Netz bedürfen. Vielmehr soll der in diesen Parks erzeugte Strom unmittelbar ohne Nutzung des Netzes auf See verbraucht werden, beispielsweise zum Betrieb einer Elektrolyseanlage zur Wasserstoffherzeugung. – auch dabei würde es sich dann um eine Energiegewinnungsanlage handeln, weil eben nicht nur die Erzeugung von Strom, sondern auch die Umwandlung von Strom in Gas vom

allgemeineren Begriff „Energiegewinnung“ erfasst wird. Der Begriff ist bewusst allgemein gehalten, weil derzeit nicht absehbar ist, welche innovativen Konzepte künftig noch entwickelt werden, die diesen Rahmen dann konkret ausfüllen können, und eine Einengung vorab durch die gewählten Begrifflichkeiten vermieden werden soll.

Sonstige Energiegewinnungsbereiche bieten den Raum, um die praktische Umsetzbarkeit solcher innovativen Konzepte zur Energiegewinnung zu erproben; eine finanzielle Förderung für solche Konzepte ist nicht vorgesehen. Dagegen sind Flächen im Sinn von § 3 Nummer 4 WindSeeG Windparks auf See vorbehalten, die an das Netz angeschlossen werden. Mit der Änderung in § 3 Nummer 4 WindSeeG wird die Definition von Flächen entsprechend konkretisiert (siehe oben).

### **Zu Buchstabe c**

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung wegen der Einfügung einer neuen Nummer 7 in § 3 WindSeeG.

### **Zu Nummer 3**

**§ 5 WindSeeG** wird bezüglich der Festlegung sonstiger Energiegewinnungsbereiche geändert.

Seit der Einführung des WindSeeG hat sich gezeigt, dass es Interesse gibt, Windparks auf See zu errichten, die keines Anschlusses an das Netz bedürfen. Vielmehr soll der in diesen Parks erzeugte Strom unmittelbar ohne Nutzung des Netzes auf See verbraucht werden, beispielsweise zum Betrieb einer Elektrolyseanlage zur Wasserstofferzeugung. Sonstige Energiegewinnungsbereiche bieten den Raum, um die praktische Umsetzbarkeit solcher Konzepte zu erproben. Der Flächenentwicklungsplan kann diese Bereiche künftig festlegen und damit positiv definieren, wo innovative Konzepte erprobt werden können. Das BSH wird dabei ergebnisoffen prüfen, wo solche Projekte ermöglicht werden können. Bei der Festlegung wird – neben anderweitigen Nutzungen, wie z.B. Schifffahrtsrouten oder militärischen Sperrgebieten - auch berücksichtigt, wo Flächen für leitungsgebundene Windparks festgelegt sind oder werden sollen (z.B. weil sie besonders geeignet sind für den Netzanschluss, etwa aufgrund der Küstennähe oder des geplanten Trassenverlaufs), und wo sich im Einklang damit noch Raum für die Erprobung innovativer Konzepte bietet. Eine finanzielle Förderung erhalten solche Konzepte nicht.

Die Festlegung der Lage eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs steht im Ermessen des BSH, ebenso, ob überhaupt eine Festlegung erfolgt. Wenn das BSH einen sonstigen Energiegewinnungsbereich festlegt, muss er in einer Größenordnung von mindestens 40 bis höchstens 70 Quadratkilometer liegen. Die aktuelle durchschnittliche Flächenleistung in Deutschland bei Windparks auf See liegt bei etwa 14 Megawatt pro Quadratkilometer. Entsprechend diesem Ansatz könnten auf einer Fläche dieser Größenordnung Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 500 bis 1000 Megawatt Leistung installiert werden. Technisch möglich und wirtschaftlich umsetzbar scheinen aber auch Flächenleistungen zwischen 12 und 20 Megawatt pro Quadratmeter. Die Größenordnung ist zunächst ausreichend, um in relevantem Umfang neue Konzepte zu erproben, stellt aber zugleich sicher, dass genügend Raum für die leitungsgebundene Windenergie auf See bleibt. Sollte sich aus der weiteren Entwicklung und dem Interesse an ausgewiesenen sonstigen Energiegewinnungsbereichen Bedarf für mehr ergeben, kann später eine zusätzliche Ausweisungsmöglichkeit für den Flächenentwicklungsplan in angemessener Größenordnung im Gesetz vorgesehen werden. Dabei wäre wiederum zu beachten, dass dies im Einklang mit dem langfristig angestrebten leitungsgebundenen Ausbau steht. Zudem wäre dann der Zugang zu den ausgewiesenen Energiegewinnungsbereichen ggf. anders zu regeln, s unten zu § 3 SeeAnIG.

Anders als in § 5 Abs. 1 und 2 WindSeeG ist im neuen Abs. 2a kein Zeitraum enthalten, für den die Festlegung getroffen wird. Die Festlegung eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs entfaltet damit volle Wirkung, sobald der Flächenentwicklungsplan, in dem sie enthalten ist, in Kraft tritt. Sollte also z.B. der erste Flächenentwicklungsplan, der zum 30. Juni 2019 vorgelegt werden soll, einen sonstigen Energiegewinnungsbereich enthalten, ist dieser mit Inkrafttreten des Planes wirksam ausgewiesen und die sich darauf beziehenden Bestimmungen, etwa die zulassungsrechtlichen Voraussetzungen in § 2 Abs. 4 oder § 5 Abs. 3 SeeAnlG, greifen.

#### Zu Nummer 4

Der neue Satz 2 des **§ 6 Abs. 9 WindSeeG** greift eine Bestimmung zum Bundesfachplan Offshore nach § 17a EnWG auf. Sie stellt sicher, dass die Festlegungen des Flächenentwicklungsplanes für alle Zulassungsverfahren in der Außenwirtschaftszone verbindlich sind. Während die Bestimmung zum Bundesfachplan Offshore noch in erster Linie im Blick hatte, dass Festlegungen z. B. von Kabeltrassen für die spätere Zulassung von Offshore-Anbindungsleitungen auf genau diesen Trassen positiv wirkt, ist hier auch der umgekehrte Fall bedeutsam. Legt der Flächenentwicklungsplan etwa Flächen für die Errichtung leitungsgebundener Windenergieanlagen auf See fest, ist dies in einem späteren Zulassungsverfahren für andere Anlagen als leitungsgebundenen Windenergieanlagen dahingehend verbindlich, dass sie dort gerade nicht zugelassen werden können. Am verwaltungsinternen Charakter des Flächenentwicklungsplans ändert der Zusatz nichts. Er verdeutlicht nur, dass der Flächenentwicklungsplan punktuell auch eine verwaltungsinterne Vorstufe für Zulassungsverfahren nach dem SeeAnlG bilden kann.

#### Zu Nummer 5

Die Änderung in **§ 44 Abs. 1 WindSeeG** nimmt nicht-leitungsgebundene Windenergieanlagen vom Anwendungsbereich der zulassungsrechtlichen Bestimmungen im WindSeeG aus. Sie werden künftig dem Zulassungsregime des SeeAnlG unterstellt, als Anlagen, die anderen wirtschaftlichen Zwecken dienen (s. Änderungen des SeeAnlG). Ohne die ausdrückliche Ausnahme aus dem Geltungsbereich dieses Teils des WindSeeG wären auch für Windenergieanlagen auf See, die nicht leitungsgebunden betrieben werden sollen, die Bestimmungen des Zulassungsregimes des WindSeeG anwendbar: Sie unterfallen der Definition von Windenergieanlagen auf See nach § 3 Nummer 8 (neu) WindSeeG, die nicht danach differenziert, ob eine Anlage mit oder ohne Anschluss an das Netz betrieben wird. Das ist zum Beispiel auch bei solchen Windenergieanlagen der Fall, bei denen der erzeugte Strom ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung an eine Anlage weitergeleitet wird, die den Strom in Wasserstoff umwandelt.

Ausschreibungen nach Teil 3 Abschnitt 2 beziehen sich auf voruntersuchte Flächen. Flächen sind aber ausschließlich solchen Windenergieanlagen auf See vorbehalten, die an das Netz angeschlossen werden. Nur solche Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, erhalten also mit dem Zuschlag einen Anspruch auf Förderung nach dem EEG 2017. Dies ergibt sich aus der Gesamtsystematik des EEG 2017, nach der eine Einspeisung des Stroms in das Netz Voraussetzung für den Erhalt der Förderung ist. Für Windenergieanlagen auf See, die nicht an das Netz angeschlossen werden, gilt das Zulassungsregime nach SeeAnlG und ihre Errichtung ist in sonstigen Energiegewinnungsbereichen möglich. Eine Förderung erhalten sie aber nicht; sie dürfen auch nicht an den Ausschreibungen nach Teil 3 Abschnitt 2 WindSeeG teilnehmen. Eine Voruntersuchung findet für die sonstigen Energiegewinnungsbereiche nicht statt.

#### Zu Nummer 6

Mit den Änderungen von **§ 52 WindSeeG** werden die Möglichkeiten zur Festlegung von Veränderungssperren angepasst und erweitert, entsprechend zu den Änderungen von § 9 SeeAnlG.

## Zu Buchstabe a

Nach Nummer 1 können Seegebiete gesichert werden, die nach den Festlegungen des Flächenentwicklungsplanes für die Errichtung von Windenergieanlagen auf See oder sonstige Energiegewinnungsanlagen in Frage kommen. Das betrifft sowohl Flächen, die der Flächenentwicklungsplan für die Ausschreibung und die Errichtung leitungsgebundener Windenergieanlagen auf See (einschließlich Pilotwindenergieanlagen auf See) vorsieht, als auch sonstige Energiegewinnungsbereiche, die anderen Konzepten zur Energiegewinnung, etwa der Nutzung nicht-leitungsgebundener Windenergieanlagen, vorbehalten sind.

## Zu Buchstabe b

Auch die zeitlichen Vorgaben für Veränderungssperren werden, ebenso wie in § 9 SeeAnIG, mit der Änderung von § 52 Abs. 2 WindSeeG angepasst.

## Zu Artikel 5 (Änderung des Seeanlagengesetzes)

### Zu Nummer 1

#### Zu Buchstabe a

**§ 1 Abs. 2 Nr. 1 SeeAnIG** erfasst in der derzeitigen Fassung Anlagen zur Erzeugung von Energie aus Wasser und Strömung. Dies rührt aus der früheren Seeanlagenverordnung her, die auch für Anlagen zur Erzeugung von Energie aus Wind galt. Dort wurden Anlagen zur Erzeugung von Energie aus Wasser, Strömung und Wind erfasst, wobei es sich um eine Aufzählung handelte. Nach Wegfallen der Anlagen zur Erzeugung von Energie aus Wind wurde das „und“ beibehalten. Dies ist missverständlich, denn Anlagen zur Erzeugung von Energie aus Wasser und gleichzeitig aus Strömung gibt es nicht. Zur Klarstellung wird das „und“ durch ein „oder“ ersetzt.

#### Zu Buchstabe b

Für die Anlagen zur Übertragung elektrischer Energie in **§ 1 Abs. 2 Nr. 2 SeeAnIG** gelten die Ausführungen zu § 1 Abs. 2 Nr. 1 SeeAnIG in gleicher Weise.

### Zu Nummer 2

#### Zu Buchstabe a

Mit dieser Änderung in **§ 2 Abs. 1 SeeAnIG** werden auch solche Anlagen einem Planfeststellungsverfahren unterworfen, die anderen wirtschaftlichen Zwecken als der Erzeugung und Übertragung von Energie aus Wasser oder Strömung dienen. Solche Anlagen sind auch Windenergieanlagen auf See, soweit sie nicht dem zulassungsrechtlichen Teil des WindSeeG unterfallen, also nicht an das Netz angeschlossen werden. Diese nicht-leitungsgebundenen Windenergieanlagen auf See unterfallen dem Anwendungsbereich des § 1 Abs. 2 S. 1 Nummer 3 SeeAnIG, dem insoweit Auffangfunktion zukommt.

#### Zu Buchstabe b

In **§ 2 Abs. 4 S. 1 SeeAnIG** wird ein Versehen korrigiert. Die Erwähnung des Bundesfachplans Offshore ist hier notwendig, da der erste Flächenentwicklungsplan nach dem WindSeeG zum größten Teil erst im Jahre 2026 Wirkung entfalten wird. Bis dahin bleibt der Bundesfachplan Offshore maßgeblich für die Beurteilung einer Kollision den planerischen Festlegungen für Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden.

Zudem wird berücksichtigt, dass der Flächenentwicklungsplan künftig sonstige Energiegewinnungsbereiche festlegen kann. Die Bestimmungen räumt allen genannten Nutzungen nach Festlegungen des Bundesfachplan Offshore und des Flächenentwicklungsplans Vorrang gegenüber sonstigen Seeanlagen ein. Dieser Vorrang gilt aber auch für die genannten Festlegungen untereinander: In einem Cluster des Bundesfachplan Offshore oder auf einer Fläche des Flächenentwicklungsplans dürfen nur leitungsgebundene Windenergieanlagen zugelassen werden; umgekehrt dürfen in einem sonstigen Energiegewinnungsbereich nur nicht-leitungsgebundene Windenergieanlagen zugelassen werden.

### Zu Nummer 3

#### Zu Buchstabe a

**§ 3 Abs. 1 SeeAnIG** wird redaktionell geändert, um einen Abs. anzufügen. [BMVI, BSH: Bitte im Rahmen der Ressortabstimmung prüfen und ggf. ergänzen.]

Mit der Einfügung in **§ 3 Abs. 1 SeeAnIG** wird klargestellt, dass die Bearbeitung in Reihenfolge des Eingangs sowohl für Planfeststellungs- als auch für Genehmigungsanträge erfolgt.

Das in § 3 SeeAnIG etablierte „Windhundprinzip“ gilt also für sämtliche Antragsverfahren des SeeAnIG. Mit Es wird auch Anwendung finden auf Anträge auf Planfeststellung von Seeanlagen in sonstigen Energiegewinnungsbereichen (sobald der Flächenentwicklungsplan sie ausgewiesen hat). Sollten also mehrere Vorhabenträger Interesse an der Nutzung eines solchen Bereichs haben, ist die Eingangsreihenfolge für die Bearbeitung maßgeblich. Da zunächst nur in begrenztem Umfang solche Bereiche ausgewiesen werden können (s. oben) und noch nicht klar ist, wie groß das Interesse daran ist, ist dies zunächst sachgerecht. Langfristig ist aber möglicherweise eine Allokation nach anderen Gesichtspunkten angemessener. Die Nachfrage und die Erfahrungen mit der Bestimmung werden beobachtet und ggf. in einem späteren Gesetzgebungsverfahren angepasst werden, z.B. durch Einführung eines Vergabeverfahrens für die Nutzung der sonstigen Energiegewinnungsbereiche.

[BMVI, BSH: Bitte im Rahmen der Ressortabstimmung ergänzen.]

#### Zu Buchstabe b

Der Vollständigkeit des Antrags kommt im Rahmen der Bearbeitungsreihenfolge nach **§ 3 SeeAnIG** große Bedeutung zu. Daher wird mit der Ergänzung des Abs. 2 präzisiert, wann ein Antrag als vollständig anzusehen ist. Die genannten Unterlagen spiegeln wider, was nach bisherigen Erfahrungen des BSH einen vollständigen Antrag ausmacht.

Unberührt hiervon bleibt die Bestimmung des § 4 Abs. 1 S. 2 und 3 SeeAnIG, d.h. auch bei Anträgen, die im Sinn des § 3 SeeAnIG als vollständig gelten, kann das BSH bei der Bearbeitung noch Angaben und Unterlagen nachfordern, die für die Prüfung des Antrags erforderlich sind, und den Antrag ablehnen, wenn diese nicht fristgerecht nachgereicht werden.

[BMVI, BSH: Bitte im Rahmen der Ressortabstimmung ergänzen.]

### Zu Nummer 4

In **§ 4 SeeAnIG** werden redaktionelle Änderungen vorgenommen. Die bisherige Fassung des Gesetzes unterstellt, dass Umweltverträglichkeitsprüfungen für Anlagen nach § 1 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 SeeAnIG (Erzeugung von Energie) immer erforderlich, bei Anlagen nach Nr. 2 (Übertragung von Energie) oder Nummer 3 hingegen nie erforderlich sind. Im Zusammenhang mit der Ausdehnung der Planfeststellungspflicht auf Anlagen, die sonstigen



wirtschaftlichen Zwecken dienen, wird klargestellt, dass die Unterlagen für eine Umweltverträglichkeitsprüfung in allen Fällen vom festzustellenden Plan umfasst sind, in denen eine Umweltverträglichkeitsprüfung vorgeschrieben ist.

## Zu Nummer 5

### Zu Buchstabe a

Nach der bisherigen Bestimmung des **§ 5 Abs. 3 SeeAnIG** stand es im Ermessen des BSH, im Planfeststellungsbeschluss Maßnahmen zur Sicherstellung einer zügigen Errichtung und Inbetriebnahme zu bestimmen und Fristen zur Erfüllung der Maßnahmen vorzugeben. Dies wird abgelöst durch die Aufnahme von solchen Maßnahmen und Fristen in den Gesetzestext, zu denen das BSH den Vorhabenträger jeweils verpflichten muss. Damit steht für jeden Vorhabenträger von vorneherein das Gerüst der inhaltlichen und zeitlichen Meilensteine auf dem Weg zur Errichtung und Inbetriebnahme seines Vorhabens fest. Der Wechsel von einer Ermessensentscheidung zu einer gebundenen Entscheidung bedeutet auch eine Abkehr von der bisherigen Verwaltungspraxis des BSH, die im Planfeststellungsbeschluss vorgegebenen Fristen wiederholt zu verlängern.

Andere Maßnahmen und Fristen als die im Gesetz genannten kann das BSH künftig nicht mehr bestimmen bzw. vorgeben.

[BMVI, BSH: Bitte im Rahmen der Ressortabstimmung ergänzen.]

### Zu Buchstabe b

**§ 5 Abs. 4 SeeAnIG** ist Teil des gesetzlichen Rahmens, der für nicht-leitungsgebundene Energiegewinnungskonzepte geschaffen wird. Er entspricht der Regelung in § 48 Abs. 4 S. 2 WindSeeG für leitungsgebundene Windenergieanlagen auf See und verzahnt Planungs- und Zulassungsrecht. Nur in den räumlichen Bereichen, wo der Flächenentwicklungsplan sonstige Energiegewinnung planerisch vorsieht, dürfen solche Vorhaben auch zugelassen werden.

[BMVI, BSH: Bitte im Rahmen der Ressortabstimmung ergänzen.]

### Zu Buchstabe c

Die Änderungen in **§ 5 Abs. 5 SeeAnIG hängen** eng mit der Einführung fester Meilensteine in **§ 5 Abs. 3 SeeAnIG** zusammen: Wird ein Meilenstein nicht rechtzeitig erfüllt, entfällt kraft Gesetzes der Planfeststellungsbeschluss. Ein Ermessen des BSH besteht auch insoweit nicht mehr.

Auch diese Bestimmung ist Teil des gesetzlichen Rahmens, der für nicht-leitungsgebundene Energiegewinnungskonzepte geschaffen wird. Letztlich dient sie dazu, zu vermeiden, dass räumliche Bereiche, die nach dem Flächenentwicklungsplan für bestimmte Nutzungen vorgesehen werden, tatsächlich nicht genutzt, aber von einem Vorhabenträger durch einen bestehenden Planfeststellungsbeschluss gewissermaßen „blockiert“ oder „reserviert“ werden.

[BMVI, BSH: Bitte im Rahmen der Ressortabstimmung ergänzen.]

## Zu Nummer 6

Da Anlagen nach § 1 Abs. 2 Nr. 3 SeeAnIG zukünftig der Planfeststellung bedürfen, werden sie dem Anwendungsbereich des **§ 6 SeeAnIG**, der das Genehmigungsverfahren betrifft, entzogen.

## **Zu Nummer 7**

### **Zu Buchstabe a**

In **§ 9 Abs. 1 SeeAnIG** wird eine abschließende Aufzählung aller Anlagen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Windenergie auf See vorgenommen, die gegenüber dem Zulassungsrecht des SeeAnIG unterliegenden Seeanlagen Vorrang genießen. Diese Aufzählung war bisher unvollständig, da sie aus der Seeanlagenverordnung übernommen war, die auch für Windenergieanlagen auf See galt. Mit deren Übernahme in das Wind-SeeG ergab sich die Notwendigkeit, die Aufzählung auszuweiten.

Anlagen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Windenergie auf See sind auch solche zur Übertragung des Stroms. Sie genießen weiterhin Vorrang und sind nach wie vor in der Aufzählung enthalten, zur Klarstellung wird ergänzt, dass bei der Frage, ob Seegebiete für ihre Errichtung in Betracht kommen, sowohl Standorte als auch Suchräume betrachtet werden, d.h. die Veränderungssperre sich auch darauf erstrecken kann, einen Suchraum zu sichern, ehe der genaue Trassenverlauf einer Offshore-Anbindungsleitung feststeht. [BSH, bitte im Rahmen der Ressortabstimmung prüfen und ggf. ergänzen]

### **Zu Buchstabe b**

In **§ 9 Abs. 2 SeeAnIG** wird bei der Sicherung des Bundesfachplans Offshore oder des Flächenentwicklungsplan nicht mehr auf die Raumordnung abgestellt, da die Dauer des Aufstellungsverfahrens und das Inkrafttreten der Raumordnung nicht genau abgeschätzt werden können. Vorzugswürdig ist demgegenüber eine klare zeitliche Vorgabe für die Dauer der Veränderungssperre von vier Jahren, die um drei Jahre verlängert werden kann. Somit können auch Unsicherheiten und Auslegungsschwierigkeiten vermieden werden, ob die Regelungen des Raumordnungsplans tatsächlich inhaltlich zu einer Sicherung des Bundesfachplans Offshore oder des Flächenentwicklungsplans führen und somit die Veränderungssperre beendet ist. Die Dauer von maximal sieben Jahren ist vorübergehend im Sinne des Abs. 1 und entspricht der üblichen Dauer eines Aufstellungsverfahrens für einen Raumordnungsplan.

### **Zu Artikel 6 (Änderung der Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Höhe der Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen und für innovative KWK-Systeme)**

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen aufgrund der Aufhebung der Begriffsdefinition der installierten KWK-Leistung im KWKG und der Neu Nummerierung der Begriffsdefinitionen in § 3 EEG.

### **Zu Artikel 7 (Änderung der Verordnung zur grenzüberschreitenden Ausschreibung für Strom aus erneuerbaren Energien)**

Die Änderungen an der Verordnung sind Folgeänderungen zur Neu Nummerierung der Begriffsbestimmungen im EEG 2017. Die

### **Zu Artikel 8 (Inkrafttreten, Außerkrafttreten)**

#### **Zu Absatz 1**

Das Gesetz tritt grundsätzlich einen Tag nach der Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt in Kraft.

**[Zu Absatz 2**

Ausgenommen von Abs. 1 sind nur die Änderungen in Artikel 1 Nummer 15, die rückwirkend zum 1. Januar 2018 in Kraft treten.]