



Bundesnetzagentur

Bericht

über Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Elektrizitätsversorgungsnetze gemäß § 51 Abs. 4b Satz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes



Bericht über Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Elektrizitätsversorgungsnetze

Gemäß § 51 Abs. 4b Satz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes

Stand: Dezember 2020

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 626

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

Inhaltsverzeichnis

	Inhaltsverzeichnis	3
1	Einführung.....	5
1.1	Hintergrund.....	5
1.2	Versorgungssicherheit an den Strommärkten.....	7
1.3	Versorgungssicherheit mit Bezug auf die Netze	9
1.3.1	Engpassmanagement.....	11
1.3.2	Netzentwicklung.....	14
1.3.3	Systemdienstleistungen.....	16
1.3.3.1	Spannungs- und Frequenzhaltung	17
1.3.3.2	Netz- und Versorgungswiederaufbau.....	20
2	Wichtige Prüfungsprozesse zur Gewährleistung der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes	21
2.1	Systemanalysen nach § 3 der Netzreserveverordnung	21
2.1.1	Zielsetzung.....	21
2.1.2	Systemrelevante Kraftwerke (Netzreservekraftwerke)	21
2.1.2.1	Vorgehensweise der Systemanalyse	22
2.1.2.2	Bedarf an Netzreserve für den Winter 2020/2021	24
2.1.2.3	Prognose der Netzreserve für das Jahr 2024/2025	28
2.1.2.4	Blindleistungsanalyse	29
2.2	Netzentwicklungsplan nach § 12b und c Energiewirtschaftsgesetz.....	31
2.2.1	Szenariorahmen	32
2.2.2	Regionalisierung	33
2.2.3	Marktmodellierung.....	33
2.2.4	Netzberechnung.....	34
2.2.5	Netzausbaubedarf	34
2.3	Berücksichtigung relevanter Netzaspekte im Rahmen des Kohleausstiegs	36
2.3.1	Ausschreibungen.....	37
2.3.2	Gesetzliche Reduzierung	37
2.3.3	Alternativenprüfung.....	38
3	Zusammenfassung und Ausblick	39
	Abbildungsverzeichnis	41
	Tabellenverzeichnis.....	41
	Impressum	43

1 Einführung

1.1 Hintergrund

Die Versorgungssicherheit mit Elektrizität ist ein hohes Gut. Die möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität ist die Zielsetzung des Energiewirtschaftsgesetzes und damit die Grundlage aller diesbezüglichen Handlungen und Maßnahmen.

Die Versorgungssicherheit mit Strom lässt sich in die beiden miteinander zusammenhängenden Teilbereiche „marktliche Versorgungssicherheit“ und „netzseitige Versorgungssicherheit“ unterteilen.

Die „marktliche Versorgungssicherheit“, auch Angemessenheit der Ressourcen („Resource Adequacy“) genannt, bedeutet, dass stets ausreichend Erzeugungslleistung verfügbar ist, um die nachgefragte elektrische Energie zu decken. Das Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität gemäß § 51 EnWG obliegt aktuell dem Bundeswirtschaftsministerium (BMWi). Der in diesem Rahmen nach § 63 EnWG i.V.m. § 51 EnWG zuletzt veröffentlichte Bericht vom 03.07.2019 sieht weder kurz- noch mittelfristig Probleme bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen in Deutschland. Kapitel 1.2 gibt einen kurzen Überblick über bisherige Ergebnisse des Monitorings sowie über weitere Betrachtungen.

Neben der Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungslleistung zur Deckung der Nachfrage muss die Energie auch vom Erzeuger zum Verbraucher transportiert und das Stromnetz zu jedem Zeitpunkt stabil betrieben werden können. Diese „netzseitige Versorgungssicherheit“ bedeutet also, dass das zur Verfügung stehende Netz die Handlungsergebnisse auch physikalisch abbilden kann, und dass für notwendige Eingriffe, beispielsweise für Redispatch, ausreichend Kapazitäten zum Hoch- und Runterfahren zur Verfügung stehen.

Bislang sah der Gesetzgeber noch keine explizite separate Verpflichtung im Hinblick auf das Monitoring der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Netze vor. Dies wird sich mit dem Inkrafttreten des neuen § 51 Abs. 4 EnWG ändern. Damit werden das Monitoring der Versorgungssicherheit an den Strommärkten und mit Bezug zu den Netzen zusammengefasst und dann durch die Bundesnetzagentur ausgeführt. Dennoch wurde die Sicherheit der Netze auch bislang selbstverständlich laufend überwacht, zum einen durch die Netzbetreiber selbst – sie haben nach § 11 EnWG die Verpflichtung zum sicheren Netzbetrieb, zum anderen aber auch durch verschiedene gesetzlich vorgegebene Verfahren wie die Erstellung der Systemanalysen nach § 3 Netzreserveverordnung oder die Netzmodellierungen im Netzentwicklungsplan.

Der aktuelle und zukünftig erwartbare Stand der netzseitigen Versorgungssicherheit, wie er sich anhand dieser bestehenden Prozesse aktuell bewerten lässt, wird im Folgenden vorgestellt. Da die Konzeption und Entwicklung eigener Berechnungsmodelle komplex und zeitaufwändig ist, enthält der vorliegende Netzbericht darüber hinaus keine quantitativen Ergebnisse aus eigenen Netzanalysen der Bundesnetzagentur. Er stellt vielmehr eine umfassende Bestandsaufnahme der schon bestehenden Erkenntnisse und Prozesse dar, die als Ausgangspunkt für die zukünftigen Netzanalysen und Versorgungssicherheitsberichte dient.

Die Bundesnetzagentur kommt hiermit der in Satz 4 des neuen § 51 Abs. 4b EnWG enthaltenen Pflicht nach, einmalig zum 31. Oktober 2020 einen entsprechenden Bericht vorzulegen.

Zusätzlich wird die Bundesnetzagentur in Zukunft regelmäßig mit der begleitenden Netzanalyse gemäß § 34 Abs. 2 KVBG die Auswirkungen des Kohleausstiegs auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes untersuchen. So wird sichergestellt, dass auch hoheitliche Stellen die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes mit eigenen Netzanalysen bewerten.

1.2 Versorgungssicherheit an den Strommärkten

In Deutschland hat es bislang noch keine Unterdeckungen des Marktes gegeben, d.h. die Stromnachfrage konnte jederzeit durch am Markt verfügbare konventionelle und erneuerbare Erzeugungsleistung gedeckt werden.

Zusätzlich wird die marktseitige Versorgungssicherheit kontinuierlich überwacht, insbesondere vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (bis Ende 2020), der Bundesnetzagentur (ab 2021) und dem Zusammenschluss der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E.

Bei beiden Prozessen kommt ein probabilistischer Ansatz zum Tragen: Die marktseitige Deckung der Stromnachfrage wird über ein europäisches Strommarktmodell bewertet, das verschiedene Eingangsgrößen wie Kraftwerksausfälle, Last, Einspeisung der erneuerbaren Energien-Anlagen mit ihrer historischen Eintrittswahrscheinlichkeit bewertet und somit Vorhersagen über die Wahrscheinlichkeit von auftretenden Unterdeckungen erlaubt. Dies wird anhand zweier Kennzahlen zur Quantifizierung des Niveaus der Versorgungssicherheit umgesetzt:

1. die erwartete Anzahl der Stunden pro Jahr, in denen die Last durch inländische Erzeugung und Import nicht vollständig gedeckt werden kann (Loss of Load Expectation; „LoLE“ in [h/a]), und
2. die erwartete Summe der nicht gedeckten Nachfrage pro Jahr (Expected Energy Not Supplied; „EENS“ in [GWh/a]).

Weder das Gutachten zum Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie noch der Mid-term Adequacy Forcecast 2019 (MAF) von ENTSO-E sehen in den nächsten Jahren Probleme bei der marktseitigen Versorgungssicherheit in Deutschland.

Das Gutachten des Wirtschaftsministeriums bildet die Basis des nach § 63 EnWG i.V.m. § 51 EnWG veröffentlichten Berichts vom 03.07.2019. Ziel war die Untersuchung, in wie vielen Stunden das Elektrizitätsversorgungssystem trotz der am Strommarkt zur Verfügung stehenden Mittel Unterdeckungen der Stromversorgung voraussichtlich nicht vermeiden kann. Es wurden ein Referenzszenario und drei Sensitivitäten untersucht, insbesondere eine Sensitivität mit geringerer Kohleerzeugungskapazität zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland für das Jahr 2030. In allen hier untersuchten Szenarien bis 2030 ergaben die Berechnungen für beide Kennzahlen jeweils den Wert null, d. h. es ist nicht mit unterdeckten Stunden und damit auch nicht mit fehlender Stromversorgung zu rechnen.

Neben dem Monitoring der Versorgungssicherheit durch das Wirtschaftsministerium wird bis einschließlich 2020 jährlich der MAF von ENTSO-E erstellt. Ab 2021 wird der MAF vom „European Resource Adequacy Assessment“ (ERAA) abgelöst.

Im MAF 2019 werden zwei Szenarien betrachtet, ein Basis-Szenario, das für Deutschland einen Ausstieg aus der Kohleverstromung berücksichtigt, und ein Low-Carbon-Szenario als „Stresstest“, bei dem eine verglichen mit dem Basis-Szenario zusätzliche Reduktion von Kohlekraftwerkskapazität nicht durch Ersatzbauten ausgeglichen wird.

Die Berechnungen für das Zieljahr 2025 ergeben für Deutschland einen Wert für den LoLE von 0,29 h/a und für den EENS von 1,23 GWh/a im Basis-Szenario. Im Low-Carbon-Szenario ergeben sich Werte von 0,59 h/a für den LoLE und 2,4 GWh/a für den EENS. In beiden Szenarien ist also die erwartete Dauer einer Lastunterdeckung kleiner als eine Stunde. Selbst in dieser kurzen Zeit wäre nur maximal eine geringe Last in Höhe von etwa 2,5 GW erwartet nicht zu decken, sodass nur in diesem Umfang auf vorhandene Reserven in Deutschland zurückgegriffen werden müsste.

Die Ergebnisse dieser Studien zeigen also, dass sich die Auswirkungen des Kohleausstiegs und der weiteren Veränderungen in der Energieerzeugungslandschaft auf die marktseitige Versorgungssicherheit bis 2030 deutlich in Grenzen halten und nicht mit einer Einbuße an Versorgungsqualität zu rechnen ist.

Nichtsdestotrotz bleibt die Überwachung der (marktseitigen) Versorgungssicherheit oberste Priorität. Gemäß Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes wird ab Oktober 2021 die Bundesnetzagentur alle zwei Jahre einen Bericht zum Stand der Versorgungssicherheit erstellen, vgl § 63 Abs. 2 EnWG.

1.3 Versorgungssicherheit mit Bezug auf die Netze

Die Energiewende führt zu einem stetig wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Strommix. Dabei ist insbesondere bei der installierten Leistung aus Windenergieanlagen an Land und zur See zu beobachten, dass nach wie vor ein deutliches geografisches Ungleichgewicht zwischen den Standorten der Anlagen im Norden Deutschlands und den Verbrauchszentren im Süden besteht.

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet auch der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland weiter voran. Bis Ende 2022 wird das letzte deutsche Kernkraftwerk seinen kommerziellen Leistungsbetrieb einstellen, sodass bis zu diesem Zeitpunkt weitere 8,1 GW nuklearer Erzeugungsleistung – davon mit 4 GW rund die Hälfte in Süddeutschland – keine Elektrizität mehr produzieren, siehe Abbildung 1.

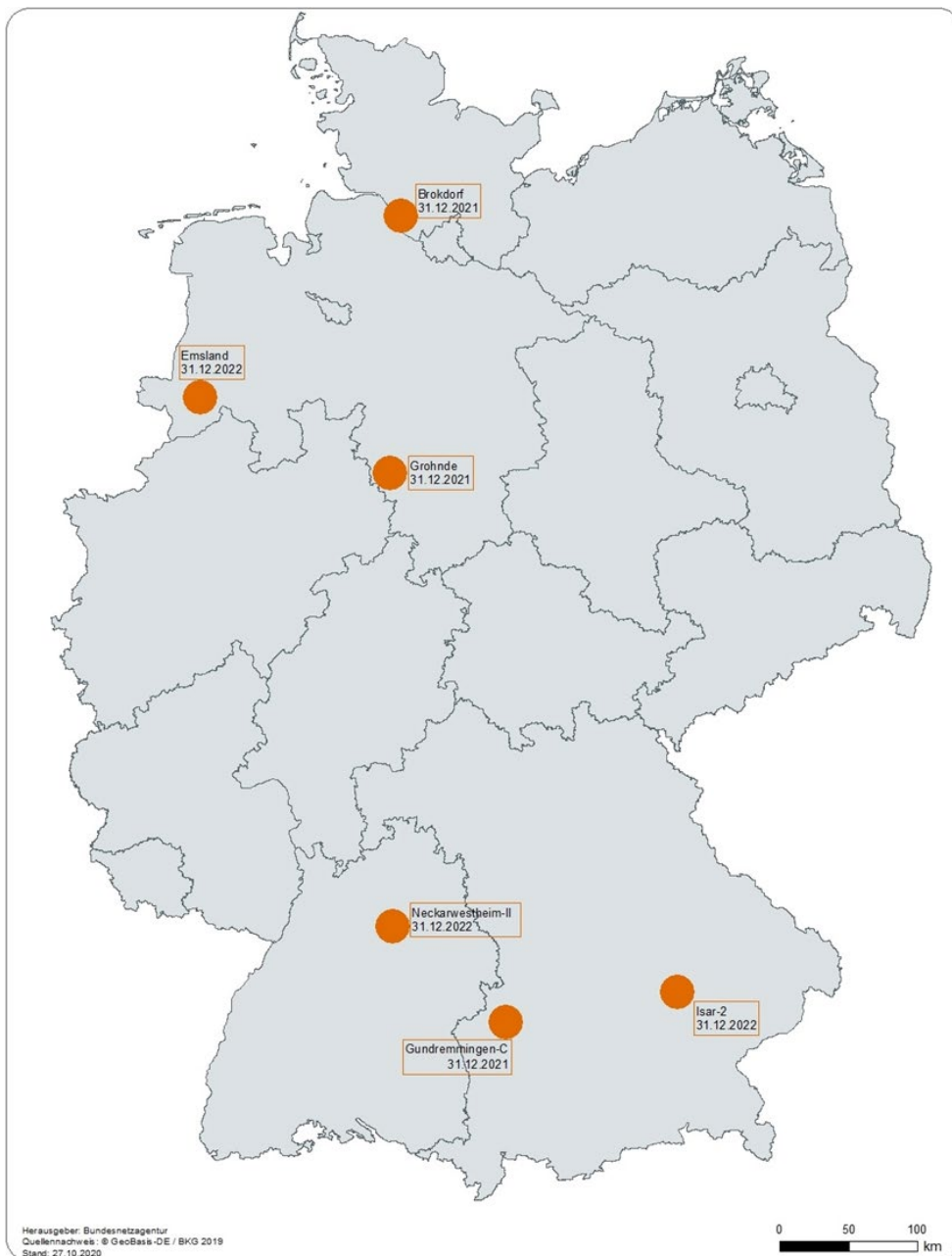


Abbildung 1: Gegenwärtig im Leistungsbetrieb befindliche Kernkraftwerke in Deutschland mit Angabe der jeweiligen Stilllegungszeitpunkte.

Auch bei den übrigen konventionellen Erzeugungstechnologien ist zum einen bedingt durch die Marktkräfte und zum anderen bedingt durch den Ausstieg aus der Verstromung von Kohle ein stetiger Rückgang der am Netz befindlichen Kapazitäten festzustellen.

Die Änderungen des europäischen Strommarktdesigns führen dazu, dass die grenzüberschreitenden Handelstätigkeiten gemäß Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung EU 2019/943 voraussichtlich an Volumen zulegen werden und nationale Engpässe des Übertragungsnetzes nur noch innerhalb klar definierter Regeln und Maßstäbe eine Rolle bei der Vergabe der Handelskapazitäten spielen dürfen. Eine besondere Belastung für das Übertragungsnetz entsteht dabei durch die Einfuhren elektrischer Energie aus den nördlichen Nachbarländern und Skandinavien bei gleichzeitiger Ausfuhr elektrischer Energie in das benachbarte südliche Ausland. Dies bewirkt eine zusätzliche Nord-Süd-Dimension beim Stromtransport im Übertragungsnetz, die sich mit der Anforderung, Strom aus den Erzeugungszentren im Norden Deutschlands in die Lastzentren Süddeutschlands zu transportieren, überlagert.



Abbildung 2: Deutschland inmitten des europäischen Verbundnetzes (Quelle: entso-e)

Zur Bewältigung dieser Transportaufgabe ist Deutschland mit einem bereits gut ausgebauten Stromnetz in das europäische Verbundnetz eingebunden (vgl. Abbildung 2), das in vielen Stunden die Abbildung des Handelsergebnisses und damit die Versorgung aller Verbraucher ohne weitere Maßnahmen ermöglicht. Kommt es bei höheren Transportbedarfen aufgrund hoher Einspeisungen und Nachfrage kurzfristig zu Überlastungen im Netz, die nicht durch netzseitige Eingriffe behoben werden können, nutzen die Übertragungsnetzbetreiber das Netzengpassmanagement, um Engpässe im Stromnetz aufzulösen. Hierzu zählt insbesondere Redispatch,

aber auch Countertrading oder Einspeisemanagement. Bei längerfristig bestehenden oder erwarteten Überlastungen kommt hingegen Netzausbau zum Einsatz.

1.3.1 Engpassmanagement

Redispatch ist eine Maßnahme, um Überlastungen im Netz in kürzester Zeit gezielt zu beheben. Dabei reduzieren die Übertragungsnetzbetreiber die Erzeugung insbesondere von Kraftwerken, aber auch von erneuerbarer Erzeugung diesseits der überlasteten Leitung, und erhöhen die Einspeisung von Kraftwerken jenseits der überlasteten Leitung. So bleibt die Versorgung bei gleichzeitiger Entlastung des Netzes energetisch und bilanziell sichergestellt. Redispatch mit Erneuerbaren-Energien-Anlagen firmiert bislang unter dem Begriff „Einspeisemanagement“. Die Einführung des sogenannten Redispatch 2.0 ab dem 01.10.2021 integriert das bisherige Einspeisemanagement (§ 14 EEG) in das Redispatch-Verfahren (§§ 13, 13a EnWG n.F.). Das neue, erweiterte Redispatch 2.0 ermöglicht eine netzübergreifend optimierte Auswahlentscheidung nach der Wirksamkeit der Anlagen zur Engpassentlastung und den Kosten, die dabei zulasten der Stromkunden anfallen. Der gestufte Einspeisevorrang zugunsten von Erneuerbaren-Energien- und Kraftwärmekopplungs-Strom bleibt durch Mindestfaktoren gewahrt. Die Mindestfaktoren geben vor, um wie viel besser die Abregelung von vorrangberechtigtem Erneuerbaren-Energien- und Kraftwärmekopplungs-Strom gegenüber der Abregelung von konventioneller Erzeugung in der Regel wirken muss, um in die Fahrweise dieser vorrangberechtigten Erzeugung eingreifen zu dürfen.

Während des Winterhalbjahres ist der Redispatchbedarf erfahrungsgemäß höher als im Sommer. In dieser Zeit trifft eine hohe Nachfrage nach elektrischer Energie mit einer oftmals hohen Einspeisung aus Windenergieanlagen im Norden und Nordosten Deutschlands zusammen. Diese Einspeisung muss über weite Distanzen in die Verbrauchszentren Süddeutschlands und in das südliche Ausland transportiert werden und führt so häufig zu Überlastungen einzelner Leitungen.

Beim positiven Redispatch, also bei der Erhöhung der eingespeisten Leistung jenseits des Engpasses, greifen die Übertragungsnetzbetreiber zunächst auf verfügbare Marktkraftwerke zu, die ihre Erzeugungsleistung noch nach oben steigern können. Ist hier zu wenig Potential verfügbar, werden Kraftwerke aus der Netzreserve (siehe Kapitel 2.1) eingesetzt. Bis 2018 wurden zudem ausländische Kraftwerke kontrahiert. Ausländische Reserven können aber lediglich vertraglich gebunden werden, da es weder ein gesetzliches Zugriffsrecht deutscher ÜNB auf Kraftwerke im Ausland noch ein Stilllegungsverbot gibt. Sie unterliegt daher einem deutlich unsichereren Zugriff durch die Übertragungsnetzbetreiber als die inländische Reserve. Die ausländische Reserve wird daher stets so klein wie möglich gehalten.

Im letzten Winterhalbjahr 2019/2020 kamen die Netzreservekapazitäten bis zum Stichtag 15. April 2020 an lediglich zwei Tagen zum Einsatz. Im Vergleich zum Winter 2018/2019 hat sich damit eine sehr deutliche Reduktion der Netzreserveeinsätze ergeben. Seit dem 16. April bis zum Stichtag 31.12.2020 gab es 27 Einsätze für strom- und 25 Einsätze für spannungsbedingten Redispatch (vgl. Tabelle 1).

	Einsätze	Zeitspanne der Anforderungen in Stunden
April	1	58,00
Mai	8	10,00 - 83,50
Juni	8	1,50 - 57,00
Juli	5	10,00 - 60,75
August	9	9,00 - 56,25
September	7	3,50 - 35,00
Oktober	-	-
November	7	1,00 - 38,00
Dezember	7	6,50 - 31,00
Gesamt	52	

Tabelle 1: Netzreserveeinsätze 16.04.2020 – 31.12.2020 (Quelle: Bundesnetzagentur)

Die Auswertung der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen aufgrund von Überlastungen im Netz (Redispatch und Einspeisemanagement) erfolgt jeweils im Quartalsbericht zur Netz- und Systemsicherheit der Bundesnetzagentur.

In Abbildung 3 ist die Gesamtentwicklung im Zeitraum zwischen 2013 und 2019 dargestellt; dabei ist zu beachten, dass die Summe aus positivem Redispatch aus konventionellen Kraftwerken jeweils gleich ist der Summe aus konventionellem negativen Redispatch sowie Einspeisemanagement. Entsprechend wird in der Grafik nur der positive Wert dargestellt.

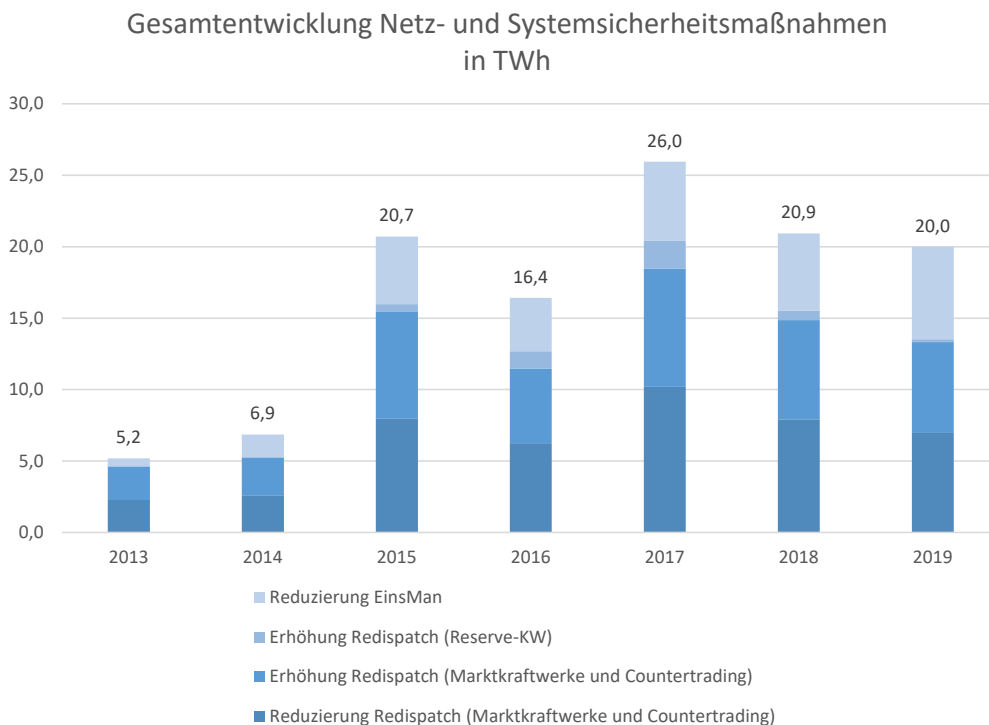


Abbildung 3: Überblick über die Gesamtentwicklung der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen aufgrund von Überlastungen im Netz im Zeitraum zwischen 2013 und 2019. (Quelle: Bundesnetzagentur)

Dabei zeigt die Entwicklung der vergangenen Jahre einen Anstieg der gesamten Netzeingriffe, vor allem ab dem Jahr 2015. In das Jahr 2015 fallen Inbetriebnahmen und Stilllegungen großer Kraftwerksblöcke, die an netztopologisch sensitiven Standorten standen bzw. stehen und damit zum Teil den Anstieg der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen aufgrund von Überlastungen im Netz mit erklären. Darüber hinaus lag auch der Ausbau von Windenergie an Land, geografisch auf den Norden konzentriert, oberhalb des gesetzlich vorgesehenen Ausbaupfades. Zusätzlich wirken sich mit steigender Zahl der installierten dargebotsabhängigen Erneuerbaren-Energien-Anlagen Wettereffekte wie Sturmtiefs stärker auf die jeweilige Netzauslastung aus. Das Jahr 2016 war ein windarmes Wetterjahr, sodass das Volumen der Netzeingriffe sank. Im Jahr 2017 stieg es erneut stark an. Ausschlaggebend für die Zunahme der Maßnahmen war dabei vor allem eine Ausnahmesituation von Anfang Januar bis Anfang Februar 2017.

Die starke Belastung der Stromnetze in diesem Zeitraum kann auf mehrere Faktoren zurückgeführt werden: Dazu beigetragen hatten unter anderem eine ungewöhnliche Lastflusssituation in Deutschland mit hohen Flüssen vor allem in Richtung Südwesten, und eine europaweite Kälteperiode, einhergehend mit einer hohen Last und einer geringen Erzeugung aus Wind- und Solarenergieanlagen bei gleichzeitigen Nichtverfügbarkeiten von nuklearen Kraftwerken aufgrund von Revisionsverschiebungen vom Sommer 2016 in die Zeit nach dem Jahreswechsel 2016/2017. Bereits im vierten Quartal 2017 wirkte sich die vollständige Inbetriebnahme des Netzausbauprojektes „Thüringer Strombrücke“ aus, durch das sich die Maßnahmen zur Entlastung der Kuppelleitung zwischen den Regelzonen der beiden Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz und TenneT zwischen Thüringen und Bayern stark verringerten. In den Jahren 2018 und 2019 sank das Redispatchvolumen weiter, während das Volumen der Einspeisemanagementmaßnahmen in 2019 weiter anstieg.

Die neusten Zahlen für das zweite Quartal 2020 zeigen wiederum, dass der Redispatchbedarf im Vergleich zu vorherigen Sommerquartalen relativ hoch war. Dabei wurden im Rahmen des Redispatchprozesses Einspeisereduzierungen und -erhöhungen (inkl. Countertradingmaßnahmen) in Höhe von rund 3.858 GWh (1.947 GWh Einspeisereduzierungen und 1.911 GWh Einspeiserhöhungen) von konventionellen Markt- und Netzreserve-kraftwerken angefordert. Die Anforderungen zur Leistungsveränderung von Kraftwerken lagen damit im zweiten Quartal 2020 rund 50 % über denen des Vorjahresquartals (Q2 2019: 2.445 GWh).

Im Vergleich zum Vorjahr erhöhte sich insbesondere das Volumen der spannungsbedingten Maßnahmen (Q2 2020: 1.970 GWh; Q2 2019: 904 GWh). Hintergrund ist die niedrigere Last aufgrund des zurückgegangenen Stromverbrauchs während der Corona-Zeit. Generell führt eine niedrigere Last in den Sommermonaten bei gleichzeitig langen Transportwegen zu einem verstärkten Bedarf an Blindleistung (siehe auch Abschnitt 2.1.2.4), um die oberen Spannungsgrenzwerte in den Netzen halten zu können. Dieser Effekt wurde im zweiten Quartal 2020 wegen Corona verstärkt.

Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit Markt- und Reservekraftwerken und Maßnahmen durch Countertrading lagen im zweiten Quartal 2020 bei rund 87,6 Mio. Euro und somit rund 50 % über dem Vorjahresniveau (Q2 2019: 58,8 Mio. Euro).

Gleichzeitig wurden im zweiten Quartal 2020 nur knapp 1,7 % der Einspeisungen der Erneuerbaren Energien im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen abgeregelt. Es konnten somit über 98 % der erneuerbaren Erzeugung transportiert und genutzt werden.

Die absoluten Reduzierungen von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) im Rahmen des Einspeisemanagements lagen im zweiten Quartal bei 948 GWh und sind im Vergleich zum entsprechenden Vorjahreszeitraum um rund 8 % gestiegen (Q2 2019: 875 GWh).

Mit rund 67 % der gesamten Abregelungen von EE bleibt Windenergie an Land der am meisten abgeregeltete Erneuerbaren-Energieträger, gefolgt von Windenergie auf See mit gut 22 %. Reduziert wurde die Einspeisung der Anlagen insbesondere in Schleswig-Holstein (51 %), gefolgt von Niedersachsen (27 %). Ab dem vierten Quartal 2019 lässt sich für Schleswig-Holstein ein leichter Rückgang der Mengen an Einspeisereduzierungen feststellen, der auf die sukzessive Inbetriebnahme von Netzausbauprojekten zurückzuführen sein dürfte.

Auch wenn rund 81 % der Abregelungen Erneuerbaren-Energien-Anlagen betrafen, die im Verteilernetz angeschlossen sind, lag der verursachende Netzengpass zu rund 80 % im Übertragungsnetz bzw. in der Umspannebene zwischen Übertragungs- und Verteilernetz. Betrachtet man die Verursachungsebene der Maßnahmen über die Jahre, ist eine leichte Verschiebung hin zu den Verteilernetzen zu beobachten. Lagen im Jahr 2016 noch rund 89 % der Ursachen in den Übertragungsnetzen, ist diese im Jahr 2019 auf rund 83 % gesunken. Auch im ersten und zweiten Quartal 2020 setzt sich dieser Trend fort.

Die von den Netzbetreibern geschätzten Einspeisemanagement-Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber beliefen sich im zweiten Quartal 2020 auf rund 110,8 Mio. Euro (Q2 2019: 90,4 Mio. Euro). Die Entschädigungsansprüche werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen, allerdings wird ein Teil dieser Kosten durch die Reduktion der ebenfalls vom Netznutzer zu zahlenden EEG-Umlage kompensiert, da durch Einspeisemanagement-Maßnahmen reduzierte Anlagen keine Vergütung oder Marktprämie nach dem EEG erhalten.

1.3.2 Netzentwicklung

Besteht an einer Stelle im Netz über längere Zeit ein höherer Transportbedarf als Transportkapazität vorhanden, sind die Abhilfemaßnahmen Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau. Da die Abhilfemaßnahmen in der Netzplanung in dieser genannten Reihenfolge zum Einsatz kommen, wird hier vom NOVA-Prinzip gesprochen.

Unter den Begriff Netzoptimierungen fallen eine Reihe verschiedener Maßnahmen, die im bestehenden Netz durchgeführt werden können. Eine Optimierung kann beispielsweise darin bestehen, die Spannung einer bereits entsprechend ausgerüsteten, aber lediglich mit 220 kV betriebenen Freileitung auf 380 kV zu erhöhen. Auch das sogenannte Freileitungsmonitoring wirkt optimierend, indem dadurch bestehende Leitungen abhängig von der herrschenden Witterung ausgelastet werden. Bei Wind oder kühlen Außentemperaturen können Leiterseile mehr Strom übertragen. Weiterhin können lastflussteuende Elemente zur optimalen Ausnutzung der Bestandsnetze eingesetzt werden.

Netzverstärkungen sind der (bauliche) Austausch oder die Erweiterung bestehender Betriebsmittel: in Anlagen, durch Umbeseilung einer bisher nur auf 220 kV ausgelegten Leitung auf 380 kV, ferner durch Umbeseilung mit Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseilen, durch Installation zusätzlicher Stromkreise auf bestehenden Masten oder durch Neubau von Leitungen mit höherer Übertragungskapazität in bestehenden Trassen.

Unter Netzausbau im engeren Sinn wird die Erweiterung des Netzes durch zusätzliche Umspannwerke und Schaltanlagen bzw. durch zusätzliche Leitungen in neuen Trassen verstanden. Das Energieleitungsausbaugesetz von 2009 beinhaltet bereits eine Reihe von Netzausbauvorhaben. Seit 2012 werden alle notwendigen Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen durch die vier Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam ermittelt und durch die Bundesnetzagentur geprüft und bestätigt (siehe Kapitel 2.2). In den letzten Jahren kam es so zu einigen Erweiterungen des Netzes, die dessen Transportfähigkeit erhöhen und die Versorgungssicherheit stärken (siehe Abbildung 4).

Die aktuellen Erkenntnisse der Netzentwicklungsplanung sind in Kapitel 2.2 dargestellt.

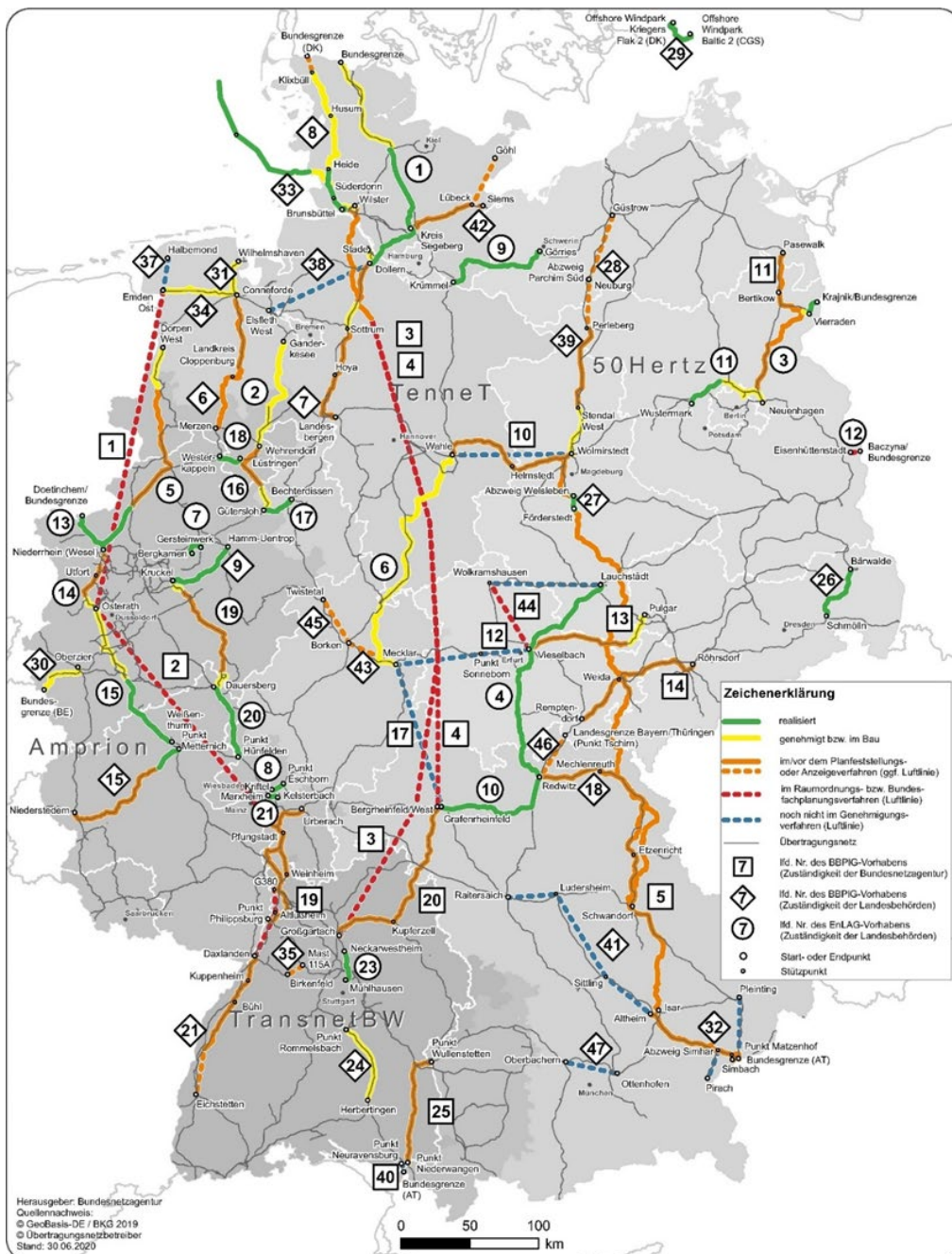


Abbildung 4: Stand der Vorhaben aus Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem zweiten Quartal 2020; in grün: realisierte Projekte.

1.3.3 Systemdienstleistungen

Der steigende Anteil erneuerbarer Energien, die weitere Intensivierung des europäischen Strom-binnenmarktes sowie der Ausstieg aus der Verstromung von Kohle werden künftig weitere Herausforderungen für das elektrische Energieversorgungssystem Deutschlands bedingen. Neben reduzierten Redispatchpotentialen konventioneller Kraftwerke, denen unter anderem mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes oder der geänderten Gesetzgebung beim Redispatch („Redispatch 2.0“) entgegengewirkt wird, gehen mit der großflächigen Stilllegung konventioneller Kraftwerke auch Anbieter von Systemdienstleistungen verloren. Künftig werden deshalb Betreiber von erneuerbarer Erzeugung und weitere Marktakteure wie Speicher und Verbraucher maßgeblich zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen beitragen müssen. Perspektivisch muss das Stromversorgungssystem auch ohne konventionelle Kraftwerke sicher funktionieren.

Damit eine sichere Stromversorgung gewährleistet ist, müssen bestimmte Grenzwerte hinsichtlich der Leitungsbelastung, Spannung und Frequenz eingehalten werden. Hierzu dienen neben Redispatch/Einspeisemanagement im Zuge des Engpassmanagements (wie zuvor im Abschnitt 1.3.1 dargestellt) auch die Systemdienstleistungen Spannungshaltung und Frequenzhaltung. Nach einem Netzzusammenbruch dient der Versorgungswiederaufbau dazu, den Netzbetrieb und die Versorgung von angeschlossenen Verbrauchern wieder aufzunehmen.

Zukünftig sollen nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen grundsätzlich transparent, diskriminierungsfrei und marktgestützt beschafft werden. Ausnahmen wird es nur geben, wenn eine marktgestützte Beschaffung wirtschaftlich nicht effizient wäre. Hierfür hat der Bundestag am 08. Oktober 2020 ein Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen beschlossen. Mit der Schaffung des neuen § 12h EnWG werden die Artikel 31 Absatz 6 bis 8 und Artikel 40 Absatz 5 bis 7 i.V.m. Absatz 1 und 4 der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt. Ziel der Regelung ist es, das Erbringen der Systemdienstleistungen durch die Einführung von transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren für alle Marktteilnehmer zu öffnen; dies schließt Anbieter erneuerbarer Energien, Anbieter dezentraler Erzeugung, Anbieter von Laststeuerung und Energiespeicherung sowie Anbieter ein, die in der Aggregation tätig sind. Dadurch können technische Potenziale zur Erbringung von Systemdienstleistungen gehoben werden und die Effizienz des Netzbetriebs wird verbessert. Von dieser Verpflichtung ausgenommen sind vollständig integrierte Netzkomponenten, die im Eigentum des jeweiligen Netzbetreibers stehen, da eine marktgestützte Beschaffung bei sich selber nicht möglich ist.

Für marktgestützt zu beschaffende Systemdienstleistungen, für die keine Ausnahme geltend gemacht wird, legt die Bundesnetzagentur die Spezifikationen und damit verbundene technische Anforderungen fest. Alternativ kann sie die Netzbetreiber auffordern, gemeinsam entsprechende Spezifikation und Anforderungen zu erarbeiten. Diese sind der Bundesnetzagentur anschließend zur Genehmigung vorzulegen.

Durch die Vorschrift sollen Potenziale für die technische Erbringung und wirtschaftliche Effizienz für die nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen zur Spannungsregelung, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, dynamische Blindstromstützung, Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit gehoben werden. Ein sicherer, zuverlässiger und effizienter Netzbetrieb wird dabei immer gewahrt. Insgesamt leistet die Regelung einen Beitrag für eine sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Stromversorgung.

1.3.3.1 Spannungs- und Frequenzhaltung

Durch Spannungshaltung wird die Spannung auf einem betrieblich sinnvollen zulässigen Niveau gehalten. Kohlekraftwerke (v.a. auf Übertragungsnetzebene) und Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen (v.a. auf Verteilnetzebene) liefern heute zum Beispiel einen nicht unerheblichen Beitrag zur Spannungshaltung. Weitere Beiträge zur Spannungshaltung liefern auch Netzbetriebsmittel, Speicher und Verbraucher.

Für den stabilen und sicheren Betrieb elektrischer Netze ist es erforderlich technische Grenzen einzuhalten. Dies kann unterteilt werden in die Wahrung maximaler Grenzströme von Leitungen und Transformatoren und die Einhaltung eines zulässigen Bereichs der Spannungen (Spannungsband) und der Frequenz. Während einer Überschreitung zulässiger Grenzströme durch eine Reduktion der Übertragungsaufgabe der überlasteten Netzelemente (bspw. durch Redispatch oder auch Topologische Maßnahmen) begegnet wird, ist für die Wahrung des zulässigen Spannungsbands in der Regel eine möglichst lokale Bereitstellung von Blindleistung erforderlich.

Spannungsbandverletzungen können sowohl in Form von zu hohen Spannungen, wie auch durch zu geringe Spannungen auftreten. Zu hohe Spannungen können bspw. durch Über- oder Durchschläge zu Betriebsmittelschädigungen führen und so den Ausfall dieser Betriebsmittel verursachen oder Verbraucher schädigen. Zu geringe Spannungen können zum einen zu Problemen bei Verbrauchern führen, die auf ein bestimmtes Spannungsniveau angewiesen sind, vor allem aber bergen zu geringe Spannungen die Gefahr eines Spannungskollapses und einem daraus resultierenden Systemausfall. Viele der weltweit in den vergangenen Jahrzehnten aufgetretenen Blackouts waren auf einen Spannungskollaps zurück zu führen.

Neben der „Richtung“ der Spannungsbandverletzung, also Über- oder Unterspannung, weisen die daraus resultierenden Bedarfe der Blindleistung noch eine weitere Qualität auf. Denn zum einen geht es um die statische Spannungswahrung, also das Einhalten der Spannungsgrenzen in einem statischen Betriebspunkt. Zum anderen geht es um die dynamische Spannungswahrung. Vereinfacht beschrieben handelt es sich hierbei um das Einhalten der Spannungsgrenzen beim Übergang von einem Betriebspunkt zum nächsten (bei einer Änderung der Lastflusssituation durch bspw. einen Leitungsausfall oder eine Änderung des Kraftwerkseinsatzes), bzw. das Wiedererlangen eines zulässigen Betriebspunkts nach erfolgtem Übergang.

Die notwendigen Blindleistungsbedarfe werden im Rahmen des Netzentwicklungsplans und im Rahmen der Bedarfsanalysen (siehe Kapitel 2.1.2.4) untersucht. Frequenzhaltung bezeichnet die Eigenschaft des Netzes, Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme bzw. Last ausregeln zu können. Sie ist Voraussetzung für einen stabilen Netzbetrieb. Hierfür werden die Regelleistung und die Momentanreserve benötigt. Die Generatoren konventioneller Kraftwerke (aufgrund der Trägheit ihrer rotierenden Massen) sowie z.B. netzbildende Umrichter sind in der Lage, einen kurzfristigen Leistungsausfall auszugleichen.

Der Wandel des Stromversorgungssystems und europarechtliche Vorgaben machen es erforderlich, Systemdienstleistungsprodukte und deren Beschaffung weiterzuentwickeln. Derzeit erbringen konventionelle Kraftwerke noch einen großen Beitrag zur Bereitstellung der Systemdienstleistungen. Die Bedeutung konventioneller Kraftwerke wird in den nächsten Jahren jedoch immer weiter zurückgehen. Mögliche technische Alternativen sind z.B. geeignete Netzbetriebsmittel (wie Blindleistungskompensationsanlagen zur Spannungsregelung), die Umrüstung von gebrauchten Kraftwerksgeneratoren zu rotierenden Phasenschiebern oder technisch geeignete Marktakteure (Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher).

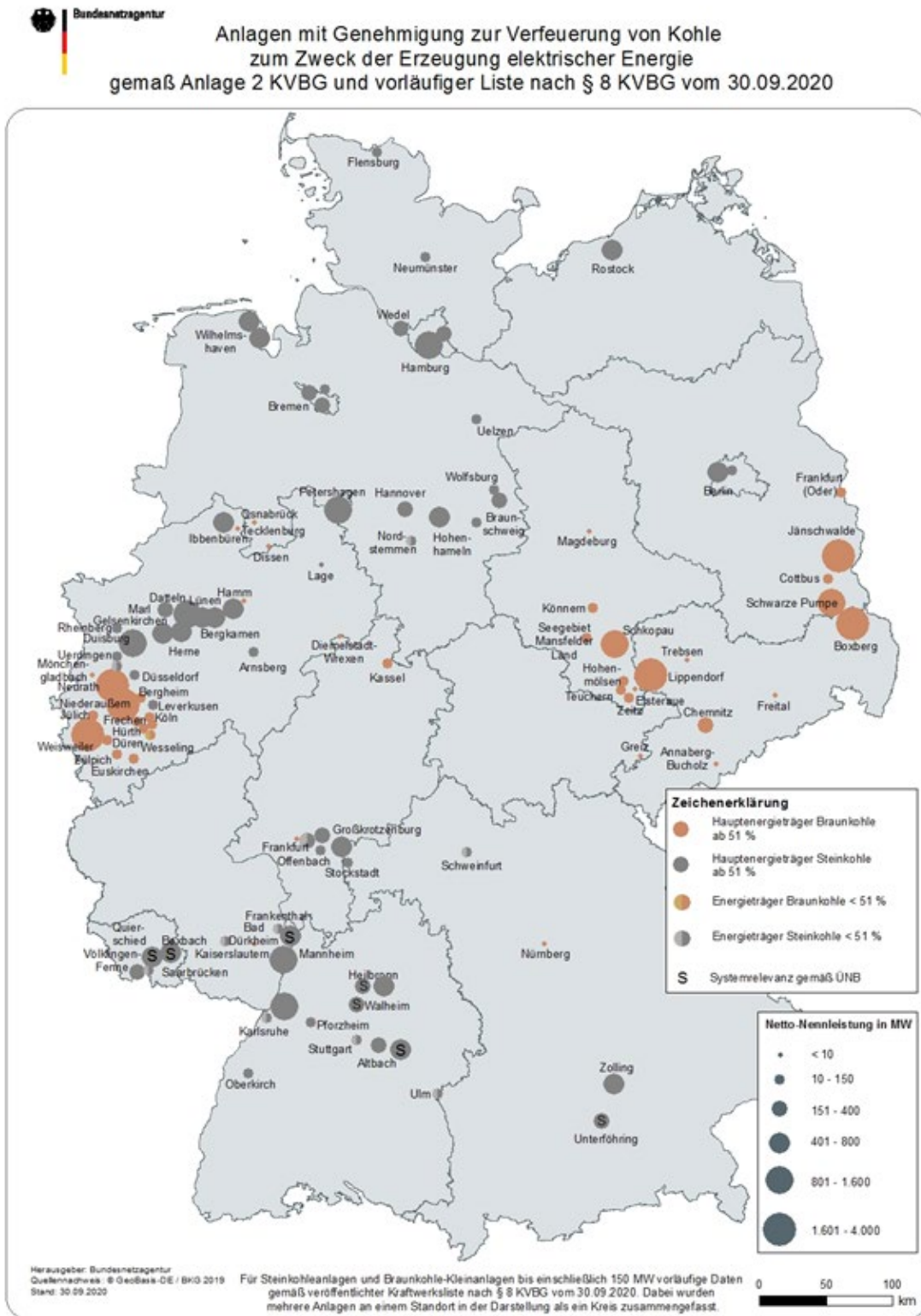


Abbildung 5: Standorte deutscher Stein- und Braunkohlekraftwerke

Dieser Übergang von einem Energieversorgungssystem, das stark auf großen konventionellen Anlagen aufbaut - Abbildung 5 gibt einen Überblick über die Standorte der Stein- und Braunkohlekraftwerke in Deutsch-

land - hin zu einem System mit vielen verteilten, größeren und kleineren, Umrichter-gesteuerten regenerativen Anlagen wird intensiv durch die Forschung begleitet und durch regulatorische Weiterentwicklungen sowie entsprechende Prozesse bei den Netzbetreibern gestaltet.

Gemäß § 34 Abs. 1 KVBG sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, einmalig zum 31. Dezember 2020 eine langfristige Netzanalyse zu erstellen, in der sie untersuchen, welche Auswirkungen die sukzessive Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland auf die Bewirtschaftung von Netzengpässen, Frequenz- und Spannungshaltung, sowie auf die Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus hat. In diesem Zusammenhang werden sie insbesondere Alternativen zu den durch konventionelle Erzeugungsanlagen bereitgestellte Systemdienstleistungen aufzeigen.

Gegenstand der Forschung ist u.a., wie ein künftiges elektrisches Energieversorgungssystem mit einer geringen Zahl konventioneller Kraftwerke auf Übertragungsebene und einer weitreichenden Durchdringung mit Umrichterbasierten Erzeugungsanlagen vor allem auf niedrigeren Spannungsebenen zuverlässig betrieben werden kann. Dabei sind vor allem Fragen zum dynamischen Betriebsverhalten des zukünftigen Systems, also dessen, was bei schnellen Änderungen beispielsweise bei einem Fehlereintritt passieren wird, zu beantworten.

Es ist zum Beispiel zu klären, wie künftig die Frequenzstabilität gewährleistet werden kann, wenn sich die auf Pendelungen dämpfende Wirkung großer rotierender Massen aus den Turbosätzen der Großkraftwerke deutlich verringert. Synchrongeneratoren reagieren - wie zuvor dargestellt - aufgrund der Trägheit ihrer rotierenden Massen unmittelbar auf Frequenzabweichungen. Netzbildende Umrichter können dies ebenfalls. Zu klären ist u.a. welche konkreten Spezifikationen netzbildende Umrichter erfüllen sollen und ob dies eine technische Anforderung an alle Erzeugungsanlagen sein sollte oder besser eine marktlich beschaffte Systemdienstleistung (analog zur bisherigen Regelleistung).

Mit dem Wegfall großer Synchrongeneratoren reduziert sich auch deren Beitrag zum Kurzschlussstrom, der ein Vielfaches des Nennstroms beträgt. Bei Eintritt eines Kurzschlusses in einem Bereich des Netzes kann ein sehr hoher Strom fließen. Wird dieser Strom nicht begrenzt, können Schäden an Netzelementen auftreten. Synchrongeneratoren können zur Begrenzung der Kurzschlussströme einen Beitrag leisten, sofern der Kurzschluss generatornah auftritt. Im Kurzschlussfall treten durch die Funktionsweise des Synchrongenerators (induktive) Ausgleichsvorgänge auf, die den resultierenden Kurzschlussstrom reduzieren und somit begrenzen.

Um Netzelemente vor zu hohen Kurzschlussströmen zu schützen, kommen auch Reserveschutzsysteme (bspw. der unabhängige Maximalstromzeit- (UMZ-) Schutz) zum Einsatz. Beim UMZ-Schutz wird bei Überschreiten eines eingestellten Strombetrags und nach einer zugehörigen Verzögerungszeit ein Signal zum Ausschalten an einen Schalter ausgesandt. Diese Technik benötigt für eine sichere und selektive Anregung bzw. Auslösung, also für eine sichere Fehlerdetektion einen bestimmten Fehlerstrom, der höher als der Bemessungsstrom der zu schützenden Leitung ist. Als Fehlerstrom wird der Strom, der infolge eines Fehlers im Netz über eine gegebene Fehlerstelle fließt, bezeichnet. Mögliche Alternativen sind Kurzschlussstrom durch Umrichter oder rotierende Phasenschieber sowie netzseitige Anpassungen der Schutzsysteme.

1.3.3.2 Netz- und Versorgungswiederaufbau

Nach einem Schwarzfall (Blackout) liegt der Fokus zunächst auf dem Netzwiederaufbau. Unter dem Begriff Netzwiederaufbau ist zu verstehen, dass die Netzinfrastruktur wieder unter Spannung gesetzt und durch kontrollierte und koordinierte Zuschaltung von Erzeugungseinheiten und Lasten in einen stabilen Betriebszustand gebracht wird. Für einen möglichen Netzwiederaufbau kontrahieren die ÜNB schwarzstartfähige Anlagen (i.d.R. Pumpspeicherkraftwerke). Diese können ohne anliegende Spannung starten und ein Teilnetz unter Spannung setzen. Dies ist erforderlich, damit weitere Erzeuger, die eine anliegende Spannung benötigen, ebenfalls starten können. Für ein Worst-Case-Szenario (angrenzende Netzregionen stehen nicht unter Spannung, sog. „Bottom-up-Strategie“) sind die schwarzstartfähigen Anlagen auf jeden Fall erforderlich. Stehen allerdings angrenzende Netzregionen unter Spannung, kann auch ausgehend von diesen der Netzwiederaufbau starten („Top-down-Strategie“). Das geht dann schneller und ist weniger anspruchsvoll. Als Alternative oder Ergänzung zu schwarzstartfähigen Anlagen können die ÜNB auch Kraftwerke nutzen, die sich im Eigenbedarf gefangen haben. Das heißt, die Kraftwerke sind vor dem Blackout gelaufen und haben es geschafft ihre Leistung auf den Eigenbedarf zu reduzieren. Diesen Betriebszustand können sie allerdings nur über kurze Zeit halten. Nach den Vorgaben in den Netzanschlussbedingungen müssen sich Kraftwerke in der Hoch- und Höchstspannung für mindestens zwei Stunden im Eigenbedarf versorgen zu können. Dafür müssen sie aber vor dem Blackout am Netz gewesen sein, sodass die ÜNB sich nicht darauf verlassen können, dass diese Kraftwerke für den Netzwiederaufbau zur Verfügung stehen. Im Ernstfall würde für den Netzwiederaufbau genutzt werden, was verfügbar ist und situativ am besten funktioniert (schwarzstartfähige Anlagen, Anlagen im Eigenbedarf, bereits/noch unter Spannung stehende Teilnetze).

Ausgehend von einem durch den Netzwiederaufbau erzielten stabilen Betriebspunkt folgt dann in einer zweiten Phase sukzessive der weitere Versorgungswiederaufbau durch die Zuschaltung von weiteren Verbrauchern und den verfügbaren Erzeugungsanlagen. Spätestens mit Wiedereinsetzen der Marktaktivitäten erfolgt dann die vollständige Wiederversorgung der Verbraucher.

Zum Netzwiederaufbau nach einem flächendeckenden Blackout bestehen bei den Übertragungsnetzbetreibern sogenannte Netzwiederaufbaupläne. Darin werden die Schritte vom Schwarzstart schwarzstartfähiger Kraftwerke (typischerweise Speicherwasserkraftwerke und einige Gaskraftwerke), dem Unterspannungsetzen des Netzes, dem Anfahren von größeren Kraftwerken hin zur weitest gehenden Vollversorgung der Kunden geregelt. Sie sind auf das aktuelle elektrische Energieversorgungssystem zugeschnitten und müssen in den nächsten Jahren an die sich wandelnden Rahmenbedingungen angepasst werden. Hierzu gibt es entsprechende Prozesse zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur. Entscheidend sind dabei neben der Frage, wie der Netz- und Versorgungswiederaufbau erfolgen kann, auch die Fragen, bis zu welchem Grad der autonome Versorgungswiederaufbau ohne die Unterstützung benachbarter Netze durchgeführt werden kann und in welcher Zeit ein Netz- und Versorgungswiederaufbau vonstattengehen kann.

2 Wichtige Prüfungsprozesse zur Gewährleistung der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes

Wie zuvor beschrieben, wird die Versorgungssicherheit im Hinblick auf die Netze aktuell insbesondere durch zwei bereits seit Jahren laufende Prozesse überwacht.

Zum einen gibt es die Systemanalysen nach § 3 der Netzreserveverordnung, die jeweils den nächsten Winter und einen bis zu fünf Jahre in der Zukunft liegenden Zeitraum in den Blick nimmt. Für diese Zeiträume wird untersucht, inwieweit der Stromtransport zwischen Erzeugern und Verbrauchern durch das bestehende Netz abgebildet werden kann, und in welchem Maße Redispatch eingesetzt werden muss (siehe Kapitel 2.1).

Zum anderen legt der Netzentwicklungsplan nach § 12 b und c des Energiewirtschaftsgesetzes die Grundlagen für den Ausbau des Netzes in den nächsten zehn bis 15 Jahren. Ziel hierbei ist es, langfristig bestehende Netzengpässe zu beseitigen sowie das Netz an die steigenden Transportaufgaben anzupassen (siehe Kapitel 2.2).

2.1 Systemanalysen nach § 3 der Netzreserveverordnung

2.1.1 Zielsetzung

Die Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber hat die Zielsetzung, für einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren im Voraus zu ermitteln, welcher Bedarf an Netzreserve in dem jeweiligen Betrachtungsjahr gedeckt werden muss.

In der Systemanalyse wird ermittelt, welche Eingriffe die Übertragungsnetzbetreiber in den durch den Markt vorgesehenen Einsatz von Stromerzeugungskapazitäten vornehmen müssen, um die im bestehenden Netz vorhandenen Engpässe auszugleichen. Dazu wird der für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems benötigte Umfang der Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz (Redispatch) bestimmt. Gleichzeitig wird ermittelt, ob und wo die für diese Markteingriffe erforderlichen Erzeugungskapazitäten gesichert vorhanden sind. Als "gesichert" gelten Kraftwerke, die ohnehin in Deutschland am Markt aktiv sind, sowie Kraftwerke im Bundesgebiet, die als systemrelevant an der Stilllegung gehindert wurden, und Kraftwerke im Ausland, die als Redispatchpotential kontrahiert wurden.

2.1.2 Systemrelevante Kraftwerke (Netzreservekraftwerke)

Sind gesicherte, marktbasierende Kraftwerkskapazitäten zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen nicht in ausreichendem Maße vorhanden, so beschafft der Netzbetreiber aus den vorhandenen, aber inaktiven Kraftwerken die zur Sicherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlichen Kapazitäten. Alle Kapazitäten, die für die Durchführung von Redispatchmaßnahmen gebraucht werden, sind systemrelevante Kraftwerke, da ohne ihre Vorhaltung zum Zweck des Redispatches die Netzsicherheit nicht jederzeit sichergestellt werden könnte. Netzreservekraftwerke werden also nicht wegen mangelnder Erzeugungskapazitäten benötigt, sondern wegen mangelnder Transportkapazität, der daraus resultierenden Überlastung des Übertragungsnetzes und dem damit verbundenen Redispatchbedarf.

Die Netzreservekraftwerke werden grundsätzlich ausschließlich außerhalb des Energiemarktes zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und somit ausschließlich zum Redispatch eingesetzt. Mittels Redispatch wird sichergestellt, dass selbst außergewöhnliche systemrelevante

Mehrfachfehler beherrscht werden können und es bei dem Eintritt eines solchen nicht zu Ausfällen im Netz kommt.

2.1.2.1 Vorgehensweise der Systemanalyse

Die Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs zur Beherrschung kritischer Netzsituationen gemäß § 3 Netz-ResV („Systemanalyse“) ist wie in Abbildung 6 dargestellt strukturiert.

Im ersten Schritt werden die Eingangsparameter der Systemanalyse mittels einer Prognose der energiewirtschaftlichen Situation in den beiden jeweiligen Betrachtungsjahren erstellt. Hierbei werden der konventionelle und erneuerbare Kraftwerkspark (installierte Leistungen, Nichtverfügbarkeiten, Brennstoffkosten, CO₂-Preise etc.) und die voraussichtlichen Höchstlasten prognostiziert. Anschließend erfolgt eine Regionalisierung der regenerativen Stromerzeugungsanlagen und des Verbrauchs. Außerdem werden die im jeweiligen Betrachtungszeitraum zu erwartende Netztopologie sowie die erwarteten Handelskapazitäten bestimmt.

Aufbauend auf den Eingangsparametern, die den möglichen Wertebereich relevanter Einflussfaktoren festlegen, wird im zweiten Schritt für jeden Betrachtungszeitraum eine als möglich eingestufte ungünstige Kombination der relevanten Einflussfaktoren festgelegt, die auf Erfahrungen mit kritischen Netzsituationen basiert. Beispielsweise zeigt die Erfahrung, dass kritische Netzsituationen häufig in sogenannten Starkwind-Starklast-Zeiten auftreten, d.h. in Zeiten, in denen eine hohe Windeinspeisung gleichzeitig zu einer hohen Stromnachfrage auftritt. Die synthetische Woche, aus der die für die Bestimmung des Redispatchbedarfs maßgebliche kritische Stunde (Grenzsituation) abgeleitet wird, wird folglich derart konstruiert, dass sie eine solche Starkwind-Starklastsituation abbildet. Hierbei werden die dargebotsabhängige Erzeugung (insbesondere die Windenergieeinspeisung) und die deutschen und europäischen Lasten auf Basis von historischen Profilen abgebildet und in entsprechende zeitliche Relation gesetzt.

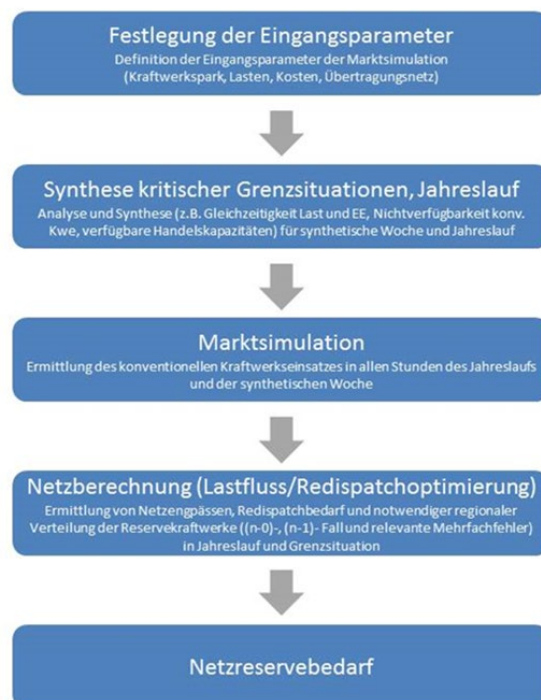


Abbildung 6: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve. Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve. (Quelle: Bundesnetzagentur)

Eine weitere erfahrungswertbasierte Annahme, die in die synthetische Woche einfließt, ist die Höhe der geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken, zu denen es aufgrund von Revisionen oder Kraftwerksausfällen kommen kann. Diese basieren auf einer statistischen Auswertung historischer Daten.

In diesem Sinne wird eine synthetische Woche erzeugt, die sicherstellen soll, dass ausgehend von historischen Erfahrungen erwartbare netztechnisch kritische Situationen durch den ermittelten und dann zu kontrahierenden Reservebedarf abgedeckt werden können. Der Charakter der synthetischen Woche als Untersuchungsgegenstand kann am ehesten als Reasonable Worst Case bzw. als extrem konservatives Szenario bezeichnet werden.

Zusätzlich zur synthetischen Woche wird für jeden Betrachtungszeitraum ein vollständiger Jahreslauf parametrisiert. Dies dient unter anderem zur Prüfung der Netzsicherheit von Situationen, die aufgrund von zur Grenzsituation abweichenden Last- und Erzeugungssituationen eine andere geografische Verteilung des Redispatches zur Gewährleistung der Systemsicherheit benötigen als die Grenzsituation selbst. Die Rahmendaten des Jahreslaufs sind im Wesentlichen identisch mit denen der Grenzsituation, unterscheiden sich jedoch beispielsweise bei der Skalierung der Höchstlast oder den Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.

Im dritten Schritt wird mit Hilfe einer Simulation des europäischen Elektrizitätsmarkts prognostiziert, welche Erzeugungsanlagen in den einzelnen Stunden des Jahreslaufs und der synthetischen Woche zur Deckung der Last einspeisen, jeweils unter Berücksichtigung der erwarteten Einspeisung erneuerbarer Energien, der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten und der Handelskapazitäten. Das Modell bestimmt auch, welche Ausfuhren in das und Einfuhren aus dem europäischen Ausland sich in den jeweiligen Netznutzungsfällen einstellen.

Im vierten Schritt der Netzanalyse wird geprüft, ob das vorhandene Übertragungsnetz jederzeit den Strom vom Produzenten zum Nachfrager transportieren kann. Hier wird ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit angestrebt: Für die Berechnungen des Jahreslaufes wird unterstellt, dass ein relevantes Netzbetriebsmittel ausgefallen ist, zum Beispiel ein Freileitungsstromkreis oder ein Netztransformator. Es wird also das sogenannte (n-1)-Kriterium angesetzt, das besagt, dass bei Ausfall eines beliebigen Netzbetriebsmittels keine weiteren Ausfälle folgen dürfen. Zusätzlich müssen in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation auch systemrelevante Mehrfachfehler, beispielsweise der Ausfall einer Doppelleitung oder einer Sammelschiene, angemessen beherrscht werden (sogenannte außergewöhnliche Fehlerereignisse, „exceptional contingencies“ (ECs)). Durch die Betrachtung dieser verschiedenen Fehlerereignisse zeigt sich, in welchen Fällen es im Netz zu Überlastungen kommen würde und das Netz die ermittelte ökonomisch optimale Stromerzeugung nicht überlastungsfrei transportieren könnte.

Die nach der Umsetzung netzbezogener Maßnahmen (z.B. Topologieänderungen oder Rücknahme von bereits abgestimmten, aber verschiebbaren Leitungsfreischaltungen) verbleibenden Netzüberlastungen müssen durch Redispatch behoben werden. Dabei werden von den ökonomisch optimal eingesetzten Kraftwerken, die in der Marktsimulation ermittelt wurden, zunächst Kraftwerke heruntergefahren, deren Einspeisung die bestehenden Netzengpässe besonders belasten. Das dadurch entstehende Defizit wird zunächst durch Kraftwerke in Deutschland, die am Markt agieren und betriebsbereit sind, ausgeglichen. Reichen die tatsächlich geeigneten, am Markt agierenden Kraftwerke und das in Österreich gesichert zur Verfügung stehende Redispatchpotential nicht aus, um das Defizit zu decken, werden als nächstes regional geeignet gelegene systemrelevante Kraftwerke zum Redispatch herangezogen. Besteht weiterhin ein Redispatchbedarf, so wird ein Gesamtbedarf an Netzreserve ausgewiesen, der eine noch zu deckende Lücke enthält.

Die Gesamtmenge der notwendigen Anpassungen an Kraftwerksleistung zur Erlangung eines engpassfreien Netzes ist sodann der Redispatchbedarf.

2.1.2.2 Bedarf an Netzreserve für den Winter 2020/2021

In der letzten veröffentlichten Systemanalyse wurden der Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025 untersucht. Dabei wurden die folgenden Rahmendaten für die beiden Zeithorizonte angenommen, siehe Tabelle 2. Alle weiteren Annahmen können dem veröffentlichten ausführlichen Bericht entnommen werden.

	BA20 t+1	BA20 t+5
Nettostromverbrauch inkl. Netzverluste in VNB-Netzen	552,4 TWh	552,4 TWh
Jahreshöchstlast	88 GW	88 GW
Installierte Leistung Erneuerbare Energien	126,2 GW	145,3 GW
Installierte Leistung konventionelle Kraftwerke	86,1 GW	64,7 GW
Installierte Leistung dezentrale KWK	5,2 GW	6,4 GW

Tabelle 2: Annahmen zu den Systemanalysen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Insbesondere wurden auch die Auswirkungen des Kohleausstiegs, soweit sie zum Zeitpunkt der Erstellung der Systemanalysen absehbar waren, berücksichtigt. Aktuelle Daten konnten noch bis zum 01.12.2019 berücksichtigt werden. Hierbei wurden zunächst die in den Empfehlungen der KWSB festgelegten Zieljahre 2022 (je 15 GW Braun- und Steinkohle am Markt verbleibende Leistung) und 2030 (8 GW Stein- und 9 GW Braunkohle am Markt verbleibende Leistung) sowie das Ausgangsniveau der installierten Leistung (Markt und vorläufig stillgelegt) 2019 herangezogen. Zwischen diesen Stützjahren wurde interpoliert, wobei ein paralleler, linear sinkender Ausstiegspfad für Braun- und Steinkohle zugrunde gelegt wurde. Durch diese Methode ergeben sich die folgenden „Mantelzahlen“ (Tabelle 3).

Datum	Steinkohle [GW]	Braunkohle [GW]	Kommentar
6. August 2019	22,86	18,9	Bestand
31. Dezember 2020	20,24	17,6	Interpolation
31. Dezember 2021	17,62	16,3	Interpolation
31. Dezember 2022	15,0	15,0	KVBG-E
31. Dezember 2023	14,0	14,1	Interpolation
31. Dezember 2024	13,0	13,3	Interpolation
31. Dezember 2025	12,0	12,4	Interpolation
31. Dezember 2026	11,0	11,6	Interpolation
31. Dezember 2027	10,0	10,7	Interpolation
31. Dezember 2028	9,0	9,9	Interpolation
31. Dezember 2029	8,0	9,0	KVBG-E

Tabelle 3: Mantelzahlen zur Abbildung des Kohleausstiegs

Für den Betrachtungszeitraum 2020/2021 verbleiben also mit Ende 2020 bei Steinkohle 20,24 GW Leistung und bei Braunkohle 17,6 GW. Im Sinne einer konservativen Betrachtung wurde unterstellt, das Verbot der Kohleverstromung für die ersten im Rahmen der vorgesehenen Ausschreibungen bezuschlagten Steinkohlekraftwerke würde bereits zum 1. Oktober 2020 beginnen. Die ersten Stilllegungen bei Braunkohlekraftwerken wurden für das gleiche Datum unterstellt. Folglich ergeben sich aufgrund des Kohleausstiegs für das Sommerhalbjahr t+1 (1. April - 30. September 2020) noch keine Auswirkungen. Diese greifen erst ab dem Winterhalbjahr (1. Oktober 2020 - 31. März 2021). Hier wird für die Marktsimulation die verfügbare Leistung aller Kohlekraftwerke anteilig (pro rata) so reduziert, dass die maximal mögliche Leistungseinspeisung aller Stein- und Braunkohlekraftwerke dem jeweiligen Zielwert der gesamten installierten Leistung entspricht. Dieses Vorgehen wurde gewählt, da zum Festlegungszeitpunkt der Eingangsparameter nicht abschätzbar war, welche konkreten Kraftwerke wann aus dem Markt ausscheiden werden.

Die Annahmen, die die voraussichtliche Entwicklung der Energienachfrage und -bereitstellung abbilden, führen für den Winter 2020/2021 an verschiedenen Stellen im Netz zu Überlastungen, siehe Abbildung 7.

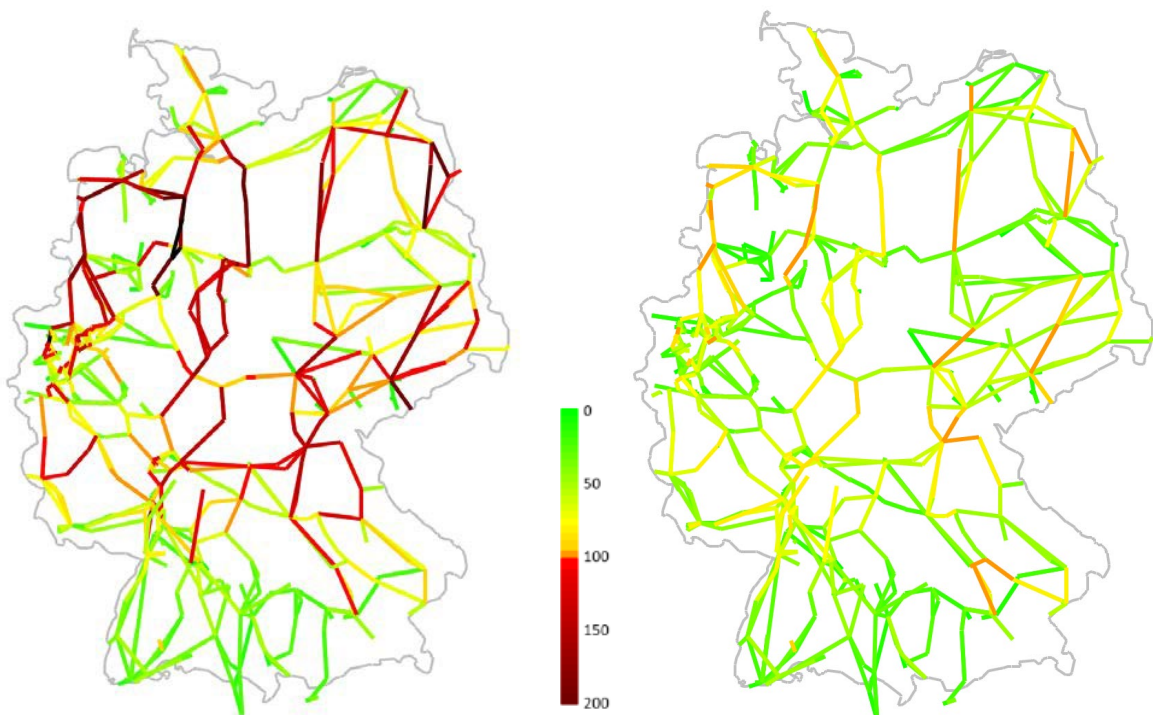


Abbildung 7: Prozentuale Leitungsauslastungen für 2020/2021 vor (links) und nach (rechts) Gegenmaßnahmen im bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfall 273 im Fehlerfall. (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Ein Haupttreiber der in Abbildung 7 dargestellten Leitungsauslastung ist auf die Verortungen der Windenergieanlagen zurückzuführen, die in Abbildung 8 dargestellt sind.

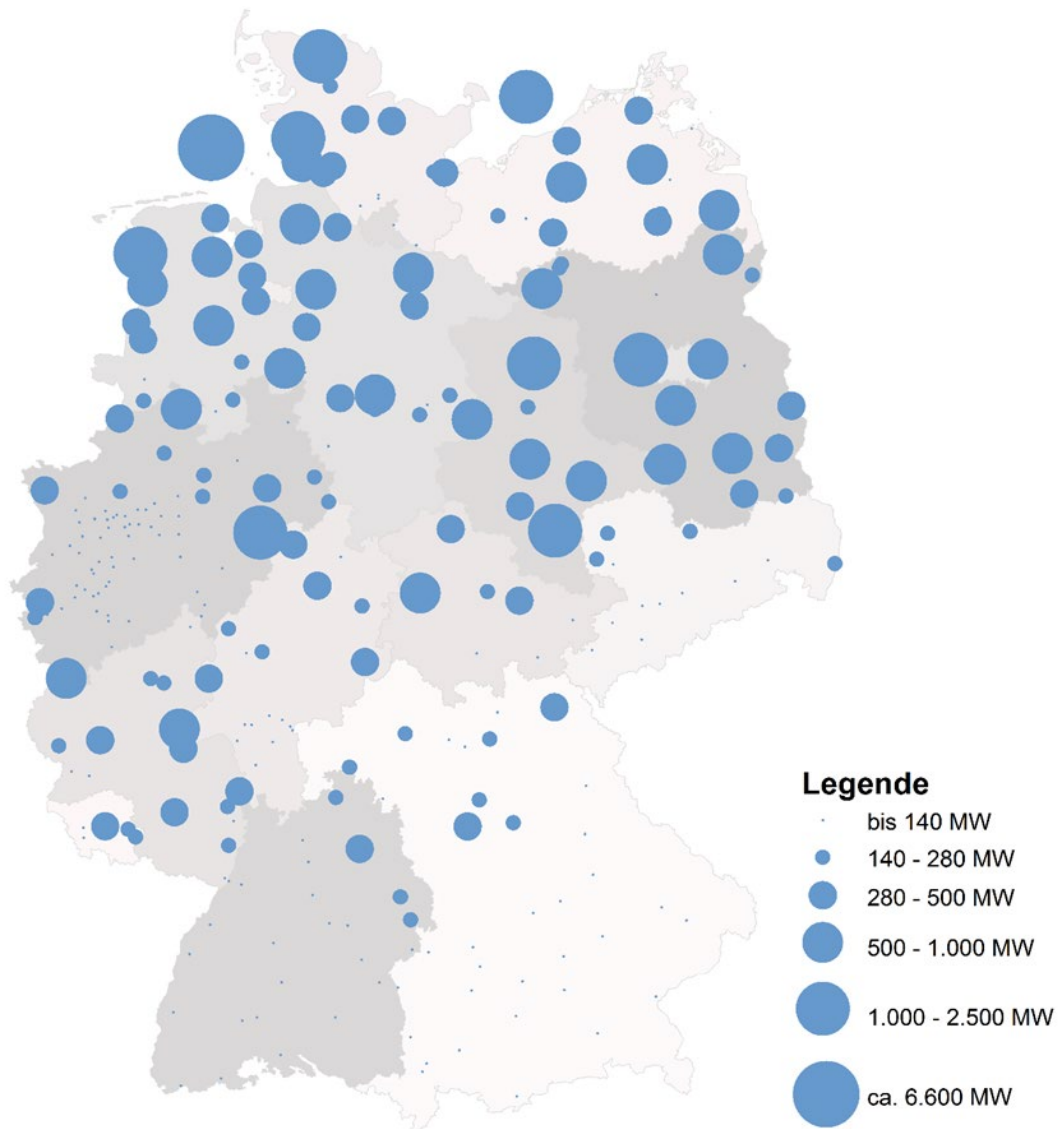


Abbildung 8: Kumulierte Einspeiseleistung aller Windenergieanlagen an den Höchstspannungsknoten für den Winter 2020/2021. (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Der betrachtete Starklast-/Starkwindfall stellt nach Abwägung aller relevanten Risiken den sogenannten bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfall dar. Die betrachtete hypothetische Situation ist „bedarfsdimensionierend“, weil davon auszugehen ist, dass bei einer Beherrschbarkeit dieser Situation auch alle weiteren für das Netz herausfordernden Situationen beherrscht werden können. Für den prognostizierten Starklast-/Starkwindfall im Winter 2020/2021 muss nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen in Höhe von 6,1 GW als auch auf die Leistung zusätzlicher Netzreservekraftwerke zurückgegriffen werden, um das Übertragungsnetz sicher zu betreiben. Die zusätzlich notwendige Leistung, die durch Kraftwerke aus der Netzreserve bereitgestellt werden muss, beträgt 5,8 GW. Zudem kommen Erzeugungskapazitäten in Höhe von 1,5 GW in Österreich zum Redispatch zum Einsatz, die aufgrund der deutsch-österreichischen Redispatchkooperation gesichert für solche Einsätze zur Verfügung stehen.

Die aus den Kraftwerken der Netzreserve bereitgestellte Leistung von 5,8 GW wird von Anlagen mit einer installierten Leistung von in Summe 6,6 GW erbracht. Folglich beträgt der zu bindende Netzreservebedarf für

diesen Winter 6.596 MW. Neben dem von Österreich bereitgestellten gesicherten Redispatchpotential von 1,5 GW werden keine weiteren Anlagen im Ausland benötigt.

Es ist also ersichtlich, dass die im bedarfsdimensionierenden Fall zu erwartenden Überlastungen mittels Redispatch durch Markt- und Netzreservekraftwerke vollumfänglich behebbar sind, sodass der Netzbetrieb nicht gefährdet und die Stromübertragung sowie die Versorgung der Verbraucher jederzeit gewährleistet werden können.

2.1.2.3 Prognose der Netzreserve für das Jahr 2024/2025

Neben der Betrachtung des bevorstehenden Winters 2020/2021 wurde auch das Jahr 2024/2025 untersucht, insbesondere um mögliche Auswirkungen des Kohleausstiegs auf den Netzreservebedarf frühzeitig absehen zu können. Auch hier spielen insbesondere der Kohleausstieg und seine teilweise noch nicht absehbare konkrete Ausgestaltung (z.B. welche Kraftwerke wann das Kohleverfeuerungsverbot erhalten) eine wichtige Rolle. Für den Zeitraum 2024/2025 war bei der Erstellung der Systemanalysen nicht absehbar, welche konkreten Kraftwerke bis dahin den Markt verlassen werden. Allerdings ist die bis dahin zu reduzierende Leistung so groß, dass eine pro-rata-Absenkung wie in t+1, also eine anteilig gleichmäßige Leistungsreduzierung über alle Kraftwerke hinweg, dazu führen würde, dass es bei einzelnen Blöcken zu einer Unterschreitung der technischen Mindestleistung käme. Daher wurde in t+5 auf eine approximative Altersreihung der Kraftwerke auf Basis ihrer in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur enthaltenen Inbetriebnahmedaten zurückgegriffen. Konkret wurden also 9,9 GW der ältesten Steinkohlekraftwerke (im Markt befindliche und vorläufig stillgelegte Kraftwerke) und 5,6 GW der Braunkohlekraftwerke im Vergleich zum Bestand von 2019 außer Betrieb gesetzt. So wurde bei beiden Energieträgern das jeweilige Zielniveau 2024/2025 erreicht.

Bei der Bewertung des Netzreservebedarfs für t+5 ist allerdings zu berücksichtigen, dass die der Analyse zu Grunde liegende Altersreihung nicht den letzten Stand zur gesetzlichen Umsetzung des Kohleausstiegs widerspiegelt, weil die Berechnungen zur Systemanalyse Ende 2019 gestartet wurden. Die für die gesetzliche Reduzierung relevante Altersreihung erfolgt abschließend erst im Rahmen der Umsetzung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVVG) vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818). Demnach bieten die Betreiber der Kraftwerke im ersten Schritt im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens freiwillig die Stilllegung des Kraftwerks gegen eine Prämie an. Ausschlaggebend für das Verbot der Kohleverfeuerung im Rahmen der Ausschreibung ist also nicht das Alter der Kraftwerke, sondern die Reihenfolge der Zuschlagung nach dem KVVG festgelegtem Zuschlagskriterium. Noch entscheidender mit Blick auf die Stromnetze ist allerdings, dass das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz verschiedene Maßnahmen vorsieht, um den Kohleausstieg netzvertraglich und ohne Risiken für die Versorgungssicherheit auszugestalten. So wird beispielsweise ein anhand objektiver Kriterien bemessener Netzfaktor im Rahmen der Ausschreibungen der Steinkohlekraftwerke eingeführt, der gerade in den ersten Jahren des Kohleausstiegs sicherstellen soll, dass für die Netzengpassbewirtschaftung besonders relevante Kraftwerke im Süden länger im Markt erhalten bleiben. Damit soll der Netzfaktor einem Anwachsen der Netzreserve entgegenwirken. Darüber hinaus sieht das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz verschiedene Netzanalysen vor, die über den gesamten Zeitablauf des Kohleausstiegs gewährleisten sollen, dass trotz des schrittweisen Kohleausstiegs die Netze jederzeit sicher betrieben werden können. Diese beschriebenen Maßnahmen konnten bei der Bedarfsermittlung in diesem Jahr allerdings noch nicht berücksichtigt werden.

Die für den Zeithorizont 2024/2025 getroffenen Annahmen führen dazu, dass nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen als auch auf die Leistung zusätzlicher Netzreservekraftwerke zurückgegriffen werden muss. Über die in Österreich gesichert zur Verfügung stehende Redispatchleistung von 1,5 GW hinaus sind Kraftwerke im Ausland für die Vorhaltung von Redispatchleistung nicht nötig.

Des Weiteren beläuft sich der prognostizierte Netzreservebedarf aus der bedarfsdimensionierenden Stunde und dem Jahreslauf auf 8.042 MW. Dieser setzt sich zusammen aus Netzreservekraftwerken bisheriger Art mit einer Leistung von 5.970 MW und einer potentiellen Netzreserve von 2.072 MW, die sich aus Steinkohleanlagen ergeben kann, die im Rahmen der Stilllegungsverfahren nach KVBG aus dem Markt ausscheiden und dann als Reservekraftwerke weitergeführt werden könnten. Auch hier ist eine Deckung des prognostizierten notwendigen Bedarfs also gesichert, sodass keine Engpässe beim Redispatcheinsatz und damit bei der Herstellung der Engpassfreiheit des Netzes zu erwarten sind.

2.1.2.4 Blindleistungsanalyse

Neben dem Redispatchbedarf wurde von den Übertragungsnetzbetreibern für beide Betrachtungszeiträume indikativ untersucht, ob und in welchem Maße ein zusätzlicher Bedarf an Blindleistung zur Spannungshaltung erforderlich ist. Die auf Netzregionen beschränkten Untersuchungen zeigen, dass in einzelnen Netzregionen ein Bilanzungleichgewicht bei der Blindleistung vorliegen könnte. Eine grafische Darstellung findet sich in Abbildung 9.

Die Ergebnisse der Analysen für 2020/2021 zeigen, dass vor allem im Südwesten ein Blindleistungsdefizit zu beobachten ist, das potenziell zu Unterspannungen führt, wohingegen insbesondere im südlichen Niedersachsen und im Netz der 50 Hertz potenziell Überspannungen zu erwarten sind. Das auffällige Maximum in der Netzregion D81 (Mecklenburg-Vorpommern) träte bei einem Mehrfachfehler auf, der die Nichtverfügbarkeit der HGÜ-Umrichterstation in Bentwisch zur Folge hätte.

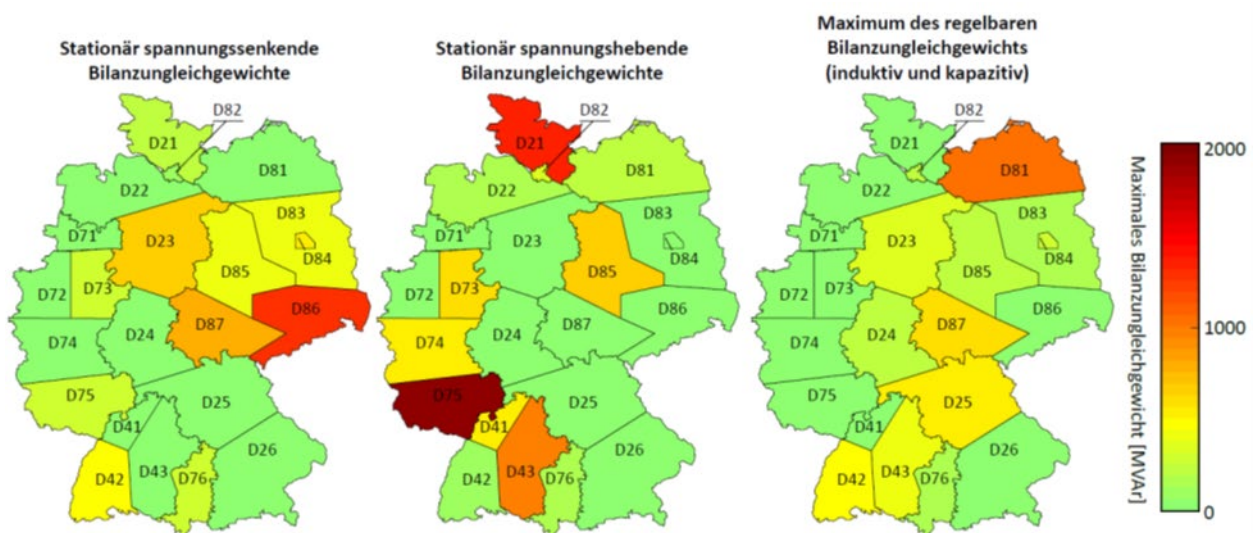


Abbildung 9: Blindleistungsbedarfe 2020/2021 Links: Erfordernis von statischer, spannungssenkender Blindleistung, Mitte: Erfordernis von statischer, spannungshebender Blindleistung, Rechts: Maximum des spannungshebenden und -senkenden regelbaren Blindleistungsbedarf zum Ausgleich von Stundenwechselbedarfen und Mehrfachfehlern; jeweils pro Netzgruppe der Extremwert eines Jahres. (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die Untersuchungen zeigen, dass bereits heute in einigen Regionen Unterdeckungen der Blindleistungsbilanz auftreten, denen mit betrieblichen Maßnahmen wie dem spannungsbedingten Redispatch begegnet werden muss oder im Fall von zu hohen Spannungen gegebenenfalls auch mit der Abschaltung einzelner Leitungen oder durch aktives Lastflusssteuern mit Phasenschiebern. Spannungsüberhöhungen treten an leerlaufenden bzw. sehr gering ausgelasteten Leitungen auf. Durch die Reduktion der aktiven Leitungen erhöht man die Auslastung und wirkt dadurch der Spannungsüberhöhung entgegen. Bei den vorliegenden Analysen wurden lediglich die Bilanzen der Netzgruppen im deutschen Übertragungsnetz betrachtet. Damit ist jedoch keine Aussage über die zu erwartenden Spannungen an einzelnen Netzknoten möglich. Außerdem werden bei dieser Methodik keine möglichen Blindleistungsaustausche über Netzgruppengrenzen hinweg berücksichtigt. Dennoch bieten die Ergebnisse eine Indikation dafür, an welchen Stellen des Übertragungsnetzes eine eingehendere Analyse notwendig ist. Insbesondere dann, wenn Kraftwerke in den von hohen Blindleistungsbilanzungleichgewichten betroffenen Netzregionen stillgelegt werden sollen. Erst auf der Grundlage der vertieften regionalen Analysen der ÜNB kann bewertet werden, ob und ggf. welcher Handlungsbedarf besteht (ob und in welcher Höhe Bedarf für zusätzliche Blindleistungsquellen besteht und wie dieser Bedarf beschafft werden soll, bspw. marktlich oder durch Netzbetriebsmittel). Ein Bedarf an zusätzlicher Netzreserve ist aus den Untersuchungen nicht ableitbar.

Auch für den Zeitraum 2024/2025 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern indikativ untersucht, ob und in welchem Maße ein zusätzlicher Bedarf an Blindleistung zur Spannungshaltung erforderlich ist. Die auf Netzregionen beschränkten Untersuchungen zeigen, dass in einzelnen Netzregionen ein Bilanzungleichgewicht bei der Blindleistung vorliegen könnte. Eine grafische Darstellung findet sich in Abbildung 10.

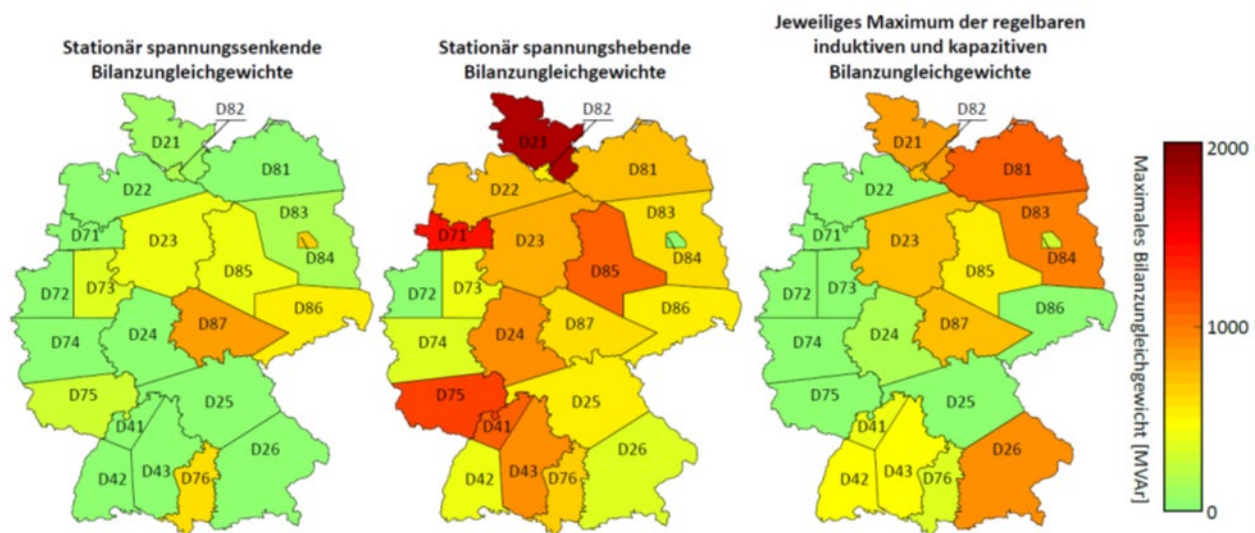


Abbildung 10: Blindleistungsbedarfe 2024/2025; Links: Erfordernis von spannungssenkender Blindleistung, Mitte: Erfordernis von spannungshebender Blindleistung, Rechts: Maximum des spannungshebenden und -senkenden regelbaren Blindleistungsbedarf zum Ausgleich von Stundenwechselbedarfen und Mehrfachfehlern; jeweils pro Netzgruppe der Extremwert eines Jahres. (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die Ergebnisse der Analysen für 2024/2025 zeigen, dass der Blindleistungsbedarf zur Erhöhung der Spannung flächendeckend ansteigt. Angesichts des längerfristigen Horizonts der Analysen können notwendige Alternativen marktlich oder ggf. durch den Zubau von Kompensationsanlagen geschaffen werden. Ein Erfordernis, zum Zwecke der Blindleistungserbringung Netzreserve vorzuhalten, ergibt sich aus den Analysen nicht.

Ergäbe sich eine solche Notwendigkeit im Rahmen der Stilllegungen nach KVBG, käme eine Umrüstung zur rotierenden Phasenschieberanlage in Betracht, falls es keine andere Alternative gibt.

Bei den vorliegenden Analysen wurden wiederum lediglich die Blindleistungsbilanzen der Netzgruppen im deutschen Übertragungsnetz betrachtet. Damit ist noch keine Aussage über das zu erwartende Spannungsniveau an einzelnen Netzknoten möglich. Außerdem bedarf ein möglicher Blindleistungsaustausch über Netzgruppengrenzen hinweg noch der näheren Betrachtung. Dennoch bieten die Ergebnisse eine Indikation dafür, an welchen Stellen des Übertragungsnetzes eine eingehendere Analyse notwendig ist, insbesondere dann, wenn Kraftwerke in den von hohen Blindleistungsbilanzungleichgewichten betroffenen Netzregionen stillgelegt werden sollen.

Zukünftig sollen Systemdienstleistungen wie Spannungsregelung grundsätzlich transparent, diskriminierungsfrei und marktgestützt beschafft werden. Ausnahmen wird es nur geben, wenn eine marktgestützte Beschaffung wirtschaftlich nicht effizient wäre. Hierfür hat der Bundestag am 08. Oktober 2020 ein Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen beschlossen. Ziel der Regelung ist es, das Erbringen der Systemdienstleistungen durch die Einführung von transparenten und diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren für alle Marktteilnehmer zu öffnen, egal ob Erzeuger, Speicher oder Verbraucher. Dadurch können technische Potenziale zur Erbringung von Systemdienstleistungen, wie Spannungsregelung, gehoben werden und die Effizienz des Netzbetriebs wird verbessert.

2.2 Netzentwicklungsplan nach § 12b und c Energiewirtschaftsgesetz

Neben der Analyse der Netzsituation der nächsten ein bis fünf Jahre ermittelt die Bundesnetzagentur auch den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz in mittelfristiger Zukunft. Das Instrument hierfür ist der Netzentwicklungsplan, der zehn bis 15 Jahre in die Zukunft blickt und alle Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Erweiterung und Ausbau des Netzes enthält. Das primäre Ziel des Netzentwicklungsplans ist es den Netzausbaubedarf zu ermitteln, der für das jeweilige Zieljahr benötigt wird, um den Ausstieg aus der konventionellen Stromerzeugung und dem fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien sowie die europäischen Vorgaben zur Weiterentwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels zu ermöglichen. Der im Netzentwicklungsplan ermittelte Netzausbau wird demnach benötigt, um die Voraussetzung dafür zu schaffen CO₂-armen Strom im gesamten Bundesgebiet und allen Stromverbrauchern zur Verfügung zu stellen. Ohne Netzausbau würden die CO₂-Ziele im Stromsektor aber auch in den Sektoren Verkehr und Wärme nicht erreicht werden können und es würde weiterhin zu hohen kostenintensiven Eingriffen durch Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen kommen. Durch Netzausbau können im Vergleich zu heute diese Maßnahmen und deren Kosten stark reduziert werden.

Mit Blick auf die Versorgungssicherheit ist grundsätzlich festzuhalten, dass zwar aus den Berechnungen zur Netzentwicklungsplanung gewisse Indizien hinsichtlich der Versorgungssicherheit abgeleitet werden können (Bsp.: Vergleich der gesicherten Leistung mit der Jahreshöchstlast im Netzentwicklungsplan, Deckung der Stromnachfrage im Rahmen der Marktmodellierung). Jedoch liefert der Netzentwicklungsplan keine belastbare Aussage zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im konkreten Zieljahr in besonders kritischen Situationen.

Zudem wird bei der Netzplanung Redispatch nicht explizit als Planungsinstrument eingesetzt und teils in einem geringen Umfang bewusst in Kauf genommen. Die Prüfungskriterien der Bundesnetzagentur, die darauf abzielen, die Robustheit der Planung zu stärken, also nur diejenigen Leitungen zu bestätigen, die unter allen

anzunehmenden Entwicklungspfaden benötigt werden, führt im Ergebnis dazu, dass das Stromnetz des Jahres 2030 nicht vollständig engpassfrei sein wird. Zudem muss davon ausgegangen werden, dass im realen Netzbetrieb Engpässe auftreten, die in der Planung nicht berücksichtigt werden können. Durch Bau- und Wartungsmaßnahmen, sowie Mehrfachfehler (Fehler die über den (n-1)- Fall hinausgehen) stehen die Übertragungsnetzbetreiber in der Praxis vor Situationen, die in der mittelfristigen Auslegung in der Planung nicht berücksichtigt werden (können).

Für eine eingehende und aussagekräftige Analyse der Versorgungssicherheit sind die Szenarien des Szenariomahmens daher nicht geeignet. Sie dienen in erster Linie der Ermittlung des notwendigen Netzausbaubedarfs und nicht der Ermittlung des notwendigen Leistungsbedarfs in Extremsituationen.

Der Optimierungs- und Ausbaubedarf im Übertragungsnetz wird im Netzentwicklungsplan im Wege eines mehrstufigen Prozesses ermittelt, der sich in regelmäßigen Abständen wiederholt.

Der letzte bestätigte Netzentwicklungsplan war der NEP 2019-2030. Dieser wurde im Jahr 2019 veröffentlicht und hat den erforderlichen Netzausbaubedarf bis zum Jahr 2030 ermittelt. Der nächste Netzentwicklungsplan wird im Jahr 2021 veröffentlicht und blickt auf das Jahr 2035 (NEP 2021-2035).

Der Netzausbaubedarf hängt entscheidend von der künftig zu erwartenden Netzbelastung ab. Netzbereiche mit gleichbleibender oder sinkender Netzbelastung müssen nicht erweitert werden, da hier die vorhandene Transportkapazität ausreicht. Netzbereiche, in denen Netzbelastung und Transportbedarf steigen, sodass die bestehenden Kapazitäten überschritten werden, müssen dagegen angemessen optimiert, verstärkt oder ausgebaut werden. Zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs werden mehrere Schritte durchlaufen, die in folgender Abbildung 11 dargestellt sind.



Abbildung 11: Schritte zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs in der Netzentwicklungsplanung. (Quelle: Bundesnetzagentur)

2.2.1 Szenariorahmen

Ausschlaggebend für die Netzbelastung und damit für den Netzausbaubedarf ist, wo zukünftig zu welchem Zeitpunkt welche Mengen an Strom verbraucht oder dem Netz entnommen werden und wo und wann dieser Strombedarf durch Einspeisung in das Übertragungsnetz gedeckt wird. Um dies prognostizieren zu können,

müssen realistische Annahmen darüber getroffen werden, wie Strom in Zukunft erzeugt, gespeichert und genutzt wird. Erst dann kann bewertet werden, wie das Übertragungsnetz als „dienende“ Infrastruktur für den Stromtransport aussehen muss.

Aus der Vielzahl von denkbaren Annahmen werden im ersten Schritt zunächst verschiedene Szenarien für das Zieljahr entwickelt und im Szenariorahmen abgebildet. Der Szenariorahmen, der auch öffentlich konsultiert wird, dient als Grundlage für die folgenden Schritte der Regionalisierung, der Marktmodellierung und der eigentlichen Netzplanung.

2.2.2 Regionalisierung

Um beurteilen zu können, welche konkreten Transportaufgaben das Übertragungsnetz zwischen Erzeugern und Verbrauchern erfüllen muss, reicht es nicht aus, die Energiebilanzen beispielsweise auf Ebene der Bundesländer heranzuziehen. Im deutschen Übertragungsnetz gibt es ca. 450 Netzknoten, an denen Strom in das Höchstspannungsnetz aufgenommen oder ausgespeist wird. Für die Planung des Netzes ist zu ergründen, wie viel Erzeugungsleistung bzw. Verbrauchslast über jeden einzelnen dieser Netzknoten läuft. D.h. Erzeugung und Verbrauch werden regional so genau wie möglich aufgeschlüsselt. Dieser Schritt wird als „Regionalisierung“ bezeichnet.

2.2.3 Marktmodellierung

Sowohl die Produktion als auch der Verbrauch von Strom unterliegen gewissen Schwankungen. Das gilt insbesondere für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, die stark wetterabhängig ist. Erzeugung und Verbrauch müssen jedoch stets in Einklang gebracht werden, d.h. es muss genauso viel erzeugt werden wie nachgefragt wird. Daraus entsteht eine Vielzahl an Situationen, die ein Übertragungsnetz beherrschen können muss. Zugleich ist dies der Grund dafür, dass eine einzelne Leitung mal stärker, mal schwächer ausgelastet wird.

Die Netzentwicklungsplanung muss also neben der regionalen Zuordnung von Erzeugung und Verbrauch auch eine zeitliche Dimension berücksichtigen. Dazu werden in dem für die Netzplanung angewandten Modell Stromangebot und -nachfrage für jede einzelne Stunde des Zieljahres unter den gegebenen Marktbedingungen ermittelt und durchgespielt.

Für jede einzelne Stunde wird prognostiziert, welche Kraftwerke bzw. Anlagen zur Stromerzeugung wie viel in das Netz einspeisen werden, um die zu erwartende Nachfrage (den Verbrauch) zu decken. Dabei werden auch Erzeugungsanlagen und die Nachfrage in unseren Nachbarländern berücksichtigt, da unser Stromnetz eng mit den Netzen unserer Nachbarn verflochten ist und der Strom grenzüberschreitend gehandelt wird.

Die Nachfrage wird anhand einer nach den Vorgaben des Szenariorahmens modellierten Lastverteilung und dem jeweiligen Nettostrombedarf des betrachteten Szenarios abgeschätzt. Dabei ist insbesondere die künftige Nachfrage von Strom zur Deckung von Energiebedarfen außerhalb der traditionellen Elektrizitätswirtschaft in den Blick zu nehmen. Industrielle Verbraucher, der Verkehrssektor, die Wohnungswirtschaft und andere Wärmebedarfsträger werden in erhöhtem Maße auf den Energieträger Strom zurückgreifen und stellen hohe Ansprüche an dessen Verfügbarkeit. Hinzu kommen Wasserstoffproduzenten und andere Erzeuger synthetischer Kraftstoffe. Viele der genannten Akteure können neben den bekannten klassischen Speichertechnologien auch zur Erbringung von Speicherdienstleistungen für die Strommärkte der Zukunft genutzt werden, was bei der Marktmodellierung ebenfalls zu berücksichtigen ist.

Die Ergebnisse der Marktmodellierung beschreiben die Übertragungsaufgaben, die das Übertragungsnetz erfüllen muss.

2.2.4 Netzberechnung

Während die Marktmodellierung Einspeisung und Verbrauch vorgibt, wird im nächsten Schritt berechnet, zu welchen Betriebszuständen es aufgrund der einzelnen Marktergebnisse im Übertragungsnetz kommt. Mithilfe dieser Berechnungen kann die Bundesnetzagentur die von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan eingereichten Maßnahmen überprüfen.

Die Bundesnetzagentur verwendet bei der Überprüfung der Netzausbaumaßnahmen vor allem die Kriterien der Wirksamkeit und der Erforderlichkeit.

Eine von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Maßnahme ist wirksam, wenn sie eine drohende Überlastung im Übertragungsnetz reduziert. Berücksichtigt werden dabei (n-0)- und (n-1)-Überlastungen, also solche, die entweder schon im Grundzustand des Übertragungsnetzes oder aber bei Ausfall eines Betriebsmittels (z. B. einer Leitung, eines Umspannwerks, usw.) auftreten. Diese Vorgehensweise basiert auf der anerkannten sicherheitsfachlichen Anforderung, dass der uneingeschränkte Netzbetrieb auch bei Ausfall einer einzelnen Leitung bzw. eines sonstigen Betriebsmittels (sog. (n-1)-Sicherheit bzw. (n-1)-Kriterium) sichergestellt sein muss.

Erfüllt eine Maßnahme das Wirksamkeits-Kriterium, so wird im nächsten Schritt die Erforderlichkeit überprüft: Damit ist zunächst die Frage aufgeworfen, ob der Transportbedarf im Übertragungsnetz nicht durch andere technologische Lösungen, insbesondere durch Maßnahmen in den Verteilnetzen erfüllt werden kann.

Um die Erforderlichkeit im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans quantifizierbar zu machen, ist die maximale Auslastung von Leitungen ein sinnvolles Kriterium. Eine Maßnahme gilt als erforderlich, wenn sie zu einem Zeitpunkt des jeweils betrachteten Jahres zu mindestens 20 % ausgelastet ist.

Diese Mindestauslastung indiziert zugleich, dass der Bedarf an Maßnahmen auch gegenüber Veränderungen der gesetzlichen und der sonstigen angenommenen Rahmenbedingungen, die ja zwischen 12 und 15 Jahren in die Zukunft blicken, stabil und zukunftsfest gegeben ist.

2.2.5 Netzausbaubedarf

Erfüllt eine von den Übertragungsnetzbetreibern eingereichte Maßnahme sowohl das Wirksamkeits- als auch das Erforderlichkeitskriterium, so wird sie von der Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan bestätigt.

Der bestätigte Netzentwicklungsplan NEP 2019-2030 berücksichtigt den Abschlussbericht der Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vom 26.01.2019. Das Szenario C 2030 bildet den Ausstiegs-pfad aus der Kohleverstromung bis zum Zieljahr 2030 ab. Die Bundesnetzagentur hat zudem den langfristigen Effekt des vollständigen Kohleausstiegs berücksichtigt. Dieser findet sich im zusätzlichen Szenario C 2038* wieder, welches im Wesentlichen eine Fortschreibung des Szenarios C 2030 unter Berücksichtigung eines vollständigen Ausstiegs aus der Kohleverstromung in Deutschland ist. Da das Szenario C 2038* nicht Teil des genehmigten Szenariorahmens 2019-2030 war, wurde eine Maßnahme nicht alleine auf der Grundlage dieses Szenarios bestätigt. Die Bundesnetzagentur hat vielmehr umgekehrt, die Maßnahmen, welche in den übrigen

Szenarien bestätigungsfähig sind, nur dann bestätigt, wenn diese auch im Szenario C 2038* notwendig waren. Damit wurde sichergestellt, dass nur nachhaltig notwendige Maßnahmen bestätigt wurden.

Die Bundesnetzagentur hat im NEP 2019-2030 insgesamt 74 Maßnahmen bestätigt, die über das bisherige Bundesbedarfsplangesetz und damit den bislang genehmigten Ausbaubedarf hinausgehen. Die Maßnahmen sind unabhängig von zukünftigen Weichenstellungen notwendig und nachhaltig. Bis 2030 wird ein zusätzlicher Korridor für Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung benötigt. Dieser verläuft von Schleswig-Holstein über Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen und dient insbesondere der Übertragung von Strom aus Windenergieanlagen aus dem Norden in die südlicher gelegenen Lastzentren.

Der NEP 2019-2030 beinhaltet erstmalig die Planung der Offshore-Anbindungssysteme, wodurch der bisherige Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) abgelöst wird. Dem NEP liegen hierbei die Festlegungen des Flächenentwicklungsplans (FEP) zugrunde. Der NEP ermittelt nach den Vorgaben des FEP die erforderlichen Offshore-Anbindungssysteme. Das schließt die jeweiligen Jahre zur Inbetriebnahme und die jeweiligen landseitigen Netzverknüpfungspunkte ein. Die Bundesnetzagentur bestätigt im NEP 2019-2030 acht Anbindungssysteme in Nord- und Ostsee, einschließlich dem geplanten Zeitpunkt ihrer Fertigstellung und ihres Netzverknüpfungspunktes.

Auch die Überprüfung des Blindleistungsbedarfs im Übertragungsnetz erfolgt im NEP 2019-2030 erstmalig. Die Übertragungsnetzbetreiber weisen den von ihnen für das Zielnetz im Szenario B2035 abgeschätzten Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes in Höhe von 38,1 – 74,3 GVar aus. Dieser ausgewiesene Bedarf unterteilt sich in statische spannungshebende und spannungssenkende Bedarfe sowie regelbare Blindleistungsbedarfe. Zur Deckung dieses erheblichen Bedarfs werden laut Übertragungsnetzbetreibern bis zu 250 Kompensationsanlagen mit einem Investitionsvolumen von ca. 5 Milliarden Euro benötigt. Da die Bundesnetzagentur grundsätzlich keine Maßnahmen für das Langfristszenario prüft und bestätigt, wurden im NEP 2019-2030 nur die bis einschließlich 2030 bestimmten Bedarfe berücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur hat zur Prüfung der beantragten Blindleistungsanlagen verschiedene Ansätze verfolgt. Da bei den beantragten Kompensationsanlagen zwischen drei unterschiedlichen Arten unterschieden werden muss, muss eine anwendbare Prüfmethodik sowohl Auskunft über die erforderlichen Beträge induktiver und kapazitiver Blindleistungskompensation, wie auch über die Anforderung ob diese dynamisch auszuführen ist liefern.

Im NEP 2019-2030 hat sich die Bundesnetzagentur zunächst für einen vereinfachenden Ansatz entschieden und damit den Blindleistungsbedarf der Übertragungsnetzbetreiber überprüft. Das Prüfmodell basiert auf komplexen Leistungsflussberechnungen auf dem Netzmodell, welches auch für die Standard-NEP-Prüfung verwendet wird und an allen Sammelschienen mit fiktiven Blindleistungsquellen (Extended-Ward) versehen ist. Dadurch ist zwar eine Auswertung des Spannungsbands so anspruchsvoll, dass sie praktisch unterbleibt; hingegen gibt es kaum blindleistungsbedingte Konvergenzprobleme und die in einem Arbeitspunkt linearisierten Sensitivitäten sind praktisch für alle Netznutzungsfälle anwendbar. Da die Knotenspannungen in diesem Modell kein Maß für Blindleistungsbedarfe darstellen kann, wird als alternativer Ansatz direkt der Blindleistungsbedarf der Netzbetriebsmittel, welcher sich in der Leistungsflussberechnung ergibt, für ein Bilanzgebiet zusammengerechnet. Diesem Summenwert der Netzbetriebsmittel werden dann alle für das Bilanzgebiet verfügbaren Blindleistungsreserven gegenübergestellt. Das so ermittelte Saldo, gibt Aufschluss darüber ob in einem Bilanzgebiet ein nicht gedeckter Blindleistungsbedarf vorliegt oder nicht. Als Bilanzgebiete hat die Bundesnetzagentur die aus der Netzplanung bekannten Planungsnetzgruppen definiert.

Die Bundesnetzagentur weist als Ergebnis des dargestellten Prüfmodells im NEP 2019-2030 für jede Regelzone Blindleistungsbudgets aus, welche zur Umsetzung der durch die Übertragungsnetzbetreiber beantragten Kompensationsanlagen zur Verfügung stehen.

Von hoher Bedeutung für den zukünftigen Transportbedarf des Stromnetzes sind die Standorte von Elektrolyseuren als potenziell hohe Lasten im Stromsystem. Der Zubau von inländischer Elektrolysekapazität sollte im Sinne einer integrierten und optimierten Planung von Strom- Gas- und Wasserstoffnetzen möglichst systemdienlich erfolgen. Dabei ist ein wichtiger Gesichtspunkt keine relevanten Engpässe im Stromnetz auszulösen oder zu verschärfen. Dies spricht dafür, die inländischen Elektrolysekapazitäten schwerpunktmäßig im Norden Deutschlands zu betreiben, wo neben einem hohen Dargebot an erneuerbaren Energien auch potenzielle geologische Wasserstoffspeicher verfügbar sind. Im Sinne einer integrierten Planung der Infrastrukturen ist ferner zu berücksichtigen, dass die wesentlichen Mengen des Wasserstoffs importiert werden müssen und für deren Transport und Verteilung ohnehin eine Wasserstoffinfrastruktur aufzubauen ist.

Je nach Definition für Süddeutschland werden im Szenariorahmen 2019-2030 zwischen 0,1 und 0,4 GW installierte Leistung Power-to-Gas (P2G) - Anlagen für die unterschiedlichen Szenarien für das Zieljahr 2030 und 2035 in Süddeutschland angenommen. Basierend auf diesen Werten sind in dem aktuell bestätigten Netzausbaubedarf demnach nur relativ geringe Mengen P2G im Süden berücksichtigt. Somit würden selbst bei einer Realisierung des gesamten bestätigten Netzausbaus aus dem Netzentwicklungsplan zusätzliche Elektrolyseure im Süden Deutschlands voraussichtlich an vielen Stunden eines Jahres Engpässe verstärken.

Auch für den Netzentwicklungsprozess 2021-2035 sind auf Grundlage des Szenariorahmens keine übermäßig hohen installierten Leistungen für Elektrolyseanlagen im Süden zu erwarten. Insgesamt werden zwar deutschlandweit auf Basis der Nationalen Wasserstoffstrategie Elektrolyseure mit einer Leistung von 3,5 GW – 8,5 GW in 2035 und 10,5 GW in 2040 angenommen, jedoch werden davon in der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP 2035 2/3 EE-dargebotsnah im Norden Deutschlands verortet. Nur 1/3 der Leistung wird in der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP 2035 „industrienah“ verortet, dabei sind überwiegend die Industriezentren im Westen und Süden Deutschlands betroffen. Auf Basis dieser groben Vorgaben werden erst in den noch folgenden Berechnungen zum Netzentwicklungsplan 2021-2035 standortscharfe Annahmen für die Elektrolyseure getroffen sowie der resultierende Netzausbaubedarf ermittelt.

Aus netzplanerischer Sicht und aus Sicht der effizienten Integration des Wasserstoffs in das Gesamtsystem ist es zentral, die Methodik zur Systemdienlichkeit der Standorte von Elektrolyseuren im Sinne einer langfristigen und übergreifenden Systembetrachtung und strategischen Netzplanung zügig weiterzuentwickeln und hierbei auch die Förderprogramme der Bundesregierung für Elektrolyseure einzubeziehen.

2.3 Berücksichtigung relevanter Netzaspekte im Rahmen des Kohleausstiegs

Im Rahmen des Kohleausstiegs werden in den nächsten Jahren regelmäßig mehrere kohlebefeuerte Anlagen vom Netz gehen. Einige Standorte werden möglicherweise auf einen alternativen Energieträger wie Erdgas oder Biomasse umstellen, andere Standorte werden hingegen endgültig stillgelegt. Diese Prozesse werden Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben (siehe Kapitel 1.3), die durch umfassende Vorgaben und Möglichkeiten im KVBG berücksichtigt und bei Bedarf durch geeignete Maßnahmen aufgefangen werden können.

2.3.1 Ausschreibungen

Bei den Ausschreibungsverfahren nach Teil 3 des KVBG werden im Gebotsverfahren die netzseitigen Aspekte durch die Südregion und den Netzfaktor berücksichtigt. Zudem findet im Anschluss an die Bezuschlagung von Anlagen eine Systemrelevanzprüfung durch die Übertragungsnetzbetreiber und eine Bestätigung durch die Bundesnetzagentur statt.

Bei der ersten Ausschreibung nach dem KVBG mit Zuschlagstermin am 01.12.2020 durften keine Anlagen teilnehmen, die sich in der sogenannten Südregion (gemäß Anlage 1 zum KVBG) befinden. Dies wird vom Gesetzgeber damit begründet, dass bei dort gelegenen Anlagen eine hohe Wahrscheinlichkeit für eine redispatchbedingte Systemrelevanz besteht. Risiken für die Systemstabilität auf Grund der sehr kurzen Frist zwischen Zuschlagserteilung und Wirksamwerden des Kohleverfeuerungsverbots sollen so vermieden werden.

Ab der zweiten Ausschreibung in 2021 bis zur siebten Ausschreibung mit Zieldatum 2026 findet der Netzfaktor Anwendung. Hierbei wird gemäß § 18 Abs. 4 KVBG geprüft, welche Steinkohle- und Braunkohle-Kleinanlagen in der jeweils aktuell vorliegenden Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber (siehe Kapitel 2.1) zum Redispatch herangezogen wurden oder herangezogen hätten werden müssen. Diese „Vorab-Prüfung“ dient dazu, eine mögliche Systemrelevanz dieser Anlagen abzuschätzen und im Zuschlagsverfahren der Ausschreibungen entsprechend zu berücksichtigen. Dabei werden die Gebote solcher Anlagen mit dem ermittelten Netzfaktor beaufschlagt und entsprechend in der Zuschlagsreihenfolge nach hinten gereiht (vgl. § 18 Abs. 5 KVBG). So sorgt der Netzfaktor dafür, dass voraussichtlich systemrelevante Anlagen im Rahmen der Ausschreibungen gegenüber vergleichbaren Anlagen ohne Netzfaktor nachrangig bezuschlagt werden.

Die Netzsicherheit wird zudem durch eine Systemrelevanzprüfung gewährleistet, die nach der Erteilung der Zuschläge in den Ausschreibungen für alle bezuschlagten Anlagen durchgeführt wird (vgl. § 26 KVBG). Im Rahmen dieser von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführten und von der Bundesnetzagentur berücksichtigten Untersuchung wird ermittelt, inwieweit die Stilllegung einer Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde und diese Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann (siehe § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG). Sofern die Prüfung ergibt, dass die Anlage für die Netzsicherheit erforderlich ist, wird sie nicht endgültig stillgelegt, sondern in die Netzreserve überführt und steht dort zum Redispatch zur Verfügung.

2.3.2 Gesetzliche Reduzierung

Bei der gesetzlichen Reduzierung können Anlagen von dieser ausgenommen werden, wenn es dafür gemäß einer noch zu erstellenden Rechtsverordnung (siehe unten) entsprechende netztechnische Notwendigkeiten gibt.

Hierfür ist folgende Vorgehensweise im KVBG angelegt:

Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen bis zum 31.12.2020 die sogenannte langfristige Netzanalyse, in der die Auswirkungen der gesetzlichen Reduzierung der Braun- und Steinkohleverstromung auf die Bewirtschaftung von Netzengpässen, die Spannungshaltung, die Frequenzhaltung und die Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus untersucht werden. Zusätzlich müssen mögliche Alternativen zum Weiterbetrieb der Steinkohlekraftwerke und kleinen Braunkohlekraftwerke (siehe Kapitel 2.3.3) sowie bereits geplante Maßnahmen aufgezeigt und berücksichtigt werden.

Anschließend ist die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Frist zum 31.03.2021 zu regeln, nach welchem Maßstab die Bundesnetzagentur die Anordnung der gesetzlichen Reduktion aussetzen soll. Insbesondere soll auf Grundlage der langfristigen Netzanalyse geregelt werden, nach welchen Kriterien die Bundesnetzagentur empfiehlt, ob einzelne Steinkohlekraftwerke zur Bewirtschaftung von Netzengpässen, Spannungshaltung, Frequenzhaltung und Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus erforderlich und wie Alternativen zur Aussetzung der Anordnung der gesetzlichen Reduktion (siehe Kapitel 2.3.3) zu bewerten und zu berücksichtigen sind.

Die Bundesnetzagentur erstellt anschließend auf Grundlage des in der Verordnung festgelegten Maßstabs (sowie auf Grundlage des Monitorings der Versorgungssicherheit nach § 51 EnWG) regelmäßig alle zwei Jahre eine begleitende Netzanalyse (erstmalig spätestens zum 31.03.2022), die insbesondere die Prüfung ermöglichen soll, ob einzelne Steinkohleanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen für die Bewirtschaftung von Netzengpässen, die Spannungshaltung, die Frequenzhaltung und die Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus notwendig sind. In diesem Fall würde die Bundesnetzagentur gegenüber dem BMWi eine Empfehlung aussprechen, dass die entsprechenden Anlagen von der ordnungsrechtlichen Anordnung auszusetzen wären und im Markt verbleiben dürften.

Kraftwerke, die von der Anordnung durch die Bundesnetzagentur nicht ausgenommen werden, müssen gemäß Anordnung die Kohleverfeuerung einstellen und werden vor der endgültigen Stilllegung von den Übertragungsnetzbetreibern auf ihre Systemrelevanz hin geprüft. Kommen die Übertragungsnetzbetreiber dann im Rahmen ihrer Prüfung zum Ergebnis der Systemrelevanz einer Anlage, so wird diese in die Netzreserve überführt, wenn es keine Alternativen dafür gibt.

2.3.3 Alternativenprüfung

Im Rahmen des KVBG werden, wie oben dargestellt, die Aspekte der Versorgungssicherheit mit Blick auf die Netze umfangreich berücksichtigt. Neben der weiteren Vorhaltung von Kohlekraftwerken in der Netzreserve sowie dem Aussetzen der Anordnung der gesetzlichen Reduzierung umfasst das KVBG auch die Verpflichtung, stets nach möglichen Alternativen dazu zu suchen. So können beispielsweise andere Erzeugungsanlagen oder Speicher, der Umbau der Generatoren einer Anlage zum rotierenden Phasenschieber oder der Bau einer anderweitigen Kompensationsanlage ebenfalls eine Möglichkeit zur Blindleistungsbereitstellung sein, sodass der Weiterbetrieb eines Kohlekraftwerks nicht mehr nötig wäre.

Diese Pflicht zur Alternativenprüfung ist sowohl bei den Ausschreibungen als auch bei der gesetzlichen Reduzierung enthalten und wird den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Systemrelevanzprüfung sowie der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern bei der begleitenden Netzanalyse auferlegt. So wird sichergestellt, dass die Belange des Netzes und das Ziel der Beendigung der Kohleverstromung gleichermaßen Berücksichtigung finden.

3 Zusammenfassung und Ausblick

Die Versorgungssicherheit mit Bezug zu den Netzen ist aufgrund der bestehenden Prozesse, insbesondere aufgrund der jährlichen Systemanalysen und des zweijährigen Netzentwicklungsplans, stets im Blick der Netzbetreiber und der Bundesnetzagentur. Dabei hat die Systemanalyse den „kurzfristigen“ Blick in die nächsten ein bis fünf Jahre, während der Netzentwicklungsplan mittelfristig zehn bis 15 Jahre in die Zukunft schaut und so bereits frühzeitig mögliche auftretende Herausforderungen erkennbar macht.

Zusätzlich zu diesen Prozessen hat der Gesetzgeber bei der Erstellung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) weitere, eigenständige Prozesse zur Prüfung der netzseitigen Versorgungssicherheit eingeführt.

Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen mit der langfristigen Netzanalyse (LNA) gemäß § 34 Abs. 1 KVBG eine erste Prognose über die Auswirkungen des Kohleausstiegs auf verschiedene Aspekte der Netzsicherheit (Bewirtschaftung von Netzengpässen, Spannungshaltung, Frequenzhaltung und Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus). Die LNA soll Hinweise darauf geben, wo sich „systemischer Handlungsbedarf“ aufgrund des Kohleausstiegs abzeichnen wird.

Die Bundesnetzagentur wiederum erstellt gemäß § 34 Abs. 2 und 5 KVBG in Begleitung der ordnungsrechtlichen Stilllegung von Steinkohleanlagen regelmäßig alle zwei Jahre eine begleitende Netzanalyse (erstmalig bis spätestens zum 31.03.2022), die insbesondere die Prüfung ermöglichen soll, ob einzelne Steinkohleanlagen für die Bewirtschaftung von Netzengpässen, die Spannungshaltung, die Frequenzhaltung und die Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus notwendig sind. In einem solchen Fall würde die Bundesnetzagentur gegenüber dem Bundeswirtschaftsministerium eine Empfehlung aussprechen, dass die entsprechende Anlage von der ordnungsrechtlichen Anordnung auszusetzen wäre und im Markt verbleiben sollte.

Sollte die Bundesnetzagentur darüber hinaus weiteren Erkenntnisbedarf haben, kann sie gemäß dem mit Gesetz vom 13.05.2019 eingeführten § 12 Abs. 3b EnWG jederzeit weitere Analysen und Maßnahmenvorschläge einholen.

Auch die Ausschreibungsverfahren nach KVBG sollen den Kohleausstieg netzvertraglich und ohne Risiken für die Versorgungssicherheit umsetzen. Deshalb werden Anlagen, die potentiell systemrelevant sein könnten, mit dem sogenannten Netzfaktor belegt. Mit dem Netzfaktor soll in den Ausschreibungen dem Umstand Rechnung getragen werden, dass einige Anlagen nach einem Zuschlag nicht stillgelegt werden können, sondern in der Netzreserve vorgehalten werden müssen. Angebote dieser Anlagen werden daher mit dem Netzfaktor beaufschlagt, der die Vorhaltekosten abbilden soll, die entstehen würden, wenn diese Anlagen in der Netzreserve vorgehalten werden müssten. So wird gefördert, dass netzdienliche Anlagen länger im Markt verbleiben und zunächst Anlagen vom Netz gehen, die für die Systemsicherheit nicht zwingend notwendig sind.

Überdies führt die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes die Überwachung der Versorgungssicherheit an den Strommärkten und die Überwachung der Versorgungssicherheit mit Bezug zu den Netzen ab 01.01.2021 bei der Bundesnetzagentur zusammen. Der mit Art. 4 Nr. 8 des Kohleausstiegsgesetzes neu gestaltete und erweiterte § 51 EnWG stellt klar, dass das Monitoring der Versorgungssicherheit sowohl die Stromerzeugungsmärkte als auch die Netze umfasst. Der neue Abs. 4a in § 51 EnWG schreibt die Nutzung moderner und europaweit ansetzender Analysemethoden zur Beurteilung der Versorgungssicherheit an den Strommärkten vor. Der ebenfalls neue Abs. 4b in § 51 EnWG schreibt die Verzahnung der Marktanalysen, der Netzanalysen und der im Rahmen des Kohleausstiegs zu erstellenden Analysen vor.

Verbunden mit den bereits bestehenden Prozessen sowie den durch die Erkenntnisse der langfristigen Netzanalyse der Übertragungsnetzbetreiber anzustoßenden Prozessen zur Weiterentwicklung des Energiesystems hin zu weit überwiegenden Anteilen an erneuerbaren Energien ist die Versorgungssicherheit mit Bezug zu den Netzen grundsätzlich unter guter und ausreichender Beobachtung.

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gegenwärtig im Leistungsbetrieb befindliche Kernkraftwerke in Deutschland mit Angabe der jeweiligen Stilllegungszeitpunkte.	9
Abbildung 2: Deutschland inmitten des europäischen Verbundnetzes (Quelle: entso-e)	10
Abbildung 3: Überblick über die Gesamtentwicklung der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen aufgrund von Überlastungen im Netz im Zeitraum zwischen 2013 und 2019. (Quelle: Bundesnetzagentur)	12
Abbildung 4: Stand der Vorhaben aus Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem zweiten Quartal 2020; in grün: realisierte Projekte.	15
Abbildung 5: Standorte deutscher Stein- und Braunkohlekraftwerke	18
Abbildung 6: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve. Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve. (Quelle: Bundesnetzagentur)	22
Abbildung 7: Prozentuale Leitungsauslastungen für 2020/2021 vor (links) und nach (rechts) Gegenmaßnahmen im bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfall 273 im Fehlerfall. (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	26
Abbildung 8: Kumulierte Einspeiseleistung aller Windenergieanlagen an den Höchstspannungsknoten für den Winter 2020/2021. (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	27
Abbildung 9: Blindleistungsbedarfe 2020/2021 Links: Erfordernis von statischer, spannungssenkender Blindleistung, Mitte: Erfordernis von statischer, spannungshebender Blindleistung, Rechts: Maximum des spannungshebenden und –senkenden regelbaren Blindleistungsbedarf zum Ausgleich von Stundenwechselbedarfen und Mehrfachfehlern; jeweils pro Netzgruppe der Extremwert eines Jahres. (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	29
Abbildung 10: Blindleistungsbedarfe 2024/2025; Links: Erfordernis von spannungssenkender Blindleistung, Mitte: Erfordernis von spannungshebender Blindleistung, Rechts: Maximum des spannungshebenden und –senkenden regelbaren Blindleistungsbedarf zum Ausgleich von Stundenwechselbedarfen und Mehrfachfehlern; jeweils pro Netzgruppe der Extremwert eines Jahres. (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	30
Abbildung 11: Schritte zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs in der Netzentwicklungsplanung. (Quelle: Bundesnetzagentur)	32

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzreserveeinsätze 16.04.2020 – 31.12.2020 (Quelle: Bundesnetzagentur)	12
Tabelle 2: Annahmen zu den Systemanalysen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	24
Tabelle 3: Mantelzahlen zur Abbildung des Kohleausstiegs.....	25

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

pressestelle@bnetza.de

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

Bildnachweis

Titel: gettymages.com, Bernhard Lang

Stand

Dezember 2020

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: +49 228 14-0

Telefax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de