

## **Antwort**

### **der Bundesregierung**

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Martin Neumann, Michael Theurer, Reinhard Houben, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP  
– Drucksache 19/26724 –**

### **Versorgungssicherheit und Systemstabilität im deutschen und europäischen Stromnetz**

#### Vorbemerkung der Fragesteller

Am 8. Januar 2021 musste das Stromnetz in Südosteuropa vom übrigen europäischen Stromnetz für etwa eine Stunde abgekoppelt werden (<https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/handelsblatt-energie-gipfel-kurz-vor-blackout-europas-stromnetz-waere-im-januar-fast-zusammengebrochen/26820168.html>). Bei dem Noteingriff, durch den auch Lasten von rund 1,7 Gigawatt in Frankreich und Italien vom Netz genommen wurden, kam es zeitweise zu einer Senkung der Frequenz um 260 mHz im nordwestlichen Teil des Netzes. Laut Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E stand der Vorfall aus derzeitiger Sicht in keinem Zusammenhang mit der Energiewende und dem Ausbau der erneuerbaren Energien.

1. Welche Informationen hat die Bundesregierung derzeit zum Auslöser der Frequenzabweichung am 8. Januar 2021, bzw. welche Anstrengungen erfolgen, um die Ursachen festzustellen?

Am 8. Januar 2021 ist es im kontinentaleuropäischen Strom-Verbundgebiet zu einem sogenannten System-Split, also der Auftrennung des Strom-Verbunds in Teilnetzgebiete gekommen. Der letzte System-Split im europäischen Verbundnetz war 2006.

Die Systemstabilität konnte durch die beteiligten europäischen Übertragungsnetzbetreiber sichergestellt und die Störung nach circa einer Stunde behoben werden. Amprion und SwissGrid haben hierbei die Aufgabe der kontinentaleuropäischen Frequenzkoordinatoren für die Netzregionen NORD und SÜD wahrgenommen.

Der aktuelle Fall eines System-Splits hat gezeigt, dass die vorgesehenen Maßnahmen und das Zusammenspiel der europäischen Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich gut funktionieren. Der Systembetrieb war jederzeit sicher und es gab in Deutschland keine Beeinträchtigung der Verbraucherinnen und Verbraucher.

Vorläufige Auswertungen des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) zeigen, dass im Bereich um Kroatien das Auslösen der Schutzvorrichtung einer Sammelschienenkupplung in Ernestinovo (Ort in Kroatien) als initiales Ereignis festgestellt werden kann. In Folge der Trennung dieser Sammelschienen wurden die Nord-West- und Süd-Ost-Leistungsflüsse voneinander separiert und weitere Schutzmechanismen benachbarter Netzelemente kaskadierend ausgelöst.

Die Analysen zu den Ursachen seitens der Übertragungsnetzbetreiber / ENTSO-E laufen noch.

Die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur (BNetzA) untersuchen den Vorfall. ENTSO-E plant, Ende Juni 2021 die Untersuchungen abzuschließen und einen Bericht zu veröffentlichen.

Aufbauend auf den verschiedenen Erkenntnissen führen das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und die BNetzA Gespräche mit den Übertragungsnetzbetreibern, um bei Bedarf notwendige Prozessanpassungen oder Maßnahmen umzusetzen.

## 2. Welche Maßnahmen wurden ergriffen, um die Störung zu beheben?

Nach Aussage von Amprion, dem kontinentaleuropäischen Frequenzkoordinator für den Bereich Nord, kam es aufgrund der zwischenzeitlichen Unterfrequenz unterhalb 49,8 Hertz im Hauptgebiet (Deutschland, Frankreich und Italien) für circa 20 Sekunden zu vertraglich vereinbarten Lastabschaltungen in Frankreich und Italien. Demnach wurde der Bereich des Normalbetriebs verlassen, indem es auf Grund der Leistungsbilanz im Netzbereich Nord zu einer Unterspeisung von rund  $-6,3$  Gigawatt und demnach Unterfrequenz  $<49,8$  Hertz und im Netzbereich Süd zu einer Überspeisung von rund  $+6,3$  Gigawatt und demnach Überfrequenz  $>50,2$  Hertz kam.

In Deutschland gab es keine Abschaltung von Lasten gemäß Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten.

Die von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern für eine solche Situation entwickelten Methoden, wie z. B. das nach der Großstörung von 2006 eingeführte European Awareness System (EAS) haben nach Einschätzung der BNetzA ihre Wirksamkeit im aktuellen Vorfall vom 8. Januar 2021 gezeigt. Dieses Echtzeitinformationssystem zeigt den Status des Elektrizitätssystems automatisiert im Einzelnen an und kann somit zu einer zeitnahen und fundierten Beurteilung der Lage im gesamten Stromnetz beitragen. Es unterstützt das hohe Maß der Versorgungssicherheit und fördert die europäische Zusammenarbeit in der Systemsicherheit.

## 3. Welche dieser Maßnahmen waren gesetzlich vorgeschrieben, und welche nicht?

Die Übertragungsnetzbetreiber haben nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Systemverantwortung. Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet oder gestört ist, sind sie verpflichtet, die Gefährdung oder Störung zu beseitigen. Hierfür stehen ihnen nach § 13 EnWG netz- und marktbezogene Maßnahmen sowie verschiedene Reserven zur Verfügung. Die der Bundesregierung bekannten durchgeführten Maßnahmen bewegen sich alle im Bereich der gesetzlichen Kompetenz der Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 EnWG.

4. Müssen aus den bisherigen Erkenntnissen nach Einschätzung der Bundesregierung zusätzliche regulatorische oder gesetzgeberische Maßnahmen erfolgen?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen.

5. Hätten bei einer stärkeren Frequenzabweichung noch weitere Maßnahmen ergriffen werden können?

Den Übertragungsnetzbetreibern stehen zur Behebung von Bilanzungleichgewichten zwischen 47,5 Hertz und 52,5 Hertz verschiedene weitere Maßnahmen zur Verfügung, u. a. ein weiterer Einsatz der Regelleistung sowie vertraglich gebundener abschaltbarer Lasten.

Würden sehr kurzfristig Erzeugungskapazitäten oder große Verbraucher ausfallen, dann wären Abweichungen von 800 Megahertz kurzfristig (49,200 Hertz bis 50,800 Hertz) nach allgemeinem technischem Verständnis und Vereinbarung erlaubt. Bei jedoch höheren Abweichungen ist von einem massiven Fehler im Netz auszugehen. Zur Vermeidung von solchen problematischen Netzzuständen tritt in diesem Fall ein definierter schrittweiser (Lastabwurf-) Abschaltplan bis zu einer Frequenz von 47,5 Hertz in Kraft.

Im konkreten Vorfall vom 8. Januar 2021 bestand hier jedoch kein Bedarf.

6. Ist der Vorfall als eine Notsituation einzustufen?

Nach derzeitigem Kenntnisstand wird der Vorfall als Stufe 2 der ENTSO-E ICS (Incidents Classification Scale) – für umfangreiche großflächige Vorfälle – kategorisiert. Eine genaue Einordnung kann gesichert jedoch erst nach Abschluss der Untersuchungen durch die Übertragungsnetzbetreiber getroffen werden.

7. Wie hoch darf nach Einschätzung der Bundesregierung das maximale Defizit bzw. der maximale Überschuss von Leistung im Stromnetz sein, bevor eine Netzspaltung innerhalb Deutschlands erfolgt?

Das Auftreten einer Netzauftrennung ist nicht von der Leistungsbilanz bzw. von einem Leistungsbilanzdefizit abhängig. Netzauftrennungen können auftreten, wenn bei hohen Lastflüssen größere Ausfälle der Netzinfrastruktur auftreten.

8. Wie oft treten Störungen im deutschen bzw. europäischen Stromnetz auf (bitte nach Jahren, Ländern und Grad der Störung aufteilen)?

Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht jährlich zum 30. September einen Bericht über sämtliche Störungen im europäischen Stromnetz des davor liegenden Jahres. Die Verpflichtung zur Erstellung der Berichte ist im Artikel 15 der Leitlinie zum Übertragungsnetzbetrieb (VO (EU) 2017/1485) kodifiziert. Die letzten Großstörungen im kontinentaleuropäischen Verbundnetz finden sich in folgender Tabelle:

Datum	Region	Ursache	Folgen
28.09.2003	Italien	Ausfall von Kuppelleitungen aus Frankreich und der Schweiz	Versorgungsausfall in Italien
25.11.2005	Münsterland	Mastumbrüche wegen anhaftendem Schnee	Großflächiger, länger anhaltender regionaler Versorgungsausfall
04.11.2006	Kontinentaleuropa	Leitungsausfall wegen Überlastung nach geplanter Freischaltung	Zerfall des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes in drei Teilnetze. Mit folgendem Ausfall der Versorgung zahlreicher Verbraucher
31.03.2015	Türkei	Ausfall mehrerer Kraftwerke	Trennung der Türkei vom kontinentaleuropäischen Stromnetz. Ausfall der Versorgung von 76 Millionen Menschen für neun Stunden
08.01.2021	Kontinentaleuropa	Ausfall einer Sammelschienenkupplung in Kroatien	Zerfall des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes in zwei Teilnetze

Quelle: [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/sys-ops/annual-reports/#incident-classification-scale](https://www.entsoe.eu/network_codes/sys-ops/annual-reports/#incident-classification-scale)

9. Wie oft treten Sammelschienenfehler im deutschen bzw. europäischen Stromnetz auf (bitte nach Jahren aufteilen)?

Der Bundesregierung liegen keine Informationen zur Häufigkeit von Sammelschienenfehlern im deutschen und europäischen Stromnetz vor.

10. Ist der Ausfall einer Sammelschienenkupplung Teil der (n-1-)Regel zur Netzsicherheit im deutschen bzw. europäischen Stromnetz?

Der Ausfall einer Sammelschienenkupplung muss gemäß System Operation Guideline (SO GL) und der aus Artikel 75 der SO GL abgeleiteten „Methodology for coordinating operational security analysis“ (CSAM) nicht explizit als Ausfallvariante überwacht werden. Grund dafür ist, dass Sammelschienenkupplungen als Teil der Sammelschiene angesehen werden können und ihr Ausfall – so wie auch der Ausfall ganzer Sammelschienen – in den über die (n-1)-Sicherheitsrechnungen hinausgehenden Ausfallbetrachtungen berücksichtigt werden.

11. Welche Auswirkungen kann aus Sicht der Bundesregierung ein Sammelschienenfehler im schlimmsten Fall nach sich ziehen?

Die tatsächlichen Auswirkungen hängen von der spezifischen Netzsituation ab, so dass auch großflächige Versorgungsstörungen auftreten können. Grundsätzlich werden die Übertragungsnetze auf der Grundlage der (n-1)-Sicherheitsrechnungen mit ausreichenden Reserven betrieben, sodass auch der Ausfall einzelner Netzbetriebsmittel, so auch einer Sammelschiene, ohne größere Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit bleibt.

12. War und ist die Zusammenarbeit mit europäischen Partnern gesetzlich geregelt, oder passiert der Frequenzausgleich als „Goodwill“?

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß der Verordnung (EU) 2019/944 (Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt) zu einer Zusammenarbeit verpflichtet.

13. Könnten Großverbraucher bzw. energieintensive Unternehmen die Bundesrepublik Deutschland verklagen, wenn durch notwendige Stabilisierungsmaßnahmen des Netzes eine nicht vereinbarte Abschaltung von Lasten vorgenommen würde, die zu etwaigen Produktionsnachteilen führte?

Wenn es sich bei einer nicht vereinbarten Abschaltung von Lasten um eine Maßnahme des Netzbetreibers nach § 13 Absatz 2 Satz 1 EnWG handelt, ruhen die Leistungspflichten bis zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung gemäß § 13 Absatz 5 Satz 1 EnWG. Die Haftung für Vermögensschäden ist gemäß § 13 Absatz 5 Satz 3 EnWG ausgeschlossen. Ob und unter welchen Umständen Unternehmen die Bundesrepublik Deutschland verklagen könnten, ist einer rechtsgutachterlichen Bewertung vorbehalten. Hierzu können keine Ausführungen gemacht werden.

14. Auf welcher Datenbasis fußt nach Informationen der Bundesregierung die Analyse der Frequenzabweichung?

Die Untersuchung der Netztrennung vom 8. Januar 2021 basiert auf Daten der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, die in Leit- und Schutzsystemen erfasst und gespeichert werden. Die Daten können Aufschluss über den Eintritt und Verlauf der Störung geben.

15. Existiert eine gemeinsame Schnittstelle zum Datenaustausch zwischen den europäischen Netzbetreibern?

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber tauschen im Rahmen ihrer Zusammenarbeit regelmäßig Daten untereinander aus. Das umfasst alle Schritte von der langfristigen Netzausbauplanung über die Systembetriebsplanung bis hin zum Echtzeitbetrieb. Hier ist beispielsweise das sogenannte European Awareness System (EAS) zu nennen, über das die europäischen Übertragungsnetzbetreiber Echtzeitmeldungen über den jeweiligen Systemzustand austauschen.

16. Sind die europäischen Netzbetreiber zu einem Datenaustausch verpflichtet, und wenn ja, welche Daten müssen ausgetauscht werden?

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber sind nach Titel 2 der Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (VO (EU) 2017/1485) zum Austausch aller für den sicheren Systembetrieb notwendiger Daten verpflichtet.

17. Ist das europäische Stromnetz bzw. sind die europäischen Stromnetzbetreiber in der Datenstrategie der Bundesregierung berücksichtigt?

Mit der Datenstrategie hat die Bundesregierung eine umfassende Innovationsstrategie für gesellschaftlichen Fortschritt und nachhaltiges Wachstum vorgelegt. Sie umfasst die vier Handlungsfelder Datenbereitstellung und Datenzugang, innovative verantwortungsvolle Datennutzung, Datenkompetenz sowie der Staat als Vorreiter einer neuen Datenkultur. So soll u. a. im Rahmen der Entwicklung sektorspezifischer Datenräume als konkrete Maßnahme der Aufbau eines Datenraums Energie umgesetzt werden. Denn der Zugang zu und die Nutzung von Energiedaten auf der Erzeugerseite (Angebote und Potenziale insbesondere erneuerbarer Energien, Energieversorgungsnetze) wie auch auf der Verbraucherseite ermöglichen einen flexiblen, möglichst optimal ausgestalteten und kosteneffizienten Übergang in eine klimaneutrale Energieinfrastruktur so-

wie die Ableitung konkreter Maßnahmen zu einem gezielten und passgenauen Ausbau der Energieinfrastruktur (Datenraum Energie). Wie die weiteren europäischen Datenräume soll auch der Datenraum Energie zusammen mit den europäischen Partnern aufgebaut und mit nationalen Maßnahmen flankiert werden.

18. Sind die relevanten Daten zur Analyse der Frequenzabweichung öffentlich, bzw. gibt es eine Veröffentlichungspflicht?

Entsprechend der Verpflichtungen in Artikel 15 Absatz 5 der Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb muss ENTSO-E im jeweiligen Jahresbericht, der bis zum 30. September des Folgejahres zu veröffentlichen ist, über entsprechende Ereignisse berichten. ENTSO-E plant abweichend von dieser Verpflichtung bis Mitte 2021, also ein Jahr früher, einen umfassenden Untersuchungsbericht zu den Vorkommnissen am 8. Januar 2021 zu veröffentlichen.

19. Anhand welcher konkreten Kriterien lässt sich der Status der Versorgungssicherheit in Deutschland feststellen?

Die Kriterien zur Bewertung der Versorgungssicherheit finden sich in § 51 EnWG. Hier lässt sich zwischen einer Angemessenheit der Ressourcen („resource adequacy“ im Englischen) und einer Angemessenheit des Stromnetzes („transmission adequacy“) differenzieren. Ersteres bedeutet, dass die Ressourcen zur Stromerzeugung ausreichend sind, um die Nachfrage im Strommarkt zu decken. Letzteres bedeutet, dass die Kapazität des Stromnetzes hinreichend groß ist, um die Leistung vom Erzeuger zum Verbraucher zu transportieren. Das Monitoring dieser Kriterien obliegt der BNetzA im Rahmen des Versorgungssicherheits-Monitorings. Im Weiteren wird auf die Antworten zu den Fragen 22 und 25 verwiesen.

20. Welche Berechnungsmethode oder welcher Ansatz wird genutzt, um den Status der Versorgungssicherheit
- a) im Stromnetz,
  - b) im Energiesektor
- festzustellen?

Um Versorgungssicherheit mit Elektrizität umfassend zu beurteilen, ist es erforderlich, das Gesamtsystem aus Strommarkt und Stromnetz zu analysieren. Da zudem die europäische Integration des Strommarkts voranschreitet, gibt das EnWG auch vor, Versorgungssicherheit im europäischen Kontext zu betrachten.

Die Stromerzeugung (ob steuerbar (typischerweise konventionell) oder erneuerbar (typischerweise dargebotsabhängig)) und die Nachfrage unterliegen stochastischen Schwankungen wie ungeplanten Kraftwerksausfällen oder nicht perfekt prognostizierbarem Wetter. § 51 Absatz 4a EnWG sieht deshalb vor, dass die Analyse der Versorgungssicherheit wahrscheinlichkeitsbasiert erfolgen soll. In einem ersten Schritt wird hierzu ein Investitionsmodell der Erzeugungskapazitäten erstellt, das den europäischen Kraftwerkspark abschätzt. Im zweiten Schritt wird anhand eines Strommarktmodells untersucht, ob dieser Kraftwerkspark zusammen mit den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien und flexiblen Lasten zur Deckung der Nachfrage ausreicht, beziehungsweise mit welcher Wahrscheinlichkeit es zu einer Lastdeckung kommen kann. Die Stochastik ergibt sich in diesem Zusammenhang durch historische Wetterjahre und den sich daraus ableitenden Lastzeitreihen und Einspeisungen erneuerbarer

Energien sowie durch Ausfallwahrscheinlichkeiten von Kraftwerken. Durch eine hinreichend große Anzahl verschiedener Kombinationen an Kraftwerksausfällen und Wetterjahren wird so ermittelt, mit welcher Wahrscheinlichkeit das Energieversorgungssystem für die prognostizierten Herausforderungen gerüstet sein wird.

Netzseitige Versorgungssicherheit bedeutet, dass die Netzinfrastruktur zu jedem Zeitpunkt stabil betrieben werden kann, auch wenn ein beliebiges Betriebsmittel ausfällt (sogenannte (n-1)-Sicherheit). Hierbei erfolgt eine Bewertung des technischen Vermögens der Netzinfrastruktur, die Transportaufgabe, die sich aus den Ergebnissen des Strommarktmodells ergibt, physikalisch (und ggf. unter Berücksichtigung von Redispatch-Potentialen) zu bewältigen. In den Netzberechnungen wird hierzu das europäische Synchronnetz mit Fokus auf Deutschland betrachtet. Es erfolgt eine europaweite Berechnung der sich einstellenden Lastflüsse unter Berücksichtigung des jeweils voraussichtlich aktuellen Netzausbauzustands, aller relevanten Fehlerereignisse und der geltenden Rahmenbedingungen.

21. Bewertet die Bundesregierung die gewählten Ansätze als ausreichend und zielführend?

Der gewählte wahrscheinlichkeitsbasierte Ansatz spiegelt den gegenwärtigen Stand der Wissenschaft wider. Dieser Ansatz wird auch von ENTSO-E bei der Erstellung des European Resource Adequacy Assessment (ERAA) gemäß Art. 23 VO (EU) 2019/943 eingesetzt. Insofern wird der Ansatz als ausreichend und zielführend bewertet.

22. Welche Definition von Versorgungssicherheit legt die Bundesregierung ihren energiepolitischen Bewertungen und Entscheidungen zugrunde (vgl. Antwort zu Frage 2 auf Bundestagsdrucksache 19/6242)?

Versorgungssicherheit hat für die Bundesregierung allerhöchste Priorität.

Die Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, die Netz- und Systemstabilität sicherzustellen. Die BNetzA überwacht die zugehörigen Maßnahmen. Die Sicherheit der Stromversorgung wird dabei nach den Vorgaben des EnWG fortlaufend untersucht.

Im Weiteren wird auf die Antworten zu den Fragen 20 und 21 verwiesen.

23. Gibt es eine Definition für Versorgungssicherheit im deutschen und europäischen Energierecht?

Wenn ja, wie lautet diese?

Wenn nein, erachtet die Bundesregierung eine gesetzliche Definition als sinnvoll?

Für das vom Gesetzgeber vorgesehene Monitoring der Versorgungssicherheit gibt § 51 EnWG den entsprechenden Rahmen. Im Weiteren wird auf die Antwort zu Frage 19 verwiesen.

Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER) auf europäischer Ebene hat im letzten Jahr eine neue Methode zur Bestimmung eines Zuverlässigkeitsstandards (Reliability Standard) veröffentlicht, der zum einen auf die Zahlungsbereitschaft der Konsumenten für zuverlässige Stromversorgung abzielt und

zum anderen Kosten neuer Erzeugungskapazitäten berücksichtigt. Diese Methode setzt die BNetzA derzeit um.

24. Sind Stresstests vorgesehen, um die Robustheit des Energiesektors, vor allem des Stromsektors, festzustellen?  
 Falls ja, wie sind diese ausgestaltet?  
 Falls nein, wie schätzt die Bundesregierung die Notwendigkeit solcher Tests ein?

Die Robustheit des elektrischen Energieversorgungssystems wird fortlaufend untersucht, wobei Änderungen bei Erzeugung, Verbrauch und Infrastruktur im Rahmen der Energiewende abgebildet werden.

Die Systemanalysen, die gemäß Reservekraftwerksverordnung im jährlichen Turnus von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt werden, untersuchen, welche Maßnahmen im kurz- bis mittelfristigen Zeithorizont ergriffen werden müssen, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems zu gewährleisten. Sie bestimmen vor allem den Bedarf an Reservekraftwerken.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrer am 10. Februar 2021 veröffentlichten Langfristigen Netzanalyse nach § 34 Absatz 1 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) die Herausforderungen, die sich durch den Kohleausstieg und die steigenden Anteile erneuerbarer Erzeugung ergeben, untersucht. Darin kommen sie zu dem Ergebnis, dass alle netztechnischen Anforderungen (z. B. Spannungshaltung) weiterhin beobachtet und geprüft werden müssen.

Zudem wird im Rahmen des KVBG durch die Bundesnetzagentur die sogenannte begleitende Netzanalyse durchgeführt. Diese untersucht die Auswirkungen der Stilllegungen von Stein- und Braunkohleanlagen auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und identifiziert möglichen Handlungsbedarf.

Mit dem Netzentwicklungsplan erfolgt eine robuste und vorausschauende Netzausbauplanung für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb, die aufgrund der verschiedenen energiewirtschaftlichen Szenarien mögliche Entwicklungen für einen langfristigen Horizont abbildet.

25. Anhand welcher Kriterien wird die Robustheit des deutschen Energiesektors gegenüber äußeren Einflüssen festgemacht?

Eine wichtige Kennzahl für die Robustheit der elektrischen Energieversorgung ist der SAIDI-Index (System Average Interruption Duration Index). Dieser beschreibt die durchschnittliche Unterbrechungsdauer von Endkunden. Das elektrische Energieversorgungssystem in Deutschland gehört zu den sichersten der Welt. Der SAIDI liegt in den vergangenen Jahren im internationalen Vergleich auf einem konstant niedrigen Niveau.

Berichtsjahr	SAIDI nach EnWG Gesamt in [Min]
2019	12,20
2018	13,91
2017	15,14
2016	12,80
2015	12,70

Berichtsjahr	SAIDI nach EnWG Gesamt in [Min]
2014	12,28
2013	15,32
2012	15,91
2011	15,31
2010	14,90
2009	14,63
2008	16,89
2007	19,25
2006	21,53

Quelle: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung\\_Strom/Versorgungsunterbrech\\_Strom\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html)

26. Wie bewertet die Bundesregierung den Einfluss des steigenden Anteils wetterabhängig einspeisender Erneuerbare-Energien-Anlagen auf
- die Stabilität des Stromnetzes,
  - die Versorgungssicherheit im Energiesektor?

Auf der Grundlage der in der Antwort zu Frage 24 dargestellten verschiedenen Analysen zeigt sich, dass der Umbau der Energieversorgung aus Sicht der Netzstabilität und Netzsicherheit machbar ist. Die Analyse zeigt auch, dass Anpassungsprozesse im Stromnetz erforderlich sind.

27. Sieht die Bundesregierung derzeit eine Notwendigkeit, die jetzige Regulatorik zur Systemstabilität im Stromsektor bei einem Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 65 Prozent, 80 Prozent bzw. 100 Prozent zu ändern, und wenn ja, in welcher Form?

Die Sicherstellung der Systemstabilität ist die Aufgabe der jeweiligen Netzbetreiber. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrer am 10. Februar 2021 veröffentlichten Langfristigen Netzanalyse nach § 34 Absatz 1 KVBG (<https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Studie-zum-Kohleausstieg>) die Herausforderungen, die sich durch den Kohleausstieg und die steigenden Anteile erneuerbarer Erzeugung ergeben, untersucht. Darin kommen sie zu dem Ergebnis, dass alle netztechnischen Anforderungen (z. B. Spannungshaltung) weiterhin beobachtet und geprüft werden müssen.

28. Wie hoch war die gesicherte Leistung im deutschen Stromnetz in den Jahren 2010 bis 2020 (bitte nach Bundesländern und Jahren aufteilen)?

Die Antwort bezieht sich auf Teilaspekte der Fragen 28, 29 und 30.

Der Begriff „gesicherte Leistung“ stammt aus dem Konzept der Leistungsbilanz. Mit der Leistungsbilanz lassen sich jedoch keine belastbaren Aussagen zum Niveau der Versorgungssicherheit ableiten. Die Leistungsbilanz bildet die Realität des europäischen Binnenmarktes für Strom nicht ab. Insbesondere liefert die Leistungsbilanz keine Möglichkeit, die untersuchte Situation bezüglich ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit zu bewerten. Derartige Analysen müssen jedoch wahrscheinlichkeitsbasiert erfolgen und mehrere Wetterjahre und eine Vielzahl von unterschiedlichen Verfügbarkeiten der Kraftwerke in Europa untersuchen. Beides leistet eine Leistungsbilanz nicht.

Daher wird nach Stand der Wissenschaft zur Bewertung der Versorgungssicherheit ein wahrscheinlichkeitbasierter Ansatz, der den Stromaustausch mit dem Ausland sowie die Eintrittswahrscheinlichkeiten verschiedener Einflussgrößen (z. B. Kraftwerksausfälle) adäquat abbildet, herangezogen. Hierbei wird die je untersuchter Stunde verfügbare Kapazität üblicherweise anhand von Annahmen zu den Verfügbarkeiten der einzelnen Energieerzeuger (z. B. Gaskraftwerke) sowie der auf historischen Daten basierenden prognostizierten Einspeisung erneuerbarer Energien bestimmt.

Die Betrachtung einer Vielzahl verschiedener Situationen ergibt in ihrer Summe eine Aussage darüber, wie sich voraussichtlich die verfügbare Leistung und die nachgefragte Last ausgleichen werden und in welchem Anteil der Stunden mit einem Ausgleich zu rechnen ist. Hieraus lassen sich, unter Heranziehung von Schwellenwerten (siehe die Antworten zu den Fragen 22 und 23) eine Prüfung und bei Bedarf eine Umsetzung angemessener Maßnahmen ableiten.

Die installierte Leistung an Kraftwerkskapazitäten ist eine Ausgangsbasis obiger Betrachtungen. Die aktuell installierte Leistung je Energieträger und Bundesland kann der angehängten Tabelle entnommen werden. Weitergehende Informationen zur aktuell installierten Leistung und vergleichbare Informationen für die zurückliegenden Jahre sind in den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur veröffentlicht ([www.bundesnetzagentur.de/monitoringberichte](http://www.bundesnetzagentur.de/monitoringberichte)).

29. Wie hoch war die Höchstlast im deutschen Stromnetz in den Jahren 2010 bis 2020 (bitte nach Bundesländern und Jahren aufteilen)?

Die jährliche Höchstlast ist für Deutschland und die deutschen Regelzonen für die Jahre 2015 bis 2020 in folgender Tabelle aufgeführt. Daten zu weiteren Zeiträumen vor 2015 oder eine Aufschlüsselung nach Bundesländern liegen der Bundesregierung nicht vor.

Jahr	Deutschland		50Hertz		Amprion		TenneT		TransnetBW	
	Last [MW]	Datum; Uhrzeit	Last [MW]	Datum; Uhrzeit	Last [MW]	Datum; Uhrzeit	Last [MW]	Datum; Uhrzeit	Last [MW]	Datum; Uhrzeit
2015	77.716	24.11.15 17:45	15.868	04.02.15 18:00	28.583	24.11.15 17:45	24.990	17.09.15 11:45	10.253	10.12.15 12:00
2016	79.620	11.01.16 11:15	16.048	22.01.16 17:45	32.486	11.01.16 11:15	24.608	07.12.16 17:15	11.854	03.11.16 11:30
2017	79.440	13.12.17 17:00	16.056	13.12.17 17:15	29.791	27.11.17 11:30	24.296	11.01.17 11:30	11.045	23.01.17 10:15
2018	80.824	28.02.18 18:45	17.040	27.02.18 19:00	30.092	23.11.18 11:00	24.488	28.02.18 18:30	10.147	02.03.18 09:30
2019	77.388	22.01.19 17:45	16.244	28.11.19 18:00	28.848	16.01.19 13:00	24.060	22.01.19 17:45	10.002	07.02.19 11:30
2020	76.892	03.12.20 17:45	16.716	10.03.20 18:45	29.268	13.02.20 13:00	23.796	03.12.20 17:45	10.812	09.12.20 12:00

Quelle: SMARD.de

30. Mit welchem Prozentwert bewertet die Bundesregierung die gesicherte Leistung folgender Anlagen zur Stromerzeugung: Photovoltaik-, Windenergie-, Biomasse-, Geothermie und Wasserkraftanlagen?

Siehe hierzu auch die Antwort zu Frage 28.

Aufgrund der in den letzten Jahren weiterentwickelten Methoden liegen der Bundesregierung nur Werte zur gesicherten Leistung je Technologie vor, die

aus älteren Quellen stammen: 0 Prozent für Photovoltaik, ca. 5 Prozent für Windenergie, ca. 90 Prozent für Biomasse, rund 40 Prozent für Laufwasser und ca. 90 Prozent für Pumpspeicher. Der Wert für Windenergie steigt bei einer europäischen Betrachtung.

Zur Geothermie liegen der Bundesregierung keine spezifischen Informationen vor.

## Anhang zur Antwort zu Frage 28

	Aktuell installierte Erzeugungskapazitäten je Bundesland und Energieträger <sup>1</sup> in [MW]										
	Dargebotsunabhängige Energieträger						Dargebotsabhängige Energieträger				
Braunkohle	Erdgas	Kernenergie	Mineralölprodukte	Pumpspeicher	Sonstige <sup>4</sup> (nicht erneuerbar)	Steinkohle	Photovoltaik	Wind-Offshore	Wind-Onshore		
BW	0	1.026	1.310	702	1.873	1.814	5.506	6.586	0	1.619	20.436
BY	0	4.219	2.698	1.388	543	4.335	839	14.035	0	2.533	30.590
BE	0	1.314	0	218	0	79	653	122	0	12	2.398
BB	4.364	781	0	334	0	861	0	4.146	0	7.328	17.813
HB	0	459	0	86	0	294	772	49	0	211	1.871
HH	0	150	0	0	0	64	1.794	53	0	118	2.179
HE	34	1.529	0	25	625	542	753	2.316	0	2.115	7.938
MV	0	319	0	0	0	421	514	2.281	0	3.451	6.985
NI	0	4.057	2.696	56	220	2.265	2.928	4.433	0	11.268	27.924
NW	10.396	8.372	0	545	303	3.484	7.765	5.681	0	5.987	42.533
RP	0	2.059	0	0	0	665	13	2.408	0	3.733	8.878
SL	0	150	0	0	0	238	1.825	500	0	478	3.191
SN	4.328	647	0	17	1.085	525	0	2.259	0	1.266	10.127
ST	1.104	911	0	213	80	782	0	2.970	0	5.208	11.267
SH	0	317	1.410	276	119	766	326	1.847	0	6.760	11.821
TH	0	432	0	0	1.509	321	0	1.744	0	1.646	5.652
AWZ	0	0	0	0	0	0	0	0	7.741	0	7.741
Ausland <sup>2</sup>	0	0	0	0	3.455	791	0	50	0	0	4.296
ohne BL <sup>3</sup>	28	3.760	0	517	2	1.208	17	0	0	0	5.531
Summe	20.254	30.502	8.114	4.375	9.814	19.453	23.705	51.479	7.741	53.733	229.170

<sup>1</sup>Enthalten sind auch Kraftwerkskapazitäten, die nicht am Strommarkt teilnehmen wie z.B. Kraftwerke in der Netzreserve, Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft, Kraftwerke mit Kohlestromvermarktungsverbot.

<sup>2</sup>Erzeugungskapazitäten, die zwar außerhalb des Bundesgebietes verortet sind, aber direkt ans deutsche Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen sind.

<sup>3</sup>Erzeugungskapazitäten mit einer Leistung unter 10 MW, die aggregiert von Netzbetreibern gemeldet werden und sich nicht einzelnen Bundesländern zuordnen lassen.

<sup>4</sup>Abfall, Biomasse, Deponiegas, Geothermie, Grubengas, Klärgas, Laufwasser, mehrere Energieträger, Speicherwasser

Quelle: Monitoring der Bundesnetzagentur, Stand 19.01.2021