



Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge
Direktor und Geschäftsführer, Energiewirtschaftliches Institut an der
Universität zu Köln - EWI

Professor Dr. Marc Oliver Bettzüge ist Geschäftsführer des EWI. Seit 2007 ist er Professor für Volkswirtschaftslehre an der Universität zu Köln und Direktor des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI). Neben seinen Leitungsaufgaben befasst sich Prof. Bettzüge vorrangig mit institutionellen und wirtschaftswissenschaftlichen Grundsatzfragen der Energiewirtschaft und der Energiepolitik. Seit 2020 ist Prof. Bettzüge Mitglied des unabhängigen Expertenrats für Klimafragen. Von 2011 bis 2013 war Prof. Bettzüge Mitglied in der Enquete-Kommission „Wachstum, Wohlstand, Lebensqualität“ des Deutschen Bundestages. Zudem wirkt er in einem breiten Spektrum von Gremien und Beiräten mit. Nach dem Studium der Mathematik und Volkswirtschaftslehre an den Universitäten von Bonn, Cambridge und Berkeley promovierte Prof. Bettzüge im Fach Volkswirtschaftslehre mit einer Arbeit über „Financial Innovation from a General Equilibrium Perspective“. Nach seiner Promotion arbeitete er sowohl als Wissenschaftler an den Universitäten von Bonn und Zürich als auch als Managementberater bei international renommierten Beratungsunternehmen. Vor seiner Berufung an die Universität zu Köln war Prof. Bettzüge Partner und Geschäftsführer der Strategieberatung „The Boston Consulting Group“ (BCG).

Systemtrennung als Warnschuss? – Aktuelle Aspekte der elektrischen Versorgungssicherheit

Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge¹

1. Ein Warnschuss?

Über die vergangenen Jahrzehnte hat das europäische und insbesondere das deutsche Stromsystem eine hohe Versorgungssicherheit geboten (BNetzA, 2020a). Ein wichtiges Merkmal hierfür ist die sogenannte N-1-Sicherheit des Systems, also die Resilienz gegenüber dem Ausfall eines einzelnen Betriebsmittels. Der jüngste Störfall vom 8. Januar 2021 hat den Eindruck bestätigt, dass diese Sicherheit nur noch durch erhebliche Anstrengungen auf Seiten der Netzbetreiber gewährleistet zu sein scheint.

Auslöser des Störfalls war ein Umspannwerk in Kroatien, in dem 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 einer Trennung des Europäischen Verbundsystems in zwei voneinander entkoppelte Zonen. Trotz eines daraus resultierenden Leistungsungleichgewichts von rund 6 GW konnten beide Teilsysteme stabilisiert und weiterbetrieben werden. Dazu mussten allerdings unter anderem abschaltbare Lasten mit einer gesamten Leistung von rund 1,7 GW in Frankreich und Italien vom Netz genommen werden (ENTSOE, 2021). Nach rund einer Stunde konnten beide Zonen wieder synchronisiert werden. Das direkte Eingreifen gemäß aufeinander abgestimmter Handlungsroutinen sicherte die Stabilität des Europäischen Verbundnetzes.

In diesem Fall konnte ein großflächiger Stromausfall verhindert werden. Jedoch ruft das aktuelle Beispiel die Relevanz der Sicherheit der Stromversorgung in Erinnerung. Zudem ist die europaweite Gewährleistung der Versorgungssicherheit im laufenden Transformationsprozess der Stromwirtschaft zunehmenden Herausforderungen ausgesetzt, die im Folgenden schlaglichtartig beleuchtet werden.

2. Bekannte Voraussetzungen

Maßgeblich für die Stabilität des Stromsystems ist das kontinuierliche Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch. Zur Wahrung dieses Gleichgewichts muss das Stromsystem unter anderem zwei wichtige Voraussetzungen erfüllen. Zum einen muss jederzeit genug steuerbare Erzeugungsleistung zur Verfügung stehen, um Residuallastspitzen zu decken. Das Netz muss dabei hinreichend leistungsfähig sein, um Erzeugung und Verbrauch auch über größere Entfernungen hinweg miteinander zu verbinden. Zum anderen muss der Kraftwerkspark der Änderungsrate der Residuallast, dem sogenannten Gradienten, folgen können.

Im bisherigen System waren beide Anforderungen erfüllt. Es standen (und stehen noch) genügend steuerbare, konventionelle Kraftwerke bereit, um beispielsweise bei einer Dunkelflaute die Residuallast zu decken. Die Standorte dieser Kraftwerke sind zudem in geeigneter Weise auf die Lastzentren und verfügbaren Netzkapazitäten abgestimmt. Gleichzeitig mildern die rotierenden Massen der konventionellen Kraftwerke die aus der Änderung der Residuallast entstehenden Frequenzgradienten, so dass eine frühzeitige Korrektur der Netzfrequenz selbst bei starken Änderungen von Windverhältnissen oder solaren Einspeiseraten bislang weiterhin möglich blieb. Die Entwicklung der Netzleistungsfähigkeit, der Spitzenlast und der Nachfrageflexibilität sind in diesem Zusammenhang entscheidende Parameter für die Kosten der Erhaltung der Versorgungssicherheit.

3. Gesicherte Leistung

Das europäische und insbesondere das deutsche Stromsystem befindet sich in einem tiefgreifenden Transformationsprozess. Während der Ausbau der fluktuierenden, erneuerbaren Energien voranschreitet, geht die Kapazität konventioneller, steuerbarer Erzeuger seit einigen Jahren deutlich zurück. Die zu Beginn des vorigen Jahrzehnts noch komfortable Erzeugungsmarge – also die Differenz zwischen installierter gesicherter Leistung und zu erwartender Spitzenlast – ist in den vergangenen Jahren merklich geschrumpft (ENTSOE, 2018).

Ende 2022 wird in Deutschland das letzte Atomkraftwerk vom Netz gehen. Mit dem Kohleausstiegsgesetz wird außerdem der schrittweise Ausstieg aus der Braun- und Steinkohle-verstromung in Deutschland umgesetzt. Die Braunkohle- und Steinkohlekapazitäten werden demnach bis 2030 auf maximal 8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle verringert. Bis spätestens Ende des Jahres 2038 wird die Kohleverstromung in Deutschland vollständig beendet werden. Der weitere deutsche Atom- und Kohleausstieg wird also die Leistung konventioneller Erzeugung in Zentralwesteuropa zusätzlich reduzieren. Die verbliebenen konventionellen Kraftwerke werden durch den angestrebten weiteren Ausbau von EE-Anlagen sowie die Entwicklungen auf dem europäischen Markt für Emissionszertifikate zudem zunehmend unter Druck gesetzt, so dass gegebenenfalls weitere, marktbedingte Abschaltungen erfolgen könnten.

Dem gegenüber steht der Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien, die jedoch im Vergleich zu den konventionellen Kraftwerken eine deutlich geringere statistische Verfügbarkeit aufweisen. Eine spürbare Kompensation für den Rückgang der konventionellen Bestandskapazität hängt daher insbesondere von einem möglichen Zubau von Gaskraftwerkskapazitäten ab.

Mit dem gleichzeitigen Ausstieg aus der Kohleverstromung und der Atomkraft visiert Deutschland zwar den ambitioniertesten Umbruch an, jedoch verfolgt auch die Europäische Union mit dem „Green Deal“ das Ziel, bis 2050 ein

klimaneutrales Energiesystem aufzubauen. In den kommenden Jahren sollen weiterhin konventionelle Kraftwerkskapazitäten zurück- und erneuerbare Energien ausgebaut werden (IEA, 2020). Auch in den Nachbarländern wird es dabei allein schon aus Altersgründen zum Rückbau bestehender Kapazitäten kommen. Insgesamt bedarf es substanzieller Investitionen in die europäische gesicherte Leistung.

4. Frequenzhaltung

Der Rückgang an konventioneller Erzeugungskapazität reduziert dabei nicht nur die Erzeugungsmarge, sondern führt zudem zu einem Abbau von rotierenden Massen, was insbesondere Auswirkungen auf die Aufrechterhaltung der systemweiten Netzfrequenz in Höhe von 50 Hz haben kann, für die Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein müssen. Ein Leistungsungleichgewicht, wie z.B. in Höhe von 6 GW beim System-Split im Januar, führt zu Frequenzabweichungen, die je nach Höhe die Stabilität des Stromsystems gefährden.

Netzbetreiber nutzen die Regelleistung, um kritische Frequenzabweichungen zu verhindern. Jedoch benötigt selbst die schnellste Regelleistung, die Primärregelung, einige Sekunden bis zur vollständigen Aktivierung. In der Zeitspanne zwischen Störungseintritt und Aktivierung der Regelleistung darf die Leistungsdifferenz nicht zu einer kritischen Frequenzabweichung führen, d.h. der Frequenzgradient muss auf zulässige Größe begrenzt werden. Bisher begrenzt die Momentanreserve als inhärente Eigenschaft des Stromsystems die Frequenzgradienten. Sie wird im Wesentlichen von den Synchronmaschinen der thermischen Kraftwerke bereitgestellt. Deren träge Schwungmassen beeinflussen, wie schnell sich Leistungsdifferenzen auf die Netzfrequenz auswirken. Mit dem Rückgang konventioneller Erzeugung nimmt die verfügbare Trägheit im Stromsystem ab. Neben der reinen Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke gilt es also zusätzlich ihre systemprägenden Eigenschaften wie die trägen Schwungmassen adäquat zu ersetzen.

Aktuelle Studien zeigen, dass bereits ohne System-Split die zulässigen Frequenzbereiche in einzelnen Stunden des Modell-Jahres 2040 verlassen werden könnten (EWI, 2019; ef.Ruhr, 2020). Um die heutige Frequenzstabilität zu erhalten, wären daher Gegenmaßnahmen notwendig.

5. Leistungsbedarf

Gleichzeitig bestehen auf der Nachfrageseite Bestrebungen, weitere Teile der Volkswirtschaft zu elektrifizieren, insbesondere in den Bereichen Wärme (elektrische Wärmepumpe) und Transport (Elektromobilität). Hieraus würden sich zusätzliche elektrische Lasten ergeben, die zudem breit in der Fläche verteilt wären. Neben der Entwicklung des Kraftwerkparks gilt es daher bei der Ermittlung von möglichen zukünftigen Kapazitätsdefiziten die sich verändernden Rahmenbedingungen auf der Stromverbrauchsseite zu berücksichtigen.

sichtigen. Vor allem mittel- und langfristig ist der Grad der Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren von entscheidender Bedeutung (EWI, 2020a).

Aktuell besteht jedoch Unsicherheit darüber, wie hoch die Durchdringung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in Zukunft sein wird. Diese beiden strombetriebenen Verbraucher werden bei einer hohen Durchdringung das zukünftige Strombedarfsprofil und somit die Spitzenlast maßgeblich prägen. Ein wesentlicher Aspekt dieser Veränderung ist die zunehmende Wetterabhängigkeit der Last. Beispielsweise verschlechtert sich der Wirkungsgrad der Wärmepumpen bei niedrigen Temperaturen. Dadurch steigt der ohnehin durch die Elektrifizierung der Wärmeversorgung erhöhte Strombedarf zusätzlich an. Daher könnte schon im Jahr 2030 bei besonders niedrigen Temperaturen eine Versorgungslücke von mehreren Terrawattstunden auftreten, wenn der Kraftwerkspark nicht an die zusätzliche Stromnachfrage angepasst wird (EWI, 2020a).

6. Monitoring der kontinuierlichen Stromversorgung

Die substanziellen Veränderungen im Stromsystem machen – vor allem vor dem Hintergrund des liberalisierten Marktregimes - ein kontinuierliches Monitoring der Versorgungssicherheit erforderlich. In Deutschland ist dafür nach §54 EnWG die Bundesnetzagentur verantwortlich. In ihrem jährlichen Monitoringbericht schlüsselt sie den vergangenen und erwarteten Kraftwerkszubau auf. So erwartet die Bundesnetzagentur bis 2023 einen Zubau von rund 2,5 GW an Gaskraftwerken (BNetzA, 2021).

Die Frage der Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage stellt sich aber nicht nur in Deutschland. Sie unterliegt auch auf europäischer Ebene ständiger Überprüfung. Die Möglichkeit von kurz- und mittelfristigen Engpässen werden in den Winter Outlooks des Verbundes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) thematisiert. Die Outlooks bewerten die Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten, um Risiken für die Versorgungssicherheit in der kurzen Frist zu mindern. ENTSO-E (2020) identifizierte unter anderem 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 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. Für die Umsetzung und damit verbunden für das Tätigen entsprechender Investitionen bleiben jedoch die Mitgliedstaaten verantwortlich.

7. Mangel an Investitionstätigkeit

Zwar ist das Beobachten der Versorgungssicherheit eine grundsätzlich wichtige Vorsorgemaßnahme, jedoch liegt die zentrale Herausforderung in der institutionellen und marktlichen Organisation der notwendigen Investitionen. Die an die Beobachtungspflichten geknüpften kurzfristigen Notfallmaßnahmen garantieren weder einen effizienten Wandel des Stromsystems noch einen nachhaltigen Effekt auf die Versorgungssicherheit. Eine frühzeitige strategische Ausrichtung auf die neuen Anforderungen des Stromsystems könnte den Einsatz von Notfallmechanismen vermeiden.

Momentan scheint jedoch unklar, wer die Rolle des Auslösens und der Koordination von Investitionen übernimmt. In der Theorie könnte der Strommarkt für ausreichende Investitionen sorgen, falls bestimmte Bedingungen erfüllt sind, insbesondere hinsichtlich der Preiselastizität der Nachfrage. Ein angemessenes Niveau an Versorgungssicherheit würde sich demnach selbst im Markt durchsetzen können. Jedoch wird diskutiert (u.a. EWI, 2020b), warum in der Realität des Jahres 2021 nicht alle theoretischen Voraussetzungen uneingeschränkt zu gelten scheinen. Regulatorische Preisobergrenzen verhindern beispielsweise, dass in Knappheitssituationen ausreichende Preissignale gesendet werden. Zusätzlich bleibt offen, inwieweit die Preiselastizität der Nachfrage zukünftig in Knappheitssituationen tatsächlich ausreichen wird, um Knappheitspreise zu erzeugen.

In der Tat ist die tatsächliche und angekündigte Investitionstätigkeit derzeit deutlich geringer als der in vielen aktuellen Studien ermittelte Neubaubedarf. Bis Ende der Dekade wird von einem kumulierten Neubaubedarf von mindestens 20-27 GW (2020-2030) ausgegangen (vgl. etwa: dena, 2019; Agora, 2020; EWI, 2020c). Dies entspräche grob einem Zubau in Höhe von rund 2,0 bis 2,7 GW pro Jahr. Aktuell ist für Deutschland allerdings laut BNetzA von Januar 2021 bis zum Jahr 2023 nur ein Zubau von rund 2,5 GW an neuer Kraftwerksleistung geplant. Bislang ist also nicht erkennbar, dass Investitionen im erforderlichen Umfang und in der erforderlichen Geschwindigkeit angegangen werden.

8. Mögliche Maßnahmen

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen gewinnt die Frage nach der mittel- und langfristigen Gewährleistung von Versorgungssicherheit mit Strom an politischer Relevanz. Die Weichen für die Beantwortung dieser Frage sollten schon bald gestellt werden.

Aufgrund der knapper werdenden Erzeugungsmarge wurden im Zuge der Diskussionen um die Versorgungssicherheit bereits verschiedene Reservearten auf nationaler Ebene implementiert. Eine davon ist die in der Reservekraftwerksverordnung (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 (BNetzA, 2020b). 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 mit der 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. Für den Zeitraum 2022 bis 2024 sollen rund 2 GW ausgeschrieben werden (BMWi, 2020a; BMWi, 2020b). Beeinflusst werden die zukünftigen Reservebedarfe auch von der Umrüstung einiger Braun- und Steinkohlekraftwerke auf Gaskraftwerke.

Für die Sicherstellung einer ausreichenden Erzeugungsmarge auch in den 2020er Jahren scheinen diese Maßnahmen allerdings nicht mehr ausreichend zu sein. Normative Szenarien wie der Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E müssen sich dieser Problematik widmen und dabei insbesondere realistische Szenarien für die Entwicklung der elektrischen Lasten unterstellen, um die Gefahr möglicher Versorgungsunterbrechungen in besonders kalten Wintern zu minimieren.

Aus diesem Grund wird zunehmend die bereits zu Beginn des vergangenen Jahrzehnts im Zuge des Atomausstiegs geführte Diskussion um die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland aufgegriffen. Die grundsätzliche Idee dabei ist, dass Kraftwerke nicht nur für vermarktete Energie vergütet werden, sondern zusätzlich für die langfristige Vorhaltung von Erzeugungsleistung (EWI, 2020b). Damit sollen Spitzenlastkraftwerke weiterhin in der Lage sein, ihre Kapitalkosten zu decken. Frankreich und Großbritannien haben bereits Kapazitätsmechanismen eingeführt.

In der Zukunft wird es vor diesem Hintergrund umso wichtiger sein, das Verhalten von stromgeführten, wetterabhängigen Verbrauchern zu kennen und Flexibilitäten gezielt zu nutzen. Die vielfach diskutierte Reform der Stromentgeltsystematik zur Erhöhung der verbraucher- und speicherseitigen Flexibilität (bspw. Jeddi & Sitzmann, 2019), wird daher an Bedeutung gewinnen.

Die Verantwortung für die Beherrschung der Frequenzgradienten liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern. Hier stellt sich vor allem die Frage, wie die Netzbetreiber den Anforderungen der steigenden Gradienten im System bei gleichzeitig zurückgehender Massenträgheit begegnen wollen. Da die Momentanreserve bisher als Nebenprodukt der konventionellen Stromerzeugung dem Netz bereitgestellt wurde, gibt es noch keinen entsprechenden Ersatz. Grundsätzlich sind sowohl Investitionen in technische Betriebsmittel (z.B. rotierende Phasenschieber) oder aber auch zusätzliche Regelleistungsprodukte wie die Fast Frequency Response in Finnland oder Irland denkbar. Diese sehr

schnelle Form von Regelleistung wird aktuell weder am Markt gehandelt noch in technischen Anschlussrichtlinien gefordert. Sie reagiert schneller als die heutige Primärregelleistung und könnte selbst bei höheren Frequenzgradienten eingreifen, bevor eine Frequenzabweichung kritische Größe erreicht.

9. Ausblick

Der System-Split am 8. Januar 2021 hat gezeigt, welche überregionalen Anstrengungen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Strom im Notfall aktuell bereits notwendig sein können. Die Herausforderungen für die Versorgungssicherheit nehmen durch die Transformation des Energiesystems, nicht zuletzt vorangetrieben durch den (deutschen) Kohleausstieg und das europäische Clean Energy Package, weiter zu, zumal das Stromsystem mittelfristig der entscheidende Bereich für die Transformation bleiben wird. Daher besteht die Aufgabe in den folgenden Jahren darin, unter den verfügbaren Maßnahmen rechtzeitig diejenigen zu identifizieren und umzusetzen, welche die Versorgungssicherheit bestmöglich stützen können.

Insbesondere die Systembetriebsführung wird durch den Wandel von konventioneller Erzeugung zu fluktuierenden erneuerbaren Energien gefordert. Neben der Förderung der erneuerbaren Energien sind daher gezielte Investitionen in Technologien notwendig, die einen hohen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Da zudem die Anforderungen an die Aufrechterhaltung der Netzfrequenz sowohl auf Übertragungsebene als auch auf Verteilungsebene steigen, müssen die Betriebsmittel entsprechenden technischen Anforderungen genügen. Für die digitalisierte Steuerung dezentraler Anlagen (Erzeuger und flexible Verbraucher) ist beispielsweise die Erweiterung der Möglichkeiten in Zusammenhang mit der Informations- und Kommunikationstechnik notwendig. Die Absicherung der Stromnetze und Erzeugungsanlagen gegen Eingriffe Dritter ist dabei stets zu wahren.

Es bleibt allerdings die Frage, inwieweit der aktuelle institutionelle und marktliche Rahmen eine derartige Anpassung des Stromsystems zur Wahrung der Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Die regulatorischen und marktlichen Strukturen, die in der Phase der europäischen Liberalisierung in den vergangenen 30 Jahren etabliert worden sind, könnten für die anstehenden Aufgaben nicht mehr optimal geeignet sein. Zu überprüfen und weiterzuentwickeln sind sowohl die Rollen und Zuständigkeiten entlang der entflochtenen Wertschöpfungskette als auch die Verteilung der Kompetenzen und Aufgaben im staatlichen Bereich – also zwischen der Europäischen Union und ihren Mitgliedsstaaten einerseits und den verschiedenen staatlichen Akteuren und Behörden andererseits (Betzüge, 2020).

Fußnoten

- ¹ Mein Dank gilt Kirsten Krumrey, Nils Namockel, Philipp Theile und Jonas Zinke für die freundliche Unterstützung bei der Abfassung dieses Beitrags.

Literatur

- Agora Energiewende (Agora, 2020): Klimaneutrales Deutschland – In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. November 2020. URL: https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB_V111.pdf
- Betzüge, Marc Oliver (Betzüge, 2020): Staatliche Industriepolitik versus soziale Marktwirtschaft. In: Schriftenreihe des Kuratoriums Forum für Zukunftsenergien, Band 13, 2020, pp. 19-29
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2020a): Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz). URL: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&toctf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F%5B%40node_id%3D%27632474%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2020b): Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Absatz 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den §§ 13a bis 13f sowie 13h bis 13j und §16 Absatz 2a EnWG. Dezember 2020. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zur-netz-und-kapazitaetsreserve.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- Bundesnetzagentur (BNetzA, 2020a): Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom. Oktober 2020. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html
- Bundesnetzagentur (BNetzA, 2020b): Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- Bundesnetzagentur (BNetzA, 2021): Monitoringbericht 2020. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- Deutsche Energie-Agentur (dena, 2019): Impuls zur aktuellen klimapolitischen Debatte. September 2019. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Impuls_zur_aktuellen_klimapolitischen_Debatte.pdf
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E, 2018): Mid-term Adequacy Forecast. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/MAF_2018_Executive_Report.pdf

- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E, 2020): Winter Outlook 2020-2021. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/seasonal/WOR2020/201130_Winter%20Outlook%202020-2021_Report.pdf
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E, 2021): System Separation in the Continental Europe Synchronous Area on 8 January 2021. URL: <https://www.entsoe.eu/news/2021/01/15/system-separation-in-the-continental-europe-synchronous-area-on-8-january-2021-update/>
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI, 2019): Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem. 2019. URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/02/20200302_EWI-Studie_Momentanreserve_und_FFR.pdf
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI, 2020a): 2030 Peak Power Demand in North-West Europe, Studie im Auftrag des französischen Energieversorgers ENGIE. September 2020. URL: <https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/09/E-CUBE-EWI-2030-Peak-Power-Demand-in-North-West-Europe-vf3.pdf>
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI, 2020b): Diskussion zukünftiger Herausforderungen von Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0. Februar 2020 URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/02/EWI_Studie_Herausforderungen_Versorgungssicherheit_20200211.pdf
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI, 2020c): Auswirkungen des Kohleausstiegsgesetzes auf die Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier. Juli 2020. URL: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/ef.Ruhr>
- ef.Ruhr (efRuhr, 2020): Systemsicherheit 2050 – Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem. 2020. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/Systemsicherheit_2050__Systemdienstleistungen_und_Aspekte_der_Stabilitaet_im_zukuenftigen_Stromsystem_Gutachten_ef.Ruhr.pdf
- International Energy Agency (IEA, 2020): Coal Report 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/coal-2020#>
- Jeddi, S., Sitzmann, A. (Jeddi & Sitzmann, 2019): Netzentgeltsystematik in Deutschland – Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen. *Z Energiewirtschaft* 43, 245–267 (2019). <https://doi.org/10.1007/s12398-019-00265-6>