

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Paul Schmidt, Leif-Erik Holm, Enrico Komning, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der AfD
– Drucksache 21/522 –**

Lehren aus dem Stromausfall in Spanien und Portugal für das Stromnetz in Deutschland

Vorbemerkung der Fragesteller

Am 28. April 2025 kam es in Spanien und Portugal zu einem großflächigen Stromausfall. Ganze Regionen waren daraufhin für mehrere Stunden ohne Strom. Auf der iberischen Halbinsel konnten über Stunden keine elektrisch angetriebenen Züge fahren. Der Betrieb des Mobilfunknetzes war stark eingeschränkt, und viele elektrisch betriebene Geräte konnten nicht genutzt werden. Am Ende waren durch den Stromausfall auch einige Menschen zu Tode gekommen. Die genaue Ursache ist derzeit noch Gegenstand von Ermittlungen (www.br.de/nachrichten/deutschland-welt/spanien-und-portugal-stromausfall-was-wissen-wir-faktenfuchs,UkKJHlw).

Der zeitliche Verlauf der Netzspannung in der Stunde vor dem Stromausfall legt nahe, dass es aufgrund des hohen Anteils an Photovoltaik (PV) und Windkraft zu Fluktuationen in der Spannung kam, die so groß wurden, dass sich Kraftwerke und Umspannwerke automatisch abschalteten (sciencemediacenter.de/angebote/stromausfall-in-spanien-was-weiss-man-ueber-die-beobachteten-weitraumigen-oszillationen-im-netz-25085).

Durch den europäischen Stromverbund können sich Störungen im Netz, die zunächst noch regional begrenzt sind, großflächig ausweiten. Auswirkungen auf das Stromnetz in Deutschland sind möglich. Mit dem politisch forcierten Wandel der Energieerzeugung wird in Zukunft die wachsende Zahl kleinerer Einspeiser – anstelle weniger großer Kraftwerke – das Stromnetz nach Auffassung der Fragesteller vor noch größere Herausforderungen stellen (www.amprion.net/Netzjournal/Beitr%C3%A4ge-2021/Systemauftrennung-im-europ%C3%A4ischen-Stromnetz.html).

1. Hat die Bundesregierung eigene Erkenntnisse zu den möglichen Ursachen des Stromausfalls in Spanien und Portugal, und wenn ja, welche Ursachen für den Stromausfall sind nach Kenntnis der Bundesregierung wahrscheinlich?

2. Welche Rolle spielen nach Kenntnis der Bundesregierung der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) bei der Analyse und Bewertung des Stromausfalls in Spanien und Portugal?
3. Ist die Bundesregierung in die Prozesse von ENTSO-E und ACER eingebunden, und wenn ja, inwiefern?
4. Welche deutschen Institutionen sind bei der Analyse und Bewertung des Stromausfalls in Spanien und Portugal nach Kenntnis der Bundesregierung involviert, und welche Daten, Werkzeuge oder Leistungen werden von Deutschland beigesteuert?

Die Fragen 1 bis 4 werden aufgrund des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Die Analyse des Ausfalls basiert auf den von den nationalen Netzbetreibern Spaniens und Portugals gemessenen Daten. Die Untersuchung wird durch den Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) geleitet. ENTSO-E führt eine zweistufige Untersuchung durch. Der erste Untersuchungsbericht von ENTSO-E muss innerhalb von sechs Monaten vorliegen und hat zum Ziel, Informationen zum Ablauf und den Ursachen des Vorfalls objektiv und transparent darzustellen (Tatsachenbericht). Danach wird ENTSO-E einen weiteren Bericht mit Handlungsempfehlungen erstellen (voraussichtlich zwei bis drei Monate nach dem ersten Bericht), um ähnliche Störungen künftig zu vermeiden. Bei Vorlage der Untersuchungsergebnisse wird zu entscheiden sein, inwiefern sich für das europäische Verbundnetz Handlungsbedarf ergibt.

Ein Bericht, den die spanische Regierung veröffentlicht (www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2025/Informe-no-confidencial-Comite-de-analisis-28A.pdf) und ENTSO-E vorgelegt hat, wird ebenfalls in die Analyse durch ENTSO-E einfließen.

Der aktuelle Stand der ENTSO-E Untersuchungen wird regelmäßig veröffentlicht www.entsoe.eu/news/2025/06/24/28-april-iberian-peninsula-blackout-expert-panel-releases-new-information-and-announces-a-stakeholder-meeting/.

Für Deutschland nimmt die Bundesnetzagentur sowie Amprion an den Untersuchungen von ENTSO-E teil. Auf Ebene der europäischen Behörden ist ACER Teil der Untersuchungskommission.

5. Hat die Bundesregierung Kenntnis über weitere größere Störungen im europäischen Verbundnetz in den letzten fünf Jahren?
 - a) Wenn ja, welche Störungen sind der Bundesregierung bekannt, welche Regionen waren davon jeweils betroffen, welche Schäden sind entstanden, und was waren die Ursachen?

Der Bundesregierung sind folgende größere Störungen (bspw. Trennungen von Netzgebieten des europäischen Verbundnetzes (Systemtrennungen) oder weiträumige Stromausfälle) im europäischen Verbundnetz in den letzten fünf Jahren bekannt:

- | | |
|-----------------|---|
| 8. Januar 2021: | Systemtrennung auf dem Balkan |
| 17. Mai 2021: | Ausfall eines Umspannwerks mit angeschlossener Erzeugung in Polen |
| 24. Juli 2021: | Systemtrennung zwischen Spanien und Frankreich |
| 21. Juni 2024: | Stromausfall auf dem Balkan |

18. Mai 2025: Stromausfall in Nordmazedonien

Die Untersuchungsberichte von ENTSO-E zu den Störungen können unter folgender Adresse am Ende der Seite abgerufen werden: www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/

- b) Wenn ja, wie bewertet die Bundesregierung die bisherigen Störungen im europäischen Verbundnetz, und welche Konsequenzen ergeben sich daraus für die Versorgungssicherheit in Deutschland?

Die Vorfälle verdeutlichen die Notwendigkeit, die Ursachen genau zu analysieren und die notwendigen Konsequenzen abzuleiten sowie deren Implementierung zu verfolgen. Die Sicherheit des deutschen elektrischen Energieversorgungssystems wird nach § 12i des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) regelmäßig von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern untersucht und von der Bundesnetzagentur bewertet.

6. Welche Maßnahmen existieren und sind von der Bundesregierung ggf. geplant, um das Stromnetz in Deutschland gegen Störungen wie in Spanien und Portugal zu stabilisieren?
7. Welche Maßnahmen sollten aus Sicht der Bundesregierung für ein stabiles Stromnetz unter Berücksichtigung des zunehmenden Anteils kleinerer Anlagen im Bereich erneuerbarer Energien ergriffen werden?
8. Reicht nach Kenntnis der Bundesregierung der Einsatz von Wechselrichtern bei Photovoltaikanlagen und der Ausbau von Großbatteriespeichern zur Netzstabilisierung aus?
12. Welche konkreten Schritte unternimmt die Bundesregierung, um sicherzustellen, dass auch bei sinkender Anzahl konventioneller Kraftwerke eine hinreichende Systemträchtigkeit gewährleistet werden kann?

Die Fragen 6, 7, 8 und 12 werden aufgrund des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Es gibt sehr viele Maßnahmen zur Gewährleistung der Netzstabilität. Grundsätzlich treffen die Betreiber der Übertragungs- und Verteilnetze in Deutschland im Rahmen ihrer jeweiligen Verantwortung nach dem EnWG die notwendigen Maßnahmen für die Gewährleistung eines sicheren Stromsystembetriebs. Das schließt eine kontinuierliche Systembeobachtung und ein Monitoring der relevanten Risiken, einschließlich dem plötzlichen Ausfall von Übertragungskapazitäten, mit ein.

Die Bundesregierung hat zur Strukturierung des Themenkomplexes Systemstabilität die Roadmap Systemstabilität mit breiter Beteiligung der Branchen erarbeitet (Veröffentlichung Ende 2023). Zentrales Ergebnis der Roadmap Systemstabilität ist ein Fahrplan, wie sich auch zukünftig ein sicherer und robuster Systembetrieb erreichen lässt. Die Umsetzungsphase der Roadmap Systemstabilität ist 2024 angelaufen. Aus dem Prozess der Erarbeitung der Roadmap Systemstabilität heraus wurden die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) unter anderem gesetzlich verpflichtet, alle zwei Jahre einen Systemstabilitätsbericht zu erarbeiten. Im Juli 2025 wird die BNetzA erstmalig den von den ÜNB vorgelegten Systemstabilitätsbericht mit ihrer Bewertung veröffentlichen (nach § 12i EnWG).

Der weitere Netzausbau einschließlich der Stärkung der Interkonnektoren zu den europäischen Nachbarländern tragen wesentlich zu einer höheren Belastbarkeit des deutschen Stromnetzes bei.

Daneben wird die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, die zur Wahrung der Systemstabilität beitragen, über drei Säulen ausgebaut: marktgestützte Beschaffung, technische Regeln (u. a. für PV-Anlagen und Großbatteriespeicher) und die Errichtung von eigenen Netzbetriebsmitteln. Alle drei Säulen werden über verschiedene Maßnahmen bereits seit Jahren vorbereitet bzw. umgesetzt. Es handelt sich um einen fortdauernden Prozess, der einer kontinuierlichen Überprüfung und Nachjustierung unterliegt.

9. Bestehen nach Kenntnis der Bundesregierung im deutschen Stromnetz Netzkapazitäten und regelbare Kraftwerkskapazitäten in ausreichendem Maße?

Der Ausbaubedarf der deutschen Stromübertragungsnetze wird alle zwei Jahre in einem im EnWG festgelegten Verfahren zum Netzentwicklungsplan (EnWG 12a ff.) durch Berechnungen der Netzbetreiber ermittelt. Die Bundesnetzagentur prüft und bestätigt den Netzentwicklungsplan. Es wird insofern auf die öffentlich zugänglichen Ergebnisse dieser Verfahren verwiesen. Die Bundesregierung und die Netzbetreiber unternehmen große Anstrengungen zur Beschleunigung der Maßnahmen.

Das Versorgungssicherheitsmonitoring der BNetzA überprüft die markt- und netzseitige Versorgungssicherheit und weist auch auf einen Ausbaubedarf an steuerbaren Kraftwerkskapazitäten sowie einen begleitenden Ausbau an Flexibilitäten hin.

10. Wie bewertet die Bundesregierung das Thema „Trägheit im deutschen Stromnetz“ (Trägheit meint hier insbesondere die Momentanreserve aus Synchronmaschinen [hohe Schwungmasse], die das Ziel hat, Frequenzgradienten zu begrenzen, vgl. dazu www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Frequenzhaltung/Marktgest%C3%BCtzte-Beschaffung-von-Momentanreserve unter „Was ist Momentanreserve“)?

Momentanreserve (Trägheit) ist wichtig, da sie dazu beitragen kann, das Stromsystem stabil zu halten. Momentanreserve kann jedoch auch durch andere technische Anlagen als durch Synchronmaschinen bereitgestellt werden (siehe im Übrigen auch Antwort zu Frage 6).

11. Welche Trägheitswerte gibt es nach Kenntnis der Bundesregierung derzeit im deutschen Stromnetz?

Trägheit ist nicht begrenzt auf die deutsche Gebotszone, sondern gilt für das europäische Verbundnetz. Sie ist außerdem davon abhängig, welche Stromerzeugungs- und -verbrauchsanlagen zu einem Zeitpunkt aktiv sind und welche Stromtransite sich daraus ergeben.

13. Wie bewertet die Bundesregierung Ansätze, mit Großbatteriesystemen eine virtuelle Trägheit im Netz zu erzeugen?

Die Bundesregierung bewertet die Ansätze positiv. Zur kurzfristigen Nutzung des Potentials wird derzeit an der Weiterentwicklung der technischen Regeln innerhalb des VDE/FNN gearbeitet. Darüber hinaus werden Anreize im Rahmen der spätestens ab Anfang 2026 startenden marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve durch die Netzbetreiber gesetzt. Es wird auf die Antwort zu Frage 6 verwiesen.

14. Lassen sich Trägheitswerte solcher Großbatteriesysteme nach Kenntnis der Bundesregierung mit denen von konventionellen Anlagen wie etwa großer Turbinen und Kraftwerke vergleichen?

Ja, die technischen Eigenschaften lassen sich aus Sicht der Bundesregierung vergleichen.

15. Wie bewertet die Bundesregierung die Notwendigkeit der Primärregelung, wie sie durch den Betrieb der großen Kernkraftwerksblöcke in Deutschland gegeben war, für die Stabilität des deutschen Stromnetzes, und ist nach Ansicht der Bundesregierung Primärregelung in ausreichendem Maße vorhanden (bitte ggf. für die verschiedenen Netzbetreiber separat beantworten)?

Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve – FCR) ist notwendig und wird von verschiedenen Anlagen erbracht. Für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa ist die Primärregelleistung entsprechend Art. 153 Abs. 2 Buchst. b) Ziffer i) Verordnung (EU) 2017/1485 mit mindestens 3.000 MW negativer und positiver Leistung dimensioniert. Das entspricht der kumulativen Leistung der zwei größten Generatoren im Synchrongebiet und wird derzeit als ausreichend dimensioniert angesehen.

16. Welchen Umfang an Primärregelung gibt es derzeit im deutschen Stromnetz (bitte ggf. für die verschiedenen Netzbetreiber separat beantworten)?

Primärregelleistung wird für das gesamte Synchrongebiet ausgeschrieben. Die Aufteilung innerhalb des kontinentaleuropäischen Verbundsystems erfolgt im Verhältnis der jährlichen Einspeisung und Last der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber. Nähere Informationen zu erfolgten Ausschreibungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind unter www.regelleistung.net/apps/datacenter/teners/ abrufbar.

17. Welche konkreten Schritte unternimmt die Bundesregierung, um sicherzustellen, dass auch bei sinkender Anzahl konventioneller Kraftwerke Primärregelung in ausreichendem Maß gewährleistet ist?
18. Hat sich die Bundesregierung zu Ansätzen, mit Großbatteriesystemen fehlende Primärregelung im Netz zu kompensieren, eine eigene Auffassung gebildet, und wenn ja, wie lautet diese?

Die Fragen 17 und 18 werden aufgrund des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Die Bundesregierung geht davon aus, dass der überwiegende Anteil an Primärregelleistung in der deutschen Gebotszone durch Wasserkraft und Batteriespeicher bereitgestellt wird. Die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Batteriespeicher wird weiter zunehmen. Aufgrund ihrer technischen Eigenschaften sind Batteriespeicher sehr gut zur Bereitstellung von Primärregelleistung geeignet. Die Ausschreibungen erfolgen technologieunabhängig und haben das Ziel, den Bedarf entsprechend der Präqualifizierungsbedingungen sicher und effizient zu decken.

Darüber hinaus werden die Kraftwerksstrategie und die Einführung eines Kapazitätsmechanismus, wie sie von der Bundesregierung vereinbart wurden, für ein ausreichendes Volumen an steuerbaren Kapazitäten sorgen. Diese Kapazitäten

können sich grundsätzlich auch zur Erbringung von Primärregelleistung bewerben.

19. Lassen sich mit der heute großindustriell verfügbaren Technik Großbatteriesysteme nach Kenntnis der Bundesregierung in ausreichendem Maße dazu nutzen, Primärregelung wie die, die Kernkraftwerke und große konventionelle Anlagen in Deutschland zur Verfügung gestellt haben, verfügbar zu halten?
 - a) Wenn ja, unter welchen Voraussetzungen?
 - b) Wenn nein, weshalb nicht?

Großbatterie-Energiespeichersysteme nehmen bereits seit Jahren erfolgreich an den Ausschreibungen zur Bereitstellung von Primärregelleistung teil. Mit dem starken Zuwachs an Großbatterie-Energiespeichersystemen wird schon aus preislichen Gründen auch ihr Marktanteil an der Erbringung von Primärregelleistung wachsen.

20. Wie viele Großbatteriesysteme wären nach Einschätzung der Bundesregierung erforderlich, um die Versorgungssicherheit im deutschen Stromnetz zu gewährleisten, und was würde es nach Kenntnis der Bundesregierung kosten, diese Menge an Großbatteriesystemen bereitzustellen?

Die Versorgungssicherheit mit Elektrizität in Deutschland wird durch das Zusammenspiel unterschiedlicher Einflussfaktoren sichergestellt. Sie lässt sich nicht sinnvoll auf eine einzelne technologische Lösung reduzieren. Auch vor diesem Hintergrund wurde mit der Roadmap Systemstabilität ein Fahrplan entwickelt, wie sich auch zukünftig ein sicherer und robuster Systembetrieb erreichen lässt.

Großbatteriespeicher sind ein Baustein für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Aktuell zeichnet sich ein marktlich getriebener Zubau an neuen Großbatteriespeicher-Systemen ab.

Außerdem ist Deutschland über eine Vielzahl von grenzüberschreitenden Leitungen (sogenannte Interkonnektoren) in den europäischen Strommarkt eingebunden. Das System wird durch die grenzüberschreitende Integration resilienter und trägt zur Versorgungssicherheit bei.

21. Wie hoch ist die Kapazität der aktuell in Deutschland installierten Großbatteriesysteme, welcher Zeitraum könnte mit den vorhandenen Kapazitäten im Falle eines flächendeckenden Stromausfalls überbrückt werden, und wie hoch schätzt die Bundesregierung den Zeitraum ein, der im Krisenfall mindestens zu überbrücken wäre?

Im Fall eines flächendeckenden Stromausfalls würden die festgelegten Abläufe des Netz- und Versorgungswiederaufbaus (NVWA) in Kraft gesetzt. Dabei tragen alle Energieerzeugungsanlagen gemäß ihren Fähigkeiten zum NVWA bei, so dass diese Aufgabe nicht allein den Großbatteriesystemen zufiele. Anforderungen an die energiebereitstellenden Anlagen werden in den Technischen Anschlussregeln (TAR) beschrieben, ergänzende Eigenschaften werden marktlich beschafft und ihre Vorhaltung vertraglich gesichert sowie vergütet. Die Kapazität der aktuell (Stand: 25. Juni 2025) in Deutschland installierten Großbatteriespeichersysteme beträgt laut battery-charts.rwth-aachen.de auf Basis von An-

gaben des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur (BNetzA) 2,8 GWh.

22. Welchen Zeitraum müsste für den Einsatz der Großbatteriesysteme nach Kenntnis der Bundesregierung kalkuliert werden, und welche Kosten kämen auf die Stromverbraucher als Industrie- und Endkunden pro Jahr für die nächsten 20 Jahre zu?

Es wird auf die Antwort zu Fragen 20 und 21 verwiesen.

23. Gibt es weitere Speichertechnologien (vgl. Vorfragen), die die Bundesregierung als geeignet zur Bereitstellung systemstabilisierender Leistungen im Stromnetz bewertet, und wenn ja, welche sind dies, und welchen Beitrag können sie liefern?

Grundsätzlich sind alle Arten von Speichertechnologien geeignet, umfassend Systemdienstleistungen bereitzustellen. Neben den genannten kommen auch Pumpspeicherkraftwerke (PSW) in Betracht. Auch dezentrale Heimspeicher oder mobile Speicher der Elektromobilität können auf Grund ihrer großen Zahl Beiträge für Systemdienstleistungen leisten. Zur Bereitstellung von Momentanreserve kommen auch Schwungradspeicher, rotierende Phasenschieber oder Kraftwerke mit der Möglichkeit eines Betriebs als rotierender Phasenschieber in Betracht.

24. Teilt die Bundesregierung die Auffassung der Fragesteller, dass durch wenige große Kraftwerksturbinen ein Stromnetz leichter zu stabilisieren ist als durch viele tausend kleine einspeisende Anlagen?

Die Auffassung wird nicht geteilt. Die Risiken, die sich aus Ausfällen ergeben, steigen wenn nur wenige große Einheiten verfügbar sind. Des Weiteren haben wenige große Kraftwerke nicht die ausreichende Flexibilität um auf Schwankungen der Nachfrage zu reagieren, u. a. aufgrund von Minimalleistungen, die nicht unterschritten werden können, und wegen Einschränkungen bei der Anpassung der Leistung (Leistungsgradienten).

25. Sieht die Bundesregierung die Notwendigkeit, netzbetriebliche Mechanismen einzuführen, um Systemträgheit und Frequenzstabilität bei hoher Einspeisung leistungselektronisch gekoppelter Erzeuger sicherzustellen (Stichwort Momentanreserve, vgl. dazu www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Frequenzhaltung/Marktgest%C3%BCtzte-Beschaffung-von-Momentanreserve)?

Ja, beispielsweise werden entsprechende Netzbetriebsmittel von der Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan bereits geprüft und bestätigt und von Übertragungsnetzbetreibern bereits seit langer Zeit errichtet und betrieben. Des Weiteren werden die technischen Anschlussregeln weiterentwickelt, damit mehr Anlagen wie Batteriespeicher sowie Windenergie- und Solaranlagen netzbildende Eigenschaften haben. Spätestens im Januar 2026 werden außerdem die ersten marktgestützten Beschaffungen der Übertragungsnetzbetreiber für Momentanreserve starten.

Es wird auch auf die Antwort zu Frage 13 verwiesen.

26. Sieht die Bundesregierung die Notwendigkeit, marktgestützte Mechanismen einzuführen, um Systemträgheit und Frequenzstabilität bei hoher Einspeisung leistungselektronisch gekoppelter Erzeuger sicherzustellen (Stichwort Momentanreserve, vgl. dazu www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Frequenzhaltung/Marktgest%C3%BCtzte-Beschaffung-von-Momentanreserve)?

Die Bundesnetzagentur hat, basierend auf den Vorgaben des Europarechts, das solche Lösungen schon seit einiger Zeit vorsieht, bereits eine Festlegung zur marktgestützten Beschaffung von Blindleistung (BK6-23-072) und eine Festlegung zur marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve (BK6-23-010) getroffen, um entsprechende Märkte zu etablieren. Beide Festlegungen befinden sich in der Umsetzung durch die Netzbetreiber.

Es wird auch auf die Antwort zu Frage 25 verwiesen.

27. Mit welchen Kosten wäre bei Einführung der vorgenannten Maßnahmen nach Kenntnis der Bundesregierung insbesondere für Industrie und Endkunden zu rechnen?

Für die Beschaffung von Momentanreserve muss zunächst gutachterlich ein Festpreis ermittelt werden. Es fehlt insbesondere in der Startphase der marktgestützten Beschaffung an Erfahrungswerten, die für eine Mengenprognose herangezogen werden können.

28. Sind für das deutsche Stromsystem nach Kenntnis der Bundesregierung technische Grenzwerte analog dem irischen „System Non-Synchronous Penetration“ (SNSP) bekannt (siehe dazu ieeexplore.ieee.org/document/9770736)?
29. Ließen sich mit Grenzwerten – analog zum SNSP – Betriebsrisiken bei hoher Umrichterdominanz nach Kenntnis der Bundesregierung verringern?

Die Fragen 28 und 29 werden aufgrund des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Die „System Non-Synchronous Penetration“ (SNSP) ist der Anteil der Stromerzeugung in einem Stromsystem, der aus nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage stammt. Damit sind üblicherweise Anlagen ohne Synchrongenerator gemeint, die bisher meistens keine netzbildenden Eigenschaften hatten. Der SNSP schwankt damit ständig, je nach aktueller Zusammensetzung der Stromerzeugung. Für das irische Stromnetz wird ein Grenzwert für den SNSP aufgrund der Inselnetzlage und den damit verbundenen besonderen Herausforderungen angegeben. Aber auch dieser Grenzwert ist nicht statisch, sondern wurde mit der Zeit aufgrund der Betriebserfahrung und ergriffenen Maßnahmen immer höher gesetzt. Er soll auch weiter erhöht werden. Außerdem werden zukünftig immer mehr Anlagen ohne Synchrongenerator netzbildende Eigenschaften haben (durch netzbildende Stromrichter) und damit Synchrongeneratoren ersetzen. Die Aussagekraft des SNSP bzw. der Angabe eines Grenzwertes dafür wird dadurch immer unbedeutender. Ein Grenzwert für das deutsche Stromsystem wird als nicht sinnvoll erachtet, auch da das deutsche Netz Teil des europäischen Verbundnetzes ist und, anders als in Irland, kein Inselnetz.

Es wird auch auf die Antworten zu Fragen 6, 10, 11, 13, 14, 25 und 26 verwiesen.

30. Inwieweit wird der systemdienstleistungsbezogene Beitrag synchroner Erzeuger im derzeitigen Marktdesign nach Kenntnis der Bundesregierung explizit berücksichtigt und vergütet?

Im derzeitigen Marktdesign können Synchronmaschinen grundsätzlich an allen marktlichen Beschaffungen von Systemdienstleistungen mit über die in den technischen Regelwerken geforderten Anforderungen hinausgehenden Systemdienstleistungen teilnehmen. An dem neu zu schaffenden Markt der Momentanreserve können Synchronmaschinen ebenfalls teilnehmen, sofern sie für die Bereitstellung der Momentanreserve zusätzliche Maßnahmen ergreifen (z. B. durch die Erhöhung der Schwungmasse).

31. Sind in Deutschland Reformen im Sinne eines „Trägheitsmarktes“ ähnlich des Programms DS3 in Irland nach Kenntnis der Bundesregierung geplant (www.eirgrid.ie/ds3-programme-delivering-secure-sustainable-electricity-system, die Abkürzung DS 3 steht für Stromlieferung in einem sicheren und nachhaltigen System)?

Die Bundesnetzagentur hat mit der Festlegung zur marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve (BK6-23-010) bereits die Rahmenbedingungen für einen dementsprechenden Markt etabliert. Aktuell erfolgt die Umsetzung durch die Netzbetreiber.

Es wird auch auf die Antwort zu Frage 26 verwiesen.

32. Wie wird sich die Belastung des Stromnetzes in Deutschland nach Kenntnis der Bundesregierung durch Blindleistung entwickeln?

Blindleistung wird bspw. zur Spannungshaltung benötigt und insofern wesentlicher Bestandteil für einen sicheren Netzbetrieb. Die Bundesregierung geht davon aus, dass bei der laufenden sachgerechten Implementierung der Bereitstellung von Blindleistung das Netz gestützt und nicht zusätzlich belastet wird.

33. Hält die Bundesregierung die von den Netzbetreibern eingesetzten Maßnahmen zur Bereitstellung der erforderlichen Blindleistung für geeignet und ausreichend (bitte ggf. für die verschiedenen Netzbetreiber separat beantworten)?

Die Bundesregierung hält die von den Netzbetreibern eingesetzten Maßnahmen zur Bereitstellung der erforderlichen Blindleistung für geeignet. Die Maßnahmen unterliegen einem Monitoring durch die BNetzA, um zu gewährleisten, dass die Bereitstellung ausreichend ist. Das geschieht unter anderem über den Systemstabilitätsbericht nach § 12i EnWG und dessen Bewertung durch die BNetzA.

34. Plant die Bundesregierung Änderungen am Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), an Netzananschlussrichtlinien oder anderen regulatorischen Vorgaben, um systemrelevante Netzparameter wie Systemträgheit oder Primärregelung verbindlicher zu regeln?

Die Technischen Anschlussregeln (TAR) werden regelmäßig durch die vom Bundestag gesetzlich beauftragte Stelle, dem VDE FNN, weiterentwickelt. Dabei soll eine Vielzahl an systemdienlichen technischen Anforderungen aufgestellt bzw. aktualisiert werden, u. a. netzbildende Eigenschaften der EE-Anlagen, inklusive Spannungsquellenverhalten und Trägheit/Momentanreserve,

und die sog. netzsicherheitsbasierte Primärregelung. Diese Weiterentwicklungsprozesse sind auch Teil der von der Roadmap Systemstabilität identifizierten notwendigen Maßnahmen, um auch zukünftig einen sicheren und robusten Systembetrieb zu gewährleisten. Alle Arbeiten dienen auch der frühen Vorbereitung auf die laufenden bzw. anstehenden Novellierungen der EU-Verordnungen zu den Netzanschlussanforderungen.

35. Welche großflächigen Stromausfallszenarien (Blackout-Szenarien) für Deutschland liegen der Bundesregierung derzeit vor, und welche Maßnahmen zur Prävention und Resilienz wurden daraus abgeleitet?

Im Rahmen der europäischen Risikovorsorge im Elektrizitätssektor sind alle Mitgliedstaaten verpflichtet, Vorsorge für Stromversorgungskrisen zu treffen und bei deren Prävention und Bewältigung solidarisch zusammenzuarbeiten. Stromversorgungskrisen können sich durch eine erhebliche Stromknappheit oder durch die Unmöglichkeit, Kunden mit Strom zu versorgen, auszeichnen. Damit Risiken im Zusammenhang mit der Stromversorgungssicherheit bewertet werden können, hat ENTSO-E regionale Szenarien für Stromversorgungskrisen bestimmt, auf deren Grundlage die Mitgliedstaaten nationale Szenarien bestimmen. Diese national bestimmten Szenarien für Stromversorgungskrisen sind dem Risikovorsorgeplan zugrunde zu legen, der auch Verfahren und Maßnahmen zur Prävention, Vorbereitung und Eindämmung von Stromversorgungskrisen enthält. Der Risikovorsorgeplan ist veröffentlicht (www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/risikovorsorgeplan-strom-bundesrepublik-deutschland.html).

36. Welche Reformen des derzeitigen Strommarktdesigns hält die Bundesregierung für erforderlich, um Trägheit, Frequenzstabilität und andere Systemdienstleistungen marktbasiert zu vergüten?

Es gibt bereits marktbasierte Vergütungen von Systemdienstleistungen. Mit § 12h EnWG hat der Gesetzgeber in Umsetzung der entsprechenden Regelungen des Europarechts vorgegeben, dass folgende nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen marktlich beschafft werden müssen:

- Dienstleistungen zur Spannungsregelung,
- Trägheit der lokalen Netzstabilität,
- Kurzschlussstrom,
- dynamische Blindstromstützung,
- Schwarzstartfähigkeit und
- Inselbetriebsfähigkeit.

Darauf basierend hat die Bundesnetzagentur Festlegungen zur marktlichen Beschaffung für Dienstleistungen zur Spannungsregelung („Blindleistung“), Trägheit der lokalen Netzstabilität („Momentanreserve“) und Schwarzstartfähigkeit getroffen. Für die übrigen nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen wurden Ausnahmen erlassen, da eine marktliche Beschaffung nicht wirtschaftlich effizient wäre. Die Bundesnetzagentur prüft regelmäßig, ob sich an dieser Bewertung etwas verändert.

Weiterhin wird daran gearbeitet, die Produktzeitscheiben für Regelleistungsprodukte zu verkürzen, so dass mehr Anlagen befähigt werden, am Markt für Regelleistung teilzunehmen.

37. Hat sich die Bundesregierung mit den Netzstabilitätsstrategien anderer europäischer Länder, insbesondere Frankreich, Schweiz oder Österreich, im Vergleich zur deutschen Strategie auseinandergesetzt, und wenn ja, welche Schlussfolgerungen für ihr eigenes Handeln zieht sie daraus?

Netzstabilitätsstrategien für das europäische Verbundnetz werden primär von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet und aufeinander abgestimmt. Daher gibt es den von der ENTSO-E verantworteten System Defence Plan, der für alle europäischen Netzbetreiber gilt, und der der Bundesregierung bekannt ist. Aufgrund unterschiedlicher Netztopologien sowie Erzeugungs- und Laststrukturen gibt es Unterschiede, weshalb Vergleiche einen begrenzten Mehrwert haben.

38. Welche netztechnischen und wirtschaftlichen Konsequenzen sieht die Bundesregierung bei einem zunehmenden Anteil an sogenannten prosumer-basierten Anlagen (z. B. Heimspeicher und PV) für die Stabilität und Steuerbarkeit des Verteilnetzes?

Durch einen zunehmenden Anteil an sogenannten Prosumern, d. h. Konsumenten, die auch Erzeugungsleistung erbringen (z. B. PV-Anlage mit Heimspeicher, bidirektionale Ladeeinrichtungen o. ä.), erhöht sich das Erfordernis, auch solche kleinere Erzeugungsanlagen für den Netzbetreiber sichtbar und steuerbar zu machen, z. B. durch Abruf der IST-Einspeisung und viertelstündliche Bilanzierung. Außerdem werden die technischen Anforderungen weiterentwickelt, dass kleine Anlagen mehr systemstützende Eigenschaften haben, z. B. im Rahmen der netzsicherheitsbasierten Primärregelung.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.