

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Oliver Krischer,
Dr. Julia Verlinden, weiterer Abgeordneter der Fraktion
BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
– Drucksache 19/2157 –**

Kostenverteilung und Struktur der Stromnetzentgelte

Vorbemerkung der Fragesteller

Die regionalen Unterschiede zwischen den Netznutzungsentgelten sind enorm und für Stromkunden nicht nachvollziehbar. Denn nach wie vor sind die Grundlagen für die Festlegung der Netznutzungsentgelthöhe aus Sicht der Fragesteller nicht transparent.

Die gesamte Netzentgeltstruktur ist im Kern seit Jahrzehnten unverändert und entstammt noch einer Zeit, in der zentrale Großkraftwerke die Versorgung mit Strom übernommen haben. So wirken sie in weiten Teilen als Hemmnis für Investitionen in technische Innovationen sowie für Maßnahmen zur erforderlichen Flexibilisierung des Stromsystems.

Die Stromnetzentgelte sind zudem aus Sicht der Fragesteller ungerecht verteilt. Während Großverbrauchern erhebliche Privilegien eingeräumt werden, müssen Mittelstand und Privathaushalte immer höhere Entgelte entrichten.

Es wird aus Sicht der Fragesteller immer deutlicher, dass der Umbau des Stromversorgungssystems dringend eine grundlegende Neuausrichtung der Netzentgelte erfordert.

1. Welchen Anteil in Prozent haben die Haushalte an der jährlich in Deutschland verbrauchten Arbeitsmenge in Terawattstunden (TWh) Strom, und welchen Anteil bezahlen sie in Prozent an der Summe der jährlich in Deutschland erhobenen Netzentgelte?

Nach der Energiebilanz für 2016 der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen verbrauchten die Haushalte 128,2 TWh Strom. Ihr Anteil beträgt damit 24,8 Prozent des Endenergieverbrauchs von Strom. Neuere Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen liegen noch nicht vor.

Es liegen keine präzisen Daten darüber vor, welchen Anteil die privaten Haushalte am jährlichen Netzentgeltaufkommen tragen. Generell entrichten die Haushaltskunden Netzentgelte für Stromentnahmen in Niederspannung. Unter anderem weil in diese Netzentgelte die Kosten vorgelagerter Netzebenen einfließen,

sind sie relativ am höchsten. Daraus ergibt sich, dass der Anteil von in Niederspannung angeschlossenen Kunden an den Netzentgelten höher ist als ihr Anteil an der Gesamtstromabnahme.

2. Wie hoch ist die Summe bzw. der prozentuale Anteil und die Schwankungsbreite über die einzelnen Netze der nach Stromnetzentgeltverordnung begünstigten Kunden, insbesondere stromintensive Verbraucher, sogenannte atypische Verbraucher (beide entsprechend § 19 Absatz 2) sowie für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (entsprechend § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes – EnWG) an den Netzentgelten (bitte jeweils getrennt angeben)?

Der Bundesregierung liegen vollständige Daten nur zu den Netzbetreibern in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur vor. Die Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur haben für das Jahr 2018 insgesamt Entgeltermäßigungen nach § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV in Höhe von ca. 330 Mio. Euro gemeldet (Plan-Werte). Der Anteil solcher Ermäßigungen an den geplanten Erlösen der Netzbetreiber in den einzelnen Netzgebieten liegt dabei in einer Spanne von null bis 15 Prozent. Die gemeldeten Entgeltermäßigungen nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV belaufen sich auf ca. 520 Mio. Euro (Plan-Werte). Das Verhältnis der Ermäßigungen zu den Erlösen der Netzbetreiber in den einzelnen Netzgebieten liegt dabei in einer Spanne von null bis 48 Prozent, wobei es sich bei letzterem Wert nach Angaben der Bundesnetzagentur um eine außergewöhnliche örtliche Situation handelt.

Weitere Informationen zu den angezeigten individuellen Netzentgelten enthält der jährliche Monitoringbericht der Bundesnetzagentur.

Die Entgeltreduktionen im Sinne des § 14a EnWG belaufen sich nach den Meldungen der Netzbetreiber, die in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen, im Jahr 2018 insgesamt auf ca. 386 Mio. Euro. Das Verhältnis der Entgeltreduktionen nach § 14a EnWG zu den Erlösen der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten lässt sich nicht ermitteln, weil diese Entgeltreduktionen das Niveau der allgemeinen Netzentgelte beeinflussen und nicht über eine gesonderte Umlage finanziert werden.

3. Wie hoch ist die Summe bzw. der prozentuale Anteil der Privatkunden (Standard-Lastprofil) und anderen nicht privilegierten Kunden an den Netzentgelten in der Niederspannung bzw. dessen Schwankungsbreite?

Es liegen keine Anteile von Privatkunden an den Netzentgelten in der Niederspannung vor. Eine Annäherung kann nur über die Verbrauchsgruppe der Haushaltskunden erfolgen, die üblicherweise über das Standard-Lastprofil in der Niederspannung abgerechnet werden. In dieser Verbrauchsgruppe sind auch Gewerbebetriebe enthalten. Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen.

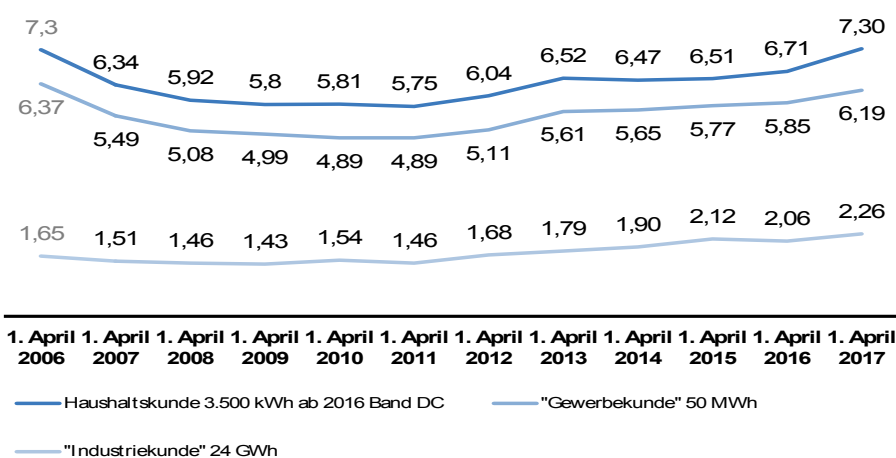
4. Wie haben sich die Netzentgelte für unterschiedliche Kundengruppen (1 000 Kilowattstunden – kWh, 2 500 kWh, 5 000 kWh, 20 000 kWh und 80 000 kWh) innerhalb des Standard-Lastprofils sowie für größere gewerbliche und industrielle Kunden seit 2013 entwickelt (bitte Durchschnitt bzw. Spreizung angeben)?

Die Berechnung der genannten Abnahmefälle kann anhand der vorhandenen Datenbasis nicht erfolgen. Das Monitoring der Bundesnetzagentur bezieht sich auf andere, üblicherweise erhobene Abnahmefälle.

Die Datenabfrage der Bundesnetzagentur im Rahmen ihres Monitoring erfolgt für Gewerbekunden anhand des Abnahmefalls 50 000 kWh/a sowie für Haushaltskunden seit 2016 anhand von Verbrauchsbändern; hierbei wird auf das repräsentative Verbrauchsband zwischen 2 500 bis 5 000 kWh Jahresstromverbrauch abgestellt. Bei Haushaltskunden war zuvor der Abnahmefall 3 500 kWh/a üblich. Für Industriekunden ergibt sich im Übrigen der Durchschnittswert für den Abnahmefall 24 GWh/a (ohne Reduktionsmöglichkeiten).

Die Entwicklung der so erhobenen durchschnittlichen Netzentgelte ergibt sich aus der unten angefügten Grafik des Monitoringberichts 2017 der Bundesnetzagentur.

Entwicklung der Netzentgelte (inkl. Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb)
in ct/kWh (ohne Umsatzsteuer)



Für das Jahr 2017 lag die Spannweite bei den Netzentgelte für Haushaltskunden nach aktuellen Informationen von 3,1 Cent/kWh bis zu 13,6 Cent/kWh, wobei auf letzteres Netzgebiet nur sehr wenige Kunden entfielen. Für den Abnahmefall von 50 000 kWh/a (Gewerbekunden) lag die Spannweite im Jahr 2017 zwischen 2,8 Cent/kWh und 10,4 Cent/kWh.

Die Bundesregierung hat in der Antwort auf die Kleine Anfrage der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN „Vergabe von Wegenutzungsrechten für Stromleitungen“ auf Bundestagsdrucksache 19/1460 darauf hingewiesen, dass ihr eine aktuelle vollständige bundesweite Erhebung der Netzentgelte für das Jahr 2018 noch nicht vorliegt. Nach auch weiterhin vorläufigen Auswertungen der Bundesnetzagentur liegen im Jahr 2018 die Netzentgelte für einen beispielhaften „Haushaltskunden“ (Niederspannung ohne Leistungsmessung, Verbrauch 3 500 kWh/a) bei Netzbetreibern in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur im mengengewichteten Mittelwert bei 7,13 Cent/kWh, wobei eine Schwankungsbreite von 3,51 Cent/kWh bis zu 10,89 Cent/kWh festgestellt wurde.

5. Wie haben sich in diesem Zeitraum die Grundpreise und die Arbeitspreise für die o. g. Kundengruppen entwickelt?

Die Entwicklung der Grund- und Arbeitspreise für Kunden in der Niederspannung zeigt die nachfolgende Tabelle. Grundpreise gibt es typischerweise bei Kunden in Niederspannung, bei denen keine Leistungsmessung erfolgt. Die Tabelle enthält ungewichtete arithmetische Mittelwerte für Netzbetreiber in Zuständig-

keit der Bundesnetzagentur. Ungewichtet bedeutet, dass die Preisgestaltung großer Verteilernetzbetreiber in den Mittelwerten nicht im Verhältnis zu ihrer wirtschaftlichen Bedeutung eingeflossen ist.

Jahr	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Grundpreis [€/a]	13,74	15,89	19,93	25,35	38,36	40,60
Arbeitspreis [Cent/kWh]	5,44	5,46	5,39	5,53	5,95	5,61

6. Was genau versteht die Bundesregierung in der Stromnetzentgelt-Verordnung unter einem „angemessenen Verhältnis“ von Grund- und Arbeitspreisen, und handelt es sich nach Ansicht der Bundesregierung noch um ein angemessenes Verhältnis, insbesondere da der Grundpreis für Geringverbraucher in einigen Netzen schon 50 Prozent der Netzkosten ausmacht, bzw. ab wann ist dieser unverhältnismäßig hoch im Vergleich zum Arbeitspreis?

Das Netzentgelt besteht nach § 17 Absatz 2 Satz 1 StromNEV im Grundsatz aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Nach §17 Absatz 6 StromNEV ist für Entnahmestellen im Niederspannungsnetz mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100 000 Kilowattstunden bei Zählerstandgangmessung oder einer anderen Form der Arbeitsmessung anstelle des Leistungs- und Arbeitspreises ein Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde festzulegen. Soweit zusätzlich ein monatlicher Grundpreis in Euro pro Monat festgelegt wird, haben Grundpreis und Arbeitspreis in einem angemessenen Verhältnis zueinander zu stehen. Das sich aus Grundpreis und Arbeitspreis ergebende Entgelt muss danach in einem angemessenen Verhältnis zu jenem Entgelt stehen, das bei einer leistungsgemessenen Entnahme im Niederspannungsnetz auf der Grundlage der Arbeits- und Leistungswerte nach dem Standardlastprofil des Netznutzers entstehen würde.

Die Bundesnetzagentur hat die Preisblätter für Kunden in der Niederspannung ohne Leistungsmessung ausgewertet. Der höchste Grundpreis eines Netzbetreibers liegt danach bei 96 Euro im Jahr. Bei den 20 Netzbetreibern mit den höchsten Grundpreisen verringert sich das Niveau auf 73 Euro im Jahr. Bisher sieht die Bundesnetzagentur bei dieser Preisstellung durch die Netzbetreiber keinen Anlass für ein behördliches Eingreifen.

Die Bundesregierung wird das Thema weiter beobachten.

7. Hält die Bundesregierung es angesichts der zunehmenden Dezentralisierung und Flexibilisierung der Stromversorgung noch für gerechtfertigt, dass Stromkunden im Niederspannungsnetz für die höheren Spannungsebenen Netzentgelte übernehmen müssen, Großkunden am Höchstspannungsnetz jedoch nicht die Kosten für die darunterliegenden Spannungsebenen?

Die Bundesregierung hält dies unter den heutigen Rahmenbedingungen für im Grundsatz gerechtfertigt. Im Übrigen enthält der Koalitionsvertrag zur Reform der Netzentgelte die Aussage: „Wir werden mit einer Reform der Netzentgelte die Kosten verursachergerecht und unter angemessener Berücksichtigung der Netzdienlichkeit verteilen und bei Stromverbrauchern unter Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit mehr Flexibilität ermöglichen.“ Das Bundesministerium für

Wirtschaft und Energie bereitet einen solchen Prozess derzeit u. a. auf gutachterlicher Basis vor. Ob und welcher Anpassungsbedarf sich daraus ergibt, wird sich in diesem Prozess zeigen.

8. Wie hoch wären die Netzentgelte in etwa pro kWh, wenn in allen Netzebenen bundesweit das gleiche Netzentgelt gezahlt werden müsste, und wie würde sich das auf die Stromrechnung des Durchschnittshaushalts auswirken?

Nach dem Monitoringbericht 2017 der Bundesnetzagentur lag das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt für Haushaltskunden (Abnahmeband zwischen 2 500 und 5 000 kWh) im Jahr 2017 bei 7,3 Cent/kWh. Ergänzend wird auf die Antwort zu Frage 4 verwiesen. Ein Grund dafür, dass die durchschnittlichen Verteilernetzentgelte im Jahr 2018 gesunken sind, dürfte in dem Inkrafttreten des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes im Jahr 2017 liegen.

Angesichts der knapp 900 Stromnetzbetreiber in der Bundesrepublik Deutschland ist eine detaillierte Betrachtung der Auswirkungen eines bundeseinheitlichen Verteilernetzentgelts bei Haushaltskunden nicht im Detail möglich. Nach Erhebungen der Bundesnetzagentur betrug das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt für Haushaltskunden (mit einer Jahresarbeit von 3 500 kWh) bei Netzbetreibern in ihrer Zuständigkeit im Jahr 2017 in dem Gebiet der Regelzone von 50 Hertz ca. 8,2 Cent/kWh, von TenneT ca. 8,0 Cent/kWh, von TransnetBW ca. 7,0 Cent/kWh und von Amprion ca. 6,5 Cent/kWh. Diese Werte liegen damit im Jahr 2017 in einer Schwankungsbreite von +0,9 bis zu -0,8 Cent/kWh um das bundesweite Durchschnittsentgelt von 7,3 Cent/kWh.

Ergänzend wird auf die Antwort zu Frage 4 verwiesen. Auch aufgrund der mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz beschlossenen Maßnahmen ist für das Jahr 2018 nach derzeitigem Kenntnisstand mit einer Verringerung der Schwankungsbreite zu rechnen.

9. Wie hoch ist der jährliche konventionelle industrielle Eigenstromverbrauch in Terawattstunden (TWh) und wie hoch der daraus resultierende fehlende Beitrag zur Finanzierung der Netze in Euro?

Exakte Aussagen zur Rückwirkung der Nichtzahlung von Netzentgelten durch Eigenversorger können nicht getroffen werden, weil die zugrundeliegenden Daten von der Bundesnetzagentur nicht erfasst werden. Um solche „fiktiven Netzentgelte“ zu ermitteln, benötigte man die individuellen Leistungswerte der Eigenzeuger, die ohne die Eigenerzeugung – also bei zusätzlicher Entnahme der Eigenerzeugungsmengen aus dem öffentlichen Netz – anfallen würden. Informationen darüber liegen nicht vor.

Zu einem „fehlenden Beitrag zur Finanzierung“ kommt es nicht, weil die für alle Stromkunden kalkulierten Netzentgelte dies ausgleichen.

Nach den Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Ermittlung der EEG-Umlage werden derzeit rund 10 Prozent der gesamten Stromverbrauchsmenge in Deutschland in der privaten und gewerblichen Eigenversorgung verbraucht. Würde es keine Eigenversorgung geben und der Strom in vollem Umfang aus den Netzen entnommen werden, könnten die Netzentgelte demnach auf Basis einer solchen sehr groben Abschätzung rund 10 Prozent niedriger liegen.

10. Wie hoch ist der jährliche Eigenstromverbrauch aus Photovoltaik-Dachanlagen mit einer installierten Leistung kleiner 10 Kilowattpeak (kWp) in TWh, und wie hoch ist der daraus resultierende fehlende Betrag zur Finanzierung der Netze in Euro?

Der Bundesregierung liegt hierzu keine Statistik vor.

11. Wie viele Verbraucher und Erzeuger sind mit welcher Leistung in Kilowatt an welcher Netzebene angeschlossen (bitte nach den Netzebenen aufschlüsseln)?

Der Bundesregierung liegen keine Daten darüber vor, mit welcher Leistung wie viele Verbraucher an welcher Spannungsebene angeschlossen sind. Typischerweise sind Haushalte und kleine Gewerbebetriebe in der Niederspannung angeschlossen, große Warenhäuser oder Bürokomplexe in der Regel in der Mittelspannung sowie große Industriebetriebe in der Höchstspannung. Die nachfolgende Tabelle, die dem Monitoringbericht 2017 der Bundesnetzagentur entnommen ist, zeigt die Anzahl der Zählpunkte differenziert nach Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern.

Zählpunkte von Letztverbrauchern 2016

	ÜNB	VNB	Summe
Zählpunkte von Letztverbrauchern	537	50.714.468	50.715.005
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	537	3.107.959	3.107.959
davon Haushaltskunden		47.606.509	47.606.509

Die nachfolgende Tabelle zur installierten Erzeugungsleistung zeigt, dass mehr als 60 Prozent der gesamten Leistung an der Höchst- und Hochspannung angeschlossen sind. Dabei sind die konventionellen Erzeugungseinheiten tendenziell im Bereich der Höchst- und Hochspannungsebene, die EE-Anlagen überwiegend an den unteren Spannungsebenen angeschlossen.

Installierte Leistung konventioneller und EE-Anlagen, nach Spannungsebenen*	HöS, HöS/HS	HS, HS/MS	MS, MS/NS	NS
Gesamt [in MW]	67.646,0	53.518,0	46.163,0	23.874,0

* konventionelle Energieträger die am Strommarkt teilnehmen gem. Monitoring nach § 35 EnWG, Auswertung zum 02.02.2018; EEG-Anlagen mit Zahlungsanspruch nach EEG gem. EEG in Zahlen, Auswertung zum 31.12.2016

12. Mit welcher Leistung in Kilowatt werden die Anschlüsse in der nächsthöheren Spannungsebene planungsseitig berücksichtigt?

In der Netzplanung werden die Netzanschlüsse in der jeweiligen Netzanschluss-ebene typischerweise mit der vertraglich vereinbarten Netzanschlussleistung und der spezifischen Gleichzeitigkeit berücksichtigt. Der Gleichzeitigkeitsfaktor spiegelt dabei wider, mit welchem Anteil die vertraglich vereinbarte Netzanschlussleistung zur Jahreshöchstlast in der jeweiligen Netz- oder Umspannebene beiträgt. In der nächsthöheren Spannungsebene wird dann diese Jahreshöchstlast der nachgelagerten Netzebene planungsseitig berücksichtigt.

13. Welchen gesetzgeberischen oder regulatorischen Anpassungsbedarf sieht die Bundesregierung, um eine verursachungsgerechte und sozial verträgliche Netzentgeltstruktur zu etablieren, die zugleich Anreize für den kostenoptimalen Netzbetrieb etwa zur Flexibilität setzt?

Auf die Antwort zu Frage 7 wird verwiesen.

14. Teilt die Bundesregierung die Ansicht, dass die heutige Netzentgeltsystematik einen Anreiz bietet, den Ausbau erneuerbarer Energien vor Ort zu bremsen, um die lokalen Netzentgelte gegenüber anderen Regionen niedrig zu halten, und wie gedenkt sie dies zu ändern?

Die Bundesregierung teilt diese Ansicht nicht. Die Höhe der örtlichen Netzentgelte ist generell von einer Vielzahl von Faktoren abhängig. Sie werden aus den Kosten des örtlichen Netzbetreibers und den Kosten für den Bezug aus den vorgelagerten Netzebenen gebildet. Als örtliche Kosten fließen die eigenen Kosten des Netzbetreibers ein. Diese sind geprägt durch die Versorgungsaufgabe, aber zum Beispiel auch durch das Alter der Netzinfrastuktural. Neben den Kapitalkosten fallen zudem Personal- und Dienstleistungskosten für den Betrieb und die Instandhaltung der Netzinfrastuktural des örtlichen Netzbetreibers an. Maßgeblich sind die Kosten des örtlichen Netzbetreibers zudem von den Kosten vorgelagerter Netzbetreiber beeinflusst, also von Dritten, die in die örtlichen Netzentgelte einfließen.

Grundsätzlich ist richtig, dass die Dimensionierung der Stromverteilernetze nicht nur vom Stromabsatz der Endkunden abhängt, sondern auch vom Umfang der Stromeinspeisung. Daher können auch ein Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen und insbesondere dadurch bedingter örtlicher Netzausbau zusätzliche Kosten mit sich bringen, die über die Netzentgelte finanziert werden und in den betroffenen Netzgebieten zu höheren Netzentgelten führen.

Einen Beitrag zur unterschiedlichen Höhe der Verteilernetzentgelte leisten im Übrigen auch die Zahlungen für sog. vermiedene Netzentgelte. Durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz wurden hier Änderungen herbeigeführt, die bereits im Jahr 2018 zu einer ersten kostendämpfenden Wirkung geführt haben. Auf die Antwort zu Frage 17 wird ergänzend verwiesen.

15. Gibt es entsprechende Planungen der Bundesregierung, die Stromnetzentgelte umzustrukturieren, damit netzdienliche Flexibilität der Verbraucher angereizt wird?

Falls ja, wann und in welcher Form beabsichtigt sie die erforderlichen Maßnahmen auf den Weg zu bringen, und falls nein, warum nicht?

Auf die Antwort zu Frage 7 wird verwiesen.

16. Welche Technologien könnten nach Ansicht der Bundesregierung die Kosten des Netzausbaus in den Übertragungs- und Verteilernetzen senken, und wie gedenkt die Bundesregierung deren Einsatz anzureizen?

In diesem Zusammenhang ist zwischen den verschiedenen Spannungsebenen der Stromversorgungsnetze zu unterscheiden.

Die BMWi-Verteilernetzstudie aus dem Jahr 2014 hat einen Investitionsbedarf in die deutschen Verteilernetze von ca. 23 Mrd. Euro bis 2032 aufgrund von erzeugungsgetriebenem Netzausbau ermittelt (Szenario „EEG 2014“). Dabei wurde ein erhebliches Einsparpotenzial durch den Einsatz innovativer Planungskonzepte

und intelligenter Technologien errechnet. So können danach durch eine sog. Spitzenkappung in der Netzplanung (3 Prozent pro Wind- und PV-Anlage) die jährlichen Zusatzkosten, die der energiewendebedingte Netzausbau verursacht, bis zum Jahr 2032 um ca. 15 Prozent reduziert werden. Die gesetzliche Voraussetzung für diese Maßnahme wurde in § 11 Absatz 2 EnWG umgesetzt. Neben dem erzeugungsgetriebenen Netzausbau wird zukünftig auch ein verbrauchsseitiger Netzausbaubedarf aufgrund des Netzanschluss neuer, flexibel Strom abnehmender, Verbrauchseinrichtungen wie Ladesäulen für Elektromobile oder Wärmepumpen zunehmen. Mit welchen Maßnahmen dieser zusätzliche Netzausbaubedarf begrenzt werden kann, wird derzeit in einer Studie des BMWi: „Digitalisierung der Energiewende: Topthema 2“ ermittelt.

Im Bereich der Übertragungsnetzebene kommt, neben den Vorhaben zum Netzausbau und zur Netzverstärkung, der Nutzung von Technologien zur höheren Netzauslastung erhebliche Bedeutung zu. In vielen Fällen ist der Einsatz von Technologien (z. B. Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturbeseilung) bereits geplant oder in der Umsetzung. Um weitere Maßnahmen identifizieren zu können, bedarf es eines kontinuierlichen Monitorings, welche Teilabschnitte im Netz bereits Netzoptimierungsmaßnahmen nutzen und für welche Teilabschnitte eine kurzfristige Umsetzung solcher Maßnahmen geplant ist. Zur Kompensation entstehender Kosten und zur Gewährleistung der Systemsicherheit kann es in den Jahren von 2020 bis 2030 sinnvoll sein, Netzausbaumaßnahmen umzusetzen, die zwar im Zieljahr des Netzentwicklungsplans (NEP) 2017-2030 nicht von signifikanter Bedeutung sind, aber in dem genannten Zeitraum gleichwohl vorteilhaft sind. Dabei kommen folgerichtig allerdings nur solche Maßnahmen in Betracht, die sich planerisch und baulich schnell umsetzen lassen, ihrerseits keine erheblichen Umweltauswirkungen haben und keine wesentlichen raumplanerischen Konflikte verursachen. Im NEP 2017 bis 2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber erstmals 13 solcher Maßnahmen vorgeschlagen, von denen neun durch die Bundesnetzagentur auf ihre wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit geprüft und bestätigt wurden.

17. Wie wird sich die Streichung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für Solar- und Windstrom auf die Höhe der Netzentgelte auswirken, und inwieweit wird sich dadurch die EEG-Umlage erhöhen?

Die mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz beschlossenen Maßnahmen haben die Höhe der Verteilernetzentgelte im Jahr 2018 gedämpft und daher positive Effekte für die Netznutzer gezeigt. Nach der Auswertung vorliegender Daten wird für die Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für das Jahr 2018 über alle Spannungsebenen mit Kosten für vermiedene Netzentgelten in Höhe von ca. 1,3 Mrd. Euro gerechnet (Planwert). Dies ist eine bundesweite Kostenentlastung der Verteilernetze gegenüber dem Jahr 2017 in Höhe von 1,1 Mrd. Euro. Im Jahr 2017 betrugen die Kosten aus diesen Zahlungen noch 2,4 Mrd. Euro (Planwert). Demgegenüber sind die in die erfassten Verteilernetze eingespeisten Mengen, auf die vermiedene Netzentgelte anfallen, von 207 TWh auf 217 TWh gestiegen (ebenfalls Planwerte). Hinzu kommen Einspareffekte, die sich in den Netzgebieten der Netzbetreiber ergeben, deren Regulierung nicht in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur, sondern der Landesregulierungsbehörde fallen.

Hinsichtlich der Auswirkungen auf die Höhe der EEG-Umlage kann auf Basis aktueller Zahlen eine grobe Näherungsrechnung erfolgen: Im Jahr 2017 betrugen die vermiedenen Netzentgelte für volatile Erzeugung (Wind- und Solarkraft) nach Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber rund 550 Mio. Euro. Diese Zahlungen

werden, beginnend im Jahr 2018, über drei Jahre abgeschmolzen. Pro Jahr ergibt sich damit eine durchschnittliche Verminderung der vermiedenen Netzentgelte von 150 bis 200 Mio. Euro. Der für die EEG-Umlage anzulegende Letztverbrauch wird für das Jahr 2018 auf rund 350 Mrd. TWh prognostiziert. Überschlägig ergibt sich daraus ein jährlich steigender Finanzierungsbedarf von ca. 0,05 Cent/kWh für die Jahre 2018 bis 2020. Im Ergebnis beträgt der zusätzliche Finanzierungsbedarf in der EEG-Umlage ab 2020 somit ca. 0,15 Cent/kWh.

18. Zu welchen finanziellen Be- und Entlastungen führen bzw. führten die vermiedenen Netznutzungsentgelte je Durchschnittshaushalt und Jahr ab dem 1. Januar 2018 (perspektivisch ab 2019) in den Regelzonen?

Bezüglich der Auswirkungen der Änderungen durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetzes auf die Höhe der Netzentgelte für Haushaltskunden kann derzeit über die Antwort auf Frage 17 hinaus keine konkretere Aussage getroffen werden. Es liegen keine Informationen darüber vor, wie sich die Netzentgelte ohne die Änderungen im Jahr 2018 in den einzelnen Netzgebieten entwickelt hätten. Die Änderungen bei den vermiedenen Netzentgelten wirken nicht regelzonenbezogen, sondern bundesweit einheitlich. Sie können jedoch in den einzelnen Netzgebieten zu unterschiedlich hohen Kostenentlastungen führen, und zwar abhängig einerseits von dem Umfang dezentraler Einspeisung und andererseits von dem Umfang der Stromabnahme im jeweiligen Netzgebiet, auf das die Netzkosten verteilt werden können. Allgemein lässt sich sagen: Kunden in Netzgebieten mit einem hohem Umfang volatiler Stromeinspeisung dürften in besonderem Maße von der Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte profitieren. Da es sich bei derartigen Netzgebieten oft um Gebiete mit einer geringeren Stromabnahme und in aller Regel um solche mit einem höheren Netzentgeltniveau handelt, sind die Änderungen auch ein Beitrag zur Angleichung des Netzentgeltlevels im Verteilernetz. Im Unterschied zu den Änderungen bei den Netzentgelten sind die in der Antwort zu Frage 17 dargestellten Auswirkungen auf die EEG-Umlage bundesweit einheitlich.

19. Wie wird sich die bundesweite Vereinheitlichung der Übertragungsentgelte im Zeitraum von 2019 bis 2021 auf die Höhe der Netzentgelte in den vier Übertragungsnetzzonen auswirken, und welche Differenz gibt es im Schnitt zwischen den heutigen Entgelten typischer Haushaltskunden (Verbrauch 3 500 kWh/a) in den vier Regelzonen (wenn keine Daten vorliegen, bitte die Differenz zwischen hohen und niedrigen Netzentgelten unabhängig von der Regelzone aufzeigen)?

Die bundesweite Vereinheitlichung der Übertragungsentgelte erfolgt schrittweise ab dem Jahr 2019 um jeweils 20 Prozent und wird zu Beginn des Jahres 2023 abgeschlossen sein. Welche konkreten jährlichen Änderungen daraus auf die Höhe der Übertragungsnetzentgelte in den vier Übertragungsnetzgebieten folgen, hängt auch von der künftigen Kostenentwicklung in diesen vier Netzgebieten bzw. der künftigen Entwicklung der Erlösobergrenzen der vier Übertragungsnetzbetreiber ab, die in die Bildung des bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelts einfließen. Die Änderungen in Bezug auf die Höhe der Übertragungsnetzentgelte in den vier Gebieten in den letzten Jahren zeigen, dass sich substantielle Änderungen der Übertragungsnetzentgelte in den einzelnen Gebieten ergeben können.

Derzeit kann vor diesem Hintergrund noch nicht vorhergesagt werden, wie hoch das individuelle Übertragungsnetzentgelt in den vier Gebieten im Jahr 2019 sein wird. Daher kann auch noch keine Aussage dazu getroffen werden, welche kon-

krete Änderung in welcher Höhe dadurch eintreten wird, dass ein Fünftel der Erlösbergrenzen im Jahr 2019 einem bundeseinheitlichen Entgeltbildungsmechanismus unterliegen wird.

Da auf die Kosten des Übertragungsnetzes im Schnitt derzeit ca. ein Viertel der gesamten Netzkosten entfällt, entfaltet die schrittweise Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte eine entsprechende anteilige Wirkung auf die Höhe der Netzentgelte für Haushaltskunden.

20. Sieht die Bundesregierung in den geltenden Regelungen zu individuellen Netzentgelten für stromintensive Letztverbraucher nach § 19 Absatz 2 Satz 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) ein Hemmnis für flexibles (markt- und/oder netzdienliches) Abnahmeverhalten, wenn nein warum nicht?
21. Wann ist mit der Umsetzung der im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (S. 71) angekündigten Eckpunkte zu einer Anpassung des § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV zu rechnen?
22. Welche Hindernisse sprechen gegen eine baldige Anpassung des § 19 Absatz 2 Satz 2?

Die Fragen 20 bis 22 werden gemeinsam beantwortet.

Wie im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ dargelegt, kann der Umstand, dass § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV auf eine gleichmäßige Stromabnahme durch eine bestimmte Anzahl von Benutzungsstunden abstellt, entsprechende Anreize für das Verbrauchsverhalten der Unternehmen geben, die die Voraussetzungen für ein individuelles Netzentgelt erreichen wollen. Ein solches Abnahmeverhalten zielt in Zeiten starker EE-Einspeisung nicht auf gegebenenfalls netzdienliche bzw. Angebot und Nachfrage ausgleichende Flexibilität.

Das individuelle Netzentgelt war bis vor wenigen Tagen Gegenstand eines laufenden Beihilfeverfahrens der Europäischen Kommission, dessen Ergebnis auch Auskunft über die Rahmenbedingungen für ein solches individuelles Netzentgelt gibt. Dies ist ein zentraler Faktor für die künftige Gestaltung der genannten Vorschrift. Die Entscheidung der Europäischen Kommission wurde jetzt getroffen. Auf die Pressemitteilung der Europäischen Kommission wird verwiesen.

Die Bundesregierung wird nunmehr analysieren, welche Schlussfolgerungen sich aus dieser Entscheidung sowie aufgrund einer sich ändernden Marktsituation für die Ausgestaltung des § 19 Absatz 2 StromNEV und für künftige Änderungen ergeben.

23. Wie ermöglicht die Bundesregierung, mit Blick auf den zunehmenden Ausbau an Wind- und Sonnenstrom, kurzfristiges flexibles Verhalten der Nutzer nach § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV „atypischer Netznutzung“, wenn die vom Netzbetreiber festgelegten Hochlastzeitfenster für die besonderen Netzentgelte mit einem Kalenderjahr im Voraus festgelegt werden?

Derzeit haben Letztverbraucher einen Anspruch auf ein reduziertes Netzentgelt auf Basis von § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV in Verbindung mit einer Festlegung der Bundesnetzagentur vom 11. Dezember 2013 (BK4-13-739), wenn sie in den vom Netzbetreiber festgelegten Hochlastzeitfenstern im Vergleich zu den übrigen Netznutzern eine Lastabsenkung aufweisen (atypische Netznutzung).

Die Hochlastzeitfenster werden, den Anforderungen der Festlegung entsprechend, von den Netzbetreibern basierend auf den Verbrauchsdaten des Vorjahres prognostiziert. In Netzgebieten, die auch künftig stark last- und wenig erzeugungsgetrieben sind, kann dadurch auch weiterhin eine Glättung von Lastspitzen erreicht werden, mit der u. U. der Netzausbaubedarf reduziert werden kann. In Netzgebieten, die schon heute oder perspektivisch stark von der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen geprägt sind bzw. sein werden, kann es kurzfristig zu Situationen kommen, in denen wegen einer lokalen bzw. regionalen Erzeugungsspitze kurzfristig auch eine lokale bzw. regionale Verbrauchsspitze sinnvoll wäre, um eine übermäßige Belastung des Netzes bzw. Netzengpässe zu verhindern. In dieser Situation wäre die wegen der atypischen Netznutzung durchgeführte Lastsenkung gegebenenfalls kontraproduktiv.

Es existieren verschiedene Ansätze, um ein kurzfristiges flexibles Verhalten der Netznutzer unter diesen Bedingungen anzureizen. Sie reichen von der Abschaffung der atypischen Netznutzung in der heutigen Form über eine kurzfristige Aussetzung der Hochlastzeitfenster bis zur kurzfristigeren Festlegung von Hochlastzeitfenstern durch den Netzbetreiber für den folgenden Tag, Woche bzw. Monat („Flex-Fenster“). Die Bundesregierung prüft diese Ansätze.

24. Wann ist mit der Umsetzung der Lastmanagementverordnung (§ 14a EnWG) zu rechnen?
25. Welche Kosteneinsparpotenziale sieht die Bundesregierung bei den Netzentgelten im Verteilnetz, wenn die Anreize entsprechend verändert werden, sodass mehr in Innovationen und nicht in Kupfer investiert wird?

Die Fragen 24 und 25 werden wegen des engen sachlichen Zusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie lässt derzeit gutachterlich untersuchen, wie die Netzregulierung, insbesondere die Netzentgeltsystematik, eine notwendige Flexibilisierung des Stromversorgungssystems sowie die Kopplung mit den Sektoren Wärme und Verkehr unterstützen kann.

Ziel ist die Ausgestaltung eines Konzeptes, das Ausbau und Auslastung der Infrastruktur optimiert und gleichzeitig für den Markt so transparent bleibt, dass sich stabile Geschäftsmodelle etablieren können.

Die Veröffentlichung erster Ergebnisse und Überlegungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zur weiteren rechtlichen Ausgestaltung sind für den Herbst 2018 geplant.

Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 7 verwiesen.

26. Beabsichtigt die Bundesregierung, an den Vorgaben des Gesetzes über den Messstellenbetrieb (MsbG) hinsichtlich der Anlagen nach EnWG 14a festzuhalten, wonach eine Entgeltreduzierung nur mit einem intelligenten Messsystem in Anspruch genommen werden kann, oder wird es hier Änderungen geben?
27. Wie lang beträgt die Übergangsfrist nach Abschluss des Zertifizierungsprozesses intelligenter Messsysteme für § 14a-EnWG-Kunden für die Nachrüstung?

Die Fragen 26 und 27 werden wegen des engen sachlichen Zusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Ein Smart-Grid der Zukunft benötigt einheitliche Standards mit höchsten Anforderungen an Leistungsfähigkeit, Datenschutz und Datensicherheit. Diese Anforderungen soll das BSI-zertifizierte intelligente Messsystem erfüllen, das im Messstellenbetriebsgesetz vorgesehen ist. Der Einsatzbereich dieses Messsystems bzw. der des Smart-Meter-Gateways, das als sichere Kommunikationsplattform für das intelligente Netz dient, gilt es schrittweise auszudehnen, insbesondere wenn es um sog. Smart-Grid-Funktionalitäten geht (Steuern und Schalten). Eine dauerhafte Duldung proprietärer Lösungen, die solchen Ansprüchen nicht genügen, würde die Grundausrichtung des Messstellenbetriebsgesetzes zur Unterstützung der Energiewende konterkarieren.

Im Übrigen wird auf die Antwort zu den Fragen 24 und 25 verwiesen.

28. Werden auch nach Einführung intelligenter Messsysteme die § 14a-EnWG-Kunden weiterhin die Möglichkeit behalten, einen Grund- und Arbeitspreis zu entrichten?

Ob der künftige Rechtsrahmen auch Vorgaben an die Preisgestaltung von § 14a EnWG-Modellen enthalten sollte, ist ebenfalls Gegenstand der laufenden gutachterlichen Untersuchung. Ergänzend wird auf die Antwort zu den Fragen 24 und 25 verwiesen.

29. Wann liegen nach Erkenntnissen der Bundesregierung die ersten zertifizierten Messsysteme einsatzbereit vor?

Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) entscheidet über das Vorliegen der notwendigen technischen Voraussetzungen nach den Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes in einem autonomen Verfahren. Verfahrensstände sind auf den Internetseiten des BSI einzusehen.

30. In welcher Höhe werden stromintensive Industrien von der Verschiebung der Offshore-Anbindungskosten befreit?

Die Offshore-Anbindungskosten werden aufgrund des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes ab dem Jahr 2019 aus den Netzentgelten genommen und transparent gemeinsam mit der Offshore-Haftungsumlage als Offshore-Netzumlage ausgewiesen werden. Für die Bemessung der Offshore-Netzumlage gelten die Regeln des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes und damit analog auch die der Besonderen Ausgleichsregelung. Da die Offshore-Netzumlage erst ab dem 1. Januar 2019 erhoben wird und deren Höhe derzeit nur grob geschätzt werden kann, ist eine Aussage zur konkreten Höhe der künftigen Entlastung der stromintensiven Industrie noch nicht möglich.

31. Um wie viel steigt die Offshore-Haftungsumlage ab 2019 jährlich aufgrund der Verschiebung der Offshore-Anbindungskosten in Höhe von 1,2 Mrd. Euro an?

Die Offshore-Haftungsumlage beträgt derzeit 0,037 Cent/kWh. Die künftige Offshore-Netzumlage wird künftig auch die Kosten der Offshore-Haftungsumlage umfassen. Für das Jahr 2019 wird diese neue Umlage im Oktober 2018 veröffentlicht. Da die Finanzierung der Offshore-Netzanbindungskosten von den Netzentgelten in die Offshore-Netzumlage übertragen wird, ändert dies die Kosten der Stromversorgung in einer Gesamtbetrachtung nicht.

Für das Jahr 2018 beträgt die KWK-Umlage 0,345 Cent/kWh. Die im Jahr 2019 in die neue Offshore-Netzumlage einfließenden Gesamtkosten dürften höher sein als die im Jahr 2018 in die KWK-Umlage eingeflossenen Kosten. Da die Verteilung der Kosten im Rahmen der Offshore-Umlage dem Belastungsausgleich des KWKG nachgebildet ist, dürfte die genannte Zahl eine grobe Einordnung der Höhe der Offshore-Netzumlage ermöglichen. Änderungen können sich allerdings auch unter Berücksichtigung von Mengeneffekten ergeben, die auf noch nicht bekannten Absatzprognosen für das Jahr 2019 beruhen.

