

Referentenentwurf

des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen

(Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen – GemAV)

A. Problem und Ziel

Die Bundesregierung hat im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) zugesagt, dass Deutschland im Zeitraum ab dem Jahr 2018 bis einschließlich zum Jahr 2020 in einem begrenzten Umfang gemeinsame Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen durchführt¹⁾. Ziel dieser gemeinsamen Ausschreibungen ist es, Funktionsweise und Wirkungen von energieträgerübergreifenden Ausschreibungen zu erproben und die Ergebnisse zu evaluieren, auch im Vergleich zur energieträgerspezifischen Ausschreibung. Erst nach der Evaluierung wird entschieden, ob die gemeinsamen Ausschreibungen auch nach 2020 fortgesetzt werden.

B. Lösung

Mit der vorliegenden Verordnung werden die Vorgaben nach § 39i und § 39j EEG 2017 zu den gemeinsamen Ausschreibungen umgesetzt.

Die Verordnung sieht vor, dass die Bundesnetzagentur in den Jahren 2018 bis 2020 jährlich gemeinsame Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen im Umfang von 400 Megawatt durchführt. Dazu gibt es jährlich zwei Gebotstermine mit einem Ausschreibungsvolumen von jeweils 200 Megawatt. Bei diesen Gebotsterminen können die Betreiber von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen für ihre Anlagen Gebote abgeben. Die Gebote werden dann energieträgerübergreifend gereiht und in aufsteigender Reihenfolge beginnend mit dem günstigsten Gebot bezuschlagt.

In den gemeinsamen Ausschreibungen gelten grundsätzlich für die Anlagen beider Energieträger jeweils die Ausschreibungsbedingungen der energieträgerspezifischen Ausschreibungen für die Anlagen des jeweiligen Energieträgers. So ist der Zubau im Netzausbaugebiet auf rund 130 Megawatt pro Jahr beschränkt (§ 36c EEG 2017). Nicht anwendbar ist dagegen das Referenzertragsmodell nach § 36h EEG 2017 für Windenergieanlagen an Land und die besonderen Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften nach § 36g EEG 2017.

Als neues Instrument wird eine sog. Verteilernetzkomponente eingeführt. Sie soll – ebenso wie das Netzausbaugebiet – dazu beitragen, dass die Netz- und Systemintegrationskosten in den gemeinsamen Ausschreibungen berücksichtigt werden. Dazu werden zunächst die Gebiete ermittelt, in denen zusätzliche Erneuerbare-Energien-Anlagen einen Verteilernetzausbaubedarf auslösen (Verteilernetzausbaugebiete). Gebote für Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen in diesen Gebieten werden bei der Gebotsreihung mit einem Aufschlag belegt, der Verteilernetzkomponente. Dadurch verringern sich die Zuschlagschancen für diese Gebote und damit die Zubaugeschwindigkeit in den Vertei-

¹⁾ Entscheidung der Europäische Kommission vom 20. Dezember 2016 (C(2016) 8789 final) Rn. 50.

lernetzausbaubereichen. Die Verteilernetzkomponente hat keine Auswirkung auf die anlagenspezifische Vergütung, da sich die Vergütung nach dem angegebenen Gebotswert richtet.

Weiter werden in den Jahren 2019 und 2020 für Strom aus Windenergieanlagen an Land regional differenzierte Höchstwerte eingeführt. Diese sollen sicherstellen, dass bei den Ausschreibungen ohne Referenzertragsmodell keine überhöhten Renditen erwirtschaftet werden.

C. Alternativen

Keine.

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Dem Bund entstehen durch die Verordnung Kosten durch die Übernahme der Aufgabe der ausschreibenden Stelle durch die Bundesnetzagentur. Hierdurch entstehen für den Bundeshaushalt – über die unter Buchstabe E.3 dargestellten Kosten hinaus – keine weiteren finanziellen Belastungen.

Die Haushalte der Länder und Gemeinden werden nicht belastet.

E. Erfüllungsaufwand

Aus der vorliegenden Verordnung ergibt sich nach einer Ex-ante-Abschätzung folgender Erfüllungsaufwand für die Bürgerinnen und Bürger, die Wirtschaft sowie die Verwaltung:

E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Durch diese Verordnung entstehen keine neuen Kosten für Bürgerinnen und Bürger. Insbesondere enthält die Verordnung keine neuen Informationspflichten für Bürgerinnen und Bürger. Soweit Bürgerinnen und Bürger Bieter in einer Ausschreibungsrunde werden, ist der Erfüllungsaufwand unter Buchstabe E.2 aufgeführt.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Die zusätzliche Möglichkeit für Bieter, neben den energieträgerspezifischen Ausschreibungen auch an den gemeinsamen Ausschreibungen teilzunehmen, führt zu keinen zusätzlichen Mitteilungspflichten und keinem administrativen Mehraufwand für die Wirtschaft.

Der Aufwand aufgrund der Transaktionskosten, die durch die Umstellung auf das Ausschreibungssystem anstelle eines Systems mit staatlich festgelegter Förderhöhe entstanden sind, ist keine Folge der gemeinsamen Ausschreibungen, sondern eine Folge der allgemeinen Umstellung auf das Ausschreibungssystem durch das EEG 2017. Insoweit verursachen die gemeinsamen Ausschreibungen keinen zusätzlichen Aufwand. Im Übrigen sind die aus den Ausschreibungsverfahren resultierenden höheren Risiken für den Anlagenbetreiber nicht im Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft enthalten, sondern werden implizit in der resultierenden Höhe der Förderung abgebildet.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Der Verwaltungsaufwand des Bundes für das Ausschreibungsverfahren und der Vollzugsaufwand für die Gebührenerhebung entstehen im Wesentlichen bei der Bundesnetzagentur als ausschreibende Stelle und beim Umweltbundesamt für die Evaluierung der regional differenzierten Höchstwerte. Der Verwaltungs- und Vollzugsaufwand bei der Bundesnetzagentur beschränkt sich dabei jährlich auf die zwei zusätzlichen Ausschreibungen, die als gemeinsame Ausschreibungen durchgeführt werden. Die energieträgerspezifischen Ausschreibungen führt die Bundesnetzagentur aufgrund der Vorgaben des EEG 2017 durch.

Die jährlichen Kosten der Bundesnetzagentur für die zwei zusätzlichen Ausschreibungen wurden wie folgt abgeschätzt: Personalkosten von rund 166.780 Euro und pauschale Sachmittelkosten von 38.214 Euro und Gemeinkosten von 61.498 Euro. Hierin sind auch die weiteren Kosten der Bundesnetzagentur, z.B. für die Erstellung eines jährlichen Evaluierungsberichts, enthalten.

Zusätzlich entsteht Verwaltungsaufwand des Bundes für die Evaluierung der regional differenzierten Höchstwerte beim Umweltbundesamt als evaluierender Stelle. Der Verwaltungsaufwand beim Umweltbundesamt beschränkt sich dabei darauf die Höchstwertregionen, die Höchstklassen und die Höchstwerte zu evaluieren.

Die jährlichen Kosten des Umweltbundesamtes für die Evaluierung der regional differenzierten Höchstwerte wurden wie folgt abgeschätzt: Personalkosten von rund 142.378 Euro und pauschale Sachmittelkosten von 38.200 Euro und Gemeinkosten von 54.173 Euro. Hierin sind auch die weiteren Kosten des Umweltbundesamtes enthalten, z. B. für die Erstellung eines Evaluierungsberichts.

Der Bundeshaushalt soll grundsätzlich durch die entstehenden Mehrkosten (Personal- und Sachmittelkosten) nicht belastet werden. Sollten die geplanten Gebühren die Mehrbelastungen nicht vollständig abdecken, sollen die etwaigen Mehrbedarfe an Sach- und Personalmitteln finanziell und stellenmäßig im jeweiligen Einzelplan ausgeglichen werden.

F. Weitere Kosten

Grundsätzlich soll die Umstellung im EEG 2017 auf die wettbewerbliche Bestimmung der Förderhöhe dazu beitragen, die Förderkosten im Vergleich zu staatliche festgesetzten Fördersätzen zu senken. Das gilt auch für die gemeinsamen Ausschreibungen. Vor diesem Hintergrund und angesichts des begrenzten Ausschreibungsvolumens ist nicht damit zu rechnen, dass die Ausschreibungen nennenswerte Auswirkungen auf die Einzelpreise und das Preisniveau, insbesondere auf das Verbraucherpreisniveau, haben werden.

Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen

(Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen – GemAV)

Vom ...

Auf Grund des § 88c des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist, verordnet das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie:

Inhaltsübersicht

Teil 1

Allgemeine Bestimmungen

- § 1 Anwendungsbereich, Anwendbarkeit des Erneuerbare-Energien-Gesetzes
- § 2 Begriffsbestimmungen

Teil 2

Allgemeine Ausschreibungsbestimmungen und Verfahren der Ausschreibungen

- § 3 Ausschreibungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes
- § 4 Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine
- § 5 Bekanntmachung
- § 6 Gebote in den gemeinsamen Ausschreibungen
- § 7 Zuschlagsverfahren
- § 8 Besondere Zuschlagsvoraussetzungen für das Netzausbauggebiet
- § 9 Anzulegender Wert

Teil 3

Verteilernetzkomponente

- § 10 Verteilernetzkomponente
- § 11 Verteilernetzausbaugebiete
- § 12 Festlegung und Veröffentlichung durch die Bundesnetzagentur

Teil 4
Höchstwerte

Abschnitt 1
Einheitliche Höchstwerte

- § 13 Höchstwerte für Strom aus Solaranlagen
- § 14 Höchstwerte für Strom aus Windenergieanlagen an Land im Jahr 2018

Abschnitt 2
Regional differenzierte Höchstwerte für Windenergieanlagen an Land

- § 15 Differenzierte Höchstwerte für Strom aus Windenergieanlagen an Land in den Jahren 2019 und 2020
- § 16 Höchstwertgebiete
- § 17 Höchstwerte
- § 18 Höchstwerte bei landkreisübergreifenden Geboten
- § 19 Evaluierung der Höchstwerte

Teil 5
Verringerung des Zahlungsanspruchs, Geltungszeitraum

- § 20 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Pflichtverstößen
- § 21 Inkrafttreten, Außerkrafttreten

- Anlage 1 Verteilernetzausbaugebiete und Verteilernetzkomponenten
- Anlage 2 Höchstwertgebiete
- Anlage 3 Regionen mit besonderem Flächenpotential

Teil 1

Allgemeine Bestimmungen

§ 1

Anwendungsbereich, Anwendbarkeit des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

(1) Die Verordnung regelt die gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen nach § 39i des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

(2) In den gemeinsamen Ausschreibungen können nur Gebote für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen abgegeben werden, für die die Marktprämie nach § 22 Absatz 2 und 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch Ausschreibungen ermittelt wird.

(3) Für in den gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagte Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz anwendbar.

§ 2

Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieser Verordnung ist oder sind:

1. „gemeinsame Ausschreibungen“ die gemeinsamen Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen nach dieser Verordnung,
2. „landkreisübergreifende Gebote“ Gebote, die sich auf Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen beziehen, die in mehr als einem Landkreis errichtet werden,
3. „Landkreise“ Landkreise und kreisfreie Städte und
4. „modifizierter Gebotswert“ bei Geboten, die sich auf Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen beziehen, die in einem von der Bundesnetzagentur nach § 12 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 festgelegten Verteilernetzausbaubereich errichtet und nicht an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, die Summe aus dem Gebotswert und der von der Bundesnetzagentur nach § 12 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 festgelegten Verteilernetzkomponente für Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen; bei landkreisübergreifenden Geboten ist nach § 10 Absatz 3 die jeweils höchste Verteilernetzkomponente für das gesamte Gebot maßgeblich.

Teil 2

Allgemeine Ausschreibungsbestimmungen und Verfahren der Ausschreibungen

§ 3

Ausschreibungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Bei den gemeinsamen Ausschreibungen sind die allgemeinen Ausschreibungsbestimmungen nach den §§ 29 bis 31 und 33 bis 35a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die Ausschreibungsbestimmungen für Windenergieanlagen an Land nach den §§ 36 bis 36a, 36c bis 36f und 36i des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und die Ausschreibungsbestimmungen für Solaranlagen nach den §§ 37 bis 38b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes anzuwenden, soweit die nachfolgenden Bestimmungen nichts Anderes regeln.

§ 4

Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine

Das Ausschreibungsvolumen der gemeinsamen Ausschreibungen beträgt in den Jahren 2018 bis 2020 zu den jährlichen Gebotsterminen am 1. April und 1. November jeweils 200 Megawatt zu installierender Leistung.

§ 5

Bekanntmachung

Zusätzlich zu den Angaben nach § 29 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes macht die Bundesnetzagentur bei den gemeinsamen Ausschreibungen folgende Angaben bekannt:

1. die in dem Gebotstermin der gemeinsamen Ausschreibung anwendbare Terminobergrenze für das Netzausbaugebiet nach § 8 Absatz 1,
2. einen Hinweis auf die Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete und der Verteilernetzkomponenten nach § 12 und
3. die in dem Gebotstermin der gemeinsamen Ausschreibungen anwendbaren Höchstwerte nach den §§ 13 bis 18.

§ 6

Gebote in den gemeinsamen Ausschreibungen

(1) Zusätzlich zu den Anforderungen an Gebote nach den §§ 30, 36 und 37 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes muss ein Gebot die Angaben enthalten, ob die Anlagen, auf die sich das Gebot bezieht,

1. unmittelbar an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden und
2. in mehr als einem Landkreis errichtet werden.

(2) Abweichend von § 37 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes darf die Gebotsmenge bei Geboten für Freiflächenanlagen, die in den in Anlage 3 aufgeführten Landkreisen errichtet werden, pro Gebot eine zu installierende Leistung von 25 Megawatt nicht überschreiten.

§ 7

Zuschlagsverfahren

(1) Die Bundesnetzagentur führt bei jeder gemeinsamen Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen gemeinsam das folgende Zuschlagsverfahren durch. Sie öffnet die fristgerecht eingegangenen Gebote nach dem Gebotstermin. Bei Geboten für Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen, die in einem Verteilernetz-ausbaugebiet nach § 12 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 errichtet und nicht an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, sind für die Zwecke der Gebotsreihung nach Satz 4 die modifizierten Gebotswerte die maßgeblichen Gebotswerte. Die Bundesnetzagentur sortiert die Gebote:

1. bei unterschiedlichen Gebotswerten nach dem jeweiligen Gebotswert in aufsteigender Reihenfolge, beginnend mit dem Gebot mit dem niedrigsten Gebotswert,
2. bei demselben Gebotswert nach der jeweiligen Gebotsmenge in aufsteigender Reihenfolge, beginnend mit der niedrigsten Gebotsmenge; wenn die Gebotswerte und die Gebotsmenge der Gebote gleich sind, entscheidet das Los über die Reihenfolge, es sei denn, die Reihenfolge ist für die Zuschlagserteilung nicht maßgeblich.

Die Bundesnetzagentur prüft die Zulässigkeit der Gebote nach den §§ 33 und 34 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, wobei für die Zwecke der Höchstwertüberprüfung nach § 33 Absatz 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes immer der Gebotswert und nicht der modifizierte Gebotswert maßgeblich ist. Sie erteilt bei jeder Ausschreibung für beide Energieträger gemeinsam in der Reihenfolge nach Satz 4 allen zulässigen Geboten einen Zuschlag im Umfang ihres Gebots, bis das Ausschreibungsvolumen erstmals durch den Zuschlag zu einem Gebot erreicht oder überschritten ist (Zuschlagsgrenze). Geboten oberhalb der Zuschlagsgrenze wird kein Zuschlag erteilt.

(2) Die Bundesnetzagentur erfasst für jedes Gebot, für das ein Zuschlag erteilt worden ist, die vom Bieter übermittelten Angaben und Nachweise sowie den Zuschlagswert.

§ 8

Besondere Zuschlagsvoraussetzungen für das Netzausbaugebiet

(1) Die Bundesnetzagentur legt mit der Bekanntmachung nach § 29 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Verbindung mit § 5 Nummer 1 dieser Verordnung für den jeweiligen Gebotstermin der gemeinsamen Ausschreibungen verbindlich fest, in welchem Umfang in diesem Gebotstermin höchstens Zuschläge im Netzausbaugebiet erteilt werden dürfen (Terminobergrenze). Die Höhe der Terminobergrenze ergibt sich für die Gebotstermine jeweils aus § 36c Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Verbindung mit den §§ 11 und 12 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung.

(2) § 36c Absatz 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wird mit der Maßgabe angewendet, dass die Bundesnetzagentur in den gemeinsamen Ausschreibungen die nach § 7 Absatz 1 Satz 4 und 5 gereihten Gebote nur berücksichtigt, bis die nach Absatz 1

festgelegte Terminobergrenze erstmals durch den Zuschlag zu einem Gebot erreicht oder überschritten wird.

§ 9

Anzulegender Wert

Der anzulegende Wert für Strom aus in den gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagten Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen entspricht dem Zuschlagswert des bezuschlagten Gebots, dessen Gebotsmenge der Anlage zugeteilt worden ist.

Teil 3

Verteilernetzkomponente

§ 10

Verteilernetzkomponente

(1) Die Verteilernetzkomponente ist der Aufschlag auf den Gebotswert für die Zwecke der Gebotsreihung nach § 7 Absatz 1 Satz 4 und 5 bei Geboten für Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen, die in einem Verteilernetzausbaugbiet nach § 12 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 errichtet und die nicht unmittelbar an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden.

(2) Die Verteilernetzkomponente ergibt sich für Windenergieanlagen an Land aus der Formel in Ziffer 2a in der Anlage 1 und für Solaranlagen aus der Formel in Ziffer 2b in der Anlage 1.

(3) Bei landkreisübergreifenden Geboten ist die höchste Verteilernetzkomponente für den betroffenen Energieträger in den betroffenen Verteilernetzausbaugebieten für das gesamte Gebot maßgeblich.

§ 11

Verteilernetzausbaugebiete

Verteilernetzausbaugebiete sind Landkreise, in denen nach Maßgabe der Ziffer 1 der Anlage 1 die maximale Rückspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das vorgelagerte Höchstspannungsnetz größer ist als die Höchstlast. Die in Anlage 3 aufgeführten Landkreise sind keine Verteilernetzausbaugebiete.

§ 12

Festlegung und Veröffentlichung durch die Bundesnetzagentur

(1) Die Bundesnetzagentur legt jeweils im Dezember 2017 und im August 2019 nach Maßgabe der §§ 10 und 11

1. die Verteilernetzausbaugebiete und
2. je Verteilernetzausbaugebiet
 - a) die Verteilernetzkomponente für Windenergieanlagen an Land und
 - b) die Verteilernetzkomponente für Solaranlagen

fest und veröffentlicht diese. Für die Festlegung der modifizierten Gebotswerte und die Zuschlagserteilung in einem Gebotstermin ist jeweils die letzte Veröffentlichung nach Satz 1 vor diesem Gebotstermin maßgeblich.

(2) Die Festlegung nach Absatz 1 erfolgt ausschließlich auf Grundlage der in Anlage 1 genannten Datenquellen. Im Marktstammdatenregister erfasste Daten werden mit dem jeweiligen Stand zum 1. des der Festlegung nach Absatz 1 vorangehenden Monats wie folgt einbezogen:

1. Daten von Bestandsanlagen nach § 2 Nummer 1 der Marktstammdatenregisterverordnung; sofern für diese Daten die Netzbetreiberprüfung nach der Verantwortungsübernahme nach § 12 Absatz 1 der Marktstammdatenregisterverordnung noch nicht abgeschlossen ist, wird der Datenstand zum Zeitpunkt vor der Verantwortungsübernahme verwendet, und
2. Daten von nach dem 30. Juni 2017 nach der Marktstammdatenregisterverordnung gemeldeten Anlagen, sofern diese Daten nach § 13 Marktstammdatenregisterverordnung vom Netzbetreiber bestätigt wurden.

(3) Die Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete und der Verteilernetzkomponenten nach Absätze 1 und 2 ist nicht selbständig gerichtlich überprüfbar.

Teil 4

Höchstwerte

Abschnitt 1

Einheitliche Höchstwerte

§ 13

Höchstwerte für Strom aus Solaranlagen

Der Höchstwert für Strom aus Solaranlagen entspricht in einem Gebotstermin der gemeinsamen Ausschreibungen dem letzten vor der Bekanntmachung des Gebotstermins der gemeinsamen Ausschreibung bekannt gemachten Höchstwert in den energieträgerspezifischen Ausschreibungen für Solaranlagen nach §§ 29 und 37b Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

§ 14

Höchstwerte für Strom aus Windenergieanlagen an Land im Jahr 2018

Der Höchstwert für Strom aus Windenergieanlagen an Land entspricht in den Gebots-terminen der gemeinsamen Ausschreibungen im Jahr 2018 jeweils den Höchstwerten für diese Gebotstermine nach § 13.

Abschnitt 2

**Regional differenzierte Höchstwerte für Windenergie-
anlagen an Land**

§ 15

**Differenzierte Höchstwerte für Strom aus Windenergieanlagen an Land in den Jah-
ren 2019 und 2020**

Bei den Gebotsterminen der gemeinsamen Ausschreibungen in den Jahren 2019 und 2020 gelten für Windenergieanlagen an Land in den drei Höchstwertgebieten nach § 16 die differenzierten Höchstwerte nach § 17.

§ 16

Höchstwertgebiete

(1) Höchstwertgebiete sind Gebiete, in denen für Windenergieanlagen an Land bei den gemeinsamen Ausschreibungen in den Jahren 2019 und 2020 jeweils ein einheitlicher Höchstwert gilt.

(2) Die drei Höchstwertgebiete sind in der Anlage 2 zu dieser Verordnung festgelegt, wobei

1. das Höchstwertgebiet 1 (Nord) aus den Landkreisen in Spalte 1,
2. das Höchstwertgebiet 2 (Mitte) aus den Landkreisen in Spalte 2 und
3. das Höchstwertgebiet 3 (Süd) aus den Landkreisen in Spalte 3

der Tabelle in der Anlage 2 zu dieser Verordnung besteht.

§ 17

Höchstwerte

(1) Die Höchstwerte für Strom aus Windenergieanlagen an Land in einem Gebots-termin der gemeinsamen Ausschreibungen in den Jahren 2019 und 2020 betragen:

1. für das Höchstwertgebiet 1: 100 Prozent des Höchstwertes nach § 36b Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,
2. für das Höchstwertgebiet 2: 116 Prozent des Höchstwertes nach § 36b Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und
3. für das Höchstwertgebiet 3: 129 Prozent des Höchstwertes nach § 36b Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

(2) Der für die Anwendung von Absatz 1 maßgebliche Höchstwert nach § 36b Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist der letzte vor der Bekanntmachung des Gebotstermins der gemeinsamen Ausschreibung bekannt gemachte Höchstwert in den energieträgerspezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land nach §§ 29 und 36b Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

§ 18

Höchstwerte bei landkreisübergreifenden Geboten

Bei landkreisübergreifenden Geboten ist der niedrigste Höchstwert in den betroffenen Landkreisen für das gesamte Gebot maßgeblich.

§ 19

Evaluierung der Höchstwerte

Das Umweltbundesamt wird ab dem Jahr 2019 evaluieren, ob die Höchstwertgebiete nach § 16 die unterschiedlichen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland sachgerecht abbilden und die Höchstwerte nach § 17 angemessen sind.

Teil 5

Verringerung des Zahlungsanspruchs, Geltungszeitraum

§ 20

Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Pflichtverstößen

Der anzulegende Wert verringert sich um die Höhe der Verteilernetzkomponente, sofern die Anlagen, auf die sich das Gebot bezieht, in einem Verteilernetzausbaugebiet errichtet werden und

1. anders als im Gebot angegeben nicht an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, oder
2. ganz oder teilweise in einem anderen als den im Gebot angegebenen Landkreisen errichtet werden und in diesem Landkreis bei dem maßgeblichen Gebotstermin eine höhere Verteilernetzkomponente anzuwenden war als in einem der Landkreise, die im Gebot angegeben waren; in diesem Fall ist die höchste Verteilernetzkomponente in den Verteilernetzausbaugebieten, in denen die Anlagen ganz oder teilweise errichtet werden, vom anzulegenden Wert abzuziehen.

§ 21

Inkrafttreten, Außerkrafttreten

- (1) Die Verordnung tritt am Tag nach ihrer Verkündung in Kraft.
- (2) Die Verordnung tritt am 31. Dezember 2020 außer Kraft.

Anlage 1**Verteilernetzausbauggebiete und Verteilernetzkomponenten**

1. Ein Landkreis ist ein Verteilernetzausbauggebiet (VNAG), wenn in diesem Landkreis gilt:

$$(P_{Wind} \cdot K_{Wind} + P_{PV} \cdot K_{PV} + P_{Sonst} \cdot K_{Sonst} - P_{HL} \cdot K_{HL}) - P_{HL} > 0$$

- 2a. Die Verteilernetzkomponente VNK_{Wind} für Windenergieanlagen an Land, die nicht unmittelbar an das Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, ergibt sich je VNAG aus folgender Formel:

$$VNK_{Wind} = K_{Wind} \cdot B_{Wind}$$

- 2b. Die Verteilernetzkomponente VNK_{PV} für Solaranlagen, die nicht unmittelbar an das Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, ergibt sich je VNAG aus folgender Formel:

$$VNK_{PV} = K_{PV} \cdot B_{PV}$$

3. Im Sinne dieser Anlage ist oder sind:

B_{PV} der Basiswert für Solaranlagen; er beträgt 1,6 Cent pro Kilowattstunde,

B_{Wind} der Basiswert für Windenergieanlagen an Land; er beträgt 0,73 Cent pro Kilowattstunde,

K_{HL} der jeweilige Minimallastfaktor für den Landkreis, für den nach Ziffer 1 ermittelt wird, ob er ein VNAG ist; dieser beträgt 0,45 für einen Landkreis mit einem PQ von 0; er beträgt 0,3 für einen Landkreis mit einem PQ von 1; für die Ermittlung der Minimallastfaktoren für Landkreise mit einem PQ zwischen 0 und 1 findet eine lineare Interpolation zwischen den Werten 0,45 und 0,3 statt,

K_{PV} der jeweilige Kapazitätsfaktor für Solaranlagen

- für den Landkreis, für den nach Ziffer 1 ermittelt wird, ob er ein VNAG ist, oder
- für das VNAG, für das die VNK nach Ziffer 2b ermittelt wird;

dieser beträgt 0,55 für einen Landkreis mit einem PQ kleiner 0,3; er beträgt 0,05 für einen Landkreis mit einem PQ größer 0,55; für die Ermittlung der Kapazitätsfaktoren für Landkreise mit einem PQ zwischen 0,3 und 0,55 findet eine lineare Interpolation zwischen den Werten 0,55 und 0,05 statt,

K_{Wind} der jeweilige Kapazitätsfaktor für Windenergieanlagen an Land

- für den Landkreis, für den nach Ziffer 1 ermittelt wird, ob er ein VNAG ist, oder
- für das VNAG, für das die VNK nach Ziffer 2a ermittelt wird;

dieser beträgt 0 für einen Landkreis mit einem PQ kleiner 0,25; er beträgt 0,8 für einen Landkreis mit einem PQ größer 0,55; für die Ermittlung der Kapazitätsfaktoren für Landkreise mit einem PQ zwischen 0,25 und 0,55 findet eine lineare Interpolation zwischen den Werten 0 und 0,8 statt,

K_{Sonst} der Kapazitätsfaktor für sonstige Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien; dieser beträgt 0,9,

P_{HL} der Näherungswert für die Höchstlast in dem Landkreis, für den nach Ziffer 1 ermittelt wird, ob er ein VNAG ist; er berechnet sich nach folgender Formel:

$$P_{HL} = 28.146 \text{ MW} \cdot RF_{HL,HH} + 27.295 \text{ MW} \cdot RF_{HL,GHD} + 28.259 \text{ MW} \cdot RF_{HL,IND}$$

wobei:

$RF_{HL,HH}$ der Regionalisierungsfaktor für die Höchstlast des Sektors „Haushalte“ für einen Landkreis ist; er berechnet sich aus dem Verhältnis der Bevölkerungszahl im jeweiligen Landkreis zur Bevölkerungszahl aller deutschen Landkreise gemäß der am 1. November 2017 vorliegenden aktuellsten Bevölkerungsstatistik des Statistischen Bundesamtes,

$RF_{HL,GHD}$ der Regionalisierungsfaktor für die Höchstlast des Sektors „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ für einen Landkreis ist; er berechnet sich aus dem Verhältnis der Summe der Bruttowertschöpfung für die Wirtschaftszweige „Dienstleistungsbereiche“ (G-T) und „Baugewerbe“ (F) im jeweiligen Landkreis zur Summe der Bruttowertschöpfung für die Wirtschaftszweige „Dienstleistungsbereiche“ (G-T) und „Baugewerbe“ (F) aller deutschen Landkreise gemäß der neuesten am 1. November 2017 vorliegenden Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung der Länder und

$RF_{HL,IND}$ der Regionalisierungsfaktor für die Höchstlast des Sektors „Industrie“ für einen Landkreis ist; er berechnet sich aus dem Verhältnis der Bruttowertschöpfung für den Wirtschaftszweig „produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe“ (B-E) im jeweiligen Landkreis zur Bruttowertschöpfung für den Wirtschaftszweig „produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe“ (B-E) aller deutschen Landkreise gemäß der neuesten am 1. November 2017 vorliegenden Volkswirtschaftlicher Gesamtrechnung der Länder,

P_{PV} die installierte Leistung von Solaranlagen, die nicht unmittelbar an das Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, in dem Landkreis, für den nach Ziffer 1 ermittelt wird, ob er ein VNAG ist, gemäß Marktstammdatenregister zum relevanten Stichtag nach § 12 Absatz 2 Satz 2; dabei gelten nur solche Solaranlagen als unmittelbar an das Höchstspannungsnetz angeschlossen, bei denen das zum relevanten Stichtag nach § 12 Absatz 2 Satz 2 im Marktstammdatenregister ausdrücklich vermerkt ist,

P_{Sonst} die installierte Leistung von sonstigen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, die nicht unmittelbar an das Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, in dem Landkreis, für den nach Ziffer 1 ermittelt wird, ob er ein VNAG ist, gemäß Marktstammdatenregister zum relevanten Stichtag nach § 12 Absatz 2 Satz 2; dabei gelten nur solche Anlagen als unmittelbar an das Höchstspannungsnetz angeschlossen, bei denen das zum relevanten Stichtag nach § 12 Absatz 2 Satz 2 im Marktstammdatenregister ausdrücklich vermerkt ist,

P_{Wind} die installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land, die nicht unmittelbar an das Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, in dem Landkreis, für den nach Ziffer 1 ermittelt wird, ob er ein VNAG ist, gemäß Marktstammdatenregister zum relevanten Stichtag nach § 12 Absatz 2 Satz 2; dabei gelten nur solche Windenergieanlagen an Land als unmittelbar an das Höchstspannungsnetz angeschlossen, bei denen das zum relevanten Stichtag nach § 12 Absatz 2 Satz 2 im Marktstammdatenregister ausdrücklich vermerkt ist,

PQ der Portfolio-Quotient, d. h. das Verhältnis der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land (P_{Wind}) zur installierten Leistung von Solaranlagen (P_{PV}) in einem Landkreis; er bestimmt sich für einen Landkreis nach folgender Formel:

$$PQ = \frac{P_{Wind}}{(P_{PV} + P_{Wind})}$$

Anlage 2

Höchstwertgebiete²⁾

Höchstwertgebiet 1 (Nord)	Höchstwertgebiet 2 (Mitte)	Höchstwertgebiet 3 (Süd)
Bremen	Berlin	Zum Höchstwertgebiet 3 gehören alle Landkreise und kreisfreien Städte, die nicht in den Spalten 1 und 2 dieser Tabelle aufgeführt sind.
Bremerhaven	Berlin	
Mecklenburg-Vorpommern	Brandenburg	
Nordwestmecklenburg	Barnim	
Rostock	Brandenburg an der Havel	
Rostock	Cottbus	
Vorpommern-Rügen	Dahme-Spreewald	
Niedersachsen	Elbe-Elster	
Ammerland	Frankfurt (Oder)	
Aurich	Havelland	
Cloppenburg	Märkisch-Oderland	
Cuxhaven	Oberhavel	
Emden	Oberspreewald-Lausitz	
Friesland	Oder-Spree	
Leer	Ostprignitz-Ruppin	
Oldenburg	Potsdam	
Oldenburg	Potsdam-Mittelmark	
Osterholz	Prignitz	
Stade	Spree-Neiße	
Wesermarsch	Teltow-Fläming	
Wilhelmshaven	Uckermark	
Wittmund	Bremen	
Schleswig-Holstein	Bremen	
Dithmarschen	Hamburg	
Flensburg	Hamburg	
Kiel	Mecklenburg-Vorpommern	
Neumünster	Ludwigslust-Parchim	
Nordfriesland	Mecklenburgische Seenplatte	

²⁾ Die Namen in den Spalten bezeichnen jeweils die Namen der Landkreise bzw. kreisfreien Städte. Auf eine Nennung der maßgeblichen Verwaltungseinheit (Landkreis oder kreisfreie Stadt) wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet.

Höchstwertgebiet 1 (Nord)	Höchstwertgebiet 2 (Mitte)	Höchstwertgebiet 3 (Süd)
Ostholstein	Schwerin	
Pinneberg	Vorpommern-Greifswald	
Plön	Niedersachsen	
Rendsburg-Eckernförde	Braunschweig	
Schleswig-Flensburg	Celle	
Segeberg	Delmenhorst	
Steinburg	Diepholz	
Stormarn	Emsland	
	Gifhorn	
	Goslar	
	Grafschaft Bentheim	
	Hamel-Pyrmont	
	Harburg	
	Heidekreis	
	Helmstedt	
	Hildesheim	
	Holzwinden	
	Lüchow-Dannenberg	
	Lüneburg	
	Nienburg/Weser	
	Osnabrück	
	Osnabrück	
	Peine	
	Region Hannover	
	Rotenburg (Wümme)	
	Salzgitter	
	Schaumburg	
	Uelzen	
	Vechta	
	Verden	
	Wolfenbüttel	
	Wolfsburg	
	Nordrhein-Westfalen	
	Bielefeld	
	Bochum	

Höchstwertgebiet 1 (Nord)	Höchstwertgebiet 2 (Mitte)	Höchstwertgebiet 3 (Süd)
	Borken	
	Bottrop	
	Coesfeld	
	Dortmund	
	Duisburg	
	Düren	
	Düsseldorf	
	Ennepe-Ruhr-Kreis	
	Essen	
	Gelsenkirchen	
	Gütersloh	
	Hagen	
	Hamm	
	Heinsberg	
	Herford	
	Herne	
	Hochsauerlandkreis	
	Kleve	
	Krefeld	
	Lippe	
	Mettmann	
	Minden-Lübbecke	
	Mönchengladbach	
	Mülheim an der Ruhr	
	Münster	
	Oberhausen	
	Paderborn	
	Recklinghausen	
	Remscheid	
	Rhein-Neuss	
	Soest	
	Städteregion Aachen	
	Steinfurt	
	Unna	
	Viersen	

Höchstwertgebiet 1 (Nord)	Höchstwertgebiet 2 (Mitte)	Höchstwertgebiet 3 (Süd)
	Warendorf	
	Wesel	
	Wuppertal	
	Sachsen	
	Bautzen	
	Görlitz	
	Leipzig	
	Landkreis Leipzig	
	Meißen	
	Mittelsachsen	
	Nordsachsen	
	Sachsen-Anhalt	
	Altmark Salzwedel	
	Anhalt-Bitterfeld	
	Börde	
	Dessau-Roßlau	
	Harz	
	Jerichower Land	
	Magdeburg	
	Saalekreis	
	Salzlandkreis	
	Stendal	
	Wittenberg	
	Schleswig-Holstein	
	Herzogtum Lauenburg	
	Lübeck	

Anlage 3

Regionen mit besonderem Flächenpotential

Name des Landkreises
Bautzen
Burgenlandkreis
Elbe-Elster
Euskirchen
Görlitz
Heinsberg
Düren
Nordsachsen
Helmstedt
Leipzig
Mansfeld-Südharz
Wolfenbüttel
Oberspreewald-Lausitz
Rhein-Erft-Kreis
Rhein-Kreis Neuss
Saalekreis
Spree-Neiße
Stadt Cottbus
Städteregion Aachen

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Zielsetzung und Notwendigkeit der Regelungen

Die Bundesregierung hat im Rahmen der beihilferechtliche Genehmigung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) zugesagt, dass Deutschland im Zeitraum ab dem Jahr 2018 bis einschließlich zum Jahr 2020 in einem begrenzten Umfang gemeinsame Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen durchführt³⁾. Ziel dieser gemeinsamen Ausschreibungen ist es, Funktionsweise und Wirkungen von energieträgerübergreifenden Ausschreibungen zu erproben und die Ergebnisse zu evaluieren, auch im Vergleich zur energieträgerspezifischen Ausschreibung. Erst nach der Evaluierung wird entschieden, ob die gemeinsamen Ausschreibungen auch nach 2020 fortgesetzt werden.

II. Wesentlicher Inhalt des Entwurfs

Mit der vorliegenden Verordnung werden die Vorgaben nach § 39i und § 39j EEG 2017 zu den gemeinsamen Ausschreibungen umgesetzt.

Die Verordnung sieht vor, dass in den Jahren 2018 bis 2020 jährlich gemeinsame Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen im Umfang von 400 Megawatt durchgeführt werden. Dazu gibt es jährlich zwei Gebotstermine mit einem Ausschreibungsvolumen von jeweils 200 Megawatt. Bei diesen Gebotsterminen können die Betreiber von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen für ihre Anlagen Gebote abgeben. Die Gebote werden dann energieträgerübergreifend nach der Gebotshöhe ge- reiht und in aufsteigender Reihenfolge bezuschlagt. Die gemeinsamen Ausschreibungen gelten nur für Anlagen, die größer als 750 kW sind. Die in den gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagte installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen wird im Folgejahr jeweils bei den Ausschreibungsvolumina der energieträgerspezifischen Ausschreibungen abgezogen (vgl. § 28 Absatz 1a Nummer 2 und Absatz 2a Nummer 2 EEG). Dadurch ist sichergestellt, dass die energieträgerspezifischen Ausbaupfade nach § 4 EEG eingehalten werden.

In den gemeinsamen Ausschreibungen gelten grundsätzlich für die Anlagen beider Energieträger jeweils die Ausschreibungsbedingungen der energieträgerspezifischen Ausschreibungen für die Anlagen des jeweiligen Energieträgers. Das bedeutet, dass beispielsweise die unterschiedlichen Anforderungen für die Hinterlegung von Sicherheiten nach § 36a EEG für Windenergieanlagen an Land und § 37a EEG für Solaranlagen auch in den gemeinsamen Ausschreibungen gelten. Auch die besonderen Zuschlagsvoraussetzungen für das Netzausbauggebiet nach § 36c EEG sind anwendbar. Allerdings wird das in den gemeinsamen Ausschreibungen im Netzausbauggebiet maximal zuschlagsfähige Ausschreibungsvolumen aufgrund des geringeren Volumens der gemeinsamen Ausschreibungen proportional angepasst. Im Netzausbauggebiet können voraussichtlich pro Jahr maximal nur etwa 130 Megawatt in den gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagt werden. Nicht anwendbar ist dagegen das Referenzertragsmodell nach § 36h EEG für Windenergieanlagen an Land. Ebenfalls nicht anwendbar sind die besonderen Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften nach § 36g EEG.

³⁾ Entscheidung der Europäische Kommission vom 20. Dezember 2016 (C(2016) 8789 final) Rn. 50.

Als neues Instrument wird eine sog. Verteilernetzkomponente eingeführt. Sie soll – ebenso wie das Netzausbaugebiet – dazu beitragen, dass die Netz- und Systemintegrationskosten in den gemeinsamen Ausschreibungen berücksichtigt werden. Dazu werden zunächst die Gebiete ermittelt, in denen zusätzliche Erneuerbare-Energien-Anlagen Verteilernetzausbaubedarf auslösen (Verteilernetzausbaugebiete). Gebote für Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen in diesen Gebieten werden bei der Gebotsreihung mit einem Aufschlag belegt, der Verteilernetzkomponente. Dadurch verringern sich die Zuschlagschancen für diese Gebote und damit die Zubaugeschwindigkeit in den Verteilernetzausbaugebieten. Die Verteilernetzkomponente hat keine Auswirkung auf die Vergütung, da sich die Vergütung nach dem eigentlichen Gebotswert richtet.

Weiter werden in den Jahren 2019 und 2020 für Strom aus Windenergieanlagen an Land regional differenzierte Höchstwerte eingeführt. Diese sollen sicherstellen, dass bei den Ausschreibungen ohne Referenzertragsmodell keine überhöhten Renditen erwirtschaftet werden.

III. Alternativen

Keine. Das grundsätzliche Konzept der gemeinsamen Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen ist durch § 39i EEG 2017 vorgegeben. Bei der konkreten Ausgestaltung wurden neben den in der Verordnung enthaltenen Regelungen weitere geprüft, im Ergebnis aber verworfen.

Zunächst wurde geprüft, ob die energieträgerspezifischen Ausschreibungsbedingungen für die gemeinsamen Ausschreibungen unverändert übernommen oder angepasst werden sollten. Gegen die Anpassung der Ausschreibungsbedingungen im Vergleich zu den energieträgerspezifischen Ausschreibungen spricht vor allem, dass das die Evaluierbarkeit der gemeinsamen Ausschreibungen erheblich beeinträchtigt hätte. Zudem gab es auch fachlich keinen Grund, die Ausschreibungsbedingungen anzupassen. Eine Bestandsaufnahme hat ergeben, dass auf Basis der energieträgerspezifischen Ausschreibungsbedingungen ein angemessener Wettbewerb zwischen den Technologien möglich ist.

Weiter wurde geprüft, welche Instrumente eingeführt werden sollen, um die Netz- und Systemintegrationskosten in den Ausschreibungen zu berücksichtigen. Aufgrund der Funktion des Netzausbaugebiets, die Zubaumenge zu beschränken, stand fest, dass das Netzausbaugebiet auch bei den gemeinsamen Ausschreibungen gelten muss. Andernfalls würde es unter Umständen dazu kommen, dass im Netzausbaugebiet mehr als die nach § 11 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung vorgesehenen 902 Megawatt installierter Leistung im Netzausbaugebiet zugebaut würden. Daneben wurden weitere Instrumente zur Berücksichtigung der Netz- und Systemintegrationskosten in den Ausschreibungen untersucht. Diese wurden mit Ausnahme der Verteilernetzkomponente verworfen, da sie entweder keinen signifikanten Effekt auf die Ausschreibungen gehabt hätten oder aber praktisch nicht parametrierbar gewesen wären.

IV. Gesetzgebungskompetenz

Die vorliegende Rechtsverordnung wird auf Grundlage von § 88c in Verbindung mit § 39i EEG 2017 erlassen. § 88c EEG 2017 ermächtigt die Bundesregierung, eine Rechtsverordnung zu erlassen, um die erforderlichen Regelungen für die gemeinsamen Ausschreibungen nach § 39i EEG 2017 zu erlassen. Die Rechtsverordnung bedarf nach § 96 Absatz 1 EEG 2017 der Zustimmung des Bundestages. Die Zustimmung des Bundestages gilt nach § 96 Absatz 2 Satz 3 EEG 2017 als erteilt, sofern sich der Bundestag nicht innerhalb von sechs Sitzungswochen nach Eingang der Verordnung beim Bundestag mit ihr befasst hat.

V. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union und völkerrechtlichen Verträgen

Die vorliegende Verordnung ist vereinbar mit den EU-Beihilfavorschriften und den Regelungen des europäischen Primärrechts über den freien Warenverkehr.

VI. Gesetzesfolgen

1. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Dem Bund entstehen durch die Verordnung Kosten durch die Übernahme der Aufgabe der ausschreibenden Stelle durch die Bundesnetzagentur. Hierdurch entstehen für den Bundeshaushalt – über die unter Buchstabe E.3 dargestellten Kosten hinaus – keine weiteren finanziellen Belastungen.

Die Haushalte der Länder und Gemeinden werden nicht belastet.

2. Erfüllungsaufwand

Aus der vorliegenden Verordnung ergibt sich nach einer Ex-ante-Abschätzung folgender Erfüllungsaufwand für die Bürgerinnen und Bürger, die Wirtschaft sowie die Verwaltung:

a) Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Durch diese Verordnung entstehen keine neuen Kosten für Bürgerinnen und Bürger. Insbesondere enthält die Verordnung keine neuen Informationspflichten für Bürgerinnen und Bürger. Soweit Bürgerinnen und Bürger Bieter in einer Ausschreibungsrunde werden, ist der Erfüllungsaufwand unter Buchstabe E.2 aufgeführt.

b) Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Die zusätzliche Möglichkeit für Bieter, neben den energieträgerspezifischen Ausschreibungen auch an den gemeinsamen Ausschreibungen teilzunehmen, führt zu keinen zusätzlichen Mitteilungspflichten und keinem administrativen Mehraufwand für die Wirtschaft.

Der Aufwand aufgrund der Transaktionskosten, die durch die Umstellung auf das Ausschreibungssystem anstelle eines Systems mit staatlich festgelegter Förderhöhe entstanden sind, ist keine Folge der gemeinsamen Ausschreibungen, sondern eine Folge der allgemeinen Umstellung auf das Ausschreibungssystem durch das EEG 2017. Insoweit verursachen die gemeinsamen Ausschreibungen keinen zusätzlichen Aufwand. Im Übrigen sind die aus den Ausschreibungsverfahren resultierenden höheren Risiken für den Anlagenbetreiber sind nicht im Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft enthalten, sondern werden implizit in der resultierenden Höhe der Förderung abgebildet.

Der Verwaltungsaufwand des Bundes für das Ausschreibungsverfahren und der Vollzugsaufwand für die Gebührenerhebung entstehen im Wesentlichen bei der Bundesnetzagentur als ausschreibende Stelle. Der Verwaltungs- und Vollzugsaufwand bei der Bundesnetzagentur beschränkt sich dabei jährlich auf die zwei zusätzlichen Ausschreibungen, die als gemeinsame Ausschreibungen durchgeführt werden. Die energieträgerspezifischen Ausschreibungen führt die Bundesnetzagentur aufgrund der Vorgaben des EEG 2017 durch.

c) Erfüllungsaufwand für die Verwaltung

Die Verordnung erhöht den Erfüllungsaufwand der Verwaltung des Bundes. Konkret betroffen sind die Bundesnetzagentur als ausschreibende Stelle und das Umweltbundesamt als evaluierende Stelle. Länder und Kommunen sind nicht betroffen.

Der Bundeshaushalt soll grundsätzlich durch die entstehenden Mehrkosten (Personal- und Sachmittelkosten) nicht belastet werden. Sollten die geplanten Gebühren die Mehrbelastungen nicht vollständig abdecken, sollen die etwaigen Mehrbedarfe an Sach- und Personalmitteln finanziell und stellenmäßig im jeweiligen Einzelplan ausgeglichen werden.

In den folgenden Abschnitten wird der Erfüllungsaufwand erläutert.

Für den Erfüllungsaufwand bei der Bundesnetzagentur (ausschreibende Stelle) ergibt sich Folgendes:

Die folgende Tabelle legt den Erfüllungsaufwand der Verwaltung dar. Die Kostenschätzung beruht auf den Regeln zur ex-ante-Abschätzung der Bürokratiekosten nach dem „Leitfaden zur Ermittlung und Darstellung des Erfüllungsaufwandes in Regelungsvorhaben der Bundesregierung“ vom Oktober 2012, ergänzt durch das Schreiben vom Bundesministerium der Finanzen vom 11. Mai 2016 (GZ II A 3 - H 1012-10/07/0001 : 012) zu den durchschnittlichen Personal- und Sachkosten. Bei einigen Prozessen wurde geschätzt, wie häufig pro Gebot ein Bedarf an Verwaltungshandlung entsteht. Aus dieser Schätzung wurde eine Zeitangabe pro Gebot ermittelt. Bei der Ermittlung der Kosten wurden die durchschnittlichen Stundensätze für den mittleren, gehobenen sowie höheren Dienst (MD, GD, HD) für die Bundesverwaltung herangezogen.

Bei der ausschreibenden Stelle ergibt sich ein Erfüllungsaufwand von 266.492 Euro und ein Personalbedarf von 2,2 Stellen davon 1,2 Stellen im höheren Dienst, 0,8 Stellen im gehobenen Dienst und 0,2 Stellen im mittleren Dienst. Es entstehen Personalkosten in Höhe von 166.780 Euro. Der Bedarf ermittelt sich aus den angegebenen Zeiten zuzüglich 10 Prozent auf die Stundenzahl für mittelbare Tätigkeiten (wie Führungsaufgaben) sowie 10 Prozent auf die resultierende Stundenzahl für Querschnittsaufgaben (z. B. Controlling, Justizariat, Informationstechnik). Dabei sind die Kosten für die Querschnittsaufgaben in den nachfolgend beschriebenen Gemeinkosten enthalten und insofern nicht in die oben genannten Personalkosten eingerechnet. Hinzu kommen pauschale Sachkosten in Höhe von 3.289 Std. * 11,62 Euro/Std. = 38.214 Euro. Auf die Summe der Sach- und Personalkosten von 204.994 Euro entfällt ein Gemeinkostenzuschlag für interne Leistungserbringung (z. B. innerer Dienst, Personalvertretung, Leitung) i.H.v. 30 Prozent oder 61.498 Euro.

Die Kosten sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

	Zeitbedarf in Stunden	Personalkosten pro Stunde	Personalkosten	Sacheinzelkosten	Gemeinkostenzuschlag (30 %)	Gesamt
Mittlerer Dienst (MD)	312	33,1 €	10.316 €	3.621 €	4.181 €	18.118 €
Gehobener Dienst (GD)	1212	41,4 €	50.170 €	14.079 €	19.275 €	83.524 €

Höherer Dienst (HD)	1766	60,2 €	106.294 €	20.514 €	38.042 €	164.850 €
					Summe	266.492 €

Die Anzahl der Ausschreibungsrunden sowie die jährlich ausgeschriebene Menge sind wesentliche Treiber des Aufwandes. Da die zugeschlagenen Mengen vom Ausschreibungsvolumen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz abgezogen werden, fließt für die zugeschlagenen Gebote nur der Zusatzaufwand gegenüber den Regeln des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in die Aufwandsrechnung ein. Aufgrund der geringen Ausschreibungsmenge wird analog zu den Erfahrungen aus der geöffneten Solarausschreibung von einem sehr hohen Wettbewerbsfaktor von 3 in den Ausschreibungen ausgegangen. Folgende Fallzahlen sind in die Berechnung eingegangen. Für die Berechnung wurde Angenommen, dass etwa gleich viele Gebote für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen eingehen:

1. Ausgeschriebene Menge (in Megawatt)	400
2. durchschnittliche Gebotsgröße (in Megawatt)	8
3. Ausschreibungsrunden (pro Jahr)	2
4. Wettbewerbsniveau (Faktor)	3
5. Gebote im Jahr (1./2. * 4)	150
5a. davon Zuschläge (nur der Zusatzaufwand geht in die Berechnung ein)	50
5b. davon zusätzliche Gebote	100

Dem Verwaltungsaufwand stehen zum einen voraussichtlich Gebühreneinnahmen in Höhe von 55.400 Euro (Zusätzliche Gebühren Wind: 50 Gebote * 522 Euro = 26.100 Euro; Zusätzliche Gebühren Solar: 50 Gebote * 586 Euro = 29.300 Euro) für die Gebotsgebühren gegenüber.

Die Zeitaufwände der einzelnen Tätigkeiten sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

	Regelung	Vorgabe	Auftreten	Erfüllungsaufwand je Fall (Veränderung)	Erfüllungsaufwand Jährlich (Veränderung)
1	§ 5	Ausschreibungsbe- kanntmachung im Internet	2 Ausschrei- bungsrunden	240 Stunden hD	49.295,88 €

2	§ 8	Bestimmung der Terminobergrenze	2 Ausschreibungsrunden	4 Stunden hD	821,60 €
3	§ 7 i.V.m. § 35	Anpassung der Formularvorlagen	2 Ausschreibungsrunden	240 Stunden hD	49.295,88 €
4	§ 12 i.V.m Anlage 1	Verteilernetzkomponente: Modellberechnung	1x jährlich	360 Stunden hD	36.971,91 €
5	§ 12 i.V.m Anlage 1	Verteilernetzkomponente: Datensammlung inklusive Zuordnung von Bestandsanlagen zu Landkreisen, Abrufen der Datenquellen	1x jährlich	360 Stunden gD	27.293,67 €
6	§ 12	Veröffentlichung der Festlegungen	2 Ausschreibungsrunden	16 Stunden hD	3.286,39 €
7	§ 13 und § 14	Ermittlung des Höchstgebotswertes	2 Ausschreibungsrunden	10 Stunden hD	2.053,99 €
8	EEG	Zeitbedarf im MD für Wind und Solargebote nach EEG*	100 Gebote	2,83 Stunden mD	18.118,24 €
9	EEG	Zeitbedarf im GD für Wind und Solargebote nach EEG*	100 Gebote	4,42 Stunden gD	33.485,29 €

10	EEG	Zeitbedarf im HD für Wind und Solargebote nach EEG*	100 Gebote	1,29 Stunden hD	13.265,38 €
11	§ 7 und § 17 bis § 18	Ermittlung Modifizierter Gebotswerte & Prüfen auf Differenzierte Höchstwerte & Einbezug der Verteilernetzkomponente	150 Gebote	2 Stunden gD	22.744,72 €
12	EEG	Ergebnisveröffentlichung des Ausschreibungsverfahrens	2 Ausschreibungsrunden	48 Stunden hD	9.859,18 €

Die Zeitbedarf in den Positionen 8 bis 10 entspricht den Zeitbedarfen pro Gebot aus den energieträgerspezifischen Ausschreibungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetzes (siehe Begründung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes). Da angenommen wird, dass die gleiche Zahl an Geboten für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen abgegeben wird, wurde der Mittelwert aus den Zeitbedarfen angesetzt:

	Solar	Wind	Mittelwert
MD	115	225	170
GD	320	210	265
HD	85	70	77,5

Für den Erfüllungsaufwand bei dem Umweltbundesamt (Evaluierung der Höchstwerte) ergibt sich Folgendes:

Zusätzlich entsteht Verwaltungsaufwand des Bundes für die Evaluierung der regional differenzierten Höchstwerte beim Umweltbundesamt als evaluierender Stelle. Der Verwaltungsaufwand beim Umweltbundesamt beschränkt sich dabei darauf, die Höchstwertregionen, die Höchstklassen und die Höchstwerte zu evaluieren.

Die jährlichen Kosten des Umweltbundesamtes für die Evaluierung der regional differenzierten Höchstwerte wurden wie folgt abgeschätzt: Personalkosten von rund 142.378 Euro und pauschale Sachmittelkosten von 38.200 Euro und Gemeinkosten von 54.173 Euro. Hierin sind auch die weiteren Kosten des Umweltbundesamtes enthalten, z. B. für die Erstellung eines Evaluierungsberichts.

3. Weitere Kosten

Grundsätzlich soll die Umstellung im EEG 2017 auf die wettbewerbliche Bestimmung der Förderhöhe dazu beitragen, die Förderkosten im Vergleich zu staatlich festgesetzten Fördersätzen zu senken. Das gilt auch für die gemeinsamen Ausschreibungen. Vor diesem Hintergrund und angesichts des begrenzten Ausschreibungsvolumens ist nicht damit zu rechnen, dass die Ausschreibungen nennenswerte Auswirkungen auf die Einzelpreise und das Preisniveau, insbesondere auf das Verbraucherpreisniveau, haben werden.

VII. Befristung; Evaluierung

Die Verordnungsermächtigung nach § 88c in Verbindung mit § 39i Absatz 1 EEG 2017 sieht vor, dass die gemeinsamen Ausschreibungen in den Jahren 2018 bis 2020 erprobt werden sollen. Entsprechend tritt die Verordnung mit Ablauf des 31. Dezember 2020 außer Kraft.

B. Besonderer Teil

Zu Teil 1

Zu § 1

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt den Anwendungsbereich der Verordnung. In der beihilferechtlichen Genehmigung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 durch die Europäische Kommission wird erwähnt, dass in Deutschland im Zeitraum 2018 bis 2020 energieträgerübergreifende Ausschreibungen durchgeführt werden⁴⁾. Entsprechend regelt § 39i EEG 2017, dass gemeinsame Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen durchgeführt werden sollen. § 88c EEG 2017 enthält dazu eine Verordnungsermächtigung. Mit der vorliegenden Verordnung werden diese Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes umgesetzt.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt, dass nur solche Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen an den gemeinsamen Ausschreibungen teilnehmen dürfen, für die die Marktprämie nach § 22 EEG 2017 durch Ausschreibungen ermittelt wird. Das bedeutet insbesondere, dass nur Anlagen teilnehmen dürfen, deren installierte Leistung größer als 750 Kilowatt ist, sowie Windenergieanlagen an Land, die erst nach dem 31. Dezember 2018 in Betrieb genommen werden und bei denen die weiteren Voraussetzungen nach § 22 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2017 vorliegen. Auch Pilotwindenergieanlagen sind von den gemeinsamen Ausschreibungen ausgeschlossen.

Zu Absatz 3

Absatz 3 regelt, dass für in den gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagte Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen die allgemeinen, nicht ausschreibungsbezogenen Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gelten. Da sich der Absatz nur auf bereits bezuschlagte Anlagen bezieht, regelt er nicht die Anwendbarkeit der Ausschreibungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Diese ist in § 3 der Verordnung gesondert geregelt.

⁴⁾ Entscheidung der Europäische Kommission vom 20. Dezember 2016 (C(2016) 8789 final) Rn. 50.

Entsprechend der Regelung in Absatz 3 gelten insbesondere die Vorschriften zu Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung (Teil 2 EEG 2017), die weiteren Vorschriften zur Zahlung der Marktprämie (Teil 3 Abschnitt 1 und 2), zum Ausgleichsmechanismus (Teil 4), die Vorschriften zur Transparenz (Teil 5) sowie die Vorschriften zum Rechtsschutz und zum behördlichen Verfahren (Teil 6) auch für in den gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagte Anlagen. Zu den Regelungen für Ausschreibungen siehe auch § 3 (Teil 3 Abschnitt 3). Nicht anwendbar sind dagegen naturgemäß die Vorschriften zur „Gesetzlichen Bestimmung der Zahlung“ in Teil 3 Abschnitt 4 EEG 2017.

Zu § 2

§ 2 regelt die Begriffsbestimmungen für die vorliegende Verordnung. Neben den hier bestimmten Begriffen gelten im Übrigen die Begriffsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, soweit nicht in der Verordnung etwas Anderes geregelt ist. Zudem können auch Begriffsbestimmungen aus anderen Gesetzen oder Verordnungen des Energiewirtschaftsrechts herangezogen werden.

Nummer 1 regelt, dass „gemeinsame Ausschreibungen“ die gemeinsamen Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen nach dieser Verordnung sind. Diese gemeinsamen Ausschreibungen sind insbesondere von den gemeinsamen Ausschreibungen nach § 2 Absatz 1 Nummer 1 der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV) zu unterscheiden.

Nummer 2 regelt die sog. „landkreisübergreifenden Gebote“. Das sind Gebote, die sich auf Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen beziehen, die in mehr als einem Landkreis errichtet werden. Dabei geht es nicht um einzelne Anlagen, die etwa auf der Landkreisgrenze errichtet werden. Vielmehr geht es um Windparks oder größere Solaranlagen, bei denen einzelne Anlagen in einem Landkreis und andere Anlagen in einem anderen Landkreis liegen. Bei diesen Geboten muss aufgrund der landkreisscharfen Anwendung der Verteilernetzkomponente und der differenzierten Höchstwerte jeweils geregelt werden, wie diese Instrumente anzuwenden sind.

Nummer 3 regelt, dass der Begriff „Landkreise“ in dieser Verordnung sowohl Landkreise als auch kreisfreie Städte bezeichnet. Soweit die Verordnung oder die Anlagen zu der Verordnung auf Landkreise Bezug nehmen, sind damit auch die kreisfreien Städte gemeint. Diese sind wie Landkreise zu behandeln.

Nummer 4 bestimmt den sog. modifizierten Gebotswert. Mit diesem wird die Verteilernetzkomponente praktisch umgesetzt. Er besteht aus der Summe des eigentlichen Gebotswerts und der jeweiligen Verteilernetzkomponente für das jeweilige Verteilernetzausbaugebiet und die jeweilige Technologie. Er ist ausschließlich für die Gebotsreihung relevant und bewirkt dabei, dass Gebote für Anlagen, die in Verteilernetzausbaugebieten liegen, in der Gebotsreihung schlechter stehen (vgl. dazu auch die Ausführungen zum Zuschlagsverfahren nach § 7).

Zudem wird Nummer 4 klargestellt, dass bei landkreisübergreifenden Geboten (vgl. dazu die Begriffsbestimmung in § 2 Nummer 2) für die Ermittlung des modifizierten Gebotswerts und damit für die Gebotsreihung entsprechend der Vorgabe in § 10 Absatz 3 die höchste Verteilernetzkomponente für den jeweiligen Energieträger in den betroffenen Landkreisen für das gesamte Gebot angesetzt wird.

Zu Teil 2

Zu § 3

§ 3 regelt, dass bei den gemeinsamen Ausschreibungen die allgemeinen Ausschreibungsbestimmungen sowie die energieträgerspezifischen Ausschreibungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes anzuwenden sind, soweit in der Verordnung nichts anderes geregelt ist.

Bei den allgemeinen Ausschreibungsbestimmungen bedeutet diese Regelung, dass für die Bekanntmachung (§ 29 EEG 2017), für die Anforderungen an Gebote (§ 30), für das Ausschreibungsverfahren (§ 30a), für die Sicherheiten (§ 31), für den Ausschluss von Geboten (§ 33), für den Ausschluss von Bietern (§ 34), für die Bekanntgabe der Zuschläge und anzulegenden Werte (§ 35) und für die Entwertung von Zuschlägen (§ 35a) die allgemeinen Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes anzuwenden sind. Für einzelne dieser Regelungen sieht die Verordnung ergänzende Anforderungen vor, etwa die Bekanntmachung. Nicht anzuwenden ist das Zuschlagsverfahren nach § 32 EEG 2017, das durch das Zuschlagsverfahren nach § 7 der Verordnung ersetzt wird.

Bei den besonderen Ausschreibungsbestimmungen für Windenergieanlagen an Land bedeutet diese Regelung, dass für die Gebote (§ 36 EEG 2017), für die Sicherheiten (§ 36a), für die besonderen Zuschlagsvoraussetzungen im Netzausbaubereich (§ 36c), für den Ausschluss von Geboten (§ 36d), für das Erlöschen von Zuschlägen (§ 36e), für Änderungen nach Erteilung des Zuschlags (§ 36f) und für die Dauer des Zahlungsanspruchs (§ 36i) die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes anzuwenden sind, soweit in der Verordnung nichts anderes geregelt ist. Ergänzende Regelungen enthält die Verordnung zur Anwendung des Netzausbaubereichs und dem anzulegenden Wert. Nicht anwendbar sind dagegen die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu den Höchstwerten (§ 36b), zu den Besonderen Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften (§ 36g) und zum Referenzertragsmodell (§ 36h).

Bei den besonderen Ausschreibungsbestimmungen für Solaranlagen bedeutet diese Regelung, dass für die Gebote (§ 37 EEG 2017), für die Sicherheiten (§ 37a), für die Höchstwerte (§ 37b), für die Besondere Zuschlagsvoraussetzung für benachteiligte Gebiete (§ 37c), für die Rückgabe und das Erlöschen der Zuschläge (§ 37d), für die Zahlungsberechtigung (§§ 38 und 38a) sowie für den anzulegenden Wert (§ 38b) anzuwenden sind, soweit in der Verordnung nichts anderes geregelt ist.

Zu § 4

§ 4 regelt die Gebotstermine der gemeinsamen Ausschreibungen und die Verteilung des jährlichen Ausschreibungsvolumens auf diese Gebotstermine. Nach der Regelung gibt es jährlich zwei Gebotstermine, und zwar jeweils am 1. April und am 1. November in den Jahren 2018 bis 2020. Diese Termine sind so gewählt, dass sie versetzt zu den energieträgerspezifischen Ausschreibungen stattfinden. Das ermöglicht allen Bietern, an den gemeinsamen Ausschreibungen und den energieträgerspezifischen Ausschreibungen teilzunehmen. Dadurch entsteht in allen Ausschreibungen ein größerer Wettbewerb.

Das jährliche Ausschreibungsvolumen der gemeinsamen Ausschreibungen beträgt nach § 28 Absatz 5 EEG 2017 400 Megawatt installierter Leistung. Dieses Ausschreibungsvolumen wird auf die beiden jährlichen Gebotstermine gleichmäßig verteilt. Die Summe der installierten Leistung der in den gemeinsamen Ausschreibungen in einem Kalenderjahr bezuschlagten Windenergieanlagen an Land verringert nach § 28 Absatz 1a Satz 1 Nummer 2 EEG 2017 im folgenden Kalenderjahr das verfügbare Ausschreibungsvolumen

für Windenergieanlagen an Land in den energieträgerspezifischen Ausschreibungen. Entsprechendes gilt nach § 28 Absatz 2a Satz 1 Nummer 2 EEG 2017 bei Solaranlagen.

Sofern in den gemeinsamen Ausschreibungen in einem Kalenderjahr weniger als 400 Megawatt installierte Leistung bezuschlagt werden, verfällt die nicht bezuschlagte Menge. Im Folgejahr werden wieder nur 400 Megawatt installierte Leistung in den gemeinsamen Ausschreibungen ausgeschrieben. Und auch die Ausschreibungsmengen in den energieträgerspezifischen Ausschreibungen werden in diesem Fall nicht erhöht.

Zu § 5

§ 5 regelt, dass die Bundesnetzagentur zusätzlich zu den Angaben nach § 29 EEG 2017 bei den gemeinsamen Ausschreibungen weitere Angaben vor jedem Gebotstermin bekannt machen muss. Diese zusätzlichen Anforderungen an die Bekanntmachung gehen auf die besonderen Instrumente (Verteilernetzkomponente und regional differenzierte Höchstwerte) bzw. die Anwendung von bestehenden Instrumenten (Netzausbaugebiet) in den gemeinsamen Ausschreibungen zurück. Diese zusätzlichen Angaben stellen sicher, dass die Teilnehmer an den gemeinsamen Ausschreibungen die erforderlichen Informationen haben, um ihre Gebote kalkulieren und abgeben zu können.

Nummer 1 konkretisiert die Regelung in § 36c Absatz 4 letzter Halbsatz EEG 2017 für die gemeinsamen Ausschreibungen. Sie regelt, dass die in der gemeinsamen Ausschreibung im Netzausbaugebiet geltende Terminobergrenze veröffentlicht werden muss. Das ist für die Teilnehmer an den Ausschreibungen eine wichtige Information. Aufgrund der unterjährigen Übertragung von nicht genutzten Mengen im Netzausbaugebiet (siehe § 36c Absatz 4 EEG 2017 in Verbindung mit den §§ 11 und 12 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung) steht die in einem Gebotstermin im Netzausbaugebiet verfügbare Zuschlagsmenge erst mit der Bekanntgabe für diesen Gebotstermin durch die Bundesnetzagentur fest.

Nummer 2 regelt, dass bei der Bekanntgabe auch auf die zur Verteilernetzkomponente veröffentlichten Festlegungen der Bundesnetzagentur hingewiesen werden muss. Die Festlegung und Veröffentlichung der Verteilernetzausbaugebiete und der Verteilernetzkomponenten erfolgt aufgrund der Regelung in § 12 bereits vor der Bekanntgabe für die einzelnen Gebotstermine. Durch die ergänzende Hinweispflicht soll sichergestellt werden, dass die Verteilernetzkomponente allen Bietern bekannt ist.

Nummer 3 regelt, dass die in dem Gebotstermin geltenden Höchstwerte für Solaranlagen und für Windenergieanlagen an Land bekannt gemacht werden.

Zu § 6

§ 6 regelt, dass die Bieter zusätzlich zu den Angaben nach den §§ 30, 36 und 37 EEG 2017 bei Geboten in den gemeinsamen Ausschreibungen weitere Angaben machen müssen. Diese zusätzlichen Anforderungen an die Gebote sind erforderlich, um das Netzausbaugebiet, die Verteilernetzkomponente und die regional differenzierten Höchstwerte anwenden zu können.

Zu Absatz 1

Nummer 1 regelt, dass die Bieter in ihrem Gebot auch angeben müssen, ob die Anlagen, auf die sich das Gebot bezieht, unmittelbar an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden. Das Höchstspannungsnetz in diesem Sinne ist die Netzebene 1. In der Regel

werden allenfalls große Windparks an das Höchstspannungsnetz angeschlossen. Mittlere und kleine Windparks sowie Solaranlagen werden dagegen in der Regel nicht an das Höchstspannungsnetz angeschlossen.

Hintergrund für diese Regelung ist, dass die Verteilernetzkomponente nach den §§ 10 bis 12 aufgrund ihrer Funktion nur bei Geboten für Anlagen angewendet werden soll, die an das Verteilernetz angeschlossen werden, d. h. unterhalb der Höchstspannungsebene. Nur diese Anlagen können überhaupt einen Netzausbaubedarf auf der Verteilernetzebene auslösen. Dagegen können Anlagen, die direkt auf der Höchstspannungsebene angeschlossen werden, keinen Netzausbaubedarf auf der Verteilernetzebene begründen. Entsprechend soll bei diesen Anlagen die Verteilernetzkomponente, die ja gerade einen Netzausbaubedarf auf der Verteilernetzebene abbildet, nicht angewendet werden.

Deshalb sehen auch die Regelung zur Zuschlagserteilung nach § 7 und die Begriffsbestimmung des „modifizierten Gebotswerts“ nach § 2 Nummer 4 vor, dass die Verteilernetzkomponente nur bei Anlagen berücksichtigt wird, die nicht an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden. Für die Frage, ob eine Anlage in diesem Sinne an das Höchstspannungsnetz angeschlossen wird, ist die Angabe des Bieters in seinem Gebot maßgeblich (vgl. § 6 Absatz 1 Nummer 1). Weiter wird auch in Anlage 1 geregelt, dass bei der Ermittlung der Verteilernetzausbaugebiete und bei der Festlegung der Verteilernetzkomponente nur Anlagen einbezogen werden, die nicht an das Höchstspannungsnetz angeschlossen sind.

Zur Verhinderung von Missbrauch wird in § 20 Nummer 1 eine Pönale für den Fall eingeführt, dass eine Anlage, die in einem Verteilernetzausbaugebiet errichtet wird, anders als bei der Gebotsabgabe angegeben, nicht an das Höchstspannungsnetz angeschlossen wird.

Nummer 2 stellt ergänzend zu § 30 Absatz 1 Nummer 6 EEG 2017 klar, dass Bieter zusätzlich zu der Angabe des Landkreises, in dem die Anlage errichtet werden soll, es auch explizit angeben müssen, wenn die Anlagen in mehr als in einem Landkreis errichtet werden. Diese Angabe ist wichtig, da in diesem Fall besondere Regeln bei der Anwendung der Verteilernetzkomponente und der differenzierten Höchstwerte gelten.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt die lokal begrenzte Anhebung der maximalen Gebotsgröße für Solaranlagen von 10 Megawatt auf 25 Megawatt zu installierender Leistung.

Hintergrund für diese Regelung ist, dass in den vier Braunkohleregionen in Deutschland (Helmstedter Revier, Lausitz, Mitteldeutschland, Rheinisches Revier) aufgrund der Tagebauaktivitäten erhebliches Flächenpotential vorhanden ist. Insbesondere handelt es sich hierbei häufig um größere, zusammenhängende Flächen, die die Installation größerer, spezifisch kostengünstigerer Solaranlagen erlauben. Dieses Flächen- und Kostensenkungspotential soll im Rahmen des Pilotvorhabens zu den gemeinsamen Ausschreibungen teilweise erschlossen werden, indem die maximale Gebotsgröße in diesen Regionen angehoben wird. Dadurch sinken die Kosten für den erzeugten Strom, was die Stromverbraucher entlastet und dem Ziel der Ausschreibungen dient.

Gleichzeitig durchlaufen diese Regionen einen erheblichen Strukturwandel. Beispielsweise werden im Rahmen der Sicherheitsbereitschaft nach § 13g des Energiewirtschaftsgesetzes in diesen Regionen erhebliche konventionelle Erzeugungskapazitäten stillgelegt. Durch die vorhandenen Flächen und gut ausgebauten Stromnetze kann in den Regionen perspektivisch sehr wettbewerbsfähig im großen Umfang Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Ein langfristig stabiler und regelmäßiger Zubau mit relevanten Anteilen regionaler Wertschöpfung kann den Strukturwandel in diesen Regionen flankieren.

Zu § 7

§ 7 regelt das Zuschlagsverfahren bei den gemeinsamen Ausschreibungen. Das Zuschlagsverfahren nach § 32 EEG 2017 kann nicht unverändert bei den gemeinsamen Ausschreibungen angewendet werden. Der Hauptgrund dafür ist, dass bei den gemeinsamen Ausschreibungen die Gebote für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen gemeinsam und nicht wie bei den energieträgerspezifischen Ausschreibungen getrennt gereiht werden. Ein weiterer Grund ist, dass die Verteilernetzkomponente bei der Gebotsreihung berücksichtigt werden muss und damit eine andere Gebotsreihung gilt.

Die Mengenbegrenzung aufgrund des Netzausbaugebiets und die Beschränkung der Gebotshöhe aufgrund der (differenzierten) Höchstwerte, haben ebenfalls einen Einfluss auf die Gebotsreihung, da überschießende Gebote bei der Reihung nicht berücksichtigt werden. Diese Aspekte werden aber wie im Erneuerbare-Energien-Gesetz nicht bei der Regelung des Zuschlagsverfahren, sondern durch spezielle Vorschriften in der Verordnung bzw. im Erneuerbare-Energien-Gesetz berücksichtigt (§§ 10 Absatz 2 der Verordnung und § 33 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2017).

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt das Zuschlagsverfahren bei den gemeinsamen Ausschreibungen. Satz 1 stellt klar, dass die Gebote für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen gemeinsam gereiht werden, d. h. es wird eine einheitliche Gebotsreihe ermittelt.

Satz 3 regelt, dass bei Geboten für Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen, die in einem Verteilernetzausbaugebiet nach § 12 Absatz 1 liegen und nicht an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, für die Gebotsreihung der modifizierte Gebotswert nach § 2 Nummer 4 und nicht der eigentliche Gebotswert relevant ist. Damit wird die Verteilernetzkomponente bei der Zuschlagsreihenfolge berücksichtigt. Gleichzeitig wird klargestellt, dass das nur für Gebote für Anlagen in Verteilernetzausbaugebieten gilt, die nicht an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden. Sofern ein Gebot für eine Anlage abgegeben wird, die entweder außerhalb eines Verteilernetzausbaugebietes liegt oder aber an das Höchstspannungsnetz angeschlossen wird, gilt auch für die Gebotsreihung ausschließlich der Gebotswert. Schließlich wird durch die Regelung klargestellt, dass der modifizierte Gebotswert ausschließlich für die Gebotsreihung relevant ist. Der anzulegende Wert und damit die Vergütung richtet sich ausschließlich nach dem Zuschlagswert und damit nach dem (nicht modifizierten) Gebotswert (vgl. § 9). Auch bei der Anwendung der Höchstwerte kommt es ausschließlich auf die eigentlichen Gebotswerte an (vgl. Satz 5).

Satz 4 Nummern 1 und 2 sowie Satz 5 regeln die eigentliche Gebotsreihung. Sie entsprechen weitgehend der parallelen Regelung in § 32 EEG 2017. Abweichend wird lediglich geregelt, dass anders als bei den energieträgerspezifischen Ausschreibungen bei den gemeinsamen Ausschreibungen naturgemäß die Gebote für beide Energieträger bei der Reihung berücksichtigt werden. In Satz 5 wird zusätzlich klargestellt, dass für die Anwendung der Höchstwerte nach § 33 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2017 auch bei Geboten in Verteilernetzausbaugebieten ausschließlich der Gebotswert und nicht der modifizierte Gebotswert maßgeblich ist. Die Höchstwerte zielen darauf ab, überhöhte Renditen zu verhindern. Dafür spielt aber die Verteilernetzkomponente keine Rolle, da keine Auswirkungen auf die Höhe der Vergütung, sondern ausschließlich Auswirkungen auf die Gebotsreihung hat.

Konkret gibt das Zuschlagsverfahren damit folgende Reihenfolge für das Vorgehen der Bundesnetzagentur bei der Zuschlagserteilung vor:

1. Sie öffnet nach dem Gebotstermin die Gebote.
2. Sie identifiziert die Gebote für Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen, die in Verteilernetzausbaugebieten errichtet und nicht an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden. Bei diesen Geboten ermittelt sie jeweils den modifizierten Gebotswert nach § 2 Nummer 4, indem sie auf den Gebotswert die jeweilige Verteilernetzkomponente aufschlägt. Die maßgebliche Verteilernetzkomponente ergibt sich aus der letzten von der Bundesnetzagentur nach § 12 veröffentlichten Übersicht.
3. Sie erstellt die Gebotsreihe nach Satz 4 Nummer 1 und 2, wobei sie, soweit vorhanden, die modifizierten Gebotswerte berücksichtigt.
4. Sie überprüft nach Satz 5 die Gebote und schließt Gebote aus, bei denen Ausschlussgründe vorliegen. Das bedeutet insbesondere, dass sie Gebote ausschließt, deren Gebotswert über dem Höchstwert liegt. Bei dieser Überprüfung wird auch bei Geboten für Anlagen, die in Verteilernetzausbaugebieten errichtet und nicht ans Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, stets nur der Gebotswert und nicht der modifizierte Gebotswert zugrunde gelegt.
5. Die so modifizierte Gebotsreihe wird weiter modifiziert, indem die Mengenbegrenzung im Netzausbaugebiet angewendet wird. Gebote oberhalb der Terminobergrenze werden nach § 8 Absatz 2 dieser Verordnung in Verbindung mit § 36c Absatz 5 EEG 2017 ausgeschlossen. Dabei wird die Reihung zugrunde gelegt, die unter Berücksichtigung der modifizierten Gebotswerte erstellt wurde.
6. Auf Basis der so ermittelten Gebotsreihe erteilt die Bundesnetzagentur die Zuschläge nach Satz 6.

Zu Absatz 2

Absatz 2 entspricht der Parallelregelung in § 32 Absatz 2 EEG 2017.

Zu § 8

§ 8 regelt die besonderen Zuschlagsvoraussetzungen für das Netzausbaugebiet. Dazu müssen für die gemeinsamen Ausschreibungen zwei Aspekte gesondert geregelt werden: 1) Die im Netzausbaugebiet in einem konkreten Gebotstermin verfügbare Zuschlagsmenge. Diese regelt Absatz 1. 2) Die Berücksichtigung der Mengenbeschränkung im Netzausbaugebiet im Zuschlagsverfahren. Das regelt Absatz 2.

Zu Absatz 1

Satz 1 führt die Festlegung der sog. „Terminobergrenze“ ein. Die Terminobergrenze legt fest, wie groß die maximale Zuschlagsmenge im Netzausbaugebiet in einem konkreten Gebotstermin ist. Sie konkretisiert die für alle Ausschreibungen in einem Kalenderjahr geltende Obergrenze von 902 Megawatt installierter Leistung für den einzelnen Gebotstermin der gemeinsamen Ausschreibungen. Diese Konkretisierung erfolgt in der Bekanntmachung für den jeweiligen Gebotstermin. Sie ist die erste und einzige verbindliche Festlegung der Terminobergrenze. Andere Angaben zu den in den einzelnen Gebotsterminen verfügbaren Zuschlagsmengen im Netzausbaugebiet können schon deshalb nicht verbindlich sein, weil die im Netzausbaugebiet verfügbare Zuschlagsmenge auf die Folgetermine in einem Kalenderjahr verteilt wird, soweit sie in einem konkreten Gebotstermin nicht genutzt wird.

Satz 2 regelt, dass sich die Höhe der Terminobergrenze nach § 36c Absatz 4 EEG 2017 in Verbindung mit den §§ 11 und 12 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung ergibt. Dort ist zum einen die Obergrenze von zurzeit 902 Megawatt installierter Leistung geregelt. Dort ist weiter geregelt, dass diese Obergrenze gleichmäßig auf alle Gebotstermine in einem Kalenderjahr, d. h. einschließlich der Gebotstermine der gemeinsamen Ausschreibungen, verteilt werden soll. Das bedeutet, dass je Gebotstermin der gemeinsamen Ausschreibungen die Terminobergrenze voraussichtlich bei etwa 65 Megawatt installierter Leistung liegen wird.

Die Obergrenze, d. h. die je Kalenderjahr insgesamt im Netzausbauggebiet verfügbare Zuschlagsmenge, liegt in den Jahren 2018 und 2019 bei 902 Megawatt installierter Leistung (vgl. § 11 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung). Diese Menge wird nach § 36c Absatz 7 EEG 2017 für das Jahr 2020 angepasst. Diese Anpassung wird bei der Konkretisierung der Terminobergrenzen für die gemeinsamen Ausschreibungen im Jahr 2020 berücksichtigt werden.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt, dass die Mengenbegrenzung im Netzausbauggebiet im Zuschlagsverfahren der gemeinsamen Ausschreibungen berücksichtigt wird. Dabei gilt derselbe Mechanismus wie nach § 36c Absatz 5 EEG 2017.

Zu § 9

§ 9 überträgt die Regelung nach § 38b EEG 2017 zum anzulegenden Wert für Solaranlagen auf die in den gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen. Das bedeutet insbesondere, dass § 36h EEG 2017 zum Referenzertragsmodell bei Windenergieanlagen an Land bei den gemeinsamen Ausschreibungen nicht anzuwenden ist. Vielmehr gilt auch für die in den gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagten Windenergieanlagen an Land ebenso wie für die Solaranlagen, dass der anzulegende Wert dem Zuschlagswert entspricht. Auch durch diese Regelung wird noch einmal klargestellt, dass die Verteilernetzkomponente lediglich bei der Gebotsreihung berücksichtigt wird und keine Auswirkungen auf den anlagenspezifischen Gebots- und damit den Zuschlagswert hat.

Zu Teil 3

Zu § 10

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt die grundsätzliche Funktionsweise der Verteilernetzkomponente.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt die Höhe der Verteilernetzkomponente für Anlagen eines bestimmten Energieträgers in einem bestimmten Verteilernetzausbauggebiet. Maßgeblich sind insoweit die Formeln in Ziffer 2 der Anlage 1 zu dieser Verordnung. Danach wird für die Ermittlung der Verteilernetzkomponente für einen bestimmten Energieträger in einem bestimmten Verteilernetzausbauggebiet der Basiswert des jeweiligen Energieträgers mit dem jeweiligen Kapazitätsfaktor für diesen Energieträger in dem maßgeblichen Verteilernetzausbauggebiet multipliziert.

Zu Absatz 3

Absatz 3 regelt, dass bei landkreisübergreifenden Geboten von den Verteilernetzkomponenten für den betroffenen Energieträger in den betroffenen Landkreisen die höchste Verteilernetzkomponente für das gesamte Gebot maßgeblich. Das bedeutet konkret, dass beispielsweise bei Geboten, die sich auf Anlagen beziehen, die auf der Landkreisgrenze und deshalb in zwei Landkreisen liegen, die höhere Verteilernetzkomponente des jeweiligen Energieträgers in den beiden Landkreisen für die Ermittlung des modifizierten Gebotswerts herangezogen werden muss. Das ist auch in § 2 Nummer 4 letzter Halbsatz klargestellt. Ist nur einer der beiden Landkreise ein Verteilernetzausbaugebiet, muss für das gesamte Gebot ein modifizierter Gebotswert auf Basis der zugehörigen Verteilernetzkomponente ermittelt werden. Mit dieser Lösung wird eine einfache und klare Regelung für die landkreisübergreifenden Gebote getroffen. Sie vermeidet Anreize, Projekte mit dem Ziel landkreisübergreifend auszugestalten, die Verteilernetzkomponente zu vermeiden.

Zu § 11

§ 11 regelt, welche Landkreise in Deutschland Verteilernetzausbaugebiete sind.

Satz 1 regelt, dass ein Landkreis dann ein Verteilernetzausbaugebiet ist, wenn in dem Landkreis die genährte maximale Rückspeisung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen von der Hoch- auf die Höchstspannungsebene größer als die Höchstlast ist. Die maximale Rückspeisung von Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen ist dabei der maximale Leistungsfluss aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, der von der Hoch- auf die Höchstspannungsebene abgegeben wird. Die maximale Rückspeisung je Landkreis ergibt sich aus der mit sog. Kapazitätsfaktoren gewichteten installierten Erzeugungsleistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen abzüglich der gleichzeitig auftretenden Minimallast. Maßgeblich ist insoweit die Formel in Ziffer 1 der Anlage 1 zu dieser Verordnung (vgl. die Begründung dort).

Die Stromübertragung von der Hoch- auf die Höchstspannungsebene wird üblicherweise als „Rückspeisung“ bezeichnet. Dieser Begriff ist historisch begründet, da die herkömmliche, vorherrschende Flussrichtung des Stroms von der Höchst- auf die Hochspannungsebene war. Fließt der Strom in die Gegenrichtung, wird Strom „zurückgespeist“. Vor diesem Hintergrund wird hier für die Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete tatsächlich die maximale „Rückspeisung“ betrachtet. In einem Stromversorgungssystem, das von erheblichen dezentralen Erzeugungskapazitäten geprägt ist und zunehmend flexibilisiert wird, wird sich auch die Flussrichtung des Stroms häufiger ändern.

Der Vergleich zwischen der maximalen Rückspeisung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und der Höchstlast je Landkreis zur Bestimmung der Verteilernetzausbaugebiete ist ein modellbasierter Ansatz. Diesem liegt die Annahme zugrunde, dass die Erzeugungsleistung der Erneuerbare-Energien-Anlagen für das Netz dimensionierungsrelevant ist, wenn die maximale Rückspeisung aufgrund von Erneuerbare-Energien-Anlagen größer ist als die Höchstlast. Das bedeutet, dass in diesem Fall jede weitere Erneuerbare-Energien-Anlage tendenziell zum Netzausbaubedarf beiträgt. Ist umgekehrt die Last größer, ist davon auszugehen, dass noch Erneuerbare-Energien-Anlagen zugebaut werden können, ohne dass zusätzlicher Netzausbaubedarf entsteht.

Bei der Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete wird die tatsächliche Netz- und Lastsituation in einem Landkreis nicht berücksichtigt. Das ist praktisch kaum möglich, da der Aufwand sehr groß ist und die dafür erforderlichen Daten nicht in der erforderlichen Qualität vorliegen. Zudem müsste bei einer Betrachtung der konkreten Netzsituation auch eine dezidierte Entscheidung getroffen werden, welche Erneuerbare-Energien-Anlage einen

konkreten Ausbaus Schritt verursacht. Im Gegensatz dazu geht das Konzept der Verteilernetzkomponente davon aus, dass in bestimmten Gebieten der Verteilernetzausbau allgemein von den Erneuerbare-Energien-Anlagen getrieben ist und deshalb allen zusätzlichen Erneuerbare-Energien-Anlagen in diesem Gebiet zugerechnet werden muss.

Satz 2 regelt, dass die in Anlage 3 aufgeführten Landkreise in keinem Fall Verteilernetzausbaugebiete sind. Hintergrund für diese Regelung ist, dass in den vier Braunkohleregionen in Deutschland (Helmstedter Revier, Lausitz, Mitteldeutschland, Rheinisches Revier) das Übertragungsnetz traditionell sehr stark und engmaschig ausgebaut ist. Zudem werden aufgrund der Sicherheitsbereitschaft nach § 13g des Energiewirtschaftsgesetzes erhebliche Netzkapazitäten frei. Es ist daher davon auszugehen, dass erneuerbare Energien entweder direkt über Einspeisernetze an das Übertragungsnetz angeschlossen werden oder der benötigte Verteilernetzausbau vergleichsweise gering ausfällt. Der Netzausbaubedarf sinkt. Dadurch sinken die Kosten im Stromversorgungssystem, was die Stromverbraucher entlastet und dem Ziel der Ausschreibungen dient. Gleichzeitig durchlaufen diese Regionen einen erheblichen Strukturwandel. Beispielsweise werden im Rahmen der Sicherheitsbereitschaft nach § 13g des Energiewirtschaftsgesetzes in diesen Regionen erhebliche konventionelle Erzeugungskapazitäten stillgelegt. Durch die vorhandenen Flächen und gut ausgebauten Stromnetze kann in den Regionen perspektivisch sehr wettbewerbsfähig im großen Umfang Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Ein langfristig stabiler und regelmäßiger Zubau mit relevanten Anteilen regionaler Wertschöpfung kann den Strukturwandel in diesen Regionen flankieren.

Zu § 12

Zu Absatz 1

Satz 1 regelt, dass die Bundesnetzagentur die Verteilernetzausbaugebiete und die zugehörigen Verteilernetzkomponenten im Dezember 2017 und im Juni 2019 festlegt. Der erste Termin ergibt sich daraus, dass rechtzeitig vor den ersten gemeinsamen Ausschreibungen im Jahr 2018 die Verteilernetzausbaugebiete und die Verteilernetzkomponenten feststehen müssen. Der zweite Termin wurde gewählt, um während der Laufzeit des Pilotvorhabens eintretende Veränderungen abzubilden. Diese können vor allem daraus resultieren, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen zugebaut werden und dass die Daten im maßgeblichen Marktstammdatenregister vervollständigt werden. Eine häufigere Neufestlegung ist dagegen wegen der für die Bieter wichtigen Planungssicherheit nicht geboten.

Zur Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete muss die Bundesnetzagentur je Landkreis die installierte Erzeugungsleistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen dem Marktstammdatenregister entnehmen und mittels eines Lastmodells die zugehörige Last ermitteln. Die Kapazitätsfaktoren und der Minimallastfaktor ergeben sich aus der Anlage 1. Zur Festlegung der Verteilernetzkomponenten muss die Bundesnetzagentur je Verteilernetzausbaugebiet die dort nach Anlage 1 geltenden Kapazitätsfaktoren für Windenergieanlagen an Land bzw. Solaranlagen mit den entsprechenden Basiswerten multiplizieren. Insgesamt werden je Verteilernetzausbaugebiet zwei Verteilernetzkomponenten ausgewiesen, eine für jeden Energieträger.

Satz 2 stellt klar, dass in den Gebotsterminen jeweils die letzte Veröffentlichung der Verteilernetzausbaugebiete und Verteilernetzkomponenten maßgeblich ist. Das bedeutet konkret, dass für die Gebotstermine bis einschließlich zum 1. April 2019 die im Dezember 2017 festgelegten Werte und für die Gebotstermine ab dem 1. November 2019 die im August 2019 festgelegten Werte maßgeblich sind.

Zu Absatz 2

Satz 1 regelt, dass die Bundesnetzagentur die Verteilernetzausbaugebiete und die Verteilernetzkomponenten ausschließlich auf Grundlage der in Anlage 1 genannten Datenquellen festlegt. Maßgeblich sind danach für die installierte Leistung und die Netzanschluss Ebene die Daten im Marktstammdatenregister und für die Ermittlung der Höchstlast je Landkreis die Daten des Statistischen Bundesamtes bzw. der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung der Länder. Weitere Datenquellen zieht sie nicht heran. Lediglich für die Ermittlung der Netzanschlussebene einer Anlage kann sie nach der Formulierung in der Anlage zusätzliche Datenquellen heranziehen, muss es aber nicht (siehe dort).

Satz 2 regelt den Stichtag, zu dem die Bundesnetzagentur die Daten aus dem Marktstammdatenregister für die Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete und der Verteilernetzkomponenten auslesen muss. Konkret muss sie für die Festlegung im Dezember 2017 die Daten vom 1. November 2017 und für die Festlegung im August 2019 die Daten vom 1. Juli 2019 zugrunde legen. Das heißt, sie muss die an diesem Tag im Marktstammdatenregister hinterlegten Daten heranziehen. Veränderungen nach diesem Stichtag berücksichtigt sie dagegen nicht. Diese Regelung gilt nur für die im Marktstammdatenregister hinterlegten Daten. Die nach der Anlage 1 den Reihen des Statistischen Bundesamtes und der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung der Länder zu entnehmenden Daten liest sie nach der ausdrücklichen Regelung in der Anlage 1 nur einmal am 1. November 2017 aus.

Zu Absatz 3

Absatz 3 regelt, dass die Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete und der Verteilernetzkomponenten durch die Bundesnetzagentur nicht selbständig gerichtlich überprüfbar ist. Diese Regelung entspricht der Regelung in § 6 Absatz 9 des Windenergie-auf-See-Gesetzes für den Flächenentwicklungsplan. Die Festlegung der Bundesnetzagentur soll nicht selbständig, sondern nur implizit im Rahmen des Rechtsschutzes gegen die (nicht erfolgte) Zuschlagserteilung überprüft werden. Damit ist sichergestellt, dass die Gebotstermine wie vorgesehen durchgeführt werden können. Das Gebot effektiven Rechtsschutzes ist damit gewahrt.

Zu Teil 4

Für die Anwendung der Höchstwerte in den gemeinsamen Ausschreibungen gilt § 33 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2017. Eine gesonderte Regelung ist für die gemeinsamen Ausschreibungen nicht erforderlich. Bei der Anwendung der Höchstwerte ist der Gebotswert maßgeblich. Die Verteilernetzkomponente wird nicht berücksichtigt. Das folgt unmittelbar aus der Regelung in § 7 Absatz 1 Satz 5. Der Grund für diese Regelung liegt darin, dass die Verteilernetzkomponente nur die Gebotsreihung beeinflusst, aber keine Auswirkung auf die Vergütung des Anlagenbetreibers im Zuschlagsfall hat. Der Höchstwert soll dagegen die Vergütung des Anlagenbetreibers begrenzen.

Zu § 13

§ 13 regelt, dass für Strom aus Solaranlagen in den gemeinsamen Ausschreibungen der Höchstwert der energieträgerspezifischen Ausschreibungen für Solaranlagen gilt. Maßgeblich ist jeweils der letzte bekannt gemachte Höchstwert für eine energieträgerspezifische Ausschreibung für Solaranlagen vor der Bekanntmachung des Gebotstermins der

gemeinsamen Ausschreibungen. Dadurch wird sichergestellt, dass die Entwicklungen der Höchstwerte in den energieträgerspezifischen Ausschreibungen so zeitnah wie möglich auch in den gemeinsamen Ausschreibungen abgebildet werden.

Zu § 14

§ 14 regelt die Höchstwerte für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2018. Danach gilt, dass bei den Gebotsterminen im Kalenderjahr 2018 für Windenergieanlagen an Land der Höchstwert für Solaranlagen nach § 13 anzuwenden ist. Die differenzierten Höchstwerte nach den §§ 15 ff. gelten erst ab dem Jahr 2019. Trotzdem muss bereits im Jahr 2018 ein Höchstwert gelten. Deshalb wird im Jahr 2018 einheitlich auf den Höchstwert für Solaranlagen in den energieträgerspezifischen Ausschreibungen abgestellt.

Zu § 15

§ 15 regelt, dass bei den Gebotsterminen der gemeinsamen Ausschreibungen in den Jahren 2019 und 2020 regional differenzierte Höchstwerte gelten. In den drei Höchstwertgebieten nach § 16 gelten jeweils die differenzierten Höchstwerte nach § 17.

Hintergrund für diese Regelung ist, dass in den gemeinsamen Ausschreibungen das Referenzertragsmodell nicht angewendet wird. Deshalb könnte es bei nicht regional differenzierten Höchstwerten dazu kommen, dass in bestimmten (windstarken) Regionen sehr hohe Renditen erwirtschaftet werden. Das ist für den weiteren und insbesondere kostengünstigen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht zielführend und schadet der Akzeptanz der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Deshalb sollen die regional differenzierten Höchstwerte gelten. Diese ermöglichen es, dass in besonders windstarken Regionen ein niedrigerer Höchstwert gilt als in weniger windstarken Regionen. Das verhindert überhöhte Renditen in den windstarken Regionen.

Zu § 16

Absatz 1 regelt, was Höchstwertgebiete im Sinne der Verordnung sind. Danach sind die Höchstwertgebiete die Gebiete, in denen jeweils ein einheitlicher Höchstwert gilt.

Absatz 2 regelt, dass sich der konkrete Zuschnitt der Höchstwertgebiete aus der Anlage 2 ergibt. Dort sind in der ersten Spalte der Tabelle die Landkreise und kreisfreien Städte aufgeführt, die gemeinsam das Höchstwertgebiete 1 (Nord) bilden. In der zweiten Spalte der Tabelle sind die Landkreise und kreisfreien Städte aufgeführt, die gemeinsam das Höchstwertgebiet 2 (Mitte) bilden. Alle übrigen Landkreise und kreisfreien Städte sind das Höchstwertgebiet 3 (Süd). Das ist in Spalte 3 der Tabelle geregelt.

Die Höchstwertgebiete wurden aus den regional unterschiedlichen Windverhältnissen abgeleitet. Aufgrund der Analyse der mittleren Windgeschwindigkeit je Landkreis bzw. kreisfreier Stadt in 140 Metern Höhe wurden drei Höchstwertgebiete abgeleitet. Dem Höchstwertgebiet 1 (Nord) werden danach Landkreise und kreisfreie Städte zugeordnet, die eine mittlere Windgeschwindigkeit größer oder gleich 7,5 Meter pro Sekunde aufweisen. Bei dem Höchstwertgebiet 2 (Mitte) liegt die Bandbreite bei einschließlich 6,5 bis 7,5 Meter pro Sekunde. Und für das Höchstwertgebiet 3 (Süd) liegt sie bei unter 6,5 Meter pro Sekunde. Eine weitere Abgrenzung windschwächerer Standorte ist vorgesehen, da die Gebiete mit einer Windgeschwindigkeiten von unter 5 Metern pro Sekunde derzeit kein wirtschaftliches Potential darstellen. De facto betrifft die Höchstwertregion 3 deshalb

die Landkreise und kreisfreien Städte mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5 bis unter 6,5 Meter pro Sekunde.

Für die Festlegung der Höchstwertgebiete wurde auf die Windverhältnisse in 140 Metern Höhe abgestellt. Das ist sachgerecht, da die durchschnittliche Nabenhöhe der im Jahr 2016 installierter Anlagen bereits 128 Meter betrug. Die bis Ende 2016 genehmigten und noch nicht realisierten Anlagen haben zu knapp 50 Prozent eine Höhe von 140 Metern und mehr. Gleichzeitig steigen die Nabenhöhen seit Jahren kontinuierlich an. Die Anlagen aus den gemeinsamen Ausschreibungen werden voraussichtlich ab dem Jahr 2020 realisiert. Aufgrund der eindeutigen Tendenzen in Bezug auf die Nabenhöhenentwicklung wurden für die Festlegung der Windregionen sowie der Verhältnisse der Höchstwerte der Regionen zueinander die mittleren Windgeschwindigkeiten in 140 Metern Höhe herangezogen.

Zu § 17

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt, welche Höchstwerte konkret in den einzelnen Höchstwertgebieten in den Gebotsterminen der gemeinsamen Ausschreibungen gelten. Danach ist jeweils der Höchstwert der energieträgerspezifischen Ausschreibungen nach § 36b Absatz 2 EEG 2017 maßgeblich.

Die Differenzierung zwischen den drei Höchstwertgebieten folgt daraus, dass für jedes Höchstwertgebiet der Höchstwert in einem spezifischen Verhältnis zu dem Höchstwert der energieträgerspezifischen Ausschreibungen festgelegt wird. Die differenzierten Höchstwerte für jede der drei Regionen wurden in Abhängigkeit der unterschiedlichen Windhöffigkeit festgelegt. Ziel ist es, extreme Überrenditen aufgrund strategischer Gebote zu vermeiden und gleichzeitig keine substantielle Anzahl von Projekten durch zu ambitioniert gesetzte Höchstpreise vom Wettbewerb auszuschließen. Die Festlegung von regionenspezifischen Höchstwerten in Abweichung zum Vorgehen bei der energieträgerspezifischen Ausschreibung ist bei den gemeinsamen Ausschreibungen von besonderer Bedeutung, da das Referenzertragsmodell bei der gemeinsamen Ausschreibung keine Anwendung findet.

Zur Festlegung der konkreten Höchstwerte bzw. der Relation der Höchstwerte zu dem Höchstwert nach § 36b Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wurde eine Auswertung für jede der drei Höchstwertregionen anhand der jeweils vorherrschenden Flächenverteilung nach mittlerer Windgeschwindigkeit auf 140 Metern vorgenommen. Dabei wurde berücksichtigt, welche Standortgüten für welche Flächenanteile relevant sind, wie sich die Stromgestehungskosten entsprechend der aufbereiteten Wind- und Kostendaten jeweils verteilen und ob durch die Setzung des Höchstwertes wirtschaftliche Potentiale abgeschnitten werden. Im Ergebnis dieser Analysen wurden vor dem Hintergrund des Ziels der Renditebegrenzung die Höchstwerte im Höchstwertgebiet 1 (Nord) in Höhe von 100 Prozent des Höchstwertes in der energieträgerspezifischen Ausschreibung, im Höchstwertgebiet 2 (Mitte) in Höhe von 116 Prozent und im Höchstwertgebiet 3 (Süd) auf 129 Prozent festgelegt.

Die Höchstwerte werden erstmalig im Jahr 2019 angewendet. Die Höchstwerte ergeben sich aus den Ergebnisse der energieträgerspezifischen Ausschreibung des Jahres 2018 und dem davon abgeleiteten Höchstwert der energieträgerspezifischen Ausschreibung für das Jahr 2019.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt, welcher Höchstwert aus den energieträgerspezifischen Ausschreibungen für einen konkreten Gebotstermin der gemeinsamen Ausschreibungen maßgeblich ist. Es gilt, dass jeweils der letzte vor der Bekanntmachung des Gebotstermins der gemeinsamen Ausschreibungen bekannt gemachte Höchstwert der energieträgerspezifischen Ausschreibungen anzusetzen ist. Dadurch wird sichergestellt, dass die Entwicklungen der Höchstwerte in den energieträgerspezifischen Ausschreibungen so zeitnah wie möglich auch in den gemeinsamen Ausschreibungen abgebildet werden. Angesichts des sehr geringen Ausschreibungsvolumens in den gemeinsamen Ausschreibungen im Vergleich zu dem Ausschreibungsvolumen der energieträgerspezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land ist nicht zu befürchten, dass die Höchstwerte durch ein strategisches Bieterverhalten gezielt beeinflusst werden.

Zu § 18

§ 18 regelt, dass bei landkreisübergreifenden Geboten für das gesamte Gebot der niedrigste Höchstwert maßgeblich ist. Das entspricht der Regelung zur Anwendung der Verteilernetzkomponente bei landkreisübergreifenden Geboten nach § 2 Nummer 4. Mit dieser Regelung wird eine einfache und klare Lösung für die landkreisübergreifenden Gebote getroffen, die Anreize vermeidet, Projekte mit dem Ziel landkreisübergreifend auszugestalten, den Vorteil eines höheren Höchstwerts zu erreichen.

Zu § 19

§ 19 regelt, dass das Umweltbundesamt ab dem Jahr 2019 evaluieren wird, ob die festgelegten, regional differenzierten Höchstwerte sachgerecht festgelegt sind. Diese Evaluierung ist insbesondere mit Blick auf die Entwicklung eines Windatlasses wichtig. Im Rahmen der Evaluierung werden die Auswirkungen der regional differenzierten Höchstwerte in den gemeinsamen Ausschreibungen analysiert, und zwar mit Blick auf den regionalen Zuschnitt wie auch mit Blick auf die Höhe der Höchstwerte und die Höchstwertklassen. Diese Erkenntnisse können in die weitere Entwicklung eines Windatlasses einfließen.

Zu Teil 5

Zu § 20

§ 20 regelt, dass sich die Vergütung verringert, falls sich bestimmte, im Gebot gemachte Angaben bei der Realisierung der Anlagen als nicht zutreffend erweisen. Konkret geht es um die Fälle, in denen anders als im Gebot angegeben die Anlagen nicht ans Höchstspannungsnetz angeschlossen werden (Nummer 1) und in denen die Anlagen ganz oder teilweise in einem anderen als den im Gebot angegebenen Landkreisen errichtet werden (Nummer 2). Diese Regelungen sollen sicherstellen, dass die im Gebot gemachten Angaben auch zutreffen und damit die Verteilernetzkomponente richtig angewendet wird. Ohne eine solche Sanktion bestünde ein Anreiz, die Netzanschlussebene oder den Errichtungslandkreis nach der Bezuschlagung zu ändern.

Hauptanwendungsfall des § 20 Nummer 2 sind Solaranlagen, bei denen nach den Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit dem Zuschlag noch keine Bindung an eine konkrete Fläche und damit an keinen bestimmten Landkreis verbunden ist. Für Windenergieanlagen an Land ist mit der Regelung in § 20 Nummer 2 hingegen keine Abweichung

vom insbesondere in § 36f EEG geregelten Grundsatz verbunden, dass die förderfähigen Anlagen und ihr Standort durch die bei Gebotsabgabe eingereichte Genehmigung nach BImSchG verbindlich bestimmt werden. Änderungen der Genehmigung ohne Verlust der Förderfähigkeit sind nur in dem nach § 36f EEG definierten Umfang möglich. Eine Verlegung einzelner Windenergieanlagen in einen anderen Landkreis im Rahmen einer Genehmigungsänderung ist damit nur vorstellbar, wenn ein Windpark räumlich in mehreren Landkreisen liegen soll und vor Gebotsabgabe in dieser Form durch die jeweils zuständigen Behörden genehmigt worden ist.

Das in Nummer 1 erwähnte „Höchstspannungsnetz“ ist die Netzebene 1. Der in Nummer 2 erwähnte „maßgebliche Gebotstermin“ ist der Gebotstermin, in dem das Gebot bezuschlagt wurde.

Zu § 21

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt, dass die Verordnung am Tag nach ihrer Verkündung in Kraft tritt. Das ist erforderlich, damit die Bundesnetzagentur im Dezember 2017 zum ersten Mal die Verteilernetzausbaugebiete festlegen kann. Ein Inkrafttreten zum 1. Januar 2018 würde dafür nicht genügen.

Zu Absatz 2

Die Verordnung regelt mit den gemeinsamen Ausschreibungen ein Pilotvorhaben für den Zeitraum ab dem Jahr 2018 bis zum Ende des Jahres 2020. Entsprechend treten die Regelungen der Verordnung am Ende des Jahres 2020 außer Kraft. Einzelne Regelungen, insbesondere die Zuschlagserteilung, haben aber Wirkung über das Jahr 2020 hinaus, da sie für die gesamte Förderdauer der bezuschlagten Anlagen gelten.

Zu Anlage 1

Zu Ziffer 1

Ziffer 1 regelt, welche Landkreise Verteilernetzausbaugebiete sind. Dazu wird die Vorgabe aus der Verordnung (maximale Rückspeisung von Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen im Landkreis ist größer als die Höchstlast) in einer Formel konkretisiert. Die genäherte maximale Rückspeisung von Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen ist dabei der maximale Leistungsfluss aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, der von der Hoch auf die Höchstspannungsebene abgegeben wird.

Die Formel besteht aus zwei Elementen: Das erste Element (der Term in Klammern) legt die Berechnung der maximalen Rückspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen fest, das zweite Element (der Term hinter der Klammer) die der Höchstlast. Diese beiden Elemente werden miteinander verglichen. Sofern die maximale Rückspeisung größer als die Höchstlast ist, ist das Ergebnis der Formel größer als null und es handelt sich bei dem betrachteten Landkreis um ein Verteilernetzausbaugebiet. In diesem Fall ist die Erzeugung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen dimensionierungsrelevant für die Auslegung des Verteilernetzes im betrachteten Landkreis.

- Die maximale Rückspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen wird ermittelt, indem die installierte Leistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen aufaddiert wird, die im Marktstammdatenregister hinterlegt und nicht ans Höchstspannungsnetz angeschlos-

sen sind (siehe dazu unten). Mittels sogenannter Kapazitätsfaktoren (siehe dazu unten) wird berücksichtigt, dass diese Anlagen ungleichzeitig mit maximaler Leistung einspeisen. Von der so ermittelten installierten Leistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in einem Landkreis wird die Minimallast abgezogen. Das ist der Teil der Höchstlast, der zum Zeitpunkt der maximalen Rückspeisung erwartungsgemäß anliegt und deshalb die Rückspeisung in die höhere Netzebene verringert. Zur Ermittlung der Minimallast wird die Höchstlast mit einem Minimallastfaktor (siehe dazu unten) multipliziert.

- Die Höchstlast je Landkreis wird anhand eines statistischen Modells ermittelt (siehe dazu unten), da empirische Daten oder Messwerte zur Höchstlast in einer vergleichbaren geographischen Auflösung nicht verfügbar sind. Dazu wird die deutschlandweite Jahreshöchstlast zunächst auf den Beitrag jeweils der Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) und Industrie heruntergebrochen. Die so ermittelten Lastanteile der einzelnen Sektoren an der deutschlandweiten Jahreshöchstlast werden dann wiederum auf die einzelnen Landkreise heruntergebrochen, d. h. regionalisiert. Das geschieht anhand von öffentlich verfügbaren und mit der sektoralen Last korrespondierenden Daten. Die so für einen Landkreis ermittelten Anteile dieses Landkreises an den sektoralen Lastanteilen werden schließlich aufaddiert und ergeben damit rechnerisch die Höchstlast in diesem Landkreis.

Die Bundesnetzagentur muss zur Ermittlung der Verteilernetzausbaugebiete die Formel für jeden Landkreis in Deutschland anwenden. Alle Landkreise, für die die Formel einen Wert größer null ergibt, sind Verteilernetzausbaugebiete. Einzige Ausnahme sind insoweit die in Anlage 3 aufgeführten Landkreise (vgl. § 11 Satz 2).

Angesichts der Funktionsweise der Formel wird es der Regelfall sein, dass Landkreise, die einmal als Verteilernetzausbaugebiete ausgewiesen sind, das auch bei der folgenden Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete sein werden. Das liegt im Wesentlichen daran, dass generell mit einem weiteren Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu rechnen ist, während sich die Last während der Pilotphase aufgrund der einmaligen Festlegung zu Beginn der Pilotphase nicht ändern wird. Damit wird praktisch in allen Landkreisen die installierte Leistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Verhältnis zur Last an Bedeutung gewinnen.

Die Formel arbeitet ausschließlich mit der installierten Leistung und der Höchstlast in einem Landkreis. Tatsächlich erzeugte oder verbrauchte Strommengen und die tatsächliche Netzsituation werden dagegen nicht berücksichtigt. Das ist praktisch kaum möglich, da der Aufwand sehr groß ist und die dafür erforderlichen Daten nicht in der erforderlichen Qualität vorliegen. Zudem müsste bei einer Betrachtung der konkreten Netzsituation auch eine dezidierte Entscheidung getroffen werden, welche Erneuerbare-Energien-Anlage einen konkreten Ausbaus Schritt verursacht. Im Gegensatz dazu geht das Konzept der Verteilernetzkomponente davon aus, dass in bestimmten Gebieten der Verteilernetzausbau allgemein von den Erneuerbare-Energien-Anlagen getrieben ist und deshalb allen zusätzlichen Erneuerbare-Energien-Anlagen in diesem Gebiet zugerechnet werden muss.

Zu Ziffern 2a. und 2b.

Die Ziffern 2a. und 2b. regeln die Höhe der Verteilernetzkomponenten. Dafür sind ebenfalls Formeln maßgeblich. Die Verteilernetzkomponenten müssen für jedes Verteilernetzausbaugebiet („jeweiligen“) und für jeden Energieträger (Formeln in Ziffern 2a. und 2b.) auf Basis dieser Formeln gesondert ermittelt werden.

Die Formeln sehen vor, dass der in der Anlage zu der Verordnung festgelegte und in den drei Jahren der Pilotphase unveränderliche Basiswert mit dem jeweiligen Kapazitätsfaktor

für die relevante Technologie in dem relevanten Verteilernetzausbaubereich multipliziert wird. Der Kapazitätsfaktor hat hier erneut die Funktion abzubilden, dass in von Windenergieanlagen an Land dominierten Landkreisen aufgrund der geringen Gleichzeitigkeit der Zubau von Solaranlagen in der Regel einen im Verhältnis zu einem weiteren Zubau von Windenergieanlagen an Land geringeren Einfluss auf die Netzdimensionierung hat und umgekehrt. Dabei gilt hier, dass der Kapazitätsfaktor nicht regional differenziert, d. h. es gilt nicht allein deshalb ein anderer Kapazitätsfaktor, weil ein Verteilernetzausbaubereich in einer bestimmten Region liegt. Einzig entscheidend ist der sog. Portfolio-Quotient, d. h. das Verhältnis der installierten Leistungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen in dem Landkreis. Theoretisch können Landkreise in Norddeutschland und Süddeutschland exakt dieselben Verteilernetzkomponenten haben. Aufgrund der unterschiedlichen installierten Leistungen von Anlagen der einzelnen Energieträger, im Norden mehr Windenergieanlagen an Land und im Süden mehr Solaranlagen, wird das aber praktisch nicht oder nur ganz ausnahmsweise der Fall sein.

Auch in diesem Zusammenhang wird noch einmal klargestellt, dass die Verteilernetzkomponente nur für Anlagen ermittelt wird, die nicht an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden. Bei Anlagen, die ans Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, ist die Verteilernetzkomponente gleich null bzw. es wird schon gar kein modifizierter Gebotswert ermittelt (siehe oben).

Während der drei Jahre der Pilotphase wird sich, sofern der Landkreis ein Verteilernetzausbaubereich bleibt, die Verteilernetzkomponente nur ändern, wenn sich das Verhältnis von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen im Landkreis verändert. Das kann dazu führen, dass in dem Verteilernetzausbaubereich ein anderer Kapazitätsfaktor für Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen gilt und damit eine andere Verteilernetzkomponente.

Zu Ziffer 3

Zur Definition der Basiswerte B_{PV} und B_{Wind}

B_{PV} und B_{Wind} sind die Basiswerte für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen. Sie betragen für Windenergieanlagen 0,73 Cent pro Kilowattstunde und für Solarenergieanlagen 1,6 Cent pro Kilowattstunde. Sie bleiben für die Dauer der gemeinsamen Ausschreibungen unverändert. Sie wurden auf Grundlage der typischen, durchschnittlichen und annualisierten Kosten für den Ausbau des Hochspannungsteils des Verteilernetzes ermittelt. Würden auch die Mittel- und Niederspannungsteile des Verteilernetzes betrachtet, müssten unter Umständen höhere Basiswerte angesetzt werden. Die ausschließliche Berücksichtigung des Hochspannungsnetzes wirkt also zu Gunsten der Bieter, da die Verteilernetzkomponente deshalb tendenziell niedriger ist. Das ist in der Pilotphase angemessen. Im Übrigen ist es angesichts des Verhältnisses der Kosten des Ausbaus des Hochspannungsnetzes zu den Kosten des Ausbaus der übrigen Spannungsebenen und angesichts des erhöhten Aufwands für die Ermittlung der Kosten des Ausbaus der niedrigeren Spannungsebenen gerechtfertigt, allein die Hochspannungsebene zu betrachten. Schließlich ist es angesichts der nur dreijährigen Dauer der Pilotphase nicht erforderlich, die Basiswerte anzupassen.

Die konkreten Basiswerte ergeben sich unter der Annahme typischer, leistungsspezifischer und annualisierter Kosten für den Ausbau der Hochspannungsebene sowie der Umspannebene zwischen der Hoch- und Höchstspannungsebene aufgrund des Anschlusses von dezentralen Erzeugungsanlagen in Höhe von 16 EUR pro Kilowatt zusätzlicher Netzkapazität pro Jahr. Die Annahmen zu den typischen annualisierten Ausbaukosten für die Hochspannungsebene sowie die Umspannebene zwischen der Hoch- und Höchstspannungsebene berücksichtigen folgende Elemente:

- übliche Investitionskosten für Umspannwerke und Hochspannungsleitungen und -trassen sowie deren übliche Engpassleistung und die typische geographische Ausdehnung von Hochspannungsnetzen,
- typische Nutzungsdauern und Kalkulationszinssätze und
- übliche jährliche Betriebskosten für Umspannwerke sowie Hochspannungsleitungen und -trassen.

Andere Kosten wurden nicht berücksichtigt, was ebenfalls zu tendenziell niedrigeren und damit vorsichtig abgeschätzten Basiswerten führt.

Die auf diese Weise modellbasiert ermittelten durchschnittlichen Kosten wurden auf die durchschnittlichen Volllaststunden der beiden Technologien umgelegt. Dazu wurden durchschnittliche Volllaststunden für neue Anlagen in Höhe von 2.200 Stunden für Windenergieanlagen an Land und 1.000 Stunden für Solaranlagen entsprechend dem aktuellen Stand der Technologie und an Standorten mit durchschnittlicher Ertragsgüte angesetzt. Die Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land sind deutlich höher als die von Solaranlagen. Im Ergebnis werden deshalb die durchschnittlichen Netzausbaukosten pro Kilowatt bei Windenergieanlagen an Land auf mehr Volllaststunden verteilt als bei Solaranlagen. Deshalb ist der Basiswert für Windenergieanlagen an Land niedriger als für Solaranlagen. Das ist auch sachgerecht, da beim Neuanschluss von gleich dimensionierten Windenergie- und Solaranlagen in einem Verteilernetzausbaubereich unter Berücksichtigung der über die Kapazitätsfaktoren abgebildeten Portfolioeffekte dieselben Netzausbaukosten entstehen. Die Solaranlage nutzt aber die zusätzliche Netzkapazität deutlich seltener (geringere Volllaststunden), so dass pro eingespeister Kilowattstunde Strom im Vergleich höhere Netzausbaukosten entstehen.

Die durchschnittlichen Kosten des Netzausbaus werden ausschließlich zur Festlegung des Basiswerts herangezogen. Sie sollen lediglich dazu dienen, die Kosten des Netzausbaus bei den gemeinsamen Ausschreibungen als Teil der Netz- und Systemintegrationskosten zu internalisieren. Sie haben deshalb nur Auswirkungen auf die Gebotsreihung. Dagegen muss der Anlagenbetreiber diese Kosten nicht tatsächlich tragen. Insofern besteht ein signifikanter Unterschied zwischen der Verteilernetzkomponente und Konzepten, die eine Ergänzung der Netzentgeltssystematik um Einspeiseentgelt oder Baukostenzuschüsse vorsehen.

Zur Definition des Minimallastfaktors K_{HL}

Der Minimallastfaktor dient dazu, die Minimallast zu ermitteln, d. h. den Anteil der Höchstlast, der zum Zeitpunkt der maximalen Rückspeisung mindestens in einem Landkreis vorhanden ist. Das ist für die Festlegung der maximalen Rückspeisung von Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen wichtig, da diese Minimallast die maximale Rückspeisung immer reduziert. Zur Ermittlung der Minimallast wird die Höchstlast mit dem Minimallastfaktor multipliziert.

Der Minimallastfaktor verändert sich ebenfalls mit dem Verhältnis der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land zur installierten Leistung von Solaranlagen (Portfolio-Quotient). Das hängt damit zusammen, dass die Gleichzeitigkeit zwischen der Last und der Einspeisung von Strom aus Windenergieanlagen an Land einerseits und Solaranlagen andererseits unterschiedlich ist.

Unter Berücksichtigung dieser Einflussfaktoren ergibt sich der Minimallastfaktor für jeden Landkreis entsprechend des Portfolio-Quotienten dieses Landkreises aus folgender Tabelle:

Der Portfolio-Quotient PQ für einen Landkreis	Der Minimallastfaktor (K_{HL}) dieses Landkreises
0	0,45
größer 0 und kleiner 1	$0,45 - 0,15 * PQ$
1	0,3

Der so für einen Landkreis ermittelte Minimallastfaktor muss dann bei der Formel nach Ziffer 1 eingesetzt werden, wenn festgelegt wird, ob dieser Landkreis ein Verteilernetz-ausbaugebiet ist. Bei der Festlegung der Höhe der Verteilernetzkomponente ist der Minimallastfaktor dagegen nicht mehr relevant.

Zur Definition der Kapazitätsfaktoren K_{PV} und K_{Wind}

Die Kapazitätsfaktoren K_{PV} und K_{Wind} dienen dazu, den Anteil der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land bzw. Solaranlagen zu ermitteln, der maximal zur Netzauslegung in einem Landkreis beiträgt. Das ist für die Festlegung der maximalen Rückspeisung von Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen wichtig, da nicht einfach die installierte Leistung angesetzt werden kann, da diese aufgrund der Ungleichzeitigkeit der Einspeisung von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen jeweils nur teilweise zur maximalen Rückspeisung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen beiträgt. Mit anderen Worten: Es gibt in der Regel keinen Zeitpunkt, zu dem sowohl die Windenergieanlagen an Land als auch die Solaranlagen maximal einspeisen. Außerdem berücksichtigen die Kapazitätsfaktoren die Möglichkeit der Netzbetreiber zur sog. „Spitzenkappung“, d. h. die Möglichkeit in beschränktem Umfang die Erzeugung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen zu drosseln, um Belastungsspitzen für die Stromnetze abzufangen. Zur Ermittlung des für die maximale Rückspeisung relevanten Beitrags der installierten Leistung der beiden Technologien wird die installierte Leistung jeder der Technologien mit dem entsprechenden Kapazitätsfaktor multipliziert.

Zusätzlich sind die Kapazitätsfaktoren für die Höhe der Verteilernetzausbaukomponente relevant. Die Basiswerte könnten nur dann unmittelbar als Verteilernetzkomponente angesetzt werden, wenn in einem Landkreis ausschließlich entweder Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen installiert wären und ausschließlich zugebaut würden und keine Spitzenkappung stattfände. Dann müssten bei dieser Technologie die gesamten Kosten des Verteilernetzausbaus bei der Gebotsreihung berücksichtigt werden. Das ist aber nur ein theoretischer Fall, da in allen Landkreisen im Regelfall beide Technologien vorhanden sind und die Spitzenkappung greift. Die Kapazitätsfaktoren berücksichtigen das Verhältnis der Technologien zueinander in einem Landkreis sowie die Spitzenkappung und entscheiden deshalb darüber, zu welchem Anteil bei jeder der Technologien die Verteilernetzausbaukosten berücksichtigt werden, d. h. zu welchem Anteil der Basiswert anzusetzen ist.

Die Kapazitätsfaktoren verändern sich mit dem Verhältnis der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land zur installierten Leistung von Solaranlagen. Grundsätzlich gilt: Je einseitiger ein Landkreis von einer Technologie dominiert ist, umso höher ist der Kapazitätsfaktor für diese Technologie und umso geringer ist er für die jeweils andere Technologie.

Unter Berücksichtigung dieser Einflussfaktoren ergibt sich der Kapazitätsfaktor für Windenergieanlagen an Land für jeden Landkreis entsprechend des Portfolio-Quotienten dieses Landkreises aus folgender Tabelle:

Anteil der installierten Leistung Wind an der gesamten installierten Leistung Wind und PV in einem VNAG	Der Portfolio-Quotient PQ für das VNAG	Der Kapazitätsfaktor Wind (K_{Wind}) dieses VNAG
0 % bis 25 %	kleiner 0,25	0,0
25 % bis 54 %	größer oder gleich 0,25 und kleiner 0,55	$0,8 * \frac{PQ - 0,25}{0,3}$
55 % bis 100 %	größer oder gleich 0,55	0,8

Unter Berücksichtigung dieser Einflussfaktoren ergibt sich der Kapazitätsfaktor für Solaranlagen für jeden Landkreis entsprechend des Portfolio-Quotienten dieses Landkreises aus folgender Tabelle:

Anteil der installierten Leistung PV an der gesamten installierten Leistung Wind und PV in einem VNAG	Der Portfolio-Quotient PQ für das VNAG	Der Kapazitätsfaktor PV (K_{PV}) dieses VNAG
0 % bis 45 %	größer oder gleich 0,55	0,05
46 % bis 70 %	größer oder gleich 0,3 und kleiner 0,55	$0,55 - 0,5 * \frac{PQ - 0,3}{0,25}$
71 % bis 100 %	kleiner 0,3	0,55

Die so ermittelten Kapazitätsfaktoren müssen dann zunächst bei der Formel nach Ziffer 1 eingesetzt werden, wenn festgelegt wird, ob dieser Landkreis ein Verteilernetzausbaubereich ist. Zusätzlich sind sie bei der Festlegung der Höhe der Verteilernetzkomponente relevant, da dort der Basiswert mit dem jeweiligen Kapazitätsfaktor für das relevante Verteilernetzausbaubereich und für die relevante Technologie multipliziert wird (siehe oben).

Zur Definition des Kapazitätsfaktors K_{Sonst}

Der Kapazitätsfaktor K_{Sonst} hat grundsätzlich dieselbe Funktion wie die Kapazitätsfaktoren K_{Wind} und K_{PV} bei der Ermittlung der maximalen Rückspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (siehe dazu oben). Allerdings sind die sonstigen Erneuerbare-Energien-Anlagen überwiegend Anlagen, die im Vergleich zu Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen im Zeitablauf relativ gleichmäßig und in der Regel flexibel einspeisen können (Wasserkraft, Biomasseanlagen, etc.). Im Hinblick auf für die Netzauslegung kritischen Situationen ist deshalb ein höherer Kapazitätsfaktor von 0,9 anzusetzen. Dieser bildet eine typische, technische Anlagenverfügbarkeit ab.

Zu der Definition der Höchstlast P_{HL}

Die Ermittlung der Höchstlast je Landkreis erfolgt anhand eines statistischen Modells, da empirische Daten oder Messwerte zur Höchstlast in einer vergleichbaren geographischen Auflösung nicht verfügbar sind. Dazu wird die deutschlandweite Jahreshöchstlast zunächst auf den Beitrag jeweils der Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung

(GHD) und Industrie heruntergebrochen. Die so ermittelten Lastanteile der einzelnen Sektoren an der deutschlandweiten Jahreshöchstlast werden dann wiederum auf die einzelnen Landkreise heruntergebrochen, d. h. regionalisiert. Das geschieht anhand von öffentlich verfügbaren und mit der sektoralen Last korrespondierenden Daten. Die so für einen Landkreis ermittelten Anteile dieses Landkreises an den sektoralen Lastanteilen werden schließlich aufaddiert und ergeben damit rechnerisch die Höchstlast in diesem Landkreis.

In der relevanten Formel zur Ermittlung der Höchstlast je Landkreis sind die Lastanteile der einzelnen Sektoren als konkrete Werte hinterlegt. Der Grund dafür ist, dass bei diesen Werten während der dreijährigen Laufzeit des Pilotvorhabens keine signifikanten Veränderungen zu erwarten sind. Eine Anpassung ist deshalb nicht erforderlich. Dasselbe gilt für die maßgeblichen Bezugsgrößen für die Regionalisierung der sektoralen Lastanteile in den drei Jahren Laufzeit des Piloten. Da diese allerdings landkreisspezifisch sind, werden sie nicht als Werte in der Formel hinterlegt, sondern als Verweis auf die Quelle. Im Ergebnis steht aber die anzusetzende Last je Landkreis beim Erlass der Verordnung fest.

Für die konkreten Werte der sektoralen Lastanteile wurde zunächst die deutschlandweite Jahreshöchstlast ermittelt. Dazu liegen Daten vor, zum Beispiel veröffentlicht in den Berichten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz nach § 51 EnWG. Dieser Wert wird von den Übertragungsnetzbetreibern aber nur indirekt über die Einspeisung auf der Erzeugerseite hergeleitet, da eine genaue Messung der netzebenenübergreifenden Jahreshöchstlast technisch nicht möglich ist. Da Einspeisungen von den Übertragungsnetzbetreibern nicht vollständig erfasst werden und der von den Übertragungsnetzbetreibern ausgewiesene Wert außerdem auch Transportverluste im Übertragungsnetz enthält, ist eine weitere Korrektur, z. B. entsprechend dem Vorgehen der Bundesnetzagentur bei der Erstellung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom erforderlich. Der so ermittelte Wert für die Jahreshöchstlast für das Jahr 2015 auf Basis des Leistungsbilanzberichts 2016 beträgt 83,7 Gigawatt und wurde hier zugrunde gelegt.

Die wesentlichen Treiber für die Last ergeben sich aus den Anteilen der Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) und Industrie am deutschen Stromverbrauch. Zur Bestimmung der Energieverbräuche der Sektoren können öffentlich verfügbare Statistiken herangezogen werden. Hier wurden die Energieverbräuche nach der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2014, erstellt von der AG Energiebilanzen e. V. zugrunde gelegt. Danach ergeben sich für die drei Sektoren Stromverbräuche von 129.700 GWh im Sektor Haushalte, 142.777 GWh im Sektor GHD und 228.772 GWh im Sektor Industrie.

Um von den sektoralen Energieverbräuchen auf die Lastanteile (Leistung) der unterschiedlichen Sektoren zu schließen, ist eine Umrechnung der Stromverbrauchsanteile in Anteile der Sektoren an der Jahreshöchstlast erforderlich. Diese Transformation ist auf Basis der z. B. aus Standardlastprofilen ableitbaren Benutzungsdauern erfolgt. Dabei wurden zur Transformation der Haushaltslast zum Beispiel das Standardlastprofil (SLP) H0 (Benutzungstundenzahl T_m ca. 3.700 h/a), der Gewerbe-/Handel-/Dienstleistungslast zum Beispiel das SLP G0 (T_m ca. 4.200 h/a) und der Industrielast – aufgrund des Fehlens eines eigenen SLP für Industrielast – näherungsweise das SLP G3 (Gewerbe durchlaufend; T_m ca. 6.500 h/a) verwendet. Die Benutzungsdauer berechnet sich durch Division der Jahresarbeit eines Lastprofils durch die Höchstlast. Sie gibt an, wie lange die Höchstlast vorliegen müsste, um mit dieser Last die Jahresarbeit zu erbringen. Die so bestimmten Benutzungsdauern können verwendet werden, um aus der bekannten Jahresarbeit je Verbrauchsgruppe deren Höchstlastbeitrag zu bestimmen.

Die Summe der so ermittelten Höchstlastbeiträge ist aufgrund der dabei noch nicht berücksichtigten Durchmischung der einzelnen Lastanteile noch proportional auf die vorgegebene bekannte, deutschlandweite Jahreshöchstlast anhand der Verhältnisse der bestimmten sektoralen Höchstlastbeiträge zu skalieren. Das ergibt die Werte: 28.146 Megawatt sektoraler Höchstlastbeitrag des Sektors Haushalte, 27.295 Megawatt

sektoraler Höchstlastbeitrag des Sektors GHD und 28.259 Megawatt sektoraler Höchstlastbeitrag des Sektors Industrie.

Die Regionalisierung der so ermittelten Lastanteile der einzelnen Sektoren erfolgt über Regionalisierungsfaktoren. Diese sind gesondert definiert. Sie verteilen den Lastanteil eines Sektors mittels öffentlich verfügbarer statistischer Daten auf die Landkreise in Deutschland. Die Regionalisierung des auf den Haushaltssektor entfallenden Lastanteils auf Landkreise kann proportional zum Bevölkerungsanteil der jeweiligen Landkreise erfolgen. Die Datenbasis für diese Auswertung ist in diesem Fall das Gemeindeverzeichnis des Statistischen Bundesamtes. Die Regionalisierung des auf die Sektoren GHD und Industrie entfallenden Lastanteils auf Landkreise und kreisfreie Städte kann proportional zur Bruttowertschöpfung (BWS) je Landkreis und kreisfreier Stadt erfolgen. Dabei wird die zur Berechnung des jeweiligen Regionalisierungsfaktors verwendete Bruttowertschöpfung noch nach Sektoren differenziert. Für die Regionalisierung des Lastanteils der Verbrauchsgruppe GHD wird die Bruttowertschöpfung für die Wirtschaftszweige „Dienstleistungsbereiche“ (G-T) und „Baugewerbe“ (F) herangezogen, für die Regionalisierung des Lastanteils der Verbrauchsgruppe Industrie die Bruttowertschöpfung für den Wirtschaftszweig „produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe“.

Anders als die anderen Eingangsparameter zur Festlegung der Verteilernetzausbaubereiche nach Ziffer 1 der Anlage wird die maßgebliche Last je Landkreis bei der Neufestlegung im August 2019 nicht aktualisiert. Angesichts der nur dreijährigen Laufzeit des Pilotvorhabens und der relativ geringen Veränderungen bei der Last, ist das eine vertretbare Vereinfachung.

Zur Definition der Installierten Leistungen P_{PV} , P_{Sonst} , P_{Wind}

Die installierten Leistungen P_{PV} , P_{Sonst} , P_{Wind} sind für die Ermittlung der Verteilernetzausbaubereiche sowie für die Ermittlung der Kapazitäts- bzw. Minimallastfaktoren und damit auch für die Ermittlung der Verteilernetzkomponente sehr wichtig.

Die Definitionen sehen vor, dass es für die installierten Leistungen ausschließlich auf die im Marktstammdatenregister zum relevanten Stichtag hinterlegten Daten ankommt. Das bedeutet, dass die Daten des Marktstammdatenregisters auch dann maßgeblich sind, wenn sie unrichtig oder unvollständig sind. Diese Ungenauigkeiten wurden bei der Parametrierung des Instruments berücksichtigt und sie sind vertretbar, um das Instrument mit einem vertretbaren Verwaltungsaufwand implementieren zu können. Müsste die Bundesnetzagentur die Richtigkeit der Daten in jedem Fall überprüfen, wäre das nicht praktikabel.

Dieses Prinzip gilt auch bei der Frage, in welcher Netzebene Anlagen angeschlossen sind. Grundsätzlich sind nach der Definition nur Anlagen zu berücksichtigen, die in der Verteilernetzebene und damit nicht in der Höchstspannungsebene angeschlossen sind. Anlagen, die in der Höchstspannungsebene angeschlossen sind, bleiben unberücksichtigt. Das gilt allerdings nur, wenn diese Information auch im Marktstammdatenregister hinterlegt ist. Halbsatz 2 regelt dazu, dass die Bundesnetzagentur auch insoweit keine weiteren Nachforschungen anstellen muss. Sofern Anlagen tatsächlich an das Höchstspannungsnetz angeschlossen, ist das aber aus dem Marktstammdatenregister nicht erkennbar, wird ihre installierte Leistung trotzdem berücksichtigt. Allerdings ist es angesichts der Formulierung („gelten“) auch nicht ausgeschlossen, dass die Bundesnetzagentur diese Anlagen trotzdem unberücksichtigt lässt, falls sie aus anderen Quellen weiß (bspw. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur), dass diese Anlagen ans Höchstspannungsnetz angeschlossen sind.

Zum Portfolio-Quotienten PQ

Die Funktion des Portfolio-Quotienten wurde bereits bei der Begründung zu den Kapazitätsfaktoren ausführlich begründet (siehe oben). Er gibt das Verhältnis von installierten Leistungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen wieder und ist für die Ermittlung des Verteilernetzausbaubereichs und der Verteilernetzkomponente relevant.

Beispielhafte Berechnung der Verteilernetzkomponenten

Die Höhe der Verteilernetzkomponenten in einem Verteilernetzausbaubereich hängt neben dem Energieträger (Windenergie an Land oder Solarenergie), der die Höhe des Basiswerts bestimmt, auch vom Portfolioquotienten (PQ) ab, d. h. dem Anteil der im Landkreis installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land an der Summe der installierten Leistung Windenergieanlagen an Land und Solarenergieanlagen. Der Portfolioquotient bestimmt die Höhe des Kapazitätsfaktors, der für die beiden Technologien in dem jeweiligen Verteilernetzausbaubereich jeweils Anwendung findet. Die Höhe der Verteilernetzkomponente je Energieträger wiederum bestimmt sich aus der Multiplikation des energieträgerspezifischen Basiswerts mit dem energieträgerspezifischen Kapazitätsfaktor.

Nachfolgend wird beispielhaft die Berechnung der Verteilernetzkomponenten veranschaulicht. Dabei wird auch die Wirkung unterschiedlicher Portfolioquotienten, d. h. eines unterschiedlichen Verhältnisses von Windenergieanlagen an Land zu Solaranlagen dargestellt. Betrachtet wird ein fiktives Verteilernetzausbaubereich mit einer Höchstlast P_{HI} von 20 Megawatt und keiner sonstigen EE-Erzeugung P_{Sonst} . Für verschiedene Konstellationen der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen zeigt die folgende Tabelle die resultierenden Portfolioquotienten PQ , die energieträgerspezifischen Kapazitätsfaktoren K_{Wind} und K_{PV} sowie die energieträgerspezifischen Verteilernetzkomponenten VNK_{Wind} und VNK_{PV} .

Installierte Leistung Wind	Installierte Leistung PV	PQ	Kapazitätsfaktor Wind	VNK (Wind)	Kapazitätsfaktor (PV)	VNK (PV)
0	100	0,0	0,000	0,000	0,550	0,880
20	80	0,2	0,000	0,000	0,550	0,880
40	60	0,4	0,400	0,292	0,350	0,560
50	50	0,5	0,667	0,487	0,150	0,240
60	40	0,6	0,800	0,584	0,050	0,080
80	20	0,8	0,800	0,584	0,050	0,080
100	0	1,0	0,800	0,584	0,050	0,080

Zu Anlage 2

Anlage 2 regelt die drei Höchstwertgebiete. Zur Festlegung der Höchstwertgebiete siehe die Begründung zu § 16.

Zu Anlage 3

Anlage 3 regelt die Regionen mit besonderem Flächenpotential. Das sind die Braunkohleregionen, d. h. die Landkreise, in denen entweder Braunkohlekraftwerke oder -tagebaue liegen.