

4.3 Stromversorgungssicherheit – Facetten und Herausforderungen

- **Der Rückgang konventioneller Kraftwerkskapazitäten erfordert die regelmäßige Überprüfung und Überwachung der Angemessenheit der installierten Kapazitäten auf deutscher und europäischer Ebene.**
- **Es wird zunehmend wichtig, den zusätzlichen Beitrag von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zur Spitzenlast in die Systemauslegung einzubeziehen und Flexibilitäten effizient zu nutzen.**
- **Mittelfristig erfordert der Rückgang der Momentanreserve den Einsatz alternativer Netzbetriebsmittel und Steuerungsmechanismen.**

Das deutsche und europäische Stromversorgungssystem befinden sich in einem Transformationsprozess. Während der Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien (EE) voranschreitet, geht die Kapazität konventioneller steuerbarer Erzeugung zurück. Der Atom- und Kohleausstieg dürfte nicht nur die absoluten konventionellen Kapazitäten reduzieren, aufgrund des gleichzeitigen Ausbaus von EE-Anlagen geht auch der Anteil der konventionellen Erzeugung am Strommix zurück. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklung rückt die Frage nach der kurz- und mittelfristigen Stromversorgungssicherheit in den Vordergrund.

Facetten der Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit für elektrischen Strom beschreibt die Fähigkeit des Stromversorgungssystems, die ununterbrochene Verfügbarkeit von Elektrizität für die Verbraucher zu gewährleisten, Störungen standzuhalten und sich ggf. von diesen zu erholen. Dabei sind zwei Aspekte von zentraler Bedeutung:

- **Die Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt:** Die Frage nach dieser sog. *resource adequacy* stellt sich insbesondere vor dem Hintergrund des Rückgangs konventioneller Erzeugungskapazitäten in Europa. Eine Bewertung der Angemessenheit der Kraftwerkskapazitäten muss grenzüberschreitend sowohl die Erzeugungs- und Reservekapazitäten als auch mögliche nachfrageseitige Flexibilitäten einbeziehen.
- **Das Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch in Echtzeit:** Belastbare Regelungsmechanismen müssen auf kurzfristige Spannungs- und Frequenzschwankungen reagieren und sicherstellen, dass die Netzstabilität auch gewahrt wird, wenn sich die Einspeisung in und die Entnahme aus dem Stromnetz kurzfristig nicht die Waage halten.

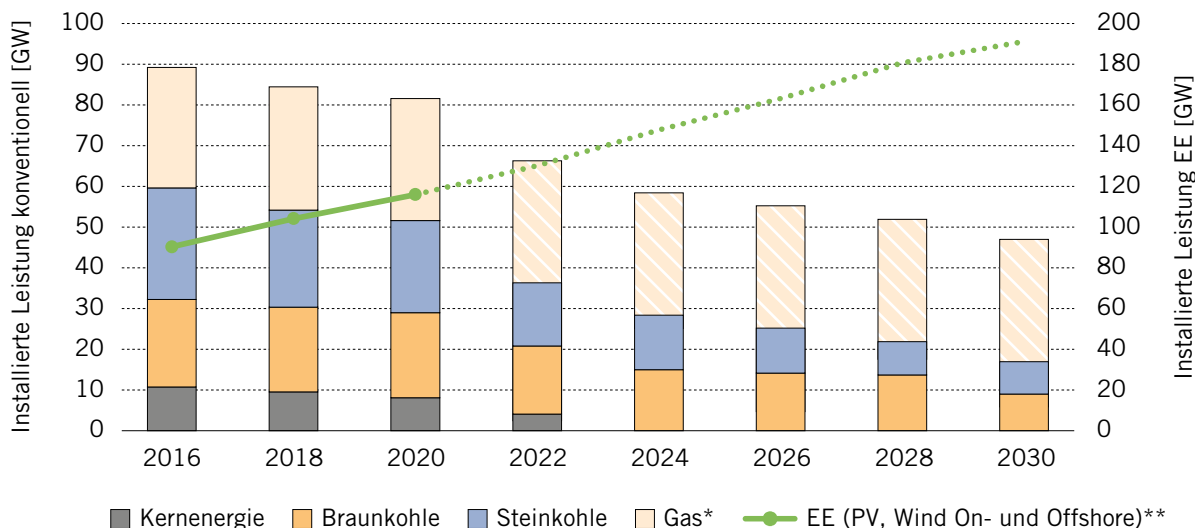
Während sich die Ausführungen dieses Artikels auf diese beiden genannten Aspekte der Stromversorgungssicherheit konzentrieren, existieren noch weitere, nicht weniger relevante, Facetten des Begriffs:

- **Die Fähigkeit der Stromnetze, ihrer Transport- und Verteilungsaufgabe nachzukommen:** Die Betreiber von Verteil- und Transportnetzen müssen in der Lage sein, den Stromfluss von Erzeugern zu Verbrauchern zu gewährleisten. Das umfasst zum einen die zu diesem Zweck notwendige technische Befähigung der Netzinfrastruktur und zum anderen die Implementierung von Engpassmanagement-Maßnahmen, um Leitungsüberlastungen im Stromnetz zu vermeiden oder zu beheben.
- **Die Absicherung der Stromnetze und Erzeugungsanlagen gegen Eingriffe Dritter (IT-Sicherheit):** Mit der zunehmenden Abhängigkeit der Netzkomponenten und Erzeugungsanlagen von IT-Systemen zur Steuerung gehen Risiken für die Versorgungssicherheit einher. Zuletzt hat das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) bspw. bestätigt, dass die in deutschen Kraftwerken verwendete Steuerungssoftware Sicherheitslücken aufweise. Bisher sind in Deutschland jedoch keine gravierenden Fälle bekannt, in denen solche Sicherheitslücken ausgenutzt wurden.
- **Die Versorgungssicherheit mit Brennstoffen für konventionelle Erzeugungsanlagen:** Für den Betrieb konventioneller Kraftwerke muss die Verfügbarkeit von ausreichendem Brennstoff gewährleistet werden. Maßnahmen, um dies sicherzustellen, umfassen etwa langfristige Lieferverträge, das Vorhalten von Reserven oder die Diversifikation von Bezugsquellen.
- **Die Stabilität des Systems in Anbetracht des Klimawandels:** Mittelfristig könnten Effekte des Klimawandels das Stromversorgungssystem unter Druck setzen. Beispiele dafür umfassen das vermehrte Auftreten von Extremwetterereignissen oder Veränderungen in Temperatur und Niederschlag.

Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage

Ende 2022 wird in Deutschland das letzte Atomkraftwerk vom Netz gehen. Mit dem Kohleausstiegsgesetz wird außerdem die schrittweise Beendigung der Braun- und

Abbildung 4.13: Entwicklung konventioneller Kraftwerkskapazitäten und erneuerbarer Energien in Deutschland



* Gaskraftwerkskapazitäten ab 2022 als konstant dargestellt. Tatsächliche Entwicklung unsicher.
 ** Zunahme EE-Erzeugungskapazitäten ab 2022, entsprechend Zielvorgaben des EEG 2021.

Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Steinkohleverstromung in Deutschland umgesetzt. Die Braunkohle- und Steinkohlekapazitäten werden demnach bis 2030 auf maximal 8 Gigawatt (GW) Steinkohle und 9 GW Braunkohle verringert. Bis spätestens Ende des Jahres 2038 wird der Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland vollständig vollzogen sein. Als Folge stehen bereits heute und auch künftig weniger konventionelle Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung. Der zukünftige Rückgang der konventionellen Erzeugungskapazität ist dabei insbesondere vom Zu- und Rückbau von Gaskraftwerkskapazitäten abhängig. Dem gegenüber steht der Ausbau fluktuierender, regenerativer Energien, die jedoch im Vergleich zu den konventionellen Kraftwerken eine geringere Verfügbarkeit aufweisen.

Um dem Risiko von Kapazitätsdefiziten entgegenzuwirken, wurden bereits verschiedene Stromreservearten auf nationaler Ebene implementiert. Eine davon ist die in der Netzreserververordnung (NetzResV) geregelte Sicherheitsbereitschaft. Sie setzt sich aus vorläufig stillgelegten Braunkohlekraftwerken zusammen, die in besonders kritischen Situationen hochgefahren werden können. Im vergangenen Jahr befanden sich rund 2,7 GW Kraftwerksleistung in der Sicherheitsbereitschaft. Bis zum Jahr 2023 wird diese Menge auf ca. 1,2 GW reduziert. Im Jahr 2030 soll es keine entsprechende Reserve mehr geben. Ergänzt wird die Sicherheitsbereitschaft durch die

Kapazitätsreserve, der auch andere konventionelle Kraftwerke, wie bspw. Erdgas- und Steinkohlekraftwerke, angehören. Die Kapazitätsreserve wird alle zwei Jahre durch die Bundesnetzagentur ausgeschrieben. Im vergangenen Jahr 2020 umfasste diese Reserveart rund 1 GW an Kraftwerksleistung, obwohl rund 2 GW ausgeschrieben wurden. Die Auktion war dadurch deutlich unterzeichnet. Für den Zeitraum 2022 bis 2024 sollen wieder rund 2 GW ausgeschrieben werden.

Die Frage der Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage stellt sich nicht nur in Deutschland.

Die Frage der Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage stellt sich nicht nur in Deutschland. Am 07.01.2021 appellierte bspw. der französische Übertragungsnetzbetreiber Réseau de Transport d'Electricité (RTE) an alle Franzosen, ihren Stromverbrauch am Folgetag zu reduzieren, um einen Versorgungsengpass zu vermeiden. Aus diesem Grund, und wegen der grenzüberschreitenden Integri-

on der Stromsysteme, ist die Angemessenheit von Erzeugungskapazitäten eine Frage, die auf europäischer Ebene beantwortet werden muss. Denn Defizite in einem einzelnen Land können durch den grenzübergreifenden Stromaustausch mit anderen Ländern aufgelöst werden, aber auch Defizite in Nachbarländern hervorrufen.

Die Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage unterliegt auf nationaler und europäischer Ebene ständiger Überprüfung. Die Möglichkeit von kurz- und mittelfristigen Engpässen werden in den *Winter Outlooks* des Verbundes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E) thematisiert. Diese Outlooks bewerten die Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten, um Risiken für die Versorgungssicherheit in der kurzen Frist zu mindern. Die Ausgabe 2020/2021 identifizierte u. a. mögliche Engpässe für die Wintermonate in Frankreich. Für die weitere Zukunft führt ENTSO-E derzeit den *European Mid-term Adequacy Forecast* (MAF) mit einem Zeithorizont von zehn Jahren durch. Bis 2021 wird, wie im *Clean Energy Package* der Europäischen Union (EU) vorgesehen, schrittweise eine europäische Bewertung der Angemessenheit der Kraftwerkskapazitäten (*European Resource Adequacy Assessment, ERAA*) eingeführt. Diese Bewertung soll sich als zentrales Instrument bei der Feststellung von Kapazitätsdefiziten auf europäischer Ebene etablieren. Im Falle von Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Kapazitäten ist vorgesehen, dass die Mitgliedstaaten befristete Kapazitätsmechanismen einführen (Art. 20 bis 27 der Verordnung (EU) 2019/943).

Bei der Ermittlung zukünftiger Kapazitätsdefizite gilt es, die sich verändernden Rahmenbedingungen auf der Stromverbrauchsseite zu berücksichtigen.

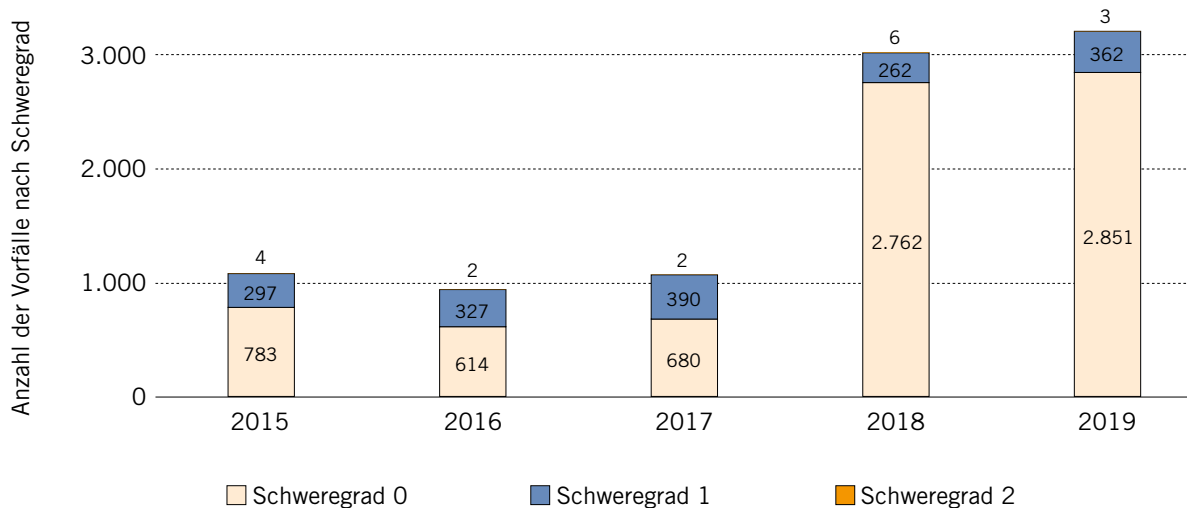
Bei der Ermittlung von möglichen zukünftigen Kapazitätsdefiziten gilt es insbesondere, die sich verändernden Rahmenbedingungen auf der Stromverbrauchsseite zu berücksichtigen. Vor allem mittel- und langfristig ist die Entwicklung der Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren von entscheidender Bedeutung. Aktuell besteht jedoch noch große Unsicherheit darüber, wie hoch die Marktdurchdringung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in Zukunft sein wird. Beides sind strombetriebene Verbraucher, die bei einer hohen Durchdringung

das zukünftige Strombedarfsprofil, und somit die Spitzenlast, maßgeblich prägen werden. Ein wesentlicher Aspekt dieser Veränderung gegenüber dem heutigen System ist die zunehmende Wetterabhängigkeit der Last. Wärmepumpen nutzen etwa die Umgebungswärme aus der Luft, der Erde oder dem Wasser, um Heizenergie für Gebäude zu erzeugen. Bei elektrischen Wärmepumpen wird für diesen Prozess Strom benötigt. Bei tiefen Außentemperaturen verschlechtert sich der Wirkungsgrad der Wärmepumpen. Dadurch steigt der ohnehin durch die Elektrifizierung der Wärmeversorgung erhöhte Strombedarf zusätzlich an, da die Wärmepumpe nicht nur den hohen Heizbedarf decken muss, sondern gleichzeitig ihr temperaturabhängiger Wirkungsgrad in diesen Zeiten niedrig ist. In der Folge verändern sich die Anforderungen an den europäischen Erzeugungspark. Es besteht der Bedarf, dass normative Szenarien, wie der *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)* von ENTSO-E, sich dieser Problematik widmen, um die Gefahr möglicher Versorgungsunterbrechungen in besonders kalten Wintern zu minimieren. In der Zukunft wird es umso wichtiger sein, das Verhalten von stromgeführten, wetterabhängigen Verbrauchern zu kennen und Flexibilitäten gezielt zu nutzen.

Aufrechterhaltung der Netzfrequenz

Im Stromsystem muss in Echtzeit die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch gewährleistet werden. Ungleichgewichte lassen sich an der Netzfrequenz ablesen. Dabei ist die Frequenz grundsätzlich eine systemweite Größe. Sie beträgt im europäischen Verbundsystem im Gleichgewicht 50 Hertz (Nennfrequenz). In Deutschland herrscht also die gleiche Frequenz wie in Spanien oder Dänemark. Wirkleistungsungleichgewichte, z. B. infolge von Leitungsfehlern oder Kraftwerksausfällen, spiegeln sich in Abweichungen von dieser Nennfrequenz wider. Bei Erzeugungsüberschüssen steigt die Frequenz, während sie bei Erzeugungslücken sinkt. Da alle Komponenten des Stromsystems für einen Betrieb bei Nennfrequenz konzipiert wurden, werden sie bei großen Abweichungen zum Schutz vom Netz getrennt. Im schlimmsten Fall könnten Fehler im System ansonsten zu einer Kettenreaktion führen.

Um große Frequenzabweichungen zu vermeiden, halten Netzbetreiber Reserven vor. Die Reserven bestehen aus der Primär- und der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve. Sie werden stufenweise eingesetzt, um durchgehend die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch zu wahren. Jedoch benötigt selbst die Primärregelleistung einige Sekunden bis zur vollständigen Aktivie-

Abbildung 4.14: Anzahl der Vorfälle im europäischen Verbundnetz nach Schweregrad

Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), Datengrundlage: ENTSO-E

zung. In dieser Zeitspanne darf die Leistungsdifferenz nicht zu einer kritischen Frequenzabweichung führen, d. h., der Frequenzgradient muss auf die zulässige Größe begrenzt werden. Bisher erfüllt die Momentanreserve diese Aufgabe. Die Momentanreserve ist eine inhärente Eigenschaft des Elektrizitätsversorgungssystems. Sie wird im Wesentlichen von den rotierenden Generatoren der thermischen Kraftwerke bereitgestellt. Deren träge Schwungmasse beeinflusst, wie schnell sich Leistungsdifferenzen auf die Netzfrequenz auswirken. Momentanreserve wird also im heutigen Strommix als Nebenprodukt der Stromerzeugung thermischer Kraftwerke dem Netz bereitgestellt. Mit dem Rückgang konventioneller Erzeugung nimmt die verfügbare Trägheit im Stromsystem ab. Entscheidend für die Frequenzstabilität ist dabei die Trägheit im gesamten Netzgebiet. Deutschland profitiert auch in Stunden hoher eigener EE-Erzeugung von der trägen Schwungmasse französischer Atomkraftwerke oder polnischer Kohlekraftwerke. Da sich das gesamte europäische Stromsystem im Wandel befindet, gewinnt die Überwachung von Störungen im Netz jedoch an Bedeutung.

Entsprechende Störungen im Übertragungsnetz werden von ENTSO-E auf einer Schweregradskala von 0 bis 3 eingeordnet und jährlich publiziert. Während bei Vorfällen des Schweregrads 0 keine Betriebssicherheitsgrenzen verletzt werden, ist das System bei Vorfällen des Schweregrads 3 im Blackout-Zustand. Die Anzahl an berichteten Vorfällen im Schweregrad 0 bis 2 steigt insge-

samt. In den letzten Jahren wurden allerdings keine Vorfälle des Schweregrads 3 berichtet.

Ein Beispiel für einen Störfall war der System-Split am 08.01.2021. Auslöser war ein Umspannwerk in Kroatien, in welchem in Folge eines Überstroms zwei Sammelschienen durch das Auslösen eines Leistungsschalters voneinander entkoppelt wurden. Die folgende Kettenreaktion von Überströmen auf den umliegenden Übertragungsleitungen resultierte in einer Abschaltung entsprechender Übertragungsleitungen und in einer Trennung des europäischen Verbundsystems in zwei voneinander entkoppelte Zonen. Es kam zu einem System-Split mit einer Frequenzabweichung von bis zu 250 mHz. Die Netzbetreiber müssen in solchen Fällen koordinierte Maßnahmen ergreifen. So wurden im Januar u. a. abschaltbare Lasten, wie z. B. stromintensive Industriebetriebe wie Aluminiumhütten, mit einer gesamten Leistung von 1,7 GW in Frankreich und Italien vom Netz genommen. Das direkte Eingreifen sicherte die Stabilität des europäischen Verbundnetzes.

Die Anzahl an Eingriffen der Übertragungsnetzbetreiber in die Netzbetriebsführung steigt weiter an.

Die Zunahme von Vorfällen dieser Art ist ein Indiz für die steigende Komplexität in der Sicherstellung der Netzsta-

bilität. In aktuellen Studien untersuchen deshalb das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI) und die ef.Ruhr GmbH das Frequenzverhalten des europäischen Stromsystems für die kommenden Jahrzehnte. Die Studie „Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem“³ zeigt bspw. im Ergebnis, dass bereits ohne System-Split die zulässigen Frequenzbereiche in einzelnen Stunden des Jahres 2040 verlassen werden könnten. Um die heutige Frequenzstabilität zu erhalten, wären dann Gegenmaßnahmen notwendig. Dabei gilt es, neben der reinen Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke ihre systemprägenden Eigenschaften, wie die träge Schwungmasse, adäquat zu ersetzen. Zusätzliche rotierende Massen (z. B. rotierende Phasenschieber) von Generatoren könnten die Systemträgheit erhöhen, ebenso wie dezidierte momentanreservefähige leistungselektronische Netzbetriebsmittel (z. B. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)-Konverterstationen). Eine weitere Möglichkeit zur Frequenzstützung ist die zusätzliche Integration von Anlagen, die zur schnellen frequenzabhängigen Leistungsregelung fähig sind, auch *Fast Frequency Response (FFR)* genannt. Dabei handelt es sich um eine sehr schnelle Form von Regelleistung, die aktuell weder am Markt gehandelt noch in technischen Anschlussrichtlinien gefordert wird. Sie reagiert schneller als die heutige Primärregelleistung und könnte selbst bei höheren Frequenzgradienten eingreifen, bevor eine Frequenzabweichung kritische Größe erreicht. Irland und Schweden haben entsprechende Regelleistungsprodukte bereits eingeführt. Grundsätzlich können Windkraftanlagen, Batteriespeicher oder auch Schwungräder bei entsprechender Ausgestaltung schnelle Regelung bereitstellen.

Fazit

Im Zuge der Transformation des deutschen und des europäischen Stromversorgungssystems rücken Fragen der Versorgungssicherheit in den Fokus. Dabei umfasst der Begriff der Stromversorgungssicherheit mehrere Dimensionen, darunter die Vermeidung von Kapazitätsdefiziten und die Aufrechterhaltung der Netzfrequenz. Der Rückgang konventioneller Kraftwerkskapazitäten erfordert die regelmäßige Überprüfung und Überwachung der Angemessenheit der installierten Kapazitäten, um ggf. Kraftwerksreserven oder andere Mechanismen zur Bereitstellung von ausreichenden Kapazitäten rechtzeitig zu

implementieren. Mittel- und langfristig gilt es außerdem zu adressieren, wie zukünftig Netzfrequenzstabilität gewährleistet werden kann. Diese und andere Fragen in Bezug auf die Versorgungssicherheit mit Strom werden die Transformation des Stromversorgungssystems in den kommenden Jahren begleiten.

³ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)/ef.Ruhr GmbH, Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem, Köln 2019.