

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Martin Neumann, Sandra Weeser, Michael Theurer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP
– Drucksache 19/27750 –**

Gesetzentwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG-Novelle)

Vorbemerkung der Fragesteller

Am 19. Januar 2021 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie den Referentenentwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetz) veröffentlicht. Am 10. Februar 2021 hat das Bundeskabinett den aktuellen Gesetzentwurf beschlossen (<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/referentenentwurf-enwg-novelle.html>). Darin sollen Vorgaben aus der europäischen Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (2019/944) in nationales Recht umgesetzt werden. Zusätzlich wird erstmals eine Regulierung reiner Wasserstoffnetze eingeführt, um den Markthochlauf beim Wasserstoff zu beschleunigen. Überdies werden im Gesetzentwurf Regelungen für Energiespeicher, dynamische Stromtarife und weitreichende Befugnisse für Energieversorgungsnetzbetreiber konkretisiert.

1. Aus welchen Gründen wird der Begriff Wasserstoff vom Gasbegriff getrennt?
2. Aus welchen Gründen soll die im Gesetzentwurf erwähnte optionale Wasserstoffregulierung auf das notwendige Mindestmaß begrenzt werden?

Die Fragen 1 und 2 werden gemeinsam beantwortet.

Der Gasbegriff wurde nicht auf Wasserstoff ausgeweitet, da dies unmittelbar zu einer gemeinsamen Finanzierung der Gas- und Wasserstoffnetzinfrastruktur führen würde. Dies wäre jedoch nicht vereinbar mit dem aktuellen EU-Rechtsrahmen. Die Netzentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber unterliegen einer Regulierung durch die Bundesnetzagentur in unmittelbarer Anwendung europäischen Rechts. Nach der unmittelbar geltenden Verordnung (EU) 2017/460 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR) hat die Bundesnetzagentur bundeseinheitliche Fernleitungsentgelte zu regulieren, die z. B. auch für den Transit von Erdgas durch Deutsch-

land gelten. Nach Artikel 7 Satz 2 Buchstabe b dieser Verordnung dürfen Fernleitungsnetzentgelte nur die tatsächlichen Kosten der Fernleitung widerspiegeln. Nach der Definition in Artikel 2 Absatz 1 Nummer 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 dient die Fernleitung dem Transport von Erdgas, nicht jedoch von Wasserstoff. In Artikel 13 Absatz 1 derselben Verordnung ist zudem festgeschrieben, dass die Tarife für den Netzzugang transparent, kostenbasiert und nichtdiskriminierend sein müssen. Eine Quersubventionierung anderer Gasnetze oder sonstiger Infrastrukturen, die nicht als Fernleitungen in diesem Sinne anerkannt werden können, ist verboten. Eine eventuelle Einbeziehung reiner Wasserstoffnetze in den Begriff der Erdgasversorgungsnetze fiel in die Zuständigkeit des europäischen Gesetzgebers.

Mit dem vorgelegten Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht hat die Bundesregierung einen bedarfsgerechten Regulierungsrahmen vorgelegt, der auf den sich noch im Hochlauf befindlichen Wasserstoffmarkt zugeschnitten ist. Der häufig vorgetragene Vorschlag, den Gasbegriff auf Wasserstoff auszuweiten, begegnet nach Auffassung der Bundesregierung nicht nur den oben dargestellten erheblichen rechtlichen Bedenken, sondern würde besonders in der Markthochlaufphase zu einer Überregulierung und zu rechtlichen Folgefragen führen, die den Markthochlauf erschweren würden. So würden dadurch alle Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes für Gas sowie die darauf beruhenden Verordnungen für anwendbar auf Wasserstoff erklärt. Dies würde z. B. auch Vorschriften zur Bilanzierung, zum Lieferantenwechsel oder zur Anreizregulierung umfassen. Diese Regelungen sind jedoch auf einen Sektor, der sich erst noch entwickeln muss und über keinen liquiden Markt verfügt, nicht sinnvoll anwendbar. Deshalb müssten so umfangreiche Rückausnahmen formuliert werden, dass der Vorschlag nicht mehr sinnvoll anwendbar wäre und die Rechtsunsicherheiten unverhältnismäßig erhöht würde.

Mit dem vorgelegten Regelungsrahmen werden alle relevanten Bereiche für eine Wasserstoffversorgung in der Übergangszeit adressiert. So werden die Aspekte Zugang, Anschluss und Entgelte sowie das Planungs- und Wegerecht geregelt. Der Aufbau einer nationalen Wasserstoffnetzinfrastuktur kann somit mit einem minimalen, aber passgenauen Regulierungsrahmen begonnen werden, der in seinem Ansatz zukünftig entsprechend des EU-Rechtsrahmens angepasst werden kann, und für den Entwürfe noch in diesem Jahr erwartet werden.

3. Hat die Bundesregierung eine Kostenanalyse durchgeführt, oder sind ihr Berechnungen bekannt, die die Kosten für den Erfüllungsaufwand der Wirtschaft durch die geplante Wasserstoffregulierung und die Kosten für den Erfüllungsaufwand der Wirtschaft und der Bürger durch die Einführung des Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetzes (GEIG) vergleichen?

Der Bundesregierung sind solche Berechnungen nicht bekannt; eine eigene vergleichende Kostenanalyse hat die Bundesregierung nicht durchgeführt. Ein unmittelbarer Sachzusammenhang zwischen den beiden Gesetzen, der dies gegebenenfalls erforderlich gemacht hätte, erschließt sich nicht.

4. Wie bewertet die Bundesregierung vor dem Hintergrund der Idee einer integrierten Gasnetzplanung und besonders einer integrierten Gas- und Stromnetzplanung (vgl. Systementwicklungsplan der Deutschen-Energie-Agentur) die Trennung in Gasnetzbetreiber und künftig unregulierte, regulierte und im Bestandsschutz stehende Wasserstoffnetzbetreiber?

Zunächst ist klarzustellen, dass es künftig (nach Inkrafttreten des Gesetzes) nur eine Trennung in unregulierte und regulierte Betreiber von Wasserstoffnetzen geben wird. Die hier erwähnte dritte Kategorie der „im Bestandsschutz stehenden Wasserstoffnetzbetreiber“ ist nicht vorgesehen. Diese werden vielmehr wie bisher als unregulierte Betreiber ihrer Tätigkeit nachgehen können, wenn sie dies wünschen. Mit der freien Wahl für Betreiber von Wasserstoffnetzen, sich regulieren zu lassen oder auch nicht, soll ein schneller Markthochlauf ermöglicht werden, da so möglichst viele Marktteilnehmer die für sie besten Investitionsbedingungen wählen können.

Die Bundesregierung ist der Auffassung, dass getrennte Unternehmen (sei es nach Sektoren oder in regulierte und unregulierte) eine integrierte Planung weder verhindern noch für diese schädlich sind. Mit entsprechenden Kooperationsverpflichtungen, wie u. a. mit § 28j Absatz 4 im Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (EnWG-E) oder auch § 28q Absatz 1 EnWG-E vorgesehen, ist eine Zusammenarbeit von allen Betreibern von Wasserstoffnetzen und damit eine integrierte Betrachtung sichergestellt. Auch die bereits aktuell stattfindenden engen Abstimmungen im Zuge der Strom- und Gas-Netzentwicklungspläne zeigen, dass es sogar ohne gesetzliche Kooperationsverpflichtungen möglich ist, die Energieinfrastrukturen integriert zu betrachten. Ob ein Betreiber eines Wasserstoffnetzes reguliert ist oder nicht, spielt für die Zusammenarbeit bei der Netzentwicklungsplanung eine untergeordnete Rolle.

5. Sind aus Sicht der Bundesregierung vier unterschiedliche Optionen zum Transport von Gas und Wasserstoff zielführend einerseits für einen zügigen Wasserstoffmarkthochlauf und andererseits für einen ganzheitlichen Ansatz zur Energieversorgung?

Die jeweilige Art des Wasserstofftransports wird sich vor allem an dem Ort des Angebots (Erzeugung bzw. Import) und den Anforderungen der Nachfrage orientieren müssen. Grundsätzlich am effizientesten ist Leitungstransport, soweit diese Option zur Verfügung steht. Für die Versorgung reinstofflicher Anwendungen wird auch nur reinstofflicher Transport sinnvoll sein. Den Schnittstellen zwischen den Infrastrukturen gilt es durch eine stärkere Berücksichtigung systemintegrierender Aspekte Rechnung zu tragen.

6. Wird die Ausgestaltung unterschiedlicher bilateraler Verträge zum Zugang und Anschluss an das Wasserstoffnetz (§ 28n des Energiewirtschaftsgesetzes – EnWG) unterschiedliche Netzentgelte für die jeweiligen Akteure nach sich ziehen?

Nach § 28n Absatz 1 EnWG-E haben regulierte Betreiber von Wasserstoffnetzen Dritten den Anschluss und den Zugang zu ihren Wasserstoffnetzen zu angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen zu gewähren, sofern der Anschluss oder der Zugang für Dritte erforderlich ist. § 28n Absatz 3 EnWG-E regelt, dass sie ihre Entgelte für den Netzzugang zudem auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen haben. Nach welcher Systematik die Netzbetreiber ihre Entgelte berechnen, steht ihnen hingegen frei, solange sie die gewählte Systematik zur Entgeltbestimmung unter Beachtung gesetzlicher Vorgaben diskriminie-

rungsfrei gegenüber allen an ihr Netz angeschlossenen Kunden anwenden. Damit ergeben sich für identische Kunden innerhalb des Netzes eines Netzbetreibers identische Entgeltstrukturen.

7. Wie bewertet die Bundesregierung die Resilienz der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund einer verstärkten Elektrifizierung (Elektromobilität, Wärmepumpen etc.), eines wachsenden Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und der geplanten Nutzung von Wasserstoff für festgelegte Sektoren?

Aus Sicht der Bundesregierung zeichnet sich die deutsche Energieversorgung auch zukünftig durch ein weiterhin sehr hohes Maß an Resilienz und Versorgungssicherheit aus. Die verstärkte Nutzung von direktelektrischen Anwendungen wie Elektromobilität und Wärmepumpen im Rahmen der sogenannten Sektorkopplung vermindert die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern, die ganz überwiegend aus dem Ausland importiert werden. Neben der zunehmenden Nutzung von inländisch erzeugten erneuerbaren Energien wird Deutschland jedoch auch weiterhin in einem hohen Maße auf den Import von Energieträgern angewiesen sein. Hierzu gehört neben dem Import von Strom auch der Import von stofflichen Energieträgern wie Wasserstoff, was zu der Resilienz der deutschen Energieversorgung beiträgt.

Änderungen im Verbrauchsverhalten oder in der Energieerzeugungsstruktur müssen sich insofern nicht nachteilig auswirken, sondern können vielmehr die Resilienz der deutschen Energieversorgung erhöhen. Um die Resilienz der deutschen Energieversorgung insgesamt und auch in Zukunft zu gewährleisten, sind noch weitere Maßnahmen erforderlich. In diesem Zusammenhang leistet die Europäische Union einen wichtigen Beitrag. Am 16. Dezember 2020 hat die Europäische Kommission zur Verbesserung der physischen Widerstandsfähigkeit kritischer Einrichtungen und Netze einen Vorschlag für eine Richtlinie über die Resilienz kritischer Einrichtungen vorgelegt. Der neue Vorschlag soll die bisherige Richtlinie 2008/114/EG des Rates vom 8. Dezember 2008 über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern (Official Journal L 345, 23. Dezember 2008, S. 75 bis 82) erweitern und vertiefen und wird den europäischen und damit auch nationalen Rechtsrahmen deutlich verändern.

8. Ist es aus Sicht der Bundesregierung aufgrund der Regelungen im Gesetzentwurf möglich, eine Wasserstoffleitung unmittelbar neben einer Erdgasleitung zu bauen?

§ 28j Absatz 1 EnWG-E sieht vor, dass auf Errichtung, Betrieb und Änderung von Wasserstoffnetzen Teil 5 sowie die §§ 113a bis 113c EnWG-E anzuwenden sind, wodurch für neu errichtete Wasserstoffnetzinfrastruktur u. a. die Möglichkeiten des Planfeststellungsverfahrens ermöglicht werden. § 49 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ist durch Erweiterung des Energiebegriffs in § 3 Nummer 14 EnWG direkt anwendbar. § 49 Absatz 2 EnWG soll bis zum Erlass von technischen Regeln für Wasserstoffanlagen entsprechend anwendbar sein, wobei die technischen Regeln des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) auf Wasserstoffanlagen unter Beachtung der spezifischen Eigenschaften des Wasserstoffs sinngemäß anzuwenden sind. Der DVGW überarbeitet zurzeit die technischen Regelwerke G260/G262 und die Branche arbeitet darüber hinaus an den nötigen technischen Regelwerken für den Transport von Wasserstoff sowie die Errichtung von Leitungen. Ob die entsprechenden Sicherheitsanforderungen, die an die Errichtung von Wasserstoffleitungen gestellt werden, bei der Errichtung einer Wasserstoffleitung unmittel-

bar neben einer Erdgasleitung eingehalten werden, müsste somit in den entsprechend zu durchlaufenden Genehmigungsverfahren festgestellt werden.

9. Welchen Anteil soll Wasserstoff aus Sicht der Bundesregierung künftig an der Versorgung des Wärmemarktes haben?
10. Welche Sektoren sieht die Bundesregierung als notwendig an, um die Nachfrage nach Wasserstoff für einen zügigen Markthochlauf sicherzustellen?

Die Fragen 9 und 10 werden gemeinsam beantwortet.

Die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) setzt den Fokus des Markthochlaufs von Wasserstofftechnologien kurz- bis mittelfristig auf die Bereiche, bei denen der Einsatz von Wasserstoff nahe an der Wirtschaftlichkeit ist und in denen keine größeren Pfadabhängigkeiten geschaffen werden oder in denen keine alternativen Dekarbonisierungsoptionen bestehen. Dies gilt im Wesentlichen für Anwendungen in der Industrie und im Verkehr. Mittel- bis langfristig hat die NWS auch den Wärmemarkt im Blick. Maßnahmen im NWS-Aktionsplan unterstützen beispielsweise aktiv Brennstoffzellenheizungen oder H2-Readyness von Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK-)Anlagen. Auf Basis der gesammelten Erfahrungen bei der Umsetzung der Wasserstoffstrategie, dem Markthochlauf von Wasserstoff und dem entsprechenden Infrastrukturaufbau sollen auch die Möglichkeiten für eine breite Anwendung in der allgemeinen Versorgung und die notwendigen Anforderungen an die optimale Integration von Wasserstoff in das Energiesystem in den Blick genommen werden. Wasserstofftechnologien werden sich im Wärmemarkt im Wettbewerb mit energieeffizienten Optionen wie der Wärmepumpe behaupten müssen. Die NWS legt daher kein Ziel für Wasserstoff im Wärmemarkt fest, schließt aber auch keine Wasserstoffanwendungen aus.

11. Sollen Wasserstoffnetze aus Bundesmitteln (z. B. im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie) finanziert werden?
Falls ja, wie hoch sollten diese Mittel sein?
Falls nein, wie sollten aus Sicht der Bundesregierung Wasserstoffnetze finanziert werden?
12. Ist aus Sicht der Bundesregierung eine Förderung von Wasserstoffnetzen im EnWG geplant, oder wird eine Förderung über sonstige Förderprogramme möglich sein (z. B. im Rahmen eines Important Project of Common European Interest)?

Die Fragen 11 und 12 werden gemeinsam beantwortet.

Für die Markthochlaufphase ist zu erwarten, dass den Investitions- und Betriebskosten bezogen auf die Netzinfrastruktur eine vergleichsweise geringe transportierte Menge Wasserstoff gegenübersteht. Damit die Höhe der vom Netzkunden zu entrichtenden Netzentgelte einen Markthochlauf nicht behindert und um einen rechtssicheren Aufbau der Infrastruktur zu gewährleisten, soll daher die notwendige Finanzierung über die Förderung erster „integrierter Wasserstoffprojekte“ zielgerichtet unterstützt werden. Diese Förderung soll über Investitionskostenzuschüsse aus den Mitteln des Konjunkturpakets vom 3. Juni 2020 erfolgen. Die Höhe der Förderung wird dabei von den beihilfefähigen Kosten der ausgewählten Projekte abhängen. Die Bewertung der im Rahmen des Interessensbekundungsverfahrens IPCEI Wasserstoff eingereichten Projekte läuft derzeit.

13. Ist aus Sicht der Bundesregierung mit der vorgelegten Definition für Energiespeicheranlagen die Doppelbelastung mit Umlagen und Abgaben beim Ein- und Ausspeichern aufgehoben?

Die sogenannte doppelte Belastung bei Stromspeichern wird bereits durch Ausnahmetatbestände weitgehend verhindert (§ 611 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, § 27b des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, § 17f Absatz 5 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes, § 118 Absatz 6 des Energiewirtschaftsgesetzes, § 19 Absatz 4 der Stromnetzentgeltverordnung, § 5 Absatz 4 des Stromsteuergesetzes, § 12 Absatz 1 Nummer 2 der Stromsteuer-Durchführungsverordnung). Mit dem von der Bundesregierung vorgelegten EnWG-E werden noch ergänzende Ausnahmetatbestände für die Umlagen nach der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (Artikel 9) und nach § 19 der Stromnetzentgeltverordnung (Artikel 5 Nummer 5a) eingeführt. Eine denkbare „Doppelbelastung“ von Stromspeichern mit Umlagen wird dadurch umfassend verhindert, sofern der Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung rückgespeist wird.

Der Begriff der Energiespeicher in der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie und in § 3 Nummer 15d des Gesetzentwurfs umfasst hingegen auch Speicher, in denen Strom final verbraucht und die zwischengespeicherte Energie in einer anderen Energieform abgegeben wird. Dies ist „normaler“ Letztverbrauch von Strom. Eine doppelte Belastung mit Letztverbraucherabgaben ist insoweit nicht denkbar. Eine Privilegierung von solchem Letztverbrauch wird von der Begriffsdefinition in § 3 Nummer 15d nicht verfolgt und ist auch europarechtlich nicht vorgegeben.

14. Welche Kostenberechnung belegt, dass das geographische Anwendungsgebiet der Maßnahme „Nutzen statt Abregeln“ die Südregion nach der Anlage 1 zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) aus Gründen der Kosteneffizienz ausschließt?

Die Maßnahme „Nutzen statt Abregeln“ in § 13 Absatz 6a EnWG dient der kostengünstigen und effizienten Beseitigung von Netzengpässen im Übertragungsnetz (vergleiche § 13 Absatz 6a Satz 3 und 5 EnWG) und der Verhinderung der Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Die Bundesregierung treibt den Netzausbau weiterhin mit Hochdruck voran. Derzeit entstehen Netzengpässe im Übertragungsnetz und dadurch gegebenenfalls erforderliche Abregelungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen bis zur Umsetzung des geplanten Netzausbau ganz überwiegend wegen unzureichender Nord-Süd-Transportkapazitäten. Nach dem letzten Monitoring-Bericht der Bundesnetzagentur wurden 83 Prozent der Ausfallarbeit durch Engpässe im Übertragungsnetz verursacht. 81 Prozent der gesamten Ausfallarbeit entstehen durch Abregelungen in den Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Der Anteil der Abregelungen in Bayern und Baden-Württemberg, die den Großteil der Südregion darstellen, an der gesamten abgeregelten Strommenge ist mit 26 Gigawattstunden von 6 482 Gigawattstunden äußerst niedrig. Die Maßnahme ist zudem zeitlich bis zum 31. Dezember 2023 begrenzt. Es ist nicht zu erwarten, dass sich in dieser Zeit der Schwerpunkt der Netzengpässe im Übertragungsnetz verlagert. Daher ist die Begrenzung der Maßnahme auf die KWK-Anlagen außerhalb der Südregion kosteneffizient.

15. Wie bewertet die Bundesregierung eine separate Notifizierung der Ausschreibungsrunde zur Stilllegung der Steinkohlekapazitäten für das Zieljahr 2027 bei der EU-Kommission (Vorschlag des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft)?

Mit ihrer Entscheidung vom 25. November 2020 hat die Europäische Kommission das im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz geregelte Ausschreibungssystem für die Steinkohle für mit den beihilferechtlichen Vorgaben und dem europäischen Binnenmarkt vereinbar erklärt. Die letzte Ausschreibungsrunde für die Stilllegung von Kapazitäten im Jahr 2027 entfällt, um in den vorherigen Ausschreibungsrunden ein durchgehend hohes Wettbewerbsniveau zu gewährleisten.

Grundsätzlich hat die Bundesregierung eine achte Ausschreibungsrunde für das Zieljahr 2027 befürwortet. Vor dem Hintergrund beihilferechtlicher Analysen und eines fachlichen Austauschs mit der Europäischen Kommission ist eine achte Ausschreibungsrunde jedoch rechtlich nicht umsetzbar, ohne die Vereinbarkeit des übrigen Ausschreibungssystems mit dem europäischen Beihilferecht zu gefährden. Aus diesem Grund ist eine separate Notifizierung der Ausschreibungsrunde zur Stilllegung der Steinkohlekapazitäten für das Zieljahr 2027 nicht zielführend.

16. Welche Regelungen zu Prosumern (aktiven Kunden) führt die Bundesregierung, abgesehen vom Aggregatorenbegriff, im Gesetzentwurf ein?

Die Richtlinie (EU) 2019/944 sieht in Artikel 11 für Endkunden, die einen intelligenten Zähler installieren lassen, einen Anspruch vor, einen Vertrag mit dynamischem Stromtarif abschließen zu können. Diese Vorgabe wird mit dem Gesetzentwurf der Bundesregierung in nationales Recht umgesetzt (§ 3 Nummer 31b und § 41a Absatz 2 EnWG-E). Es haben dadurch zukünftig mehr Letztverbraucher die Möglichkeit, ihre Strombezugskosten zu senken, indem sie ihr Strombezugsverhalten am Strommarkt ausrichten. Die neue Regelung zu Vergleichsinstrumenten (§ 41c EnWG-E) soll es Haushaltskunden und Kleinstunternehmen auch erleichtern, einen Überblick über ihre Gestaltungsmöglichkeiten durch eine entsprechende Tarifwahl zu erhalten. Des Weiteren wird mit dem Gesetzentwurf die Möglichkeit für eine marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätendienstleistungen im Elektrizitätsverteilernetz geschaffen (§ 14c EnWG-E). An einer solchen Beschaffung werden sich alle Marktteilnehmer beteiligen können.

Weitere Regelungen, die mittelbar oder unmittelbar den Handlungsspielraum von Letztverbrauchern im Strombereich erweitern und ihre aktive Teilnahme fördern, finden sich in anderen gesetzlichen Regelungen, so z. B. im Erneuerbare-Energien-Gesetz oder im Messstellenbetriebsgesetz.

Ergänzend wird darauf hingewiesen, dass nicht nur der Begriff des Aggregators in § 3 Nummer 1a EnWG-E eingeführt wird, sondern dass künftig Letztverbraucher und Betreiber von Erzeugungsanlagen gegenüber ihren Lieferanten das Recht erhalten, durch Mehr- oder Minderverbrauch bzw. Mehr- oder Mindererzeugung Dienstleistung gegenüber einem Dritten, z. B. einem Aggregator, zu erbringen (§ 41d EnWG-E). § 41e EnWG-E enthält darüber hinaus bestimmte Vorgaben für das Rechtsverhältnis zwischen Aggregatoren und Betreibern einer Erzeugungsanlage oder Letztverbrauchern.

17. Aus welchen Gründen sollen Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen zum Betrieb einer gemeinsamen Internetplattform zur Informationsübermittlung geplanter Netzanschlussbegehren verpflichtet werden und nicht der Zugang über ein Internetportal der Bundesnetzagentur (BNetzA) erfolgen?

Die gemeinsame Internetplattform soll sowohl der Veröffentlichung von Netzausbauplänen und Regionalszenarien als auch dem Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern und Anschlussnehmern dienen. Anschlussnehmer sollen Informationen über geplante Netzanschlussbegehren auf leicht handhabbarem Wege an den jeweils zuständigen Verteilernetzbetreiber übermitteln können. Die Plattform schafft eine zentrale Anlaufstelle und verbessert damit die Möglichkeit der Netznutzer, an der Regionalausbauplanung mitzuwirken. Zudem soll die Datengrundlage zur Prognose verbessert und damit die Vorausschaubarkeit der Anschlusssituation für die Verteilernetzbetreiber erleichtert werden.

Die gesetzliche Pflicht zur Veröffentlichung liegt – wie bereits nach geltender Rechtslage – bei den Netzbetreibern. Eine Beteiligung der Bundesnetzagentur als Betreiberin der Internetplattform in einem zusätzlichen Zwischenschritt ist vor diesem Hintergrund nicht erforderlich und erhöht letztlich die Komplexität. Die Berichtspflicht zur Netzausbauplanung der Verteilernetzbetreiber sieht eine Kooperation zwischen den Netzbetreibern vor.

18. Welche Gründe stehen aus Sicht der Bundesregierung gegen eine mögliche Veröffentlichung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen durch die Regulierungsbehörde (§ 23b EnWG)?

Aus Sicht der Bundesregierung stehen der Veröffentlichung der Daten nach § 23b Absatz 1 Satz 1 EnWG-E, einschließlich etwaig darin enthaltener Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, keine Gründe entgegen. Im Rahmen der verfassungsrechtlichen Güterabwägung überwiegt das öffentliche Interesse an der Veröffentlichung ein etwaig bestehendes Interesse des Netzbetreibers an der Geheimhaltung. Von der Veröffentlichung ist nach § 23b Absatz 1 Satz 2 jedoch abzusehen, soweit von der Veröffentlichung der Daten nach § 23b Absatz 1 Satz 1 Nummer 7, 8 und 12 Rückschlüsse auf Kosten oder Preise Dritter möglich sind.

19. Sind zu diesem Zeitpunkt die technischen Voraussetzungen zur Nutzung eines Stromtarifs mit dynamischen Preisen von BSI-zertifizierten Smart-Meter-Gateways abgedeckt?

Wenn nein, wird diese Funktion beim Inkrafttreten des Gesetzes verfügbar sein?

Die Nutzung eines Stromtarifs mit dynamischen Preisen im Sinne des EnWG-E wird durch ein Smart-Meter-Gateway mit Hilfe der Zählerstandgangmessung (sogenannter Tarifierungsfall 7) ermöglicht. Die Zählerstandgangmessung erlaubt die Erfassung und Versendung von Zählerstandgängen mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten. Dies ist die übliche kleinste Messperiode für Stromverbräuche.

20. Sollen bei einem Stromliefervertrag mit einem Letztverbraucher die Preissignale der Day-Ahead- und Intraday-Märkte gemeinsam oder getrennt voneinander abgebildet werden?

Wie wäre eine gemeinsame Abbildung der Preisschwankungen möglich?

Stromlieferverträge mit dynamischen Stromtarifen im Sinne der Richtlinie (EU) 2019/944 müssen die Preisschwankungen auf den Spotmärkten einschließlich der Day-Ahead- und Intraday-Märkte in Intervallen widerspiegeln, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen. Im Übrigen gelten die üblichen Anforderungen an Energielieferverträge, die einfach und verständlich sein müssen. Dies betrifft insbesondere die Angaben der Preise. Da die Schwankungen auf den jeweiligen Märkten sehr unterschiedlich sein können, dürfte in der Regel eine getrennte Abbildung den Interessen der Letztverbraucher entsprechen.

21. Welche Kriterien plant die Bundesregierung, bei einem regionalen Marktversagen bei der Entwicklung von Ladepunkten für E-Autos anzusetzen?
22. Nach welchen Kriterien plant die Bundesregierung, betroffene Gebiete beim Ladeinfrastrukturaufbau abzugrenzen?

Die Fragen 21 und 22 werden gemeinsam beantwortet.

Die Ausgestaltung der Kriterien sieht die Bundesregierung für die Verordnung nach § 7c Absatz 3 EnWG-E vor.

23. Wie begründet die Bundesregierung die Dauer von mindestens fünf Jahren bei der Überprüfung von Ausnahmegenehmigungen für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zur Entwicklung, Verwaltung und zum Betrieb von Ladepunkten?

Welche Gründe stehen laut Bundesregierung einer Verkürzung der Überprüfungsfrist entgegen?

Die Bundesregierung setzt mit der Überprüfung von Ausnahmegenehmigungen mindestens alle fünf Jahre die Vorgabe des Artikels 33 Absatz 4 der Richtlinie (EU) 2019/944 um und übernimmt den dort genannten Zeitraum. Die Bundesregierung erachtet diesen Zeitraum als angemessen, um einerseits langfristig den Aufbau von Ladeinfrastruktur nach wettbewerblichen Grundsätzen zu ermöglichen und andererseits die Interessen der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die auf Grundlage der Ausnahmegenehmigung für einen begrenzten Zeitraum zur Entwicklung, Verwaltung und zum Betrieb von Ladepunkten berechtigt sind, ausreichend zu berücksichtigen. Der Wortlaut des § 7c Absatz 2 Satz 3 EnWG-E ermöglicht der Regulierungsbehörde grundsätzlich eine Überprüfung auch nach weniger als fünf Jahren.

24. Welche Kriterien setzt die Bundesregierung für den Betrieb eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Energieversorgungsnetzes an?

Die Bundesregierung ordnet diese Frage im Kontext der §§ 11a und 11b EnWG-E ein, sodass sich die weiteren Ausführungen auf das Elektrizitätsversorgungsnetz beziehen.

Grundsätzlich liegt die Verantwortung für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems bei den Übertragungsnetzbetreibern.

Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind die Betreiber der Übertragungsnetze dementsprechend berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung zu beseitigen durch netz- und marktbezogene Maßnahmen sowie zusätzliche Reserven (§ 13 Absatz 1 EnWG).

Lässt sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, so sind die Betreiber der Übertragungsnetze im Rahmen der Zusammenarbeit nach § 12 Absatz 1 EnWG berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen (§ 13 Absatz 2 EnWG).

Die genannten Regelungen gelten für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben entsprechend, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind (§ 14 EnWG).

Für ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Elektrizitätsversorgungssystem müssen Netzbetreiber in jedem Falle verschiedene Systemdienstleistungen erbringen, wie zum Beispiel die Betriebsführung im engeren Sinne, d. h. die kontinuierliche Überwachung und Steuerung des Stromnetzes (inklusive Netzengpassmanagement), Frequenzhaltung, Spannungshaltung und ähnliches. Für alle Systemdienstleistungen ist eine enge Abstimmung und Koordination zwischen den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern in Deutschland sowie mit den Netzbetreibern im europäischen Verbundnetz erforderlich.

25. Welche Kriterien sind aus Sicht der Bundesregierung zum einen notwendig und zum anderen hinreichend, damit der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes seinen Verpflichtungen gemäß § 11 Absatz 1 Satz 1 EnWG in effizienter Weise nachkommen kann?

Die Bundesregierung ordnet diese Frage im Kontext der §§ 11a und 11b EnWG-E ein. An dieser Stelle wird daher auf die Gesetzesbegründung des Entwurfs der Bundesregierung eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht verwiesen. Dort heißt es in der Begründung zu § 11b EnWG-E, dass der Netzbetreiber nachzuweisen hat, „dass die Anlage notwendig ist, damit er in effizienter Weise seinen Verpflichtungen gemäß § 11 Absatz 1 Satz 1 nachkommen kann. Die Notwendigkeit wäre zu verneinen, wenn die mit der Anlage zu erbringende Dienstleistung in effizienter Weise als Flexibilitäts- oder Systemdienstleistungsprodukte am Markt beschafft werden könnte“.

Die Effizienzvorgabe in diesem Kontext richtet sich an die Netzbetreiber. Sie beinhaltet nach allgemeinem Verständnis die Pflicht der Ausnutzung von technischen Optimierungsmöglichkeiten, wobei schon ausweislich der Gesetzesbegründung zu § 1 EnWG die Kosteneffizienz der Energieversorgungsnetze ebenfalls Zweck des Energiewirtschaftsgesetzes ist.

26. Welche technischen Einsatzkonzepte für Energiespeicheranlagen sind der Bundesregierung bekannt?

Der netzdienliche Einsatz von Energiespeicheranlagen kann zu einem sicheren und effizienten Netzbetrieb beitragen. Dabei ist zwischen verschiedenen Anwendungsfällen zu unterscheiden, die sich dem Zweck der Systembilanzstüt-

zung oder dem Netzengpassmanagement zuordnen lassen. Der Stützung der Systembilanz dient eine Vermarktung an den Strombörsen und die Bereitstellung von Regelreserveprodukten.

Auch zur Vermeidung von Netzengpässen können Energiespeicheranlagen einen Beitrag leisten. Der Bundesregierung sind verschiedene technische Ansätze bekannt, die eine Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität durch Energiespeicher voraussetzen. Diese Konzepte unterscheiden sich hinsichtlich ihres Reifegrades und befinden sich häufig noch in einem Entwicklungs- bzw. Pilotstadium.

Eine konkrete Pilotanwendung auf der Übertragungsebene ist der geplante Einsatz sogenannter Netzbooster. Dabei handelt es sich um reaktionsschnelle Großbatteriespeicher, die der Systemstabilisierung im Fall eines Netzfehlers dienen. Damit kann das Netz im ungestörten Normalbetrieb höher ausgelastet werden. Ein potenzieller Zusatznutzen solcher Anlagen liegt in der Bereitstellung von Systemdienstleistungen. So sollen die im Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) bestätigten Netzbooster-Pilotanlagen als zusätzlichen Nutzen Blindleistung zur Spannungstützung bereitstellen.

Weitere Anwendungsfälle im Bereich des Netzengpassmanagements befinden sich derzeit noch in einem frühen Konzeptstadium.

27. Welche dieser Einsatzkonzepte begründen aus Sicht der Bundesregierung die Errichtung, Verwaltung und den Betrieb von Energiespeicheranlagen durch Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes?

Nach den Vorgaben der Richtlinie (EU) 2019/944 ist es Netzbetreibern grundsätzlich verboten, Eigentum an Energiespeicheranlagen zu erwerben bzw. darauf bezogene Tätigkeiten (Errichtung, Verwaltung oder Betrieb) auszuüben. Abweichend von diesem grundsätzlichen Verbot kann die Regulierungsbehörde Ausnahmen für rein netzdienlich betriebene Speicher gewähren. Die Netzdienlichkeit ist dabei anhand des technischen Konzepts nachzuweisen. Dabei handelt es sich um eine notwendige, aber nicht alleinige Voraussetzung. Weiterhin erforderlich ist insbesondere die Durchführung eines sogenannten Markttests in Form einer Ausschreibung. Im Falle eines positiven Markttests übernimmt ein Dritter Errichtung, Verwaltung und Betrieb der ausgeschriebenen Anlage. Der Netzbetreiber darf diese Tätigkeiten nur im Fall eines erfolglos verlaufenen Markttests übernehmen. Das technische Einsatzkonzept allein begründet somit noch kein Eigentum an Energiespeicheranlagen.

28. Wie begründet die Bundesregierung die Dauer von fünf Jahren für eine öffentliche Konsultation bei der Überprüfung von Ausnahmegenehmigungen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zur Entwicklung, Verwaltung und dem Betrieb von Energiespeicheranlagen?

Welche Gründe stehen laut Bundesregierung einer Verkürzung der Prüfungsfrist entgegen?

Nach den Vorgaben der Richtlinie (EU) 2019/944 sind die auf Grundlage eines negativen Markttests ausgestellten Ausnahmegenehmigungen mindestens alle fünf Jahre einer öffentlichen Konsultation („zweiter Markttest“) zu unterziehen. Es liegt grundsätzlich im Ermessen der Regulierungsbehörde, den genauen Zeitraum zu definieren. Davon abweichend wird die Dauer des ersten Intervalls auf fünf Jahre (ab Inbetriebnahme) festgeschrieben. Damit trägt die Regelung dem Pilotcharakter neuartiger Einsatzkonzepte Rechnung: Innovative Ansätze wie das Netzbooster-Konzept bedürfen einer umfassenden Erprobung im realen Netzbetrieb. Im Sinne eines möglichst effektiven Pilotbetriebs ist ein Betreiber-

wechsel in dieser frühen Phase zu vermeiden. Ein zweistufiger Markttest (öffentliche Konsultation mit anschließender Ausschreibung) stellt zudem einen nicht unerheblichen Aufwand dar. Das von der Richtlinie für den „zweiten Markttest“ vorgegebene Mindestintervall wurde vor diesem Hintergrund entsprechend ausgelegt.

29. Welche konkreten Belange der Versorgungssicherheit verhindern aus Sicht der Bundesregierung, dass ein Dritter den Zuschlag zum Betrieb und zur Verwaltung einer Energiespeicheranlage aus den Händen eines Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen erhält?

Die in § 11b Absatz 3 EnWG-E enthaltene Formulierung („sofern Belange der Versorgungssicherheit nicht entgegenstehen“) bezieht sich auf den Fall des Eigentumsübergangs als Konsequenz eines positiv verlaufenen „zweiten Markttests“. Diese Bedingung soll gewährleisten, dass die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderliche Flexibilitäts- bzw. Systemdienstleistung unterbrechungsfrei zur Verfügung steht. Sollte sich nach Erteilung des Zuschlags herausstellen, dass der Dritte die geforderte Dienstleistung innerhalb eines Übergangszeitraums von zwölf Monaten nicht gesichert zur Verfügung stellen kann, so begründet dies einen vorübergehenden Weiterbetrieb der Anlage durch den Netzbetreiber.

Diese Bedingung bezieht sich ausschließlich auf die Rechtsfolge (Eigentumsübergang) im Fall, dass ein Dritter den Zuschlag erhält. Das Ausschreibungsverfahren selbst ist davon unbenommen; hier gelten analoge Bestimmungen wie beim „ersten Markttest“.