



Bild: Peter Markewitz

Energietransport und -verteilung

Mit ihrem Klimaschutzprogramm 2030 vom 29. September 2019 konkretisiert die Bundesregierung die Umsetzung ihres Klimaschutzplans 2050. So werden für die einzelnen energiewirtschaftlichen Sektoren detaillierte Maßnahmenpakete vorgeschlagen. Dominierende Maßnahme für die Energiewirtschaft ist der Ausstieg aus der Kohleverstromung, der spätestens bis zum Jahr 2038 vollzogen werden soll. Die im Klimaplan 2050 für das Jahr 2030 formulierten sektoralen Treibhausgas-Emissionsziele sind Bestandteil des neuen Klimaschutzgesetzes und bekommen damit eine neue Verbindlichkeit. Die Ankündigung der Europäischen Kommission, ein treibhausgasneutrales Europa zu realisieren (Green Deal), dürfte den Druck auf alle energiewirtschaftlichen Akteure noch einmal deutlich erhöhen. Wie bereits im Vorjahr [1] liegt der Netzausbau deutlich hinter den ursprünglichen Planungen. Von der Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes, das im Herbst 2019 vom Deutschen Bundestag verabschiedet wurde, erhofft man sich eine schnellere Umsetzung der vielen geplanten Netzausbauvorhaben.

Ausgehend von den Beschlüssen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (Kohlekommission) wurde der

gesetzgeberische Prozess unter Federführung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) eingeleitet. Derzeit wird der Entwurf des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes zwischen Bundesregierung und Bundesrat kontrovers diskutiert.

Im März 2018 vereinbarten die Energieversorgungsunternehmen E.on sowie RWE, ihre Geschäftsfelder gemeinsam neu zu ordnen. Demnach hat E.on die RWE-Tochter Innogy mit den Feldern Vertrieb und Netz übernommen. Im Gegenzug hat

sich E.on von dem Geschäftsfeld regenerative Erzeugung getrennt und diesen Bereich RWE überlassen [1]. Die EU-Kommission gab am 17. September 2019 die Übernahme von Innogy unter Auflagen frei [2]. Die Auflagen beziehen sich unter anderem auf den Heizkundenmarkt, die Lieferung von Autobahn-Ladestationen für Elektrofahrzeuge, die Veräußerung des E.on-Geschäfts im Bereich Einzelhandel mit Strom für Kunden im nicht regulierten Marktsegment Ungarn und die Veräußerung des gesamten E.on-Geschäfts im Bereich Strom- und Gashandel in Tschechien. Damit ist eine der größten Umstrukturierungsmaßnahmen in der energiewirtschaftlichen Geschichte Deutschlands Realität geworden.

Bereits kurz nach Einführung der Abschaltverordnung (AbLaV) stellte die Bundesnetzagentur (BNetzA) fest, dass die festgeschriebenen Ausschreibungsmengen nur zu einem sehr geringen Umfang in Anspruch genommen wurden. Sie schlug seinerzeit vor, die AbLaV wieder abzuschaffen. Allerdings folgte der Gesetzgeber diesem Vorschlag nicht. Die BNetzA hat die Aufgabe die Gesamtablastleistung kontinuierlich zu überprüfen. Da die Ausschreibungsmenge der abschaltbaren Lasten in Höhe von 1500 MW in der Vergangenheit (bis 2018) zu keinem Zeitpunkt ausgeschöpft wurde, schlug die BNetzA vor, die Ausschreibungsmengen deutlich zu verringern [3]. So sollte die Ausschreibungsmenge für sofort abschaltbare Lasten von 750 auf 500 MW und die Menge für schnell abschaltbare Lasten von 750 auf 250 MW reduziert werden. Im Rahmen des Feststellungsverfahrens stellte sich heraus, dass sich die Gebote und die Abrufe der abschaltbaren Lasten in jüngerer Vergangenheit deutlich verändert haben. So stieg die Anzahl der Abrufe vom 1. Juli 2018 bis zum 18. März 2019 gegenüber dem Zeitraum 1. Januar 2017 bis zum 30. Juni 2018 von 24 auf 81 Einzelabrufe. Auch die gebotenen Mengen erhöhten sich deutlich. Daraufhin entschied die BNetzA, die Reduzierung der Ausschreibungsmengen vorerst zurückzustellen und die Marktentwicklung der nächsten Monate zu beobachten [4].

Der Bundestag hat am 13. November 2019 die Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes beschlossen, mit denen die Europäische Gasrichtlinie umgesetzt wird. Wie bereits im Vorjahr berichtet [1], hatte

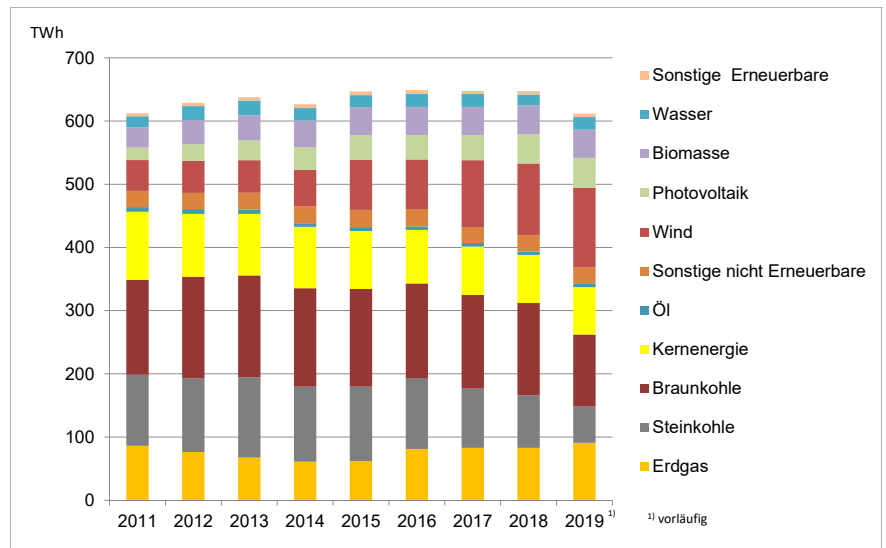


Bild 1 Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2019 [5].

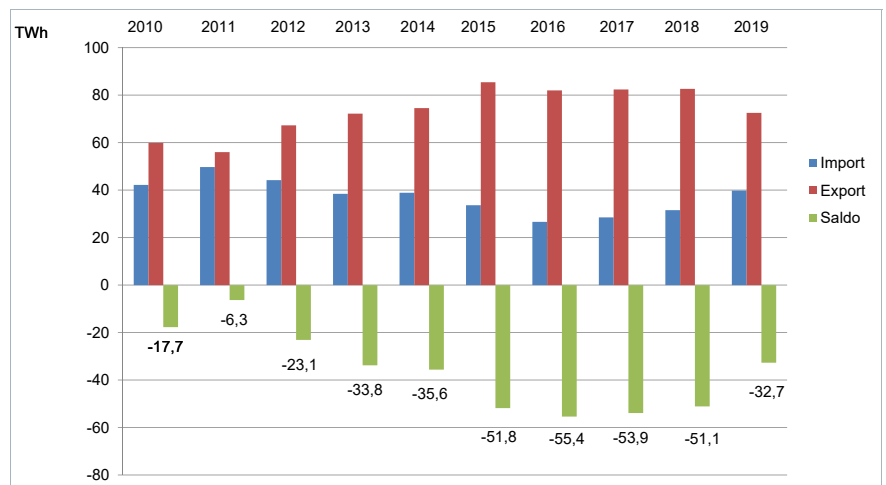


Bild 2 Entwicklung von physikalisch ausgetauschten Stromimport und -exportmengen [5; 6].

es im Vorfeld eine kontroverse Debatte darüber gegeben, wie mit dem Unbundling von Pipelines beziehungsweise Gaslieferungen aus dem außereuropäischen Ausland nach Europa zu verfahren sei. Hintergrund war die derzeit in Bau befindliche NorthStream-II-Pipeline. Erst nach langen und schwierigen Diskussionen einigten sich die EU-Mitgliedsstaaten auf einen Kompromiss. Man verständigte sich darauf, dass die Zuständigkeit für Pipelines aus Drittstaaten (zum Beispiel Russland) bei dem EU-Land liegt, in dem die Leitung erstmals auf das europäische Netz trifft. Damit liegt die Zuständigkeit der Einhaltung der Binnenmarkttrichtlinie bei der BNetzA. Sie hat damit auch die Aufgabe zu entscheiden, wie mit der NorthStream-II-Pipeline rechtlich zu verfahren ist.

Stromversorgung

Nach vorläufigen Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) [5] betrug die Bruttostromerzeugung im Jahr 2019 etwa 612,4 TWh (Bild 1). Sie lag damit um rund 4,8 % deutlich unter dem Vorjahreswert (2018: 643,5 TWh). Gegenüber 2018 verringerte sich der Stromaustauschsaldo mit einem Ausführüberschuss auf einen Wert von knapp 33 TWh (Bild 2). Ursachen hierfür sind ein Anstieg der Stromimporte sowie eine Verringerung der Stromexporte. Hauptabnehmer für die Exporte waren Österreich, die Schweiz und die Niederlande. Hauptimporteure waren Frankreich, die Schweiz und die Niederlande. Nach Einschätzung der Agora Energiewende [6] ist diese Entwicklung auf einen geringen

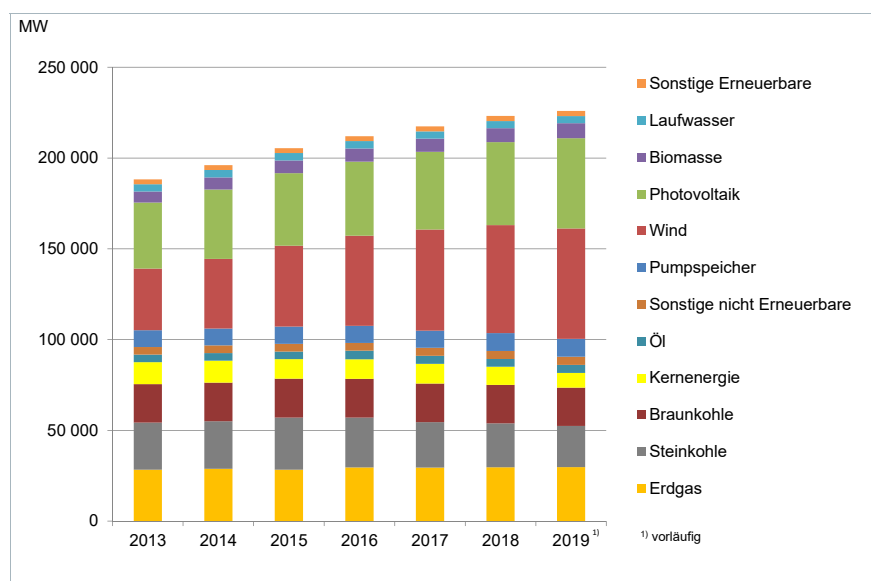


Bild 3 Netto-Kraftwerksleistung in Deutschland im Jahr 2019 (Stand: 31. Dezember 2019) (eigene Berechnungen sowie [5; 6; 8 bis 11]).

Gaspreis zurückzuführen, der die Importe aus den Niederlanden deutlich erhöhte. Darüber hinaus werden als weiterer Grund die steigenden Emissionszertifikatspreise angeführt, die insbesondere die Kohleverstromungsmenge in Deutschland und damit auch die Stromexporte beeinflussten. Die Nettostromerzeugung wird von der AGEA [5] für das Jahr 2019 mit rund 582 TWh angegeben, was einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr von etwa 4,5 % entspricht.

Nach vorläufigen Angaben der AGEA betrug der Bruttostromverbrauch im Jahr 2019 knapp 580 TWh und lag damit um 2,5 % unter dem Vorjahreswert (2018: rund 595 TWh). Der Nettostromverbrauch lag im Jahr 2019 mit knapp 518 TWh ebenfalls unter dem Vorjahreswert (2018: rund 526 TWh).

Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien lag im Jahr 2019 bei 244,3 TWh und erhöhte sich damit im Vergleich zum Vorjahr (2018: 224,8 TWh) um etwa 8,7 %. Der auf die Nettostromerzeugung bezogene Anteil erneuerbarer Stromerzeugung betrug damit fast 42 %. Der auf die Bruttostromerzeugung bezogene Anteil erneuerbarer Stromerzeugung lag bei 39,9 %. Bezogen auf den Bruttoinlandsstromverbrauch (2019: 579,8 TWh) betrug der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung im Jahr 2019 etwa 42,1 % (2018: 38,2 %). Ziel der Bundesregierung ist es, bis zum Jahr 2030 einen Anteil von 65 % zu erreichen.

Die Erhöhung erneuerbarer Stromerzeugung gegenüber dem Vorjahr ist im Wesentlichen auf die Windkraftstromerzeugung zurückzuführen, die von den guten meteorologischen Verhältnissen im Jahr 2019 profitierte. So produzierten Onshore-Windkraftanlagen im Jahr 2019 etwa 101 TWh. Die Erzeugung lag damit um etwa 11,9 % über dem Vorjahreswert. Auch die Offshore-Stromerzeugung konnte deutlich gesteigert werden. Mit fast 25 TWh lieferten die Anlagen etwa 26,9 % mehr Strom als im Vorjahr. Nach Angaben der AGEA lag die Stromerzeugung aus Photovoltaik (PV)-Anlagen bei einem Wert von 45,8 TWh, was gegenüber dem Vorjahr einer Steigerung von 3,8 % entspricht.

Etwa 55,9 % (2018: 59,8 %) der Bruttostromerzeugung stammt aus fossil gefeuerten Kraftwerken sowie aus Kernkraftwerken. Fossil gefeuerte Kraftwerke (Kohle, Erdgas) produzierten im Jahr 2019 etwa 262 TWh. Der Rückgang gegenüber dem Vorjahr (2018: rund 311 TWh) fiel mit 15,6 % sehr deutlich aus. Überdurchschnittlich nahm die Stromerzeugung aus kohlegefeuerten Kraftwerken ab. So lag die Stromproduktion aus Steinkohlekraftwerken mit 57,3 TWh beziehungsweise fast 31 % deutlich unter dem Vorjahreswert (2018: 82,6 TWh). Erstmals lag der Steinkohleneinsatz für die Stromerzeugung mit 18,1 Mio. t unter dem Steinkohlenverbrauch der Stahlerzeugung (etwa

19,6 Mio. t). Auch die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken nahm mit 113,9 TWh deutlich gegenüber dem Vorjahreswert (2018: 145,6 TWh) ab. Insgesamt betrug der Anteil kohlebasierter Stromerzeugung an der gesamten Bruttostromerzeugung nur noch knapp 28 % (2018: 35,5 %). Die Erdgasverstromung erreichte im Jahr 2019 einen Wert von 91 TWh und nahm damit gegenüber dem Vorjahr (2018: 82,5 TWh) um etwa 10,3 % zu. Die Abnahme der Kohleverstromung sowie die Zunahme der Erdgasverstromung haben unterschiedliche Ursachen. Diese sind zum einen der Anstieg des Zertifikatspreises, der sich im vergangenen Jahr zwischen 20 und 28 €/t CO₂ bewegte, und zum anderen ein relativer hoher Steinkohlenpreis. Zum anderen nahm der durchschnittliche Grenzübergangspreis für Erdgas mit 16 % gegenüber dem Vorjahr 2018 deutlich ab [7]. Der Trend fallender Erdgaspreise setzte sich im ersten Vierteljahr 2020 fort. Die Stromerzeugung durch Kernkraftwerke sank gegenüber dem Vorjahr nur geringfügig und erreichte einen Wert von 75,1 TWh, was einem Anteil an der Bruttostromerzeugung von 12,3 % entspricht. Die Stilllegung des Kernkraftwerks Philippsburg erfolgte erst zum Ende des Jahres und wirkte sich daher noch nicht aus.

Nach ersten Schätzungen betrug die gesamte installierte Kraftwerksleistung in Deutschland (Bild 3) zum Ende des Jahres 2019 knapp 226 GW (2018: 223 GW). Nach Angaben der BNetzA nehmen davon 14,2 GW nicht am Strommarkt teil, was einem Anteil von 6,3 % an der gesamten installierten Leistung entspricht. Wesentliche Gründe hierfür sind die Vorhaltung für die Netzreserve, vorläufig stillgelegte Kraftwerke sowie Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft. Der Anteil der installierten Leistung auf der Basis erneuerbarer Energien an der gesamten installierten Kraftwerksleistung lag im Jahr 2019 bei rund 55,5 % (2018: 53,6 %). Kohlegefeuerte Kraftwerke stellten im Jahr 2019 etwa 19,5 % (2018: 20,3 %) der gesamten Kraftwerksleistung. Die Kapazität der Kohlekraftwerke lag zum Ende des Jahres 2019 bei rund 43,8 GW. Die Entwicklung des Ausbaus der Onshore-Windkraft verlangsamte sich im Jahr 2019. So wurde lediglich eine Kapazität von 1 078 MW zugebaut. Unter Berücksichtigung von Repowering und

Abbau lag der Netto-Zubau bei 981 MW. Die gesamte Onshore-Windkraftleistung betrug zum Ende des Jahres 2019 etwa 53,9 GW [10]. Der Ausbau der Offshore-Windkraftleistung betrug zum Ende des Jahres 1 111 MW und erreichte zum Ende des Jahres eine gesamte Kapazität von 7 516 MW [9]. Damit stellt die installierte Windkraftleistung etwa 27,3 % der gesamten deutschen Kraftwerksleistung. Ende 2019 lag die installierte PV-Leistung bei rund 49,7 GW mit einem Bruttozubau von 3,9 GW gegenüber 2018 [11]. PV-Anlagen stellten in 2019 etwa 22 % der gesamten Kraftwerksleistung.

Nach Schätzungen der AGEA [5] sind die Treibhausgas-Emissionen der Energiewirtschaft (Abgrenzung gemäß Klimaschutzgesetz) von gut 274 Mio. t CO₂-Äquiv. im Jahr 2018 auf 221 Mio. t CO₂-Äquiv. zurückgegangen. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf die Stromerzeugung und hier auf die geringere Kohleverstromung zurückzuführen. Gegenüber dem Jahr 2018 lagen die Emissionen aus Kraftwerken im Jahr 2019 um etwa 52 Mio. t CO₂-Äquiv. niedriger.

Gesetzlich festgelegte Kraftwerksstilllegungen

Am 31. Dezember 2019 wurde Block 2 des Kernkraftwerks Philippsburg abgeschaltet. Der Druckwasserreaktor mit einer Leistung von 1 468 MW wurde nach einer Laufzeit von rund 35 Jahren stillgelegt. Der Betreiber EnBW geht davon aus, dass der Rückbau der beiden stillgelegten Kernkraftwerksblöcke am Standort Philippsburg etwa zehn bis 15 Jahre dauern wird [12]. Damit reduziert sich die Anzahl der noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke auf insgesamt sechs Anlagen mit einer installierten Leistung von 8 545 MW. Das Atomgesetz AtG §7 sieht die nächsten Abschaltungen von Kernkraftwerken im Jahr 2021 (Grohnde: 1 430 MW, Grundremmingen: 1 344 MW und Brokdorf: 1 480 MW) vor.

Wie im Strommarktgesetz festgeschrieben, wurden die beiden Braunkohlekraftwerksblöcke Neurath C (292 MW) und Jämschwalde E (463 MW) am 1. Oktober 2019 in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Damit ist die Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft abgeschlossen. Insgesamt befinden sich damit acht Braunkohlekraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung

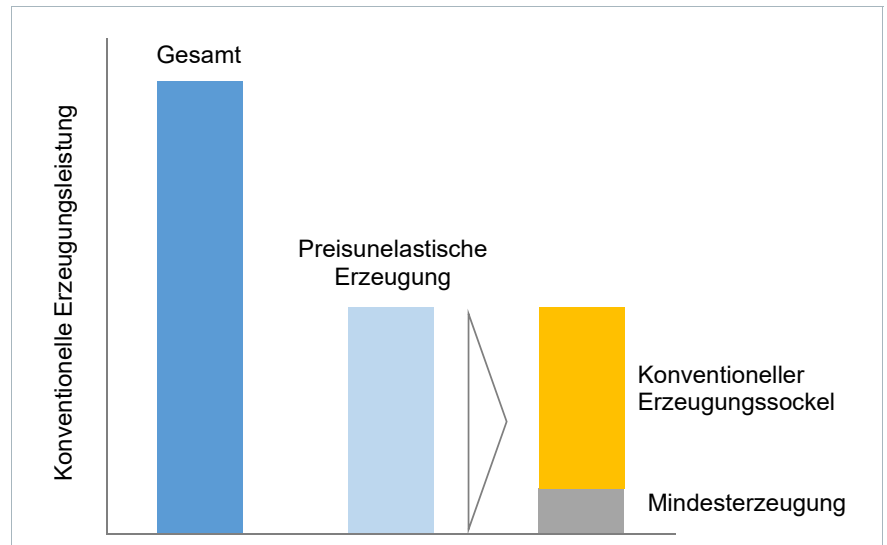


Bild 4 Qualitative Darstellung der Leistungskategorien zur Einordnung der Mindesterzeugung.

von 2,7 GW in einer vier Jahre andauernden Sicherheitsbereitschaft. Sie dürfen am Strommarkt nicht mehr teilnehmen.

Angezeigte Kraftwerksstilllegungen gemäß EnWG und endgültig erfolgte Stilllegungen

Seit 2013 wurden nach Angaben [13] der BNetzA 110 Kraftwerksblöcke mit einer gesamten Nettoleistung von 21 119 MW zur Stilllegung angezeigt. Hiervon wurden 94 Blöcke mit einer Kapazität von etwa 16 677 MW zur endgültigen Stilllegung angezeigt. Davon wurden 62 Blöcke mit einer Leistung von 11 803 MW endgültig stillgelegt. 20 der endgültig angezeigten Kraftwerksblöcke mit einer Kapazität von 4 182 MW wurden von der BNetzA gemäß §13a und §13b EnWG als systemrelevant ausgewiesen. Für eine geplante vorläufige Stilllegung wurden seit dem Jahr 2013 insgesamt 16 Kraftwerksblöcke mit einer Leistung von 4 441 GW angezeigt. Hier von wurden sieben Blöcke (2 951 MW) als systemrelevant eingestuft.

Die Feststellung der Systemrelevanz gilt für einen Zeitraum von zwei Jahren. Danach kann ein Kraftwerksbetreiber die geplante Stilllegung erneut anzeigen. Daraufhin erfolgt eine erneute Systemrelevanzprüfung durch die BNetzA. So wurde für die gasgefeuerten Kraftwerksblöcke Irsching 4 und 5, die aktuell von der BNetzA als systemrelevant eingestuft werden, in diesem Jahr erneut und damit zum vierten Mal eine Stilllegungsanzeige gestellt. Aufgrund günstiger Marktbedin-

gungen beabsichtigen die Betreiber aktuell, beide Blöcke wieder in den Normalbetrieb zu nehmen. Aufgrund der vorläufigen und damit nicht endgültigen Stilllegungsanzeige ist eine Teilnahme am Markt möglich.

Im Jahr 2019 wurde insgesamt eine konventionelle Kraftwerksleistung von 1 428 MW (ohne Kernkraftwerk Philippsburg) stillgelegt [8]. Etwa 2,3 GW der zur vorläufigen Stilllegung angezeigten Kraftwerks wurden im Jahr 2019 nicht betrieben.

Systemrelevante Kraftwerke gemäß §13 b EnWG (Netzreserve)

Nach Angaben der BNetzA befanden sich Ende 2019 rund 6,9 GW Kraftwerksleistung in der Netzreserve (§13a und §13b EnWG), die nicht am Markt teilnehmen und damit nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) betrieben werden dürfen.

Geplanter Zubau konventioneller Kraftwerke

Nach Angaben der BNetzA [14] befinden sich derzeit 13 Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 2 095 MW im Bau oder im Probebetrieb. Das größte Kraftwerksprojekt ist der steinkohlegefeuerte Kraftwerksblock Datteln mit einer Leistung von 1 052 MW. Bei den anderen Kraftwerksprojekten handelt es sich bis auf wenige Ausnahmen um erdgasbefeuerte Kraftwerksblöcke (Anzahl: acht) mit einer Gesamtleistung von 757 MW.

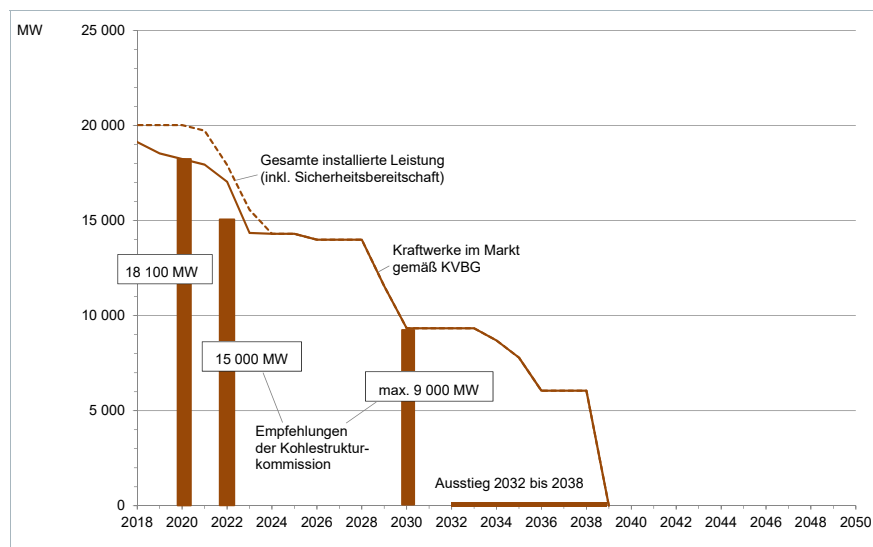


Bild 5 Stilllegung von Braunkohlekraftwerken (Nettokapazität) gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG)-Entwurf.

Mindesterzeugung für Systemstabilität

Nach §63 EnWG hat die BNetzA die Aufgabe, die notwendige Mindesterzeugungskapazität zu ermitteln, die für Systemdienstleistungen erforderlich ist, und die Ergebnisse in einem Bericht zu veröffentlichen. Der erste Bericht wurde im Jahr 2017 vorgelegt [15]. Am 7. Oktober 2019 veröffentlichte die BNetzA ihren zweiten Bericht [16], der den Berichtszeitraum von 2016 bis 2018 abdeckt. Wie bereits im ersten Bericht wird zwischen Mindesterzeugung und konventionellem Erzeugungssockel unterschieden (**Bild 4**). Unter Mindesterzeugung wird ausschließlich diejenige Einspeiseleistung verstanden, die direkt einem netztechnischen Grund beziehungsweise einer Systemdienstleistung zurechenbar ist. Dies sind die abgerufene positive Redispatchleistung, die abgerufene positive Regelleistung, die vorgehaltene negative Regelleistung und die Besicherung der negativen Regelleistung. Der konventionelle Erzeugungssockel setzt sich aus der Einspeiseleistung zusammen, die analog zur Mindesterzeugung ebenfalls eingeschränkt auf die Börsenstrompreise und damit preisunelastisch reagiert. Gründe hierfür sind zum Beispiel technische Restriktionen (zum Beispiel Mindestlast), Wärmebelieferungen, Eigenversorgung oder auch die Besicherungsleistung für die Bilanzkreisbewirtschaftung. Kurzschluss- und Blindleistung sind Teil der Erbringung der Systemdienstleistungen und werden quasi von allen einspeisenden Kraftwerken be-

reitgestellt. Die Bereitstellung ist sozusagen ein Nebenprodukt und erfordert derzeit keine besondere Einspeiseleistung. Sie ist daher derzeit noch nicht Bestandteil des konventionellen Erzeugungssockels und lässt sich zurzeit nicht genauer quantifizieren. Gegenüber dem ersten BNetzA-Bericht wird auch auf den Zusammenhang zwischen Mindesterzeugung beziehungsweise konventionellem Erzeugungsdeckel sowie der Abregelung von regenerativen Anlagen eingegangen. Weiterhin ist neu, dass der konventionelle Erzeugungssockel detaillierter analysiert wird. Die Analysen basieren auf ausgewählten Perioden des Zeitraums 2016 bis 2018, in denen negative Day-Ahead-Börsenpreise auftraten. Insgesamt wurden elf Perioden (22 Tage) analysiert. Die BNetzA stellt fest, dass die preisunelastische Erzeugungsleistung (Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel) in einer Bandbreite von 18 400 bis 24 300 MW lag. Kohlegefeuerte Kraftwerke sowie Kernkraftwerke machten hierbei einen Anteil von 71 bis 86 % aus. Der größte Anteil an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung entfällt auf den konventionellen Erzeugungsdeckel, der mit einer Bandbreite von 13 700 bis 19 100 MW angegeben wird. Auf der Basis einer Befragung der Kraftwerksbetreiber gelangt die BNetzA zu dem Schluss, dass dies auch die jeweils gemeldete untere Leistungsgrenze aufgrund technischer Restriktionen ist. Die Mindesterzeugung lag in einer Bandbreite von 4 145 und 8 625 MW und ist damit deutlich niedriger als der konventionelle Er-

zeugungssockel. Dies entspricht in etwa einem Anteil von 20 bis 34 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung. Der Bericht beinhaltet auch Vorschläge, wie die Mindesterzeugung und der konventionelle Erzeugungssockel gesenkt werden könnten. Insbesondere wird auch auf den Ausstieg aus der Kernenergie sowie auf die vorzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken eingegangen. Allerdings stellt die BNetzA hierzu fest, dass sich die Auswirkungen dieser Stilllegungen auf die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungsdeckel derzeit nicht näher quantifizieren lassen. Die BNetzA geht davon aus, dass die Stilllegungen einen senkenden Einfluss auf beide Leistungskategorien haben werden.

Ausstieg aus der Kohleverstromung

Ausgehend von den Empfehlungen der Kohlekommission vom 26. Januar 2019 veröffentlichte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) am 22. Mai 2019 Eckpunkte zur Umsetzung der strukturpolitischen Empfehlungen der Kommission [17] und skizzierte damit die wesentlichen Punkte eines Strukturstärkungsgesetzes Kohleregionen (StStK). Der Entwurf zum StStK wurde nach der Beteiligung der Verbände am 28. August 2019 vom Bundeskabinett beschlossen. Das StStK-Gesetz ist ein Mantelgesetz und besteht aus einem neuen Investitionsgesetz Kohleregionen (InvKG) und weiteren gesetzlichen Änderungen. Das InvKG regelt die finanziellen Hilfen für strukturschwache Standorte von Steinkohlekraftwerken und für Braunkohlereviere und listet eine Vielzahl von Maßnahmen auf. Insgesamt beläuft sich der Finanzierungsumfang auf 40 Mrd. €. Kohleregionen erhalten auch Mittel aus dem EU-Übergangsfonds (etwa 877 Mio. €). Weitere Zahlungen aus dem EU-Übergangsfonds, der im Rahmen des „Green Deals“ weiter fortgeführt werden soll, sind geplant [18].

Am 16. Januar 2020 einigten sich Bund und Länder auf einen Pfad zum Kohleverstromungsausstieg, indem unter anderem ein Ausstiegspfad aus der Braunkohleverstromung bis zum Jahr 2038 vereinbart wurde. Danach werden über einen Zeitraum von 15 Jahren Entschädigungszahlungen in Höhe von 4,35 Mrd. € geleistet. Hiervon werden alleine 2,1 Mrd. € für die Abschaltung der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen

Revier gezahlt. Darüber hinaus wurde vereinbart, dass der symbolträchtige Hambacher Forst nicht gerodet werden soll.

Die Stilllegung der Kohlekraftwerke wird in einem Mantelgesetz (Kohleausstiegsgesetz) zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung geregelt. Das Kohleausstiegsgesetz sieht auch Änderungen weiterer Gesetze (zum Beispiel Energiewirtschaftsgesetz, Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, Einkommenssteuergesetz usw.) vor. Ein Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes wurde von der Bundesregierung am 29. Januar 2020 vorgelegt. Ein Element des Kohleausstiegsgesetzes ist das sogenannte Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) [19], das die Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung regelt. Hierin werden die von der Kohlekommission empfohlenen Eckwerte für die jeweils verbleibenden Restkapazitäten für die Jahre 2022 (15 GW Steinkohle, 15 GW Braunkohle) und für das Jahr 2030 (8 GW Steinkohle, 9 GW Braunkohle) festgeschrieben. Spätestens bis zum Ablauf des Kalenderjahres 2038 soll der Kohleverstromungsausstieg vollzogen sein. Für die Stilllegung der Braunkohlekraftwerke sieht das Gesetz einen blockscharfen Stilllegungsplan (Bild 5) mit Entschädigungszahlungen vor, der mit den Kraftwerksbetreibern zuvor ausgehandelt wurde. Demnach werden bis zum Jahr 2022 bereits acht Braunkohlekraftwerksblöcke mit einer Leistung von rund 2 820 MW stillgelegt beziehungsweise aus dem Markt genommen. Im weiteren Verlauf ist zu erkennen, dass die von der Kommission empfohlenen Eckwerte für 2022 für den Zeitraum danach relativ lange fortgeführt werden und eine Stilllegung weiterer Blöcke erst kurz vor dem Jahr 2030 erfolgt.

Während mit den Braunkohlekraftwerksbetreibern individuelle Entschädigungszahlungen vereinbart wurden und gesetzlich festgelegt werden, sieht das KVBG für die Stilllegung von Steinkohlenkraftwerken eine andere Regelung vor (Bild 6). Mithilfe von Ausstiegsprämien soll die Stilllegungsentscheidung von Steinkohlenkraftwerken angereizt werden. Die Ausstiegsprämien sollen bis zum Jahr 2026 degressiv gestaltet werden (Tabelle 1). Um die festgelegten Kapazitätseckwerte für die Jahre 2022 und 2030 zu erreichen, werden von der BNetzA für je-

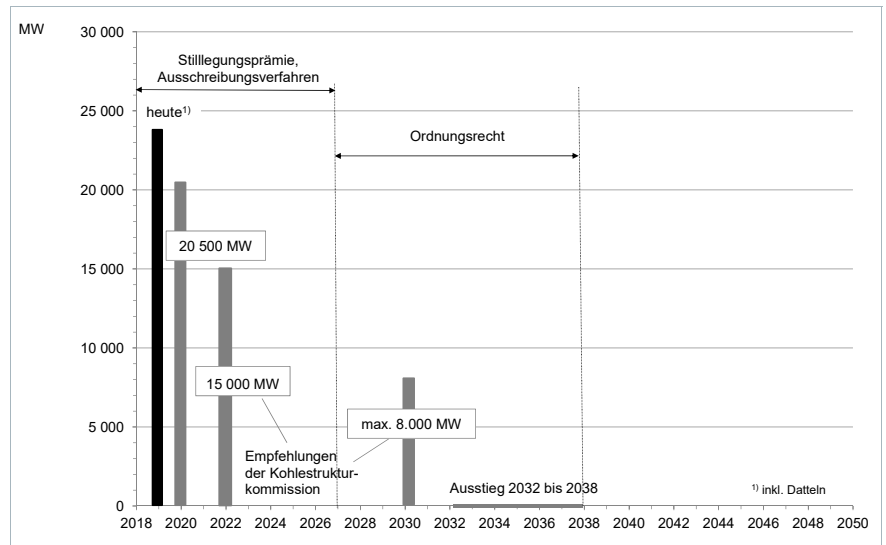


Bild 6 Stilllegung von Steinkohlenkraftwerken (Nettokapazität) gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG)-Entwurf.

Jahr	Prämie [€/kW]
2020	165
2021	155
2022	155
2023	116
2024	87
2025	65
2026	49

Tabelle 1 Prämien für die Stilllegung von Steinkohlenkraftwerken entsprechend Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG)-Entwurf.

des Jahr in einem kontinuierlichen Prozess sogenannte Ausschreibungsmengen (Kapazitäten) festgelegt, für die die festgeschriebenen Stilllegungsprämien gezahlt werden. Für das Jahr 2020 sieht das Gesetz ein Ausschreibungsvolumen von 4 GW und für das Jahr 2021 von 1,5 GW vor. Sollten die Kontingente für die beiden Jahre ausgeschöpft werden, müsste im Jahr 2022 ein weiteres Volumen von maximal 4 GW ausgeschrieben werden, um die Zielmarke von 15 GW für das Jahr 2022 zu erreichen. Die BNetzA schreibt die Kapazitätsumengen aus und entscheidet aufgrund der eingegangenen Gebote und unter Berücksichtigung der jährlichen historischen Kohlendioxidemissionen sowie weiterer Kriterien, welche Anlagenbetreiber den Zuschlag erhalten. Ab dem Jahr 2027 soll die Stilllegung der noch verbleibenden Steinkohlenkraftwerke ohne Entschädigung oder Prämienzahlungen per Ordnungsrecht angeordnet werden. Hier-

für sieht das Gesetz eine Stilllegungsreihenfolge entsprechend dem Kraftwerksalter vor. In diesem Rahmen ist auch vorgesehen, dass in der Vergangenheit erfolgte Retrofitmaßnahmen berücksichtigt werden. In einem solchen Fall wird das Alter eines Kraftwerks künstlich verringert.

Wird ein kohlegefeuertes Kraftwerk durch eine gasgefeuere Anlage ersetzt, soll eine Prämie von 180 €/kW gezahlt werden. Darüber hinaus gibt es noch zusätzliche Möglichkeiten, wie zum Beispiel die Zahlung eines Südbonus, wenn die Anlage im Süden Deutschlands errichtet wird. Etwa 85 % aller Steinkohlekraftwerke sind Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK)-Anlagen. Eine mögliche Brennstoffumstellung dieser KWK-Anlagen auf Erdgas soll im Rahmen des KWK-Gesetzes gefördert werden. Das Fördervolumen hierfür ist mit 1,5 Mrd. €/a gedeckelt.

Das Kohleausstiegsgesetz sieht zudem vor, die Emissionszertifikate der stillgelegten Kraftwerke aus dem Emissionshandel zu nehmen. Begleitet werden soll der Ausstieg auch durch ein umfangreiches Versorgungssicherheits-Monitoring. Eine eingehende Netzanalyse steht noch aus und wird noch in diesem Jahr von der BNetzA erarbeitet.

Insgesamt belaufen sich die Kosten für das Strukturänderungsgesetz auf 40 Mrd. €. Als Anpassungsgeld für Beschäftigte ist ein Betrag von 5 Mrd. € vorgesehen. Die Entschädigung der Braunkohlekraftwerksbetreiber beläuft sich auf 4,35 Mrd. €. Die Kosten für die Zahlung von Abschaltpremien von Stein-

		Übertragungs- netzbetreiber	Verteilnetz- betreiber	Summe
Netzbetreiber	[Anzahl]	7 ¹⁾	883	890
Netzlängen				
Höchstspannung	[Tsd. km]	36,4	0,3	36,7
Hochspannung	[Tsd. km]	0,4	94,2	94,6
Mittelspannung	[Tsd. km]	0	519,2	519,2
Niederspannung	[Tsd. km]	0	1 200,5	1 200,5
Netzlänge gesamt	[Tsd. km]	36,8	1 814	1 851
Zählpunkte von Letztverbrauchern				
Haushaltskunden	[Anzahl Tsd.]	0	48 394	48 394
Industrie-, Gewerbe- und sonstige Kunden	[Anzahl Tsd.]	0,5	3 011,3	3 011,8
Zählpunkte gesamt	[Anzahl Tsd.]	0,5	51 405,9	51 406,3

¹⁾ Inklusive Anzahl und Angaben der Offshore-Beteiligungsgesellschaften.

Tabelle 2 Stromnetzdaten 2018 [8].

kohlekraftwerken, Bonuszahlungen gemäß dem KWK-Gesetz sowie Zahlungen bei einem Brennstoffwechsel lassen sich momentan nicht genau beziffern. Darüber hinaus ist anzumerken, dass aufgrund des zu erwartenden Strompreisanstiegs eine Kompensation für die privaten Haushalte geplant ist, indem die Netzentgelte reduziert werden sollen. Auch dieser Betrag lässt sich derzeit nicht genau beziffern. Insgesamt ist davon auszugehen, dass die Gesamtkosten für den Kohleausstieg deutlich über 50 Mrd. € liegen werden.

In seiner Stellungnahme vom 21. März 2020 [20] kritisiert der Bundesrat den von der Bundesregierung vorgelegten Gesetzentwurf des KVBG in einigen wesentlichen Punkten. So bemängelt er unter anderem das vorgesehene Versorgungssicherheits-Monitoring und die Regelungen zur Änderung des KWK-Gesetzes. Hauptkritikpunkt ist jedoch die instrumentelle Ausgestaltung der Stilllegung von Steinkohlekraftwerken. Gegenüber den mit den Braunkohlekraftwerksbetreibern individuell ausgehandelten Regelungen sieht der Bundesrat hier eine deutliche Ungleichbehandlung. Daher lehnt er die vorgesehene Stilllegungsprämienregelung in der jetzigen Form ab und fordert zum Beispiel eine Verlängerung der Ausschreibungen bis zum Jahr 2030 ohne Degression der Prämien. Darüber hinaus lehnt er die entschädigungsfreie ordnungsrechtlich angeordnete Stilllegung (ab dem Jahr 2027) ab.

Stromnetze

Die Bundesnetzagentur legte bereits 2016 für die dritte Regulierungsperiode eine Absenkung der geltenden Eigenkapitalsätze für Netzinvestitionen fest. Von den ÜNB wurde dagegen Klage eingereicht, der vom Oberlandesgericht Düsseldorf stattgegeben wurde. Dagegen erhob die BNetzA eine Rechtsbeschwerde, der am 9. Juli 2019 durch den Bundesgerichtshof (BGH) stattgegeben wurde. Der BGH bestätigte damit die von der BNetzA für die Regulierungsperioden (Strom: 2024-2028, Gas: 2023 bis 2027) festgesetzten Eigenkapitalsätze, die gegenüber der derzeit laufenden Regulierungsperiode deutlich abgesenkt werden [21]. Die Eigenkapitalsätze für die kommenden Regulierungsperioden betragen damit zukünftig 6,91 % (Neuanlagen) beziehungsweise 5,12 % (Altanlagen).

Netzlänge

Die Gesamtlänge des elektrischen Netzes über alle Spannungsebenen betrug im Jahr 2018 rund 1,851 Mio. km [8] (Tabelle 2). An dem Monitoring beteiligten sich alle ÜNB. Von den 890 Verteilnetzbetreibern beteiligten sich 846 Unternehmen an der Umfrage. Ein Vergleich mit dem Vorjahr (2017) ist daher nur bedingt möglich, da sich dieses Mal deutlich mehr Verteilnetzbetreiber an der Umfrage beteiligten. Wie die BNetzA feststellt, hat sich die Stromkreisnetzlänge auf

ÜNB-Ebene um etwa 135 km erhöht. Die Netzverluste auf der Übertragungs- und Verteilnetzebene lagen bei insgesamt 24,6 TWh (2017: 27,5 TWh) – ihr Anteil am Nettostromverbrauch betrug rund 4,4 %. Von den Verlusten entfallen 5,8 TWh auf die Höchstspannungs-, 4,6 TWh auf die Hochspannungs-, 5,7 TWh auf die Mittelspannungs- sowie 8,5 TWh auf die Niederspannungsebene [8].

Netzinvestitionen

Nach Angaben der BNetzA [8] betrugen im Jahr 2018 die Gesamtkosten für den Erhalt und Ausbau des gesamten Stromnetzes (Übertragungsnetz, Verteilnetz, inklusive Grenzkuppelstellen) rund 10,4 Mrd. € (Bilder 7 und 8). Die gesamten Ausgaben lagen damit um etwa 7,5 % deutlich höher als im Vorjahr (9,7 Mrd. €). Gegenüber den Planzahlen für 2018 lagen die tatsächlichen Gesamtkosten um etwa 862 Mio. € (+9 %) höher. Etwa 67,7 % der Ausgaben entfielen auf das Verteilnetz. Etwa 66 % der Gesamtausgaben waren Investitionen, während der restliche Teil Aufwendungen waren. Unter Investitionen werden definitionsgemäß alle Bruttoausgaben für Sachanlagen sowie für neu gemietete beziehungsweise gepachtete Sachanlagen des Berichtsjahres verstanden. Hingegen werden unter Aufwendungen die Ausgaben für technische und administrative Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements zusammengefasst, die für die Erhaltung eines Anlagengutes über den Lebenszyklus zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder für die Rückführung in diesen notwendig sind. Die Investitionen für das Übertragungsnetz lagen 2018 bei etwa 2,95 Mrd. € und für das Verteilnetz bei etwa 3,9 Mrd. €. Die Planzahlen für Investitionen in das Übertragungsnetz für das Jahr 2019 liegen mit 3,39 Mrd. € deutlich höher. Gleiches gilt für die Investitionen in das Verteilnetz. Hier liegen die für 2019 geplanten Investitionen um 10,8 % über dem Wert von 2018. Insgesamt liegen die Planzahlen für 2019 für sämtliche Ausgaben um rund 8,6 % höher.

Bis zum 31. März 2019 sind 41 Neuanträge von den ÜNB bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Das gesamte Kostenvolumen beläuft sich auf etwa 18,3 Mrd. € und ist gegenüber dem Neuantragsvolumen des Jahres 2018 um

etwa 10,8 Mrd. € (+144 %) kräftig gestiegen. Gegenüber 2018 hat sich die Zahl der Anträge (+6) für Netzprojekte nur leicht erhöht.

Versorgungssicherheit

Gemäß §52 EnWG sind die Netzbetreiber verpflichtet, alle während eines Jahres aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen zu melden, deren Dauer mehr als drei Minuten betrug. In die Ermittlung des Jahreswertes fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf atmosphärische Einwirkungen, Einwirkungen Dritter, auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind. Geplante Unterbrechungen oder Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt (zum Beispiel Naturkatastrophen) werden nicht berücksichtigt. Der auf dieser Basis ermittelte „System Average Interruption Duration Index (SAIDI)“, der ein Maß für die mittlere Nichtverfügbarkeit ist, betrug im Jahr 2018 rund 13,91 Minuten und lag damit niedriger als im Vorjahr (2017: rund 15,14 Minuten). Verglichen mit dem Zehn-Jahresmittelwert (2007 bis 2018), der 15,56 Minuten beträgt, lag der Wert für 2018 deutlich niedriger. Der Rückgang der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer ist nach Angaben der BNetzA [8] auf die Mittelspannungsebene mit einer Reduzierung von 1,35 Minuten auf einen Wert von 11,57 Minuten zurückzuführen. Der Wert für die Niederspannung ist mit 0,12 Minuten auf einen Wert von 2,35 Minuten nur geringfügig angestiegen. Die Anzahl der Versorgungsunterbrechungen lag mit einem Wert von 167 360 etwas höher (+800 Unterbrechungen) als im Vorjahr 2017. Die BNetzA konstatiert eine hohe Qualität der Versorgungssicherheit. Wie bereits im Vorjahr stellt sie fest, dass ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende (zum Beispiel dezentraler und lastfernerer Trend der Erzeugungsstruktur) auch für das Jahr 2018 nicht zu erkennen ist.

Gemäß §51 Abs. 1 EnWG hat das BMWi ein fortlaufendes Monitoring der Versorgungssicherheit für die leitungsgebundene Elektrizitätsversorgung durchzuführen. Das Monitoring umfasst die Bereiche Stromerzeugung, Stromtransport und die Verfügbarkeit von Energieträgern. Ein entsprechender Monitoringbericht ist mindestens alle zwei Jahre zu erstellen. Im Juni legte das BMWi einen

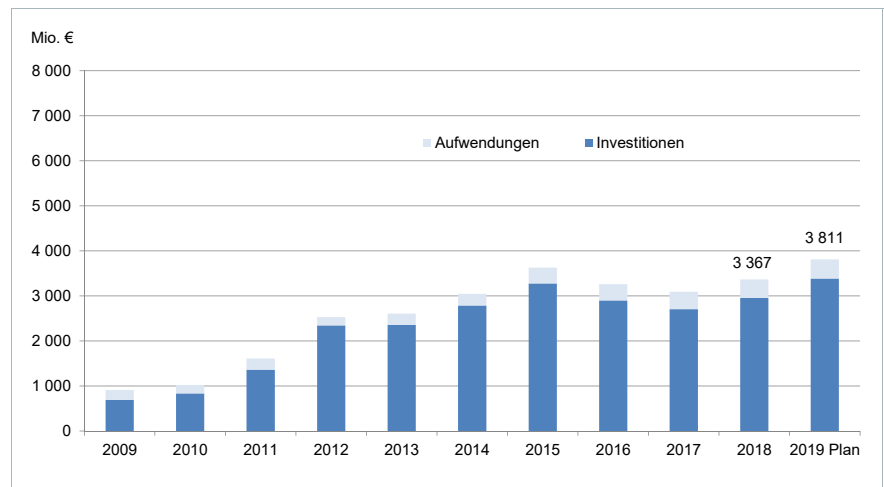


Bild 7 Investitionen und Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber [8].

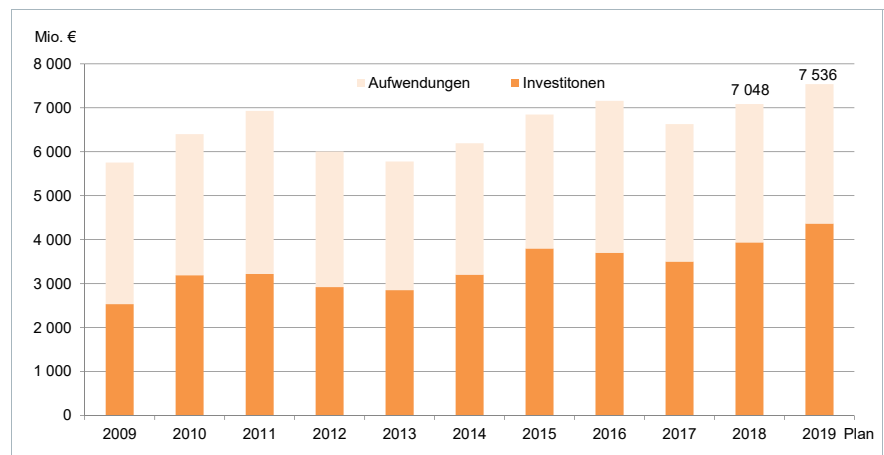


Bild 8 Investitionen und Aufwendungen der Verteilnetzbetreiber [8].

neuen Bericht [22] vor. Das BMWi stellt hierin fest, dass die Versorgungssicherheit sowohl aktuell als auch perspektivisch mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit gewährleistet ist.

Gesamtkosten für Systemdienstleistungen

Nach der Definition der BNetzA zählen zu den Systemdienstleistungen unter anderem die Leistungsfrequenzhaltung durch die Vorhaltung der verschiedenen Regelleistungsarten, die Bereitstellung von Verlustenergie, die Vorhaltung von Blindleistung, die Bereitstellung von Schwarzstartfähigkeit, Einspeisemanagementmaßnahmen von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie die Vorhaltung und der Einsatz von Netzreservekraftwerken sowie abschaltbare Lasten. Nach Angaben der BNetzA [8] beliefen

sich im Jahr 2018 die saldierten Gesamtkosten für Systemdienstleistungen, die auf die Netzentgelte umgelegt werden, auf 1 881 Mio. €. Gegenüber dem Vorjahr (2017: 1 983 Mio. €) sind sie nur leicht gesunken und bewegen sich damit unverändert auf hohem Niveau.

Die Kosten für Regelleistungsvorhaltung beliefen sich im Jahr 2018 auf insgesamt 123,3 Mio. € und sind im Vergleich zum Vorjahr (2017: 145,5 Mio. €) gesunken. Damit setzte sich der Trend fallender Kosten für Regelleistungen fort. Die Kosten für Verlustenergie lagen im Jahr 2018 bei etwa 273,2 Mio. € und fielen gegenüber dem Vorjahr (2017: 280,6 Mio. €) etwas niedriger aus.

Abregelung

Die aufgrund von Einspeisemanagement verursachte Ausfallarbeit (Abregelung

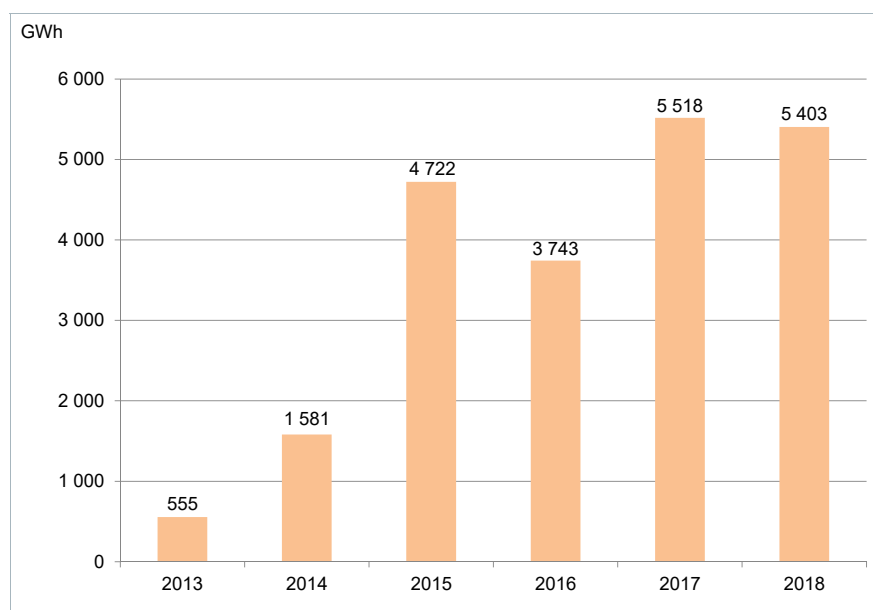


Bild 9 Abregelung beziehungsweise Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen von EEG- und KWK-vergüteten Anlagen gemäß BNetzA-Monitoringberichten 2013 bis 2018 [8].

lung) hat sich im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr nur geringfügig verringert und erreichte einen Wert von 5,4 TWh (**Bild 9**). Bezogen auf die gesamte Erzeugungsmenge auf Basis erneuerbarer Energien lag der Anteil der abgeregelten Menge bei etwa 2,8 %. Wie in den Vorjahren waren nach Angaben der BNetzA [8] Onshore-Windkraftanlagen mit einem Anteil von 72 % (Vorjahr: 80,8 %) betroffen. Hingegen hat sich der Anteil von Offshore-Windkraftanlagen gegenüber dem Vorjahr deutlich erhöht. Ihr Anteil an der Ausfallarbeit hat sich von 15 % (2017) auf 25 % (2018) erhöht. Die Summe der Entschädigungskosten lag im Jahr 2018 bei etwa 719 Mio. € und hat sich um etwa 145 Mio. € erhöht. Der Vergleich dieses Wertes mit dem Vorjahreswert ist nur eingeschränkt möglich, da auch Ansprüche für Ausfallarbeit aus den Vorjahren enthalten sein können. Vor dem Hintergrund des hohen Niveaus der Ausfallarbeit, fordert die BNetzA, dass die Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze möglichst schnell umgesetzt werden müssen, um weitere Kostensteigerungen zu vermeiden.

Redispatch

Im Jahr 2018 belief sich die Gesamtdauer aller Redispatchmaßnahmen (strom- und spannungsbedingt) auf 15 529 Stunden. Sie lag damit deutlich

über dem Wert des Jahres 2017 (14 202 Stunden). Insgesamt wurden an 354 Tagen Redispatcheingriffe vorgenommen. Die gesamte Strommenge für Einspeiserhöhungen (7 919 GWh) und Einspeisereduzierungen (6 956 GWh) belief sich auf 14 875 GWh und lag damit deutlich unter dem Wert des Jahres 2017 (20 439 GWh). Etwa 98,8 % der Redispatchmaßnahmen wurden von den ÜNB ergriffen. Bei den Redispatchmaßnahmen wird zwischen zwei Kategorien unterschieden: erstens, den Einzelüberlastungsmaßnahmen, sowie zweitens, den Vorabmaßnahmen der ÜNB. Während die erste Kategorie Redispatchmaßnahmen als Reaktion auf einzelne konkrete Netzüberlastungen beschreibt, handelt es sich bei der zweiten Kategorie um Maßnahmen, die im Kontext eines größeren Systemzusammenhangs zu sehen sind. Der Großteil der Redispatchmaßnahmen (10 854 GWh) war auf Einzelüberlastungsmaßnahmen zurückzuführen. Die spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen durch Einzelüberlastungen umfassten eine Gesamtdauer von 12 154 Stunden. Redispatchmaßnahmen aufgrund von Einzelüberlastungen mussten überwiegend in der Regelzone der TenneT durchgeführt werden. Nach Schätzungen der ÜNB betrugen die gesamten Kosten für den Redispatch im Jahr 2018 etwa 351,5 Mio. € (ohne Counter Trading). Sie lagen damit etwas niedriger als im Jahr 2017 (391,6 Mio. €). Bei den Einspeiserhöhungen dominierten wie im

Vorjahr Erdgaskraftwerke sowie Steinkohlekraftwerke mit Anteilen von 28 % beziehungsweise 45,7 %. Bei den Einspeisereduzierungen wiesen Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke mit rund 44 % beziehungsweise 38 % die größten Anteile auf. [8]

Netzreserve

Nach Angaben der BNetzA [8] wurden im Jahr 2018 an 166 Tagen (2017: 145 Tage) Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von 904 GWh getätigt, die um 57,5 % niedriger lag als im Vorjahr. Die abgerufene Leistung lag im Monatsdurchschnitt in einer Bandbreite von 34 MW (September) und 584 MW (März). Die höchste Leistungsanforderung der Netzreservekraftwerke lag bei 1 665 MW im Januar. Insgesamt betrug die zur Verfügung stehende Leistung etwa 6 596 MW und lag damit deutlich unter dem Vorjahreswert (2017: 11 430 MW). Erstmals bestand die kontrahierte Netzreserve ausschließlich aus inländischer Kraftwerkskapazität. Für den Winter 2020/2021 bestätigt die BNetzA den Bedarf an nationalen Netzreservekraftwerken in Höhe von 6 596 MW (22 Kraftwerksblöcke), der von den ÜNB ermittelt wurde [23]. Für das Jahr 2024/2025 geht die BNetzA nach ersten Schätzungen davon aus, dass eine Netzreservekapazität in Höhe von 8 042 MW notwendig ist [23].

Die Kosten für den Einsatz und die Leistungsvorhaltung von Netzkraftwerken beliefen sich im Jahr 2018 auf 415,5 Mio. € (2017: 480 Mio. €), wobei etwa 330 Mio. € auf die Leistungsvorhaltung entfielen [8].

Anpassungsmaßnahmen

Lässt sich eine Gefährdung und Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch netz- und marktbezogene Maßnahmen (zum Beispiel Regelernergie, Engpassmanagement usw.) beziehungsweise durch den Einsatz von Reservekraftwerken nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, so können Netzbetreiber Stromeinspeisungen und -abnahmen nach §13 Abs. 2 EnWG anpassen. Nach Angaben der BNetzA [8] kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen von insgesamt 8,3 GWh (2017: 34,5 GWh), die von fünf Verteilnetzbetreibern vorgenommen wurden. Die abgeregelten Energieträger waren

zu rund 2 % Erdgas und zu 98 % Abfall. Anpassungsmaßnahmen sind nach § 13 EnWG Notfallmaßnahmen und erfolgen damit entschädigungslos.

Netzausbaumaßnahmen entsprechend Energieleitungs- ausbaugesetz (EnLAG) und Bundesbedarfsplan (BBPI)

Am 24. Mai 2019 verständigten sich BMWi, Länderministerien, BNetzA und Geschäftsführer der Übertragungsnetzunternehmen darauf, Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus zu ergreifen. Zudem erhofft man sich, eine große Wirkung der kürzlich beschlossenen Nabeg-Novelle (Netzausbaubeschleunigungsgesetz), da Genehmigungsverfahren hierdurch vereinfacht und beschleunigt werden. Darüber hinaus hat man sich auf ein Netzausbau-Controlling verständigt. Für die jeweiligen Vorhaben des EnLAG und des BBPI wurden konkrete Zeitpläne mit Meilensteinen erarbeitet [24]. Zudem haben Bund und Länder zugesichert, ihre Personalressourcen aufzustocken, damit Genehmigungsverfahren schneller abgeschlossen werden können.

Wie bereits in den Vorjahren besteht bei den 22 Vorhaben des EnLAG immer noch ein erheblicher Zeitverzug. Die Gesamtlänge der EnLAG-Vorhaben beträgt nach Angaben der BNetzA [25] aktuell etwa 1 826 km. Mit Ende des vierten Quartals wurden 906 km fertiggestellt, was einem Anteil von 49,6 % der Gesamtlänge entspricht. Gegenüber dem Vorjahr wurden 106 km zugebaut. Damit verdoppelte sich die Zubaurate gegenüber dem Vorjahr. Die Durchführung der Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren liegt in der Verantwortung der betroffenen Bundesländer. Rund 50 km Leitungslänge befinden sich im Raumordnungsverfahren und etwa 375 km in Planfeststellungsverfahren. Ende 2019 waren 495 km der EnLAG-Vorhaben genehmigt und kurz vor Baubeginn.

Das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) wurde 2013 erlassen und enthält Netzausbaumaßnahmen, die energiewirtschaftlich notwendig und für einen sicheren Netzbetrieb unerlässlich sind. Das Gesetz ist die Grundlage für die weitere Bundesfachplanung und enthält die von der BNetzA bestätigten Vorhaben des Netzentwicklungsplans (NEP). Das Gesetz sieht vor, dass eine kontinuierliche Fortschreibung des Bundesbedarfsplans auf

der Grundlage der jeweils bestätigten Vorhaben des NEP zu erfolgen hat. Das BBPIG wurde angepasst, und das novelierte Gesetz ist am 17. Mai 2019 in Kraft getreten. Gegenüber der früheren Fassung, die seit dem 31. Dezember 2015 galt, wurden unter anderem Netzverknüpfungspunkte geändert und neue Kennzeichnungen eingeführt [26]. So werden länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen besonders gekennzeichnet, da für diese Vorhaben dann das Netzausbaubeschleunigungsgesetz gilt. Darüber hinaus werden Pilotprojekte besonders gekennzeichnet. Hierbei handelt es sich um Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs (HGÜ)-Leitungen, Pilotprojekte für den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen sowie Erdkabelprojekte. Wie bereits in der vorhergehenden Fassung enthält das BBPIG nach wie vor 43 Vorhaben. 16 dieser Vorhaben mit einer Gesamtnetzlänge von 3 526 km sind länderübergreifend oder grenzüberschreitend und liegen in der Zuständigkeit der BNetzA. Die Netzlänge aller Vorhaben liegt derzeit bei 5 830 km. Es ist davon auszugehen, dass bei Kenntnis der genauen Verläufe sich die tatsächliche Netzlänge von der geplanten Netzlänge unterscheiden wird. Nach Angaben der BNetzA [25] befinden sich 828 km vor dem Genehmigungsverfahren, etwa 2 185 km im Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren und etwa 2 114 km vor dem oder im Planfeststellungs- oder Anzeigungsverfahren. 331 km Netzlänge sind genehmigt beziehungsweise befinden sich kurz vor Baubeginn oder sind bereits im Bau. Etwa 372 km Netzlänge (6,3 % der Gesamtnetzlänge aller BBPI-Vorhaben) waren Ende 2019 fertiggestellt.

Der Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen (Verbindungen mit dem Festland) wird im NEP bestimmt. Grundlage für die Planungen sind die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans (FEP), der zum ersten Mal am 28. Juni 2019 aufgestellt wurde. Der FEP legt neben den Inbetriebnahmejahren der Anbindungsleitungen auch die notwendigen Flächen für Ausschreibungen von Offshore-Windkraftanlagen fest. Er orientiert sich dabei an dem Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (WindSeeG). Dieses sieht eine installierte Leistung bis zum Jahr 2030 von 15 GW vor. Als unverbindlichen Ausblick enthält das WindSeeG auch eine Projektion von

20 GW Offshore-Kapazität bis zum Jahr 2035. Bei den Anbindungsleitungen wird zwischen einem Startnetz und einem Zubaunetz unterschieden. Das Zubaunetz beinhaltet alle Anbindungen, die im NEP Strom 2019 bis 2030 bestätigt wurden. Das Startnetz umfasst Anbindungsleitungen mit einer Kapazität von 9,8 GW (Nordsee) sowie von 1,9 GW (Ostsee). Hierbei handelt es sich um Leitungen, die bereits fertiggestellt wurden beziehungsweise beauftragt sind. Bislang wurden in der Nordsee zwölf Anbindungsleitungen mit einer Übertragungsleistung von 7,1 GW fertiggestellt. Eine weitere Leitung (900 MW) ist derzeit in der Bauvorbereitung. Zum Startnetz gehören zwei weitere geplante Leitungen mit einer Übertragungsleistung von insgesamt 1,8 GW [27]. In der Ostsee sind bisher fünf Anbindungsleitungen mit einer Übertragungsleistung von 1,1 GW fertiggestellt. Darüber hinaus sind drei weitere Anbindungen mit insgesamt 750 MW geplant, die ebenfalls dem Startnetz zugeordnet werden.

Das Zubaunetz beinhaltet sechs zusätzliche Netzanbindungen in der Nordsee, um den über das Startnetz hinausgehenden Zubaubedarf von bis zu 8,7 GW zu decken. In der Ostsee werden zwei zusätzliche Anbindungsleitungen benötigt, um den zusätzlichen Bedarf von 0,6 GW zu decken [28].

Netzentwicklungsplan Strom 2019 bis 2030

Am 20. Dezember 2019 bestätigte die BNetzA den von den ÜNB vorgelegten NEP Strom 2019 bis 2030 [29]. Vorausgegangen war ein Konsultationsprozess mit insgesamt 906 eingegangenen Stellungnahmen zum vorgelegten ersten Entwurf der ÜNB. Der Umweltbericht wurde am 13. März 2020 veröffentlicht.

Im Vergleich zum vorherigen NEP berücksichtigt der neue Plan das Ziel der Bundesregierung, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 65 % bis zum Jahr 2030 zu erhöhen. Darüber hinaus wird mit einem Szenario die von der Kohlekommission vorgelegten Eckpunkte eines Kohleverstromungsanstiegs berücksichtigt. Die Bundesnetzagentur hat insgesamt 114 Maßnahmen bestätigt, von denen 74 Maßnahmen neu sind. Gegenüber dem Bundesbedarfsplan umfasst der neue NEP etwa 3 600 km zusätzliche Netzleitungen. Ein Großteil ist

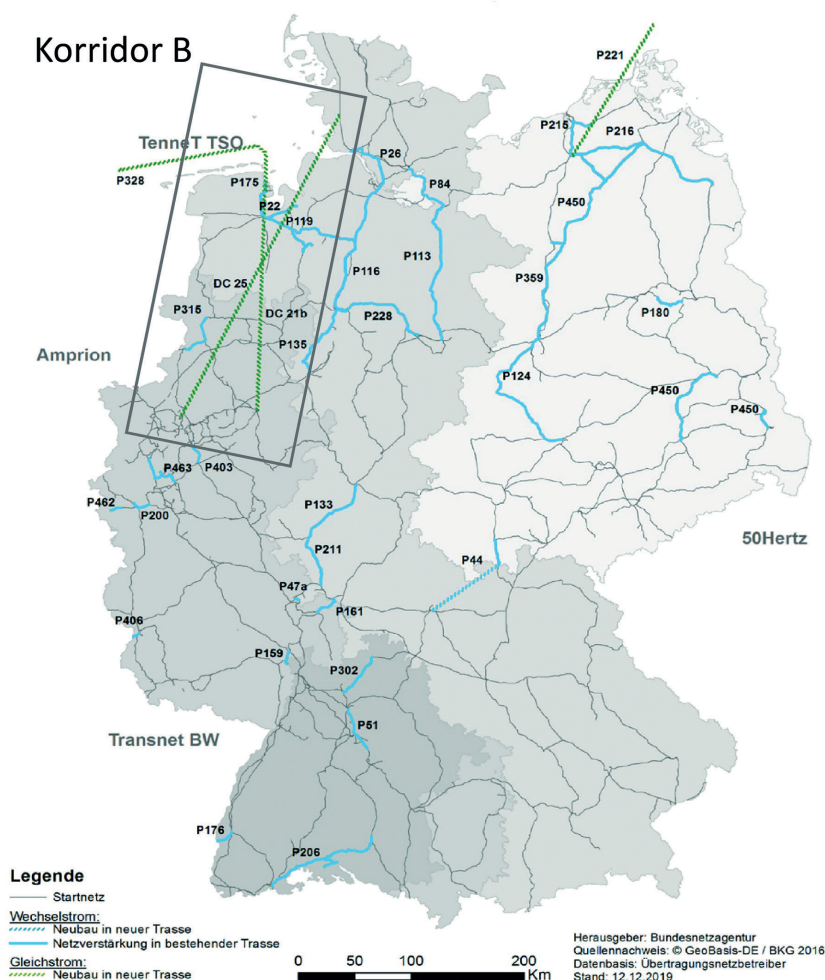


Bild 10 Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2019 bis 2030: zusätzliche zum Bundesbedarfsplangesetz (BBP)-Netz bestätigte Streckenmaßnahmen [30].

als Verstärkung bestehender Verbindungen konzipiert. Für die Anbindung von Offshore-Windparks werden szenarioabhängig sechs bis sieben Anbindungssysteme bis zum Jahr 2030 als notwendig bestätigt, um das Ausbauziel für 2035 von 20 GW Offshore-Windkraftleistung anbinden zu können [30].

Aufgrund der hohen Kosten sind bei der Überprüfung beziehungsweise Bestätigung von HGÜ-Projekten nach Ansicht der BNetzA höchste Anforderungen zu stellen. Eine Realisierung wird daher in Erwägung gezogen, wenn deutliche überregionale Engpässe zu erwarten sind, die mit Wechselstromprojekten nicht mehr zu bewerkstelligen sind. Aufgrund des höheren Einspeiseziels von Erneuerbaren (65 % vom Bruttostromverbrauch bis 2030) zeigen die von den ÜNB durchgeführten Analysen, dass für alle Szenarien

trotz aller im Bundesbedarfsplan enthaltenen HGÜ-Projekte Überlastungen bestehen, die mit der Übertragung durch das Wechselstromnetz nicht bewältigt werden können. Zudem wird der überregionale Charakter der Engpässe betont, der in allen Szenarien festzustellen ist. Die BNetzA prüfte diese Analysen und gelangt zu dem gleichen Ergebnis. Die ÜNB hatten daher einen HGÜ-Korridor (Korridor B) beantragt, der diese Engpässe berücksichtigt. Insgesamt wurden von den ÜNB drei HGÜ-Maßnahmen (Heide-Wilhelmshaven-Uentrop, Uentrop-Altbach, Wilhelmshaven-Polsum) beantragt. Die BNetzA hat die vorgeschlagenen Varianten geprüft. Sie präferiert die Variante (Korridor B-Nord Variante 1), die eine direkte HGÜ-Verbindung von Heide nach Polsum ohne Zwischenstation in Wilhelms-

haven (NEP-Maßnahme DC25) und eine Verbindung von Wilhelmshaven nach Uentrop (NEP-Maßnahme DC21b) umfasst (**Bild 10**). Damit wurden erstmalig zwei zusätzliche HGÜ-Verbindungen bestätigt. Die Trassenlängen betragen 441 km (DC25) beziehungsweise 267 km (DC21b).

Beim zukünftigen Netzausbau ist zu unterscheiden zwischen den Netzverstärkungen auf Bestandstrassen (zum Beispiel Umbeseilung der Stromkreisaufgaben usw.) sowie dem Neubau von AC- und DC-Leitungen (**Tabelle 3**). Das Startnetz für den NEP besteht aus dem heutigen Netz, den EnLAG-Maßnahmen, Projekten, für die Planfeststellungsverfahren bereits eröffnet wurden, sowie den in der Umsetzung befindlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen (Planfeststellung erfolgt beziehungsweise im Bau). Gegenüber dem vorherigen NEP liegt die Trassenlänge aller Maßnahmen des Startnetzes um 730 km höher, was im Wesentlichen auf den Neubau in Bestandstrassen zu erklären ist. Mit Blick auf das Zubaunetz ist im Vergleich mit dem vorherigen NEP festzustellen, dass sich die Netzlänge des DC-Neubaus deutlich vergrößert hat. Während sie vorher in einer Bandbreite von 2 200 bis 2 400 km lag, wird sie nun in einer Bandbreite von 3 530 bis 3 830 km für das Jahr 2030 angegeben. Bei den in **Tabelle 3** aufgelisteten Zahlen ist darauf hinzuweisen, dass diese aus dem 2. Entwurf des NEP Strom 2019 bis 2030 stammen und nicht alle Maßnahmen von der BNetzA bestätigt wurden.

Gegenüber dem vorherigen NEP werden deutlich höhere Investitionen angegeben, um die einzelnen Maßnahmen umzusetzen. Ursache sind die höheren DC-Neubaukosten. Die ÜNB schätzen, dass je nach Szenario Investitionen in einer Bandbreite von 61 bis 68 Mrd. € notwendig sind (**Tabelle 4**). Hierbei sind die Kosten des Startnetzes bereits enthalten. Da nicht alle Maßnahmen von der BNetzA bestätigt wurden, dürfte das Investitionsvolumen etwas niedriger liegen. Die Investitionen für die Anbindung der Offshore-Windkraftanlagen werden von den ÜNB in einer Bandbreite für 2030 von 18 bis 24 Mrd. € und für das Szenario B 2035 mit 27 Mrd. € angegeben. Hierin sind auch die Investitionen des Startnetzes für Offshore-Anbindungen (8 Mrd. €) enthalten [31].

Szenariorahmen NEP Strom 2035 (Version 2021)

Am 17. Januar 2020 wurde der von den ÜNB vorgeschlagene Entwurf des Szenariorahmens zum NEP Strom 2035 (Version 2021) [32] von der BNetzA veröffentlicht und der Konsultationsprozess gestartet. Bis zum 14. Februar 2020 konnten Stellungnahmen abgegeben werden, die im April 2020 veröffentlicht wurden.

Im Vergleich zum vorherigen Szenariorahmen besteht ein Unterschied darin, dass der Entwurf die sektorspezifischen Klimagasreduktionsziele für das Jahr 2030 berücksichtigt, die von der Bundesregierung in ihrem Klimaschutzprogramm vom 9. Oktober 2019 [33] formuliert wurden. Darüber hinaus haben die Netzbetreiber vorgeschlagen, die Szenarien anhand der Dimensionen Sektorenkopplung/Elektrifizierung und Netzdienlichkeit auszugestalten. Als Maßnahmen zur Sektorenkopplung beziehungsweise Elektrifizierung werden insbesondere neue industrielle Großverbraucher (zum Beispiel chemische Industrie, Stahl-/Aluminiumproduktion, Rechenzentren), die Anzahl von elektrisch betriebenen Pkw und Lkw, die Anzahl der Heizwärmepumpen sowie die Anzahl von Power-to-Gas (PtG)-Anlagen verstanden. Insgesamt werden drei Szenarien vorgeschlagen, die im Wesentlichen auf das Jahr 2035 fokussiert sind.

Szenario A beschreibt eine stetig voranschreitende Transformation, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern nur eine untergeordnete Rolle spielen. Der Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch wird mit 73 % für das Jahr 2035 angenommen. Dagegen wird im Szenario B der Sektorenkopplung sowie dem stromnetzorientierten Einsatzverhalten eine deutlich größere Rolle zugemessen bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von 75 % am Bruttostromverbrauch im Jahr 2035. Szenario B gibt auch einen Ausblick für das Jahr 2040. Hier beträgt der vergleichbare Anteil der Erneuerbaren 82 %. Szenario C ist die ambitionierteste Projektion, in der Sektorenkopplung und Netzdienlichkeit eine entscheidende Rolle zugemessen werden. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch für das Jahr 2035 wird mit 77 % angenommen.

Gasversorgung

Nach Angaben der AGEA [5] erhöhte sich der Erdgasverbrauch in Deutschland nach einem Rückgang im Jahr 2018 in 2019 wieder um rund 3,3 % auf einen Wert von 3 191 PJ (2018: 3 090 PJ). Einen maßgeblichen Anteil am Anstieg der Erdgasnachfrage hatte der erhöhte Einsatz von Gaskraftwerken und BHKW bei der

Stromversorgung. Zusätzlich wirkte sich ein erhöhter Heizbedarf im ersten Halbjahr im Vergleich zum Vorjahreszeitraum in den Sektoren Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen auf die Erdgasnachfrage aus. Das Erdgasaufkommen lag im Jahr 2019 bei rund 6 376 PJ mit einer Importquote von 97 %. Die Exporte betrugen 2 653 PJ, was einem Anteil von etwa 42 % des gesamten Aufkommens entspricht. Dies verdeutlicht die wichtige Stellung Deutschlands als Drehscheibe für den europäischen Gastransit.

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern im August letzten Jahres vorgelegte Szenariorahmen [34] für den NEP Gas 2020 bis 2030 wurde am 5. Dezember 2019 von der BNetzA bestätigt [35]. Nachdem das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein bereits im letzten Szenariorahmen (2018 bis 2028) [40] die zukünftige Bedeutung von PtG-Anlagen anmerkte, werden diese nun erstmals explizit im NEP Gas 2020 bis 2030 berücksichtigt. Hierbei werden die „grünen Gase“ Wasserstoff sowie synthetisches Methan (Synthetic Natural Gas, SNG) in den Planungsprozess aufgenommen. Im Rahmen einer Marktabfrage hatten Unternehmen die Gelegenheit, den Fernleitungsnetzbetreibern entsprechende Projekte zu melden, für die eine Umsetzung im Zeitraum 2020 bis 2030 geplant ist, um diese ent-

	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
Länge Startnetz [km]							
Szenario	Zu-/ Um- beseilung	Neubau in Bestandstrasse	Zu-/ Um- beseilung	Neubau in Bestandstrasse			
	130	1 650	0	0	600	250	2 630
Länge Zubaunetz [km]							
A 2030	1 850	2 700	300	40	430	3 530	8.760
B 2030	1 760	2 830	300	40	430	3 530	8 890
C 2030	1 990	3 070	300	40	530	3 530	9 460
B 2035	1 750	3 030	300	580	550	3 830	10 040
Länge Start- und Zubaunetz [km]							
A 2030	1 980	4 350	300	40	1 030	3 780	11 480
B 2030	1 890	4 480	300	40	1 030	3 780	11 520
C 2030	2 120	4 720	300	40	1 130	3 780	12 090
B 2035	1 880	4 680	300	580	1 150	4 080	12 670

Tabelle 3 Länge von Start- und Zubaunetz im Netzentwicklungsplan (NEP) 2019 bis 2030 (zweiter Entwurf des NEP) [31].

[Mrd. €]	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
DC-Zubaunetz	28,5	28,5	28,5	33,5
DC-Startnetz	1,5	1,5	1,5	1,5
AC-Zubaunetz	20	20	21,5	22
AC-Startnetz	11	11	11	11
Zwischensumme	61	61	62,5	68
Offshore-Zubaunetz	16	9	10	19
Offshore-Startnetz	8	8	8	8
Zwischensumme	24	17	18	27
Gesamt	85	78	90,5	95

Tabelle 4 Geschätzte Investitionen im Netzentwicklungsplan (NEP) 2019 bis 2030 für den gesamten Netzausbau [31].

sprechend im Planungsprozess zu integrieren. Von den insgesamt 31 gemeldeten Projekten wurden 21 Projekte bei der Erstellung des Szenariorahmens berücksichtigt. Des Weiteren wird auf Grundlage des Szenarios TM95 der Dena-Leitstudie [36] erstmals ein Ausblick bis in das Jahr 2050 gegeben, ebenfalls mit einem Fokus auf grünen Gasen.

Wichtige Pipelineprojekte und Flüssiggasterminals

Bereits seit 2018 versucht die US-Regierung den Bau der NorthStream-II-Pipeline zu verhindern. Am 20. Dezember 2019 wurden vom US-Präsidenten Donald Trump per Gesetz Sanktionen gegen Unternehmen in Kraft gesetzt, die sich

am Bau der NorthStream-II- und der TurkishStream-Pipelines beteiligen. Das Schweizer Unternehmen Allseas, das etwa 90 % der NorthStream-II-Pipeline verlegt, stellte daraufhin die Verlegearbeiten ein. Von der insgesamt 2 460 km langen Pipeline, die durch die Ostsee führt, waren mit Stand vom 23. Dezember 2020 etwa 2 300 km verlegt. Die Verlegung der restlichen 160 km Pipeline durch dänisches Hoheitsgebiet steht noch aus. Die beteiligten Investoren gehen davon aus, dass das Projekt realisiert wird. Es ist geplant, ein russisches Verlegeschiff einzusetzen. Allerdings befinden sich geeignete Schiffe in anderen Gewässern oder müssen zum Teil nachgerüstet werden. Durch die Sanktionen wird sich die Inbetriebnahme der Pipeline deutlich verzögern. Nach [37] plant die US-Regierung die Sanktionen auch auf die Investoren (Uniper, Wintershall DEA, Engie, OMV, Shell) auszuweiten.

Mit der Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (Opal) ist es möglich, das über die NorthStream-I-Pipeline transportierte Gas von Lubmin/Greifswald weiter bis nach Tschechien zu verteilen. Gemeinsam mit dem Betreiberunternehmen Opal-Gastransport hatte das Unternehmen Gazprom die Option, etwa 80 % der Leitungskapazität zu nutzen. Auf Drängen Polens entschied die BNetzA, dass Gazprom zukünftig nur noch 40 % der Leitungskapazität in Eigenregie nutzen darf [38].

Mit der Europäischen Gas-Anbindungsleitung (Eugal) wird der Weitertransport des Erdgases, der über die NorthStream-II-Pipeline erfolgt, sichergestellt. Die 480 km lange Pipeline mit einer Transportkapazität von 55 Mrd. m³/a verläuft parallel zur Opal-Pipeline von Lubmin bis zur tschechischen Grenze. Bis zum Ort Weißack in Brandenburg besteht die Pipeline aus zwei Strängen, danach erfolgt der Gastransport nur noch über einen Strang. Ende 2019 wurde der erste Leitungsstrang fertiggestellt [39].

Ende März 2019 wurde das Planfeststellungsverfahren für die Zeelink-Pipeline abgeschlossen. Die Pipeline mit einer Länge von 216 km verbindet Zeebrugge, Belgien, mit Deutschland und führt in das westliche Münsterland. Der Bau ist aufgrund der Erdgasumstellung von L- auf H-Gas notwendig. Die in Bau befindliche Pipeline kostet 600 Mio. € und wird Mitte 2021 in Betrieb gehen.

TREND 2020

Mit dem Entwurf des Gesetzes zur Beendigung der Kohleverstromung setzt die Bundesregierung die Empfehlungen der Kohlekommission weitestgehend um. Während mit den Braunkohlekraftwerksbetreibern individuelle Entschädigungszahlungen ausgehandelt wurden, soll die Stilllegung der Steinkohlenkraftwerke über Stilllegungsprämien angereizt werden und ab 2027 per Ordnungsrecht erfolgen. Der Bundesrat hat dem Gesetzesentwurf nicht zugestimmt, da er eine Ungleichbehandlung von Braun- und Steinkohlenkraftwerksbetreibern sieht. Auch wenn derzeit wenig Kompromissbereitschaft seitens der Bundesregierung besteht, ist davon auszugehen, dass sich Bund und Länder noch im Laufe des Jahres auf einen Kompromiss verständigen werden. Der NEP Strom 2019 bis 2030 verdeutlicht eindrucksvoll, wie sich die energiepolitischen Beschlüsse der Bundesregierung (Kohleausstieg, Erhöhung des Anteils Erneuerbarer) auf die Netzplanung auswirken. Inwieweit die beiden neu vorgeschlagenen HGÜ-Leitungen in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden, bleibt abzuwarten. Die geschätzten Kosten für die im NEP bis zum Jahr 2030 vorgeschlagenen Maßnahmen liegen in einer Bandbreite von 78 bis 90 Mrd. € und haben sich gegenüber vorherigen Schätzungen signifikant erhöht. Dies dürfte die Diskussion um die Bezahlbarkeit von Strom deutlich anheizen und die angestrebte Reduktion der Netzentgelte im Zuge des Kohleausstiegs in einem anderen Licht erscheinen lassen.

Es ist davon auszugehen, dass die NorthStream-II-Pipeline trotz massiver Sanktionsmaßnahmen der USA Anfang 2021 in Betrieb genommen werden kann. Ob und wie die BNetzA die Regeln der Gasbinnenmarkttrichtlinie auf die Pipeline anwendet, wird sich im Laufe des Jahres entscheiden.

Die Zuständigkeit sowie die Finanzierung des Netzanschlusses von LNG-Terminals wurde durch den Gesetzgeber klar geregelt. Der Weg für den Bau von LNG-Terminals ist damit geebnet. Ob die beteiligten Unternehmen auch vor dem Hintergrund derzeit fallender Erdgaspreise ihre Pläne umsetzen werden, bleibt abzuwarten.

Am 8. Januar 2020 wurde die Pipeline TurkishStream in Betrieb genommen [40]. Die Pipeline ist als Alternative zur ursprünglich geplanten South-Stream-Pipeline zu sehen, die Europa unter Umgehung der Ukraine mit Erdgas beliefern sollte. Vor dem Hintergrund der Krimbesetzung und der damit verbundenen Bedenken der Europäischen Kommission wurde das South-Stream-Projekt 2015 von Russland eingestellt. Dafür wurde seinerzeit unverzüglich mit den Planungen der TurkishStream-Pipeline begonnen [41]. Die etwa 910 km lange Pipeline verläuft durch das Schwarze Meer und verbindet Russland mit der Westtürkei. Die jährliche Kapazität der zweistrangigen Pipeline beträgt 15,75 Mrd. m³ pro Strang. Mit der Pipeline werden auch Griechenland, Nordmazedonien und Bulgarien mit russischem Erdgas versorgt. Mit Fertigstellung der ersten Ausbaustufe der Pipeline BalkanStream soll ab Mitte des Jahres auch Serbien über Bulgarien mit russischem Gas beliefert werden. Mit der zweiten Ausbaustufe der BalkanStream-Pipeline, die im Jahr 2021 fertiggestellt werden soll, werden auch Erdgaslieferungen nach Österreich und Ungarn möglich sein.

Zum Jahresende 2019 wurde zwischen dem russischen Unternehmen Gazprom sowie dem ukrainischen Gasversorger Naftogaz ein neuer Gastransitvertrag geschlossen, der für die nächsten fünf Jahre Gaslieferungen in Höhe von 225 Mrd. m³ nach Europa vorsieht. Vorausgegangen waren Streitigkeiten um ausstehende Zahlungen von Russland an die Ukraine. An dem Zustandekommen des Vertrages war die Bundesrepublik Deutschland als Vermittlerin maßgeblich beteiligt. Die Transitterlöse für die Durchleitung von russischem Erdgas ist für die Ukraine eine wichtige Einnahmequelle. Für das Jahr 2020 ist eine Transitmenge von 65 Mrd. m³, und für die Folgejahre sind jeweils 40 Mrd. m³ vereinbart. Experten schätzen, dass die Transitmengen in den letzten Jahren bei etwa 80 Mrd. m³ lagen [42]. Die Abnahme der Gastransitmengen verdeutlicht die zukünftigen Auswirkungen alternativer Liefermöglichkeiten (NorthStream, TurkishStream).

Die Diversifizierungsstrategie der Europäischen Kommission sieht auch Gaslieferungen aus Aserbeidschan vor. Das Gas soll durch das Kaspische Meer über die Transanatolische Gaspipeline (Tanap) und die Transadria-Gaspipeline (Tap)



Bild: Peter Markewitz

nach Süditalien geleitet werden. Die bislang bestehende Lücke von 480 km zwischen der Tap- und der Tanap-Pipeline konnte im letzten Jahr geschlossen werden. Nunmehr ist es möglich, Gas bis zur griechischen Grenze zu leiten. Mit der Fertigstellung der 870 km langen Tap-Pipeline, mit deren Bau im Jahr 2015 begonnen wurde, wird noch in diesem Jahr gerechnet.

LNG-Terminals in Deutschland

Am 27. März 2019 beschloss die Bundesregierung eine Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der Infrastruktur von LNG (Liquefied Natural Gas, Flüssigerdgas) in Deutschland [43]. Der Bundesrat stimmte der Verordnung am 7. Juni 2019 zu. Danach sind die Gasnetzbetreiber zukünftig dafür zuständig, den notwendigen Gasnetzanschluss für LNG-Terminals sicherzustellen. Mit einem Anteil von 90 % tragen sie auch den Hauptanteil der Kosten. Die restlichen Kosten sind vom Terminalbetreiber aufzuwenden, wodurch sichergestellt werden soll, dass auch nur die notwendigen Anschlussleitungen gebaut werden. Die Umsetzung der Verordnung erfordert zudem eine Änderung der Gasnetzzugangsverordnung. Die mit der Herstellung des Netzanschlusses von LNG-Anlagen verbundenen Kosten gelten als Investitionsmaßnahmen im Sinne der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Hierdurch haben die Gasnetzbetreiber die Möglichkeit, die Kosten in die Gasnetzentgelte einzupreisen und auf die Netznutzer umzuwälzen [43; 44]. LNG-Terminals werden an den Standorten Stade, Brunsbüttel und Wilhelmshaven ge-

plant [1]. Alle geplanten Terminals sind Bestandteil des Szenariorahmens des NEP Gas 2020 bis 2030. ■

Literatur

Die Literaturstellen zu dieser Jahresübersicht sind auf www.eBWK.de über den Menüpunkt „Literaturverzeichnisse“ abrufbar.



Dr.-Ing.
Peter Markewitz

Forschungszentrum
Jülich GmbH, Institut
für Energie- und Klima-
forschung – Techno-
ökonomische System-
analyse (IEK-3)
p.markewitz@fz-juelich.de

Bild: Forschungszentrum Jülich

M.Sc.
Peter Lopion

Forschungszentrum
Jülich GmbH, IEK-3
p.loption@fz-juelich.de

Dr.-Ing.
Martin Robinus

Forschungszentrum
Jülich GmbH, IEK-3
m.robinus@fz-juelich.de

Prof. Dr.-Ing.
Detlef Stolten

Forschungszentrum
Jülich GmbH, IEK-3
d.stolten@fz-juelich.de