

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Martin Neumann, Nicole Bauer, Michael Theurer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP
– Drucksache 19/24175 –**

Status quo und Zukunft der Verteilnetze in Deutschland

Vorbemerkung der Fragesteller

Die Verteilnetze spielen eine entscheidende Rolle bei der Energiewende. Steigende Zielvorgaben bei der Einbindung erneuerbarer Energien in den Energiemarkt und die dadurch steigende Volatilität und Dezentralität im Strombereich verlangen eine Überprüfung der Netze, vor allem der Verteilnetze, auf ihre Zukunftstauglichkeit.

Die Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen lagen im Jahr 2019 bei rund 1,2 Mrd. Euro (https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9) und sind aus Sicht der Fragesteller das Ergebnis eines schleppenden und ineffizienten Managements der Energiewende. Der Netzausbau ist eine tragende Säule im Transformationsprozess, muss sich jedoch auch immer an den effizientesten und kostengünstigsten Alternativen messen lassen. Speicher und die zeitliche Flexibilisierung von Last und Erzeugung können dabei einen erheblichen Beitrag zur besseren Auslastung bestehender Netze und zur Verringerung des künftigen Netzausbaus leisten.

Derzeit finden diese technischen Alternativen aufgrund einer veralteten Netzregulatorik jedoch kaum Anwendung. Ökonomische Anreize für Effizienzmaßnahmen sind außerhalb des klassischen Netzausbaus nicht vorgesehen. Fehlende Zustandsdaten (besonders im Verteilnetz) erschweren den Aufbau innovativer Geschäftsmodelle. Im Jahr 2035 soll durch entsprechende Innovationen eine jährliche Einsparung von ca. 1,5 Mrd. Euro möglich sein (https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/02/20190212_Studie-E-Bridge_Vorteil_netzdienlicher-Flexibilit%C3%A4t_final.pdf).

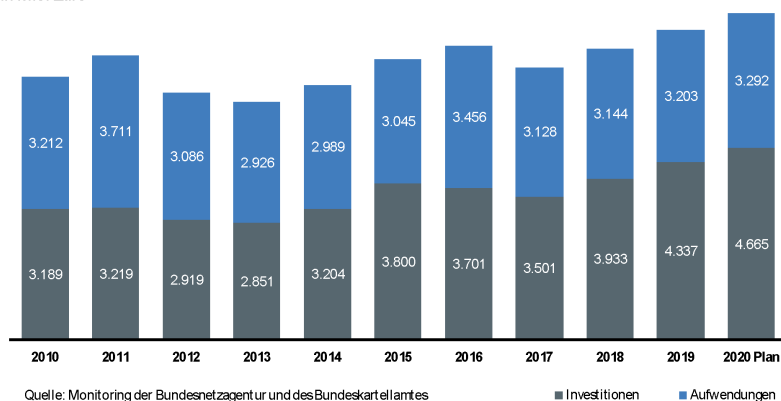
Die EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie als Teil des EU-Legislativpakets „Clean Energy Package“ fordert außerdem mehr Wettbewerb und Transparenz bei der Transformation des Energieversorgungssystems.

1. Welche Kosten verursachte der Ausbau der Verteilnetze in den Jahren 2010 bis 2020 (bitte nach Jahr aufschlüsseln)?

Zahlen zu Investitionen und Aufwendungen der Verteilnetzbetreiber für die Netzinfrastruktur lassen sich dem Monitoring der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts entnehmen, welches diese gemäß § 35 des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) erstellen. Als Investitionen im Sinne des Monitorings nach § 35 EnWG gelten die im Kalenderjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen und der Wert der im Kalenderjahr neu gemieteten bzw. gepachteten neuen Sachanlagen. Aufwendungen im Sinne des § 35 EnWG bestehen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, damit die geforderte Funktion erfüllt werden kann.

Bei den nachfolgend dargestellten Ergebnissen handelt es sich um handelsrechtliche Angaben der Verteilnetzbetreiber aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach der Systematik der Anreizregulierungsverordnung in die Erlösobergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden.

Elektrizität: Investitionen und Aufwendungen -
Netzinfrastruktur der Verteilnetzbetreiber
in Mio. Euro



In der Abbildung werden die Investitionen und Aufwendungen seit dem Jahr 2010 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2020 abgebildet.

2. Mit welchen Kosten für den Ausbau der Verteilnetze rechnet die Bundesregierung in den Jahren 2021 bis 2030 auf Grundlage der Ziele und prognostizierter Daten zur Nutzung der Elektromobilität (bitte nach Jahren auflisten)?

Der Bundesregierung liegen keine eigenen Abschätzungen dazu vor, welche Kosten für den Ausbau der Verteilnetze konkret auf die Nutzung von Elektromobilität zurückzuführen sind. Aus Sicht der Bundesregierung wird der Ausbaubedarf der Verteilnetze stark davon abhängen, mit welcher Gleichzeitigkeit flexible Verbrauchseinrichtungen wie Ladeeinrichtungen für Elektromobile das Netz beanspruchen werden. Um Einsparungen in der Netzplanung durch eine Reduzierung der gleichzeitigen Netznutzung zu realisieren, plant die Bundesregierung eine Novellierung der Regelung zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in § 14a EnWG.

3. Wie schätzt die Bundesregierung die Entwicklung der Netzentgelte bis zum Jahr 2030 ein (bitte nach Nieder-, Mittel- und Hochspannungseben aufschlüsseln)?

Es wird erwartet, dass die Netzentgelte bzw. die Netzkosten bis zum Jahr 2030 ansteigen. Der zu erwartende Anstieg resultiert im Wesentlichen aus einem Investitionsbedarf bei den Onshore-Stromnetzen, der nach einer Schätzung der Bundesnetzagentur bis zum Jahr 2030 ca. 102 Mrd. Euro beträgt (55 Mrd. Euro auf Übertragungsnetzebene, 47 Mrd. Euro auf Verteilernetzebene).

Die Schätzung ist kompatibel mit anderen gutachterlichen Bewertungen. Allerdings werden netzkostensenkende Maßnahmen wie Flexibilitäten sowie zu erreichende Reduzierungen bei den Kosten des Engpassmanagements dabei nicht berücksichtigt. Daher sind die prognostizierten 102 Mrd. Euro Investitionsbedarf bei den Onshore-Netzen bis zum Jahr 2030 nach aktuellem Stand als Obergrenze zu betrachten. Bei der Ermittlung der aus diesen Investitionen resultierenden netzentgeltwirksamen Beträge in den einzelnen Jahren sind die in der Stromnetzentgeltverordnung festgeschriebenen Nutzungsdauern zugrunde zu legen.

Eine Aussage dazu, wie sich diese zusätzliche Netzkosten im Detail auf die Netzentgelte der verschiedenen Spannungsebenen auswirken, kann nicht getroffen werden. Die Netzentgeltssystematik beinhaltet einen Wälzungsmechanismus über verschiedene Netzebenen, bei dem die von einem Letztverbraucher zu zahlenden Netzentgelte von mehreren Faktoren abhängen. Dies sind neben seinem individuellen Strombezugsverhalten und den in der Netzebene, an die der Letztverbraucher angeschlossen ist, entstehenden Netzkosten einschließlich anteiliger Kosten der vorgelagerten Netzebene auch der Stromverbrauch im jeweiligen Netzgebiet insgesamt, auf den sich die Netzkosten verteilen.

4. Wie hoch ist der Anteil der Verteilnetze ohne technische Vorrichtungen zur Netzzustandsüberwachung?

Über den Anteil der Verteilnetze ohne technische Vorrichtungen zur Netzzustandsüberwachung liegen der Bundesregierung bislang keine Daten vor.

Nach § 14 Absatz 1a EnWG hat die Bundesnetzagentur einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung für das Basisjahr 2019 von einer Stichprobe von Verteilnetzbetreibern angefordert. Innerhalb der Abfrage gem. § 14 Abs. 1a EnWG wurden 59 Verteilnetzbetreiber danach befragt, bis zu welcher Netzebene Informationen zentral im Netzleitsystem erfasst werden. Alle befragten Verteilnetzbetreiber gaben an, die Daten der Hochspannungsebene zentral in ihrem Netzleitsystem zu erfassen. Davon gaben circa 90 Prozent der Netzbetreiber an, auch die Daten bis mindestens zur Mittelspannung zu erfassen.

5. Wie hoch ist der Anteil der Verteilnetze mit technischen Vorrichtungen zur Netzzustandsüberwachung, die eine Auslastung der Netze in
 - a) 15-minütigen Abständen,
 - b) stündlichen Abständen erfassen können (bitte in Prozent angeben)?

Die Fragen 5 bis 5b werden gemeinsam beantwortet.

Der Bundesregierung liegen keine Informationen darüber vor, mit welchem Detaillierungsgrad Verteilnetzbetreiber mit technischen Vorrichtungen zur Netzzustandsüberwachung die Auslastung der Netze erfassen.

6. Hält die Bundesregierung einen Ausbau der Netzzustandsüberwachung für erforderlich, und wenn ja, welche konkreten Schritte und Ziele sind geplant?

Grundlegend sind der Bundesregierung die wachsenden Anforderungen im Netzbetrieb durch die Energiewende bewusst. Mit einem stetig wachsenden Anteil dezentraler Erzeugungskapazitäten (u. a. KWK und Erneuerbare Energien), welche weit überwiegend auf Ebene der Verteilnetze angeschlossen werden, neuen Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur sowie Speicher mit unterschiedlichsten Einsatzzwecken wachsen einerseits die Aufgaben aber andererseits auch die Möglichkeiten im Betrieb eines Verteilnetzes. Daten mit hoher Qualität z. B. über die jeweilige Netzsituation, das Ein- und Ausspeiseverhalten oder das Verhalten einzelner Netzbetriebsmittel in unterschiedlichen Netzsituationen ermöglichen es Netzbetreibern, auf einer breiten Datenbasis Betriebsentscheidungen treffen zu können. Diese Betriebsentscheidungen sollen auch in Zukunft zu einem möglichst sicheren und effizienten Netzbetrieb führen.

Eine Netzzustandsüberwachung, wofür es unterschiedlichste Ausgestaltungsvarianten geben kann, ist eine Möglichkeit, diese Datenbasis kontinuierlich vorzuhalten. Ein weiteres Beispiel können am Netzbetrieb lernende Algorithmen sein. Die Liste möglicher Technologien ist natürlich nicht abschließend. In diesem Sinne ist die Erforderlichkeit und die Auswahl der geeigneten Technologien (z. B. Ausbau der Netzzustandsüberwachung) vom jeweiligen Netzbetreiber selbst zu beurteilen. Die Erforderlichkeit dürfte zum einen zwischen den Netzebenen, zum anderem aber auch regional innerhalb einer Netzebene stark variieren. Während auf der Hochspannungsebene mit einer entsprechenden Leittechnik bereits zentralisierte Steuerungskonzepte genutzt werden, um Messwerte zu erfassen und Steuersignale zu übertragen, kommen solche Konzepte in der Niederspannung mit ihrer großen Stromkreislänge und der Vielzahl von Netzknoten und Anlagen in der Regel nicht zur Anwendung.

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende hat die Bundesregierung die Voraussetzungen dafür geschaffen, dass bei den auszurollenden Smart Metern die Möglichkeit der Netzzustandsdatenerhebung und damit auch die Basis für eine Überwachung der unteren Spannungsebenen gegeben ist. Am 30. Oktober 2020 hat der erste Smart-Meter-Gateway-Hersteller die Geräte Zertifizierung für die Bereitstellung dieser Netzzustandsdaten abgeschlossen. Mit dem fortschreitenden Smart-Meter-Rollout werden damit immer mehr Daten über den Netzzustand auch in der Niederspannung verfügbar sein. Inwieweit der Netzbetreiber jedoch die Notwendigkeit zum Aufbau einer Netzüberwachung auf dieser Netzebene sieht, obliegt seiner Einschätzung vor Ort.

Wesentliche Erkenntnisse zur Zustandsüberwachung von Verteilnetzen wurden auch in den SINTEG-Projekten gesammelt. Diese werden nach Programmabschluss ausgewertet, um den Bedarf weiterer Maßnahmen in diesem Themenkomplex abzuleiten.

7. Wie hoch sind die Kosten des Netzausbaus in den Übertragungs- und Verteilnetzen, um die oberen
 - a) 10 Prozent der Lastspitzen,
 - b) 1 Prozent der Lastspitzen bedienen zu können?

Die Fragen 7 bis 7b werden gemeinsam beantwortet.

Im Jahr 2016 wurde im EnWG das Instrument der Spitzenkappung eingeführt (§ 11 Absatz 2 EnwG). Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber haben damit im

Rahmen der Netzplanung die Möglichkeit, bei der Berechnung die Annahme zu berücksichtigen, dass die jährlich erzeugte Strommenge je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Windkraft- und Photovoltaikanlage um bis zu drei Prozent reduziert werden kann.

Angaben zu den Netzausbaukosten für eine Spitzenkappung von 1 Prozent oder 10 Prozent liegen der Bundesregierung nicht vor.

8. Mit welchen Kosten für Redispatch-Maßnahmen rechnet die Bundesregierung bis 2030 auf Grundlage der aktuellen Gesetzgebung (bitte nach Jahr auflisten)?

Die Übertragungsnetzbetreiber prognostizieren jährlich Mengen und Kosten von Engpassmanagementmaßnahmen gem. § 13 Absatz 10 EnWG. Diese Prognosen, einschließlich der ihnen zugrundeliegenden Annahmen, Parameter und Szenarien, werden von der Bundesnetzagentur unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html veröffentlicht. Nachfolgende Tabelle gibt Auskunft über die Kostenprognosen aus der Systemanalyse für die Jahre 2021 bis 2025. Entsprechende Kostenprognosen für die Jahre 2026 bis 2030 liegen nicht vor.

Jahr	Redispatch-Kosten (Mio. Euro)
2021	1.463
2022	1.410
2023	1.356
2024	1.302
2025	1.249

Grundlage der Prognose bilden die Annahmen und Szenarien der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 3 Absatz 2 Netzreserveverordnung in der aktuell vorliegenden Fassung vom 24. April 2020. Aufgrund von Prognoseunsicherheit werden sich die tatsächlichen Kosten von den zuvor genannten Kostenschätzungen unterscheiden. So hängen etwa die benötigten Redispatchmengen stark vom Wetter ab, da in einem windreichen Jahr das Redispatchvolumen deutlich größer ausfällt als in einem windarmen Jahr. Diverse energiewirtschaftlicher Einflüsse, wie etwa geografische Erzeugungs- und Verbrauchsmuster, der Fortschritt von Netzausbau, -verstärkung und -optimierung, Erneuerbare-Energien-Zubau, Transporterfordernisse aus dem internationalen Handel, Innovationen in der Netzbetriebsführung sowie Änderungen im Markt-design beeinflussen die notwendigen Volumina.

9. Mit welchen Kosten für Redispatch-Maßnahmen rechnet die Bundesregierung bis 2030 auf Grundlage derzeit geplanter gesetzlicher Vorhaben (bitte nach Jahren auflisten)?

Eine Berücksichtigung der Neuregelungen über die Integration des Einspeisemanagements nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in den Anwendungsbereich des Redispatch nach dem EnWG (§ 13 Absatz 1 neue Fassung) konnte in der diesjährigen Kostenprognose noch nicht berücksichtigt werden. Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 8 verwiesen.

10. Wie hoch beziffert die Bundesregierung das Potenzial an Flexibilitätsoptionen im Stromnetz (besonders Speicher und Lastmanagement) bis 2030?

Im jeweiligen Szenariorahmen Strom werden grundlegende Annahmen für eine mögliche Entwicklung der Energiewirtschaft getroffen. Aus dem von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber für die Aufstellung des Netzentwicklungsplans 2019–2030 gehen zu Speicherkapazitäten und Lastmanagement u. a. folgende Annahmen hervor:

Installierte Leistung in Gigawatt (GW)

	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030
Pumpspeicher	11,6	11,6	11,6
PV-Batteriespeicher	6,5	8,0	10,1
Großbatteriespeicher	1,5	2,0	2,4
Demand Side Management (Industrie und Gewerbe-Handel- Dienstleistungen)	2,0	4,0	6,0

Darüber hinaus wird ein erheblicher Zuwachs bei anderen Verbrauchern erwartet, die ggf. zumindest teilweise für Lastmanagement verfügbar sein können:

Leistung in GW

	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030
Haushaltswärmepumpen	5,7	13,5	21,3
Elektromobilität	3,7	22,2	37,0
Großtechnisches Power-to-Heat	2,5	9,1	16,1
Power-to-Gas	1,0	2,0	3,0

Die von der Bundesregierung in diesem Jahr formulierten Ziele insbesondere zur Entwicklung der Wasserstoffelektrolyse sind in diesen Angaben noch nicht abgebildet.

11. Wie hoch schätzt die Bundesregierung das Einsparpotenzial bei den Systemkosten aufgrund des Ausbaus von Flexibilitätsoptionen?

Unter dem Begriff „Flexibilitätsoptionen“ werden mögliche Beiträge verschiedener Akteursgruppen oder Funktionalitäten im Stromsektor zusammengefasst, um Stromangebot und -nachfrage jederzeit auszugleichen. Dazu zählen regelbare Erzeugungsanlagen, der Austausch mit dem netztechnisch verbundenen Ausland sowie Lastverschiebung und Lastflexibilität in Industrie und Gewerbe, ggf. privaten Haushalten und ggf. durch Elektromobilität sowie Speicher. Im aktuellen Strommarktdesign ist es Aufgabe der jeweils Verantwortlichen für Stromlieferung sowie für den sicheren Systembetrieb, die technisch und ökonomisch geeignetste Option zu wählen. Faktisch stehen die Optionen zueinander im Wettbewerb, so dass bei einer optimierten Einsatzreihenfolge die volkswirtschaftlichen Kosten minimiert werden können. Es bleibt den einzelnen Akteuren überlassen, ob sie ihre technischen Einheiten bzw. den Strombedarf auf Basis der erwarteten Erlöse für den Flexibilitätsbedarf zur Verfügung stellen.

12. Welche Schritte hat die Bundesregierung bisher unternommen, um die Netzentgelte verursachergerecht auszugestalten?

Beispiele für Maßnahmen, die die Bundesregierung ergriffen hat, um die Netzentgelte verursachungsgerechter zu gestalten, sind die bundesweite Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte und das Abschmelzen der Zahlungen aus vermiedenen Netzentgelten, die mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz und der Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte beschlossen wurden. So werden die Übertragungsnetzentgelte seit Januar 2019 bis zum Jahr 2023 schrittweise vereinheitlicht und somit regionale Unterschiede verringert. Die Maßnahme erhöht die Verursachungsgerechtigkeit insofern, dass der Netzausbau bisher von den Netznutzern der jeweiligen Regelzone finanziert wurde, obwohl die Ursache für den Netzausbaubedarf zunehmend außerhalb dieser liegen konnte. Auch das Abschmelzen der Zahlungen aus vermiedenen Netzentgelten trägt dazu bei, die Verursachungsgerechtigkeit zu erhöhen. Die Zahlungen aus sog. vermiedenen Netzentgelten werden jeweils von den Nutzern des Netzes finanziert, in die die dezentrale Einspeisung erfolgte. Das Abschmelzen der Zahlungen trägt zu einer Steigerung der Verursachungsgerechtigkeit bei. Schließlich werden die geplanten netzentgelttechnischen Anpassungen im Zuge der Reform des § 14a EnWG dazu beitragen, Netzausbaukosten verursachungsgerechter zu verteilen.

13. Welche ökonomischen Anreize bestehen für Netzbetreiber bei der Optimierung von Übertragungs- und Verteilnetzen?

Nach der Systematik der Anreizregulierung ist es grundsätzlich im Interesse der Netzbetreiber, ihr Netz so effizient wie möglich zu betreiben. Ein schlechtes Abschneiden im alle fünf Jahre durchzuführenden Effizienzvergleich hat negative finanzielle Auswirkungen während der Regulierungsperiode.

Es ist davon auszugehen, dass eine nicht ausreichende Netzoptimierung zu höheren Kosten im Netzbetrieb führt, insbesondere zu höheren Engpassmanagementkosten. Diese Kosten werden bisher als durchlaufender Posten an die Netznutzer weitergereicht. Mittelbare Anreize zur Reduzierung der Kosten ergeben sich durch die Höhe der Netzentgelte sowie die Verpflichtung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und damit einhergehende Investitionsverpflichtungen.

Darüber hinaus werden auf der Verteilernetzebene seit der dritten Regulierungsperiode über den Kapitalkostenabgleich Anreize gesetzt, die Netze zügig auszubauen. Kapitalintensive Optimierungsmaßnahmen sind über den Kapitalkostenabgleich sofort refinanzierbar. Mit dem Effizienzvergleich wird ex post das Ergebnis der Optimierungsbemühungen belohnt.

Weiterhin arbeitet das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aktuell an einer Novellierung der Anreizregulierungsverordnung, die die ökonomischen Anreize weiter stärken soll.

14. Wie bewertet die Bundesregierung eine zeitliche Dynamisierung der Netzentgelte, um flexible Lasten, zum Beispiel E-Fahrzeuge und aggregierte Industrielasten, besser in das Stromnetz einzubinden (bitte nach Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene trennen)?

Eine auslastungsorientierte Dynamisierung der Netzentgelte könnte grundsätzlich auf allen Spannungsebenen ein netzdienliches Strombezugsverhalten anreizen. Allerdings hängt die Reaktion der Netznutzer u. a. von ihrer Flexibilität beim Strombezug, dem Anteil der möglichen Netzentgelteinsparung an ihren

Gesamt-Strombezugskosten und ihrer jeweiligen Zahlungsbereitschaft ab, die im Vorfeld nicht vollständig bekannt sind. Außerdem bedarf es für einen effektiven Einsatz zeit- bzw. lastvariabler Netzentgelte einer flächendeckenden kleinteiligen Überwachung, Prognose und Bepreisung, für deren Umsetzung derzeit noch nicht die technischen Voraussetzungen vorliegen. Zeit- bzw. lastvariable Netzentgelte sind somit derzeit kein Instrument, mit dem alleine die Integration einer zunehmenden Anzahl flexibler Verbrauchseinrichtungen bei gleichzeitiger Begrenzung des Netzausbaubedarfs gelingen kann.

15. Welche Maßnahmen in der Digitalisierung der Übertragungs- und Verteilnetze schätzt die Bundesregierung als zukunftsfähig ein?

Die Bundesregierung kann nicht die Zukunftsfähigkeit einzelner Technologien und Konzepte zur Digitalisierung der Übertragungs- und Verteilernetze beurteilen. Es ist Aufgabe des Marktes, im Wettstreit der Ideen die besten Konzepte hervorzubringen. Die Bundesregierung setzt hierfür einen geeigneten Rahmen, damit ein möglichst effizienter Wettbewerb entstehen kann. In Bezug auf die Anreize, die der Regulierungsrahmen für den Netzbetrieb setzt, gelten die in der Antwort zu Frage 16 dargelegten Grundlinien.

16. Welche regulatorischen Schritte hat die Bundesregierung unternommen, um Investitionen in der Digitalisierung der Übertragungs- und Verteilnetze anzureizen?

Digitalisierung und Innovationen sind primär ein Marktthema, entstehen im Wettbewerb und bedürfen einer wirtschaftlichen Dynamik. Technologiespezifische Anreize über den regulierten Netzbetrieb hinaus sollten vermieden werden.

Durch den seit der dritten Regulierungsperiode für die Verteilernetzbetreiber geltenden sogenannten Kapitalkostenabgleich sind auch Einführungskosten für Digitalisierung und innovative Technologie für die Netzbetreiber ohne einen Zeitverzug refinanzierbar.

17. Welche Mechanismen und regulatorischen Änderungen hat die Bundesregierung geschaffen, um Speicher und Lastmanagement besser in Systemdienstleistungen und besonders ins Engpassmanagement einzubinden (bitte nach Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene trennen)?

Mit der Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG-V) hat die Bundesregierung probeweise und zeitlich befristet die Möglichkeit geschaffen, Technologien und Marktmechanismen zum Einsatz von netzdienlicher Flexibilität zu erproben. In den fünf Modellregionen (sog. Schaufenstern) wird durch Sonderregelungen der SINTEG-V auch der Einsatz von Speichern und das Lastmanagement erprobt. Eine Begrenzung auf Spannungsebenen sieht die SINTEG-V nicht vor. Die Auswertung der Erfahrungen aus den Schaufenstern läuft derzeit. Die Erfahrungen in SINTEG werden in geeigneter Form zur Fortentwicklung des regulatorischen Rahmens beitragen.

Zukünftig sollen sogenannte nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen grundsätzlich transparent, diskriminierungsfrei und marktgestützt beschafft werden. Hierfür hat der Bundestag am 8. Oktober 2020 das von der Bundesregierung vorgelegte Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von System-

dienstleistungen beschlossen. Ziel der Regelung ist es, das Erbringen der Systemdienstleistungen durch die Einführung von transparenten und diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren für alle Marktteilnehmer zu öffnen. Hierbei sind explizit auch Anbieter von Laststeuerung und Energiespeicherung sowie Aggregatoren vorgesehen. Mit der Regelung wird Wettbewerb angereizt und es können bisher nicht genutzte Potenziale zur Erbringung von Systemdienstleistungen gehoben werden.

18. Plant die Bundesregierung, zwischen operativen Kosten (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX) in der Anreizregulierung ein Level Playing Field herzustellen, um nach Artikel 32 der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie Anreize für die Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen herzustellen?

Es ist die Entscheidung des Netzbetreibers, ob er seine Versorgungsaufgabe mit OPEX oder CAPEX erfüllt. Die regulatorische Behandlung von OPEX und CAPEX kann aus der Natur der Sache heraus nicht identisch erfolgen. Grundsätzlich sollte der Netzbetreiber an seinem Gesamtergebnis gemessen und daher beide Kostenarten in den Effizienzvergleich einbezogen werden. Diese Bewertung ändert sich auch nicht vor dem Hintergrund des Artikel 32 der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie. Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 16 verwiesen.

19. Plant die Bundesregierung, die Kosten für Redispatch als volatile Kosten einzustufen?

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bereitet derzeit eine Novelle der Anreizregulierungsverordnung vor und prüft hierbei für den Kreis der Verteilernetzbetreiber, wie Engpassmanagementkosten künftig einzuordnen sind.

20. Wie möchte in Zukunft die Bundesregierung die in Artikel 32 der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie erwähnte „diskriminierungsfreie Beteiligung aller Marktteilnehmer“ durch Flexibilitäten (besonders Laststeuerung, Energieeffizienz, Energiespeicheranlagen und anderen Ressourcen) sicherstellen?

Die Formulierung „diskriminierungsfreie Beteiligung aller Marktteilnehmer“ in Artikel 32 Absatz 2 der Richtlinie (EU) 2019/944 stellt auf die in Absatz 1 vorgesehene marktbasierende Beschaffung von Redispatch ab, die wiederum den in Absatz 1 Satz 3 aufgeführten Ausnahmetatbeständen unterliegt. Die Bundesregierung prüft derzeit ein umsetzungsreifes Konzept, das systemisch schädliche Rückwirkungen auf den Strommarkt zuverlässig ausschließt.

21. Geht die Bundesregierung vor dem Hintergrund von Artikel 32 der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie von einem erhöhten Detaillierungsgrad der künftigen Netzentwicklungspläne aus?

Durch die Vorgaben des Artikel 32 der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie ändern sich – im Vergleich zur aktuellen nationalen Regelung in § 14 EnWG – vorrangig der Adressatenkreis, Konsultationspflichten und der Berichtsumfang. Der Detaillierungsgrad der künftigen Netzentwicklungspläne wird sich auch weiterhin unter Abwägung aller Interessen an dem Informationsbedarf und an den europäischen Vorgaben orientieren.

22. Plant die Bundesregierung, einen marktbasieren Redispatch einzuführen, und wenn nein, warum nicht?

Die Bundesregierung prüft Konzepte für eine marktbasierete Beschaffung von Redispatch auf Übertragungs- oder Verteilnetzebene, die eine systemschädliche Optimierung von Anlagenbetreibern zwischen Stromgroßhandel und Redispatchmarkt zuverlässig ausschließen. Der kostenbasierte Redispatch wird darüber hinaus ab 1. Oktober 2021 mit der Einführung des Redispatch 2.0 deutlich verbessert.

Die Bundesregierung erachtet nicht alle Formen einer marktbasieren Beschaffung von Redispatch als ungeeignet für den sicheren und effizienten Betrieb des Stromsystems. Verschiedene Ausgestaltungsvarianten von Redispatchmärkten mit abrufbasierter Vergütung sowie Redispatchmärkte mit (ggf. ergänzender) leistungsbasierter Vergütung befinden sich in Prüfung.

Der kostenbasierte Redispatch wird ab 1. Oktober 2021 mit der Einführung des Redispatch 2.0 deutlich verbessert. Gesetzliche Grundlage dafür ist die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes vom 17. Mai 2019. Mit dem Redispatch 2.0 werden die bislang unterschiedlichen Regelungen zur Beseitigung von Netzengpässen für Einspeisemanagement und Redispatch zu einem einheitlichen, „optimierten Redispatch“ zusammengeführt. Der Schwellenwert für eine verpflichtende Teilnahme von Anlagen am Redispatch wird von 10 MW auf 100 kW installierter Leistung abgesenkt und schließt auch alle steuerbaren Anlagen unter diesem Schwellenwert ein. Der „optimierte Redispatch“ gilt für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Alle Maßnahmen im Redispatch 2.0 werden energetisch-bilanziell ausgeglichen. Die Auswahl der Maßnahmen erfolgt nach der insgesamt kostengünstigsten Maßnahmenkombination. Die Entschädigung für vorgenommene Eingriffe erfolgt kostenbasiert. Durch die einheitliche Optimierung und größere Anzahl der zur Verfügung stehenden Anlagen kann Redispatch künftig präziser und kostengünstiger durchgeführt werden.

23. Welche Schritte hat die Bundesregierung unternommen, um den Wettbewerb im Stromnetz durch Dienstleistungsangebote bei Speichern anzureizen?

Um den Wettbewerb am Strommarkt zu stärken, hat die Bundesregierung den Rahmen dafür geschaffen, dass Anbieter und Nachfrager von Systemdienstleistungen diskriminierungsfreien Zugang zum Stromnetz wie auch zu Systemdienstleistungen und zum Strommarkt haben („level playing field“).

Es liegt im Interesse aller Beteiligten, dass für die Bereitstellung von netzbezogenen Systemdienstleistungen möglichst geringe Kosten anfallen. Daher erfolgt die Beschaffung solcher Dienstleistungen durch die Netzbetreiber soweit als möglich wettbewerblich; in allen anderen Fällen auf Basis einer Kostenerstattung oder Ausstattungsverpflichtung.

So werden durch das von der Bundesregierung vorgelegte und vom Bundestag am 8. Oktober 2020 beschlossene Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen zukünftig sogenannte nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen grundsätzlich transparent, diskriminierungsfrei und marktgestützt beschafft. Hierbei werden explizit auch Energiespeicher adressiert. Mit der Regelung wird Wettbewerb angereizt und es können bisher nicht genutzte Potenziale zur Erbringung von Systemdienstleistungen gehoben werden.

Soweit es durch bestehendes Recht nicht ohnehin vorgeschrieben wird, sind die Netzbetreiber zudem gehalten, etwa ihre Präqualifikationsbedingungen für die Erbringung solcher Dienstleistungen zu optimieren, um sowohl den Wettbe-

werb als auch die technischen Erfordernisse im Systembetrieb zu gewährleisten. Daher unterliegen entsprechende Regelungen einem ständigen Revisionsprozess.

24. Welche Maßnahmen plant die Bundesregierung, um die Interkonnektivität der Verteilnetze zu verbessern?

Im Rahmen der Weiterentwicklung der Netzausbauberichte für Verteilnetze – vor dem Hintergrund von Artikel 32 der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie – soll eine Verbesserung der Abstimmung zwischen den Verteilnetzen im Rahmen der Netzausbauplanung erreicht werden. Eine intensivere Kooperation von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern ist auch im EU-Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ vorgesehen. Eine Erhöhung der physikalischen Interkonnektivität der Verteilnetze, im Sinne einer elektrischen Verbindung der Verteilnetze, muss durch die Verteilernetzbetreiber im Rahmen der genannten Kooperation für den jeweiligen Einzelfall geprüft werden. Bei der Verbindung von Verteilnetzen sind technische Restriktion – z. B. in Bezug auf die Sternpunktbehandlung – zu beachten. Zudem können sich durch Stromtransite – parallel zum vorgelagerten Netz – in den unterlagerten Netzebenen ungewollte Netzzustände einstellen.

