



Bundesnetzagentur

Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß §13k EnWG

Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß §13 k EnWG

31. Mai 2017

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

Referat 608

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

E-Mail: info@bnetza.de

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber

1. 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung
Heidestraße 2, 10557 Berlin

2. Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung
Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund

3. TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung
Pariser Platz, Osloer Str. 15 – 17, 70173 Stuttgart

4. TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung
Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth

(im Folgenden: „Die Übertragungsnetzbetreiber“)

wegen der Bestätigung der Bedarfsermittlung an Netzstabilitätsanlagen in den Winterhalbjahren 2021/22 und 2022/23 der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 13 k Abs. 2 S. 2, Hs. 2 EnWG

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann, am 31. Mai 2017 festgestellt:

Die Bundesnetzagentur hält einen Neubau an Netzstabilitätsanlagen zum Zwecke der Wiederherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nach Ausfall eines für den Betrieb des Übertragungsnetzes erforderlichen Betriebsmittels (kurativer Redispatch) in Höhe von 1.200 MW für angezeigt.

Diese Feststellung gilt bis zum 31.12.2025.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
A Verfahrensablauf	7
B Bedarfsuntersuchung	8
1. Vorgehensweise	8
2. Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber	10
3. Prüfung der Bedarfsermittlung durch die Bundesnetzagentur	14
3.1 Prüfergebnisse	14
3.1.1 Einsatz von Pumpspeichern im kurativen Redispatch	14
3.1.2 Einsatzreihenfolge im kurativen Redispatch	15
3.1.3 Verfügbarkeit von Reservekraftwerken	15
3.1.4 Witterungsbedingte Stromtragfähigkeiten	16
3.1.5 Ad-Hoc Maßnahmen beim Netzausbau	16
3.2 Neubaubedarf an Netzstabilitätsanlagen	17
VERZEICHNISSE	19
Abbildungsverzeichnis	20
Tabellenverzeichnis	21
Impressum	23

A Verfahrensablauf

Grundlage der Prüfung ist gemäß § 13 k Abs. 2, S.2, Hs.2 EnWG die von den Übertragungsnetzbetreibern erstmalig bis zum 31.01.2017 zu erstellende Bedarfsermittlung für Netzstabilitätsanlagen.

Die Bedarfsermittlung der Übertragungsnetzbetreiber beruht auf der gemäß § 3 Abs.2 S.3, Hs.1 NetzResV von den Übertragungsnetzbetreibern bis zum 30. November 2016 erstellten Langfristanalyse für das Winterhalbjahr 2022/2023. Die Ergebnisse der Langfristanalyse wurden am 22.02.2017 auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Die der Langfristanalyse zu Grunde zu legenden Annahmen, Parameter und Szenarien waren mit der Bundesnetzagentur abgestimmt.

In der Langfristanalyse prognostizierten die Übertragungsnetzbetreiber einen in den Betrachtungsjahren voraussichtlich erforderlichen Bedarf an gesicherten Erzeugungskapazitäten zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Elektrizitätsversorgungssystems, d.h. zur Einhaltung des (n-1)- Standards mittels präventivem Redispatch, in einer Höhe von 11,1 GW. Dieser Bedarf kann vollständig mit vorhandenen Markt- und Netzreservekraftwerken gedeckt werden.

Die Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen im Rahmen des § 13 k Abs.2 EnWG basiert auf der Langfristanalyse. Den Berechnungen wurden die Eingangsparameter der Langfristanalyse zugrunde gelegt. Für die Bedarfsbestimmung an Netzstabilitätsanlagen wurde vereinbart, dass die Redispatchleistung maßgeblich sein soll, die erforderlich ist, um das Übertragungsnetz nach Eintritt eines Fehlers wieder in den (n-1)-sicheren Zustand zurückzuführen.

Die Übertragungsnetzbetreiber legten der Bundesnetzagentur das Ergebnis ihrer Bedarfsermittlung am 17. Februar 2017 vor. Den entsprechenden Bericht veröffentlichte die Bundesnetzagentur am 22. Februar 2017 auf ihrer Internetseite. Die Übertragungsnetzbetreiber kamen darin zu dem Ergebnis, dass Netzstabilitätsanlagen mit einer Leistung von rund 2 GW geeignet seien, um das Übertragungsnetz nach einem Fehler, gemäß der europäischen Regelwerke, sehr schnell wieder in einen sicheren Zustand zu überführen.

Im Rahmen der Prüfung der Ergebnisse führte die Bundesnetzagentur Berechnungen durch, die eine teilweise Anpassung der von den Übertragungsnetzbetreibern getätigten Annahmen erforderlich machten. Dabei wurden unter anderem die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur technischen und nationalen genehmigungsrechtlichen Situation von bestehenden Kraftwerken in der Netzreserve von der Bundesnetzagentur sowohl mit den Kraftwerksbetreibern als auch den betroffenen Regierungspräsidien gespiegelt. Hierbei wurde festgestellt, dass einige Kraftwerke, die auch schnellstartfähig sind, im untersuchten Zeitraum weiterhin in Betrieb sein könnten.

Die Ergebnisse der Berechnungen werden in Kapitel B3.1 dargestellt.

B Bedarfsuntersuchung

1. Vorgehensweise

Die Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber hatten die Zielsetzung, für den Zeitraum zwischen der planmäßigen Abschaltung der letzten Kernkraftwerke in Süddeutschland in den Jahren 2020 und 2022 bis zur Vollendung des für das Jahr 2025 geplanten deutschlandweiten Ausbaus der HGÜ-Korridore den notwendigen Bedarf an Netzstabilitätsanlagen zu ermitteln. Netzstabilitätsanlagen sind Erzeugungsanlagen, die als besondere netztechnische Betriebsmittel zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems im Sinne von § 2 Abs. 2 der Netzreserveverordnung zum Einsatz kommen, falls keine anderweitigen Maßnahmen zur Verfügung stehen.

Die Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 13 k Abs. 2 S.2 1 Hs. EnWG ist strukturiert, wie in **Abbildung 2** dargestellt:

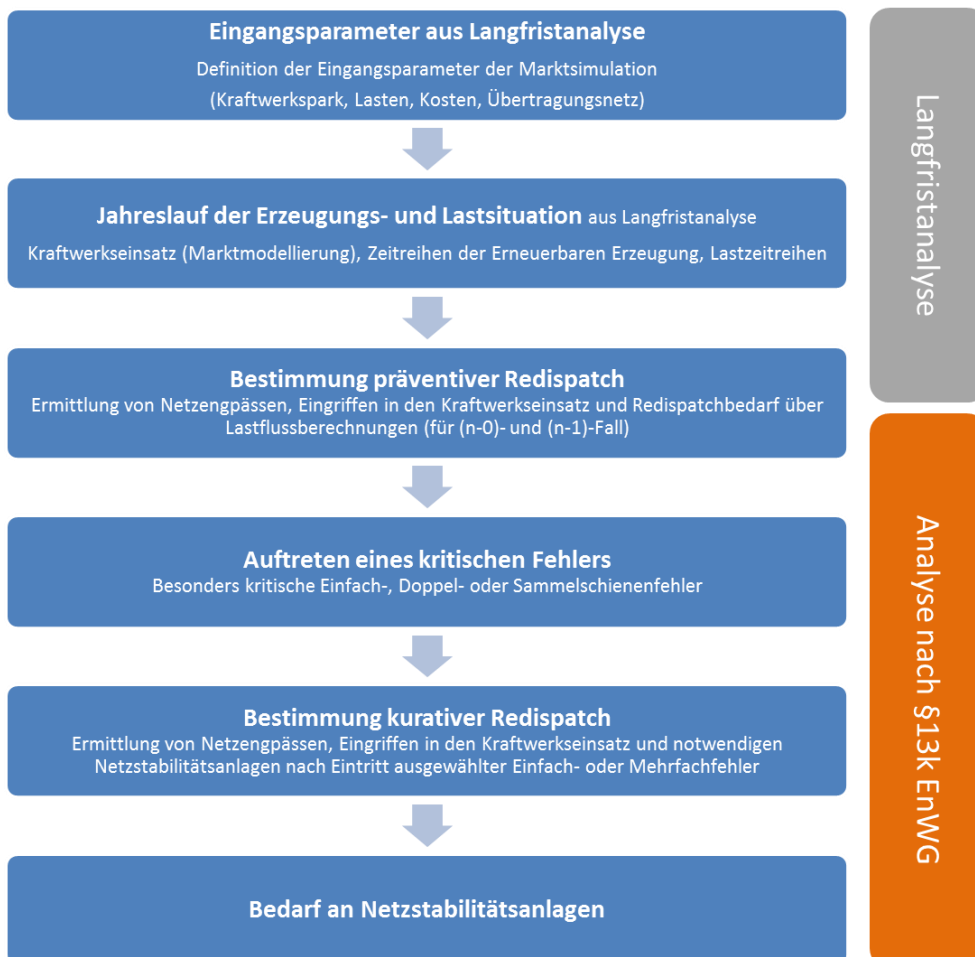


Abbildung 1: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen. Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen

Die ersten beiden Schritte wurden im Rahmen der Langfristanalyse durchgeführt. Die festgelegten Eingangsparmeter sowie die Vorgehensweise zur Ermittlung des konventionellen Kraftwerkseinsatzes und der erneuerbaren Erzeugung sowie der Lastverläufe sind der am 22.02.2017 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlichten Abschlusspräsentation der Übertragungsnetzbetreiber zu entnehmen. Aufbauend auf diesen Werten wird eine Marktmodellierung durchgeführt, die den stundengenauen Einsatz aller konventionellen Kraftwerke in Abhängigkeit der nachgefragten Last und der eingespeisten erneuerbaren Energie darstellt. Das Modell bestimmt auch, welche Exporte und Importe in das bzw. aus dem europäischen Ausland sich in jeder Stunde des Jahres einstellen.

Das Ergebnis dieser ersten beiden Schritte ist der sogenannte Jahreslauf und ist noch Teil der Langfristanalyse. Im Jahreslauf ist für jede Stunde des Jahres die Erzeugungs- und Lastsituation definiert, für Deutschland netzknotenscharf, für das europäische Ausland in gröberer geografischer Auflösung.

Im dritten Schritt - der Bestimmung des präventiven Redispatches - wird geprüft, ob das vorhandene Übertragungsnetz jederzeit den Strom vom Produzenten zum Nachfrager transportieren kann. Ist dies aufgrund von Netzengpässen nicht der Fall, muss die Erzeugung einzelner Kraftwerke angepasst werden, um ein engpassfreies Netz zu erhalten, das (n-1)-sicher betrieben werden kann. Hierfür darf der Ausfall eines relevanten Netzbetriebsmittels (beispielsweise eines Freileitungsstromkreises) nicht zu weiteren Überlastungen im Netz führen. Die genaue Methodik der Bestimmung des präventiven Redispatchbedarfs ist den Langfristanalysen zu entnehmen.

Das bedarfsdimensionierende Szenario der Langfristanalysen unterstellt eine Engpassbewirtschaftung von Deutschland nach Österreich in Höhe von 4 GW, und in die Schweiz von 1,6 GW. Der maßgebliche Netzsicherheitsstandard ist in Einklang mit den Berichten zur Reservebedarfsbestimmung die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit. Diese Annahmen führen gemeinsam mit den weiteren Parametern der Langfristanalyse (siehe Bericht der Übertragungsnetzbetreiber) zu einem notwendigen präventiven Redispatchbedarf von 11,1 GW. Die Deckung erfolgt durch im Markt agierende deutsche Kraftwerke (6,2 GW) sowie durch ausländische Marktkraftwerke (4,9 GW). Ausländische Kraftwerke dürfen im Modell am Redispatch teilnehmen, soweit sie eine Nennleistung größer als 100 MW besitzen. Da die eingesetzten ausländischen Kraftwerke alle im Markt stehen, ist davon auszugehen, dass eine vertragliche Bindung der notwendigen 4,9 GW an Redispatchleistung möglich sein wird.

In den Langfristanalysen trafen die Übertragungsnetzbetreiber die Annahme, dass im Betrachtungszeitraum keine Bestandskraftwerke der Netzreserve in Deutschland verfügbar wären (siehe Folie 7 des Berichts der Übertragungsnetzbetreiber zu den Langfristanalysen 2016). Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist diese Annahme nicht ausreichend sachlich gerechtfertigt. Im Unterschied zu den Langfristanalysen wird daher in den Untersuchungen zum Bedarf an Netzstabilitätsanlagen angenommen, dass Reservekraftwerke mit einer Leistung von insgesamt ca. 1,4 GW innerhalb Deutschlands zur Verfügung stehen. Diese Kraftwerke können technisch und genehmigungsrechtlich auch über den betrachteten Zeitraum hinaus betrieben werden, sodass deren Berücksichtigung bei der Bedarfsermittlung aus Sicht der Bundesnetzagentur geboten ist und von den Übertragungsnetzbetreibern in ihren Berechnungen zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen umgesetzt wurde.

Das Ergebnis der Untersuchungen zur Bestimmung des präventiven Redispatches ist die stündliche Erzeugungs- und Lastsituation, die einen (n-1)-sicheren Betrieb des Netzes gewährleistet: der Ausfall eines beliebigen Netzelementes führt in der Folge zu keiner weiteren Überlastung im Netz.

Kommt es in der durch präventiven Redispatch hergestellten (n-1)-sicheren Netzsituation zu einem Ausfall (Schritt 4) eines einzelnen Elements (Einfachfehler), eines Doppelsystems (Doppelfehler) oder einer Sammelschiene (Sammelschienenfehler), ist das Netz in einigen Fällen nicht mehr gegen einen weiteren Ausfall eines beliebigen Netzelementes abgesichert, d.h. das Netz befände sich nach tatsächlichem Eintritt eines Fehlers nicht mehr in einem (n-1)-sicheren Betriebszustand. Dieser Zustand gilt gemäß den in Kürze in Kraft tretenden maßgeblichen europäischen Regelungen als "gefährdet" und ist unter Berücksichtigung der Schwere des Fehlers so schnell wie möglich zu beheben. Die hierzu eingesetzten Maßnahmen zur Rückführung des Netzes vom "gefährdeten" Zustand nach Eintritt eines Fehlerfalles in einen (n-1)-sicheren Zustand werden als kurativer Redispatch bezeichnet. Zur Ausgestaltung und zeitlichen Umsetzung des kurativen Redispatches gibt beispielsweise die Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, Artikel 21: Grundsätze und Kriterien für Entlastungsmaßnahmen, Abs. 2 vor, dass "bei der Auswahl geeigneter Entlastungsmaßnahmen jeder Übertragungsnetzbetreiber folgende Kriterien zugrunde [legt]: [...] (b) möglichst echtzeitnahe Aktivierung von Entlastungsmaßnahmen, wobei die zu erwartende Aktivierungszeit und die Dringlichkeit der zu behobenden Netzsituation zu berücksichtigen sind; [...]". Explizite Werte zur Aktivierungszeit und zur "möglichst echtzeitnahen Aktivierung" nennt die Verordnung nicht. Eine großzügige Auslegung mit langen Vorlaufzeiten des kurativen Redispatches ist im Sinne der Systemsicherheit nicht angezeigt, da in dieser Zeit der gefährdete Zustand weiter bestehen bleibt. Auf der anderen Seite sind Reaktionszeiten in der Größenordnung der Primär- und Sekundärregelenergie nicht notwendig, da Überlastungen im Netz aufgrund der thermischen Trägheit der Leitungsausdehnung kurzfristig verbleiben können. Anschließend jedoch sollte aus Sicherheitsgründen die Rückführung in den (n-1)-sicheren Zustand eingeleitet werden können, weswegen für die durchgeführten Untersuchungen eine Reaktionszeit von unter einer Stunde geboten scheint.

Analyseschritt fünf dient der Ermittlung derjenigen Maßnahmen, die zur Wiederherstellung des (n-1)-sicheren Netzzustands nach Eintritt eines konkreten Fehlers notwendig sind. Kraftwerke, die kurativ eingesetzt werden können, müssen aufgrund oben angestellter Erwägungen zur Reaktionszeit entweder bereits am Netz sein, wobei es unerheblich ist, ob diese Kraftwerke in der betreffenden Stunde marktbasierend oder als Reservekraftwerk einspeisen, oder sie müssen schnellstartfähig sein. Schnellstartfähigkeit bedeutet, dass die Anlage binnen der geforderten Reaktionszeit aus dem Stillstand angefahren und Energie in das Netz einspeisen kann. Stellen am Netz befindliche Kraftwerke und schnellstartfähige Markt- und Reservekraftwerke insgesamt nicht genug Kapazität zum kurativen Redispatch zur Verfügung, verbleibt ein durch Netzstabilitätsanlagen zu deckender Bedarf an kurativem Redispatch.

2. Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber

Die Berechnungen zur Bestimmung des notwendigen Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen bauen auf den Berechnungen der Langfristanalyse auf. Ziel der Langfristanalyse war eine Prognose des zu erwartenden (präventiven) Redispatchbedarfs unmittelbar nach der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke, insbesondere in den Jahren 2021/2022 und 2022/2023. Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber haben gezeigt, dass das Jahr 2022/2023 die höhere Kritikalität beim Redispatch zeigt, woraufhin sich die Untersuchungen der Langfristanalyse und auch der vorliegenden Bedarfsanalyse auf diesen Zeithorizont konzentrieren.

Für den Zeithorizont 2022/2023 haben die Übertragungsnetzbetreiber den präventiven Redispatchbedarf für jede einzelne Stunde bestimmt (siehe Langfristanalyse). Anschließend wurde für jede Stunde, die einen präventiven Redispatchbedarf aufweist, der kurative Redispatchbedarf bestimmt, der bei Eintritt verschiedener Fehler erforderlich ist um die (n-1)-Sicherheit wieder herzustellen. Eine Untersuchung jeden denkbaren Fehlereignisses für jede Stunde des Jahres hätte jeden vertretbaren Zeitrahmen gesprengt. Daher haben die Über-

tragungsnetzbetreiber exemplarische Fehler untersucht, die in **Tabelle 1** aufgelistet sind. Diese Fehler stellen typische Fehlerfälle im Netzbetrieb dar und führen nach fachlicher Einschätzung zu den höchsten Bedarfen an kurativem Redispatch.

Tabelle 1: Von den Übertragungsnetzbetreibern im kurativen Redispatch betrachtete Einfach-, Doppel- und Sammelschienenfehler

Einfach- und Doppelfehler	Sammelschienenfehler
Ultranet	Borken
Osterath – Rommerskirchen	Bürstadt
Bürstadt – Rheinau	Gießen Nord
Würgassen – Bergshausen	
Gießen Nord – Karben	
Borken – Gießen Nord	
Altenfeld – Redwitz	
Redwitz – Remptendorf	
Mecklar – Dipperz	

Für jeden Fehler wurde der kurative Redispatchbedarf für alle Stunden (Netznutzungsfälle) bestimmt, in denen präventiver Redispatch erforderlich ist. Zunächst wurde eine Lastflussberechnung durchgeführt, mit deren Hilfe untersucht wird, ob es im Höchstspannungsnetz zu Leitungsüberlastungen käme. Neben den Lastflussberechnungen für den Normalfall wurde auch eine (n-1)-Untersuchung durchgeführt. Hierbei wurde eine Ausfallsimulation für alle (deutschen) Leitungen durchgeführt, um alle (n-1)-Verletzungen zu identifizieren.

Traten Stromkreisüberlastungen auf, wurden Maßnahmen zur Herstellung eines sicheren Netzzustands¹ eingeleitet. Sollten diese Maßnahmen erforderlich sein, greifen die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzanalysen in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen ein. Dabei werden konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare-Energien-Anlagen, die die identifizierten Netzengpässe belasten, in ihrer Erzeugung abgesenkt. Gleichzeitig werden konventionelle Kraftwerke, die eine netzentlastende Wirkung haben, hochgefahren. Dadurch wird sichergestellt, dass trotz der Leistungseinsenkung ausreichend Erzeugungsleistung vorhanden ist, um die Last zu decken. Im kurativen Redispatch kann, bedingt durch die kurze Reaktionszeit (siehe Kapitel 1) nur von Kraftwerken, die bereits am Netz sind, oder die schnellstartfähig sind, eine erhöhte Leistung bezogen werden. Laut Übertragungsnetzbetreibern müssen sich alle Kraftwerke in Deutschland befinden beziehungsweise dem deutschen Regelblock angehören. Ausländische Kraftwerke würden nicht zum kurativen Redispatch zugelassen, da vertraglich meist längere Vorlaufzeiten vereinbart wurden und ein kurzfristiger Abruf aufgrund einer Teilnahme dieser Kraftwerke am Day-Ahead-Markt im Heimatland teilweise nicht möglich ist. Zudem können ausländische Kapazitäten bedingt durch lokale Netz- oder Versorgungsengpässe für einen Abruf durch deutsche Übertragungsnetzbetreiber teilweise nicht verfügbar sein. Diese Annahme wurde von der Bundes-

¹ Unter einem sicheren Netzzustand wird derjenige Zustand verstanden, bei dem keine Betriebsmittelüberlastungen eintreten und die zulässigen Spannungsbereiche eingehalten werden.

netzagentur akzeptiert, da die in Frage stehenden extremen Belastungssituationen im Übertragungsnetz sich nicht auf Deutschland beschränken, sondern in den in Frage kommenden Nachbarländern ebenfalls Auswirkungen zeigen dürften. In solchen Fällen behalten sich die nationalen Übertragungsnetzbetreiber / Regulierungsbehörden grundsätzlich vor, im Rahmen von Notmaßnahmen auf sämtliche im jeweiligen Staatsgebiet befindliche Netz- und Erzeugungsinfrastrukturen zuzugreifen. Verträge mit ausländischen Partnern müssten dann zurücktreten. Da der hier gegenständliche kurative Redispatch genau in solchen möglichen Konkurrenzsituationen relevant ist, würde ein Vertrauen auf Verträge mit ausländischen Partnern gegenüber im Inland befindlichen Betriebsmitteln eine qualitative Verschlechterung der Versorgungssicherheit darstellen, die nicht hingenommen werden kann.

Zur Wiederherstellung des (n-1)-sicheren Zustands wurde im Modell die Einspeiseleistung von am Netz befindlichen oder schnellstartfähigen deutschen konventionellen Kraftwerken und von erneuerbaren Energien derart angepasst (Steigerung oder Absenkung), dass nach Eintritt des jeweils untersuchten Einfach-, Mehrfach- oder Sammelschienenfehlers keine Leitungsüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen im möglicherweise erneut auftretenden (n-1)-Fall verbleiben. Die Auswahl der jeweils hoch- bzw. runterzufahrenden Kraftwerke erfolgte im Modell anhand von Effizienz Gesichtspunkten. Es wurde untersucht, welche Redispatchmenge ein bestimmtes Kraftwerk aufbringen muss, um einen Engpass zu entlasten. Diese Werte wurden im Algorithmus untereinander verglichen. Zum Redispatch herangezogen wurde im Modell zunächst das effizienteste Kraftwerk (geringste Redispatchmenge), allerdings gewichtet mit einem Faktor, der die vordefinierte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke widerspiegelt. Im operativen Betrieb gilt für den Einsatz von Netzreserveanlagen, dass sie grundsätzlich nachrangig zu Marktkraftwerken eingesetzt werden müssen (§ 7 Abs. 2 Satz 2 NetzResV). Die Netzstabilitätsanlagen müssen nach den Netzreserveanlagen zum Einsatz kommen, da nur bei dieser Reihenfolge geprüft werden kann, ob ein Neubau notwendig ist, oder ob bestehende Kraftwerke ausreichend zur Verfügung stehen. Deshalb ergibt sich im kurativen Redispatch die folgende Reihenfolge: marktbasierende Kraftwerke vor Kraftwerken der Netzreserve vor Netzstabilitätsanlagen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Umsetzung der Einsatzreihenfolge angenommen, dass ein Netzreservekraftwerk doppelt so effizient sein muss wie ein Marktkraftwerk, um statt diesem zum Einsatz zu kommen (d.h. die notwendige Redispatchleistung des Netzreservekraftwerks darf nur halb so groß sein wie die des Marktkraftwerks). Weiterhin muss eine Netzstabilitätsanlage dreimal so effizient sein wie ein Marktkraftwerk. Eine erneuerbare-Energien-Anlage darf nur dann aberegelt werden, wenn ein konventionelles Kraftwerk alternativ sonst mehr als die fünffache Menge Energie aberegeln müsste.

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) sind mit ihrer Fähigkeit, innerhalb kürzester Zeit Leistung bereitzustellen, für den kurativen Redispatch hervorragend geeignet. Das begrenzte Speichervolumen und damit die (relativ kurze) Einsatzdauer spielen bei der Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit eine nachgeordnete Rolle. Meist ist nur eine kurzzeitige Leitungsentlastung notwendig, um netzentlastende Zuschaltungen durchführen oder langsamere Kraftwerke zur dauerhaften Entlastung hochfahren zu können. Im vorgelagerten präventiven Redispatch, der über längere Zeiträume vorbeugend gefahren wird, können Pumpspeicherkraftwerke hingegen nicht zur Einspeisung herangezogen werden. Der Turbinenbetrieb wird aufgrund der begrenzten Speichergößen und der langen Zeiträume auftretender Überlastungen als nicht sachgerecht angesehen. Lediglich ein Verbot des Pumpbetriebs zur Absenkung der Last ist im präventiven Redispatch zugelassen.

In den Berechnungen zum präventiven Redispatchbedarf, die der Bestimmung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen vorangegangen ist, haben die Übertragungsnetzbetreiber gemäß oben dargelegtem Sachverhalt alle

Pumpspeicherkraftwerke aus dem präventiven Redispatch ausgeschlossen, die nach dem Marktergebnis turbinieren (Leistung einspeisen) oder nicht am Netz sind (keine Einspeisung oder Entnahme von Energie). Die Bundesnetzagentur hat bei ihren Prüfungen festgestellt, dass diese Einstellungen offenbar versehentlich auch für die Modellparametrierung des kurativen Redispatches übernommen wurden. Folglich standen jeweils nur die Pumpspeicher kurativ zur Verfügung, die während des präventiven Redispatches im Pumpbetrieb waren. Durch diesen Implementierungsfehler wurde die Höhe der tatsächlich für den kurativen Redispatch zur Verfügung stehenden Leistung aus Pumpspeicherkraftwerken deutlich unterschätzt.

Das Ergebnis des Eingriffs in die Kraftwerkseinsätze ist der für jeden Netznutzungsfall wiederhergestellte (n-1)-sichere Zustand nach Eintritt eines konkreten Fehlerereignisses, zusammen mit der zugehörigen Menge an kurativem Redispatch und der notwendigen Kapazität an Netzstabilitätsanlagen. Das Ergebnis ist unter Berücksichtigung der zum kurativen Redispatch zugelassenen Kraftwerke (insbesondere Pumpspeicherkraftwerke) und der gewählten Effizienzfaktoren der Einsatzreihenfolge zu interpretieren.

Abbildung 2 zeigt die von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelte Leistung an Netzstabilitätsanlagen und deren Einsatzhäufigkeit in den Netznutzungsfällen (NNF). Aufgrund numerischer Unsicherheiten im Modell haben die Übertragungsnetzbetreiber 1% der Netznutzungsfälle mit den höchsten Redispatchbedarfen eliminiert. So werden numerische "Ausreißer" nicht zur Bedarfsermittlung herangezogen. Zum Vergleich wird der Bedarf an Netzstabilitätsanlagen ohne die höchsten 3% der Werte dargestellt, um den Bedarf an Netzstabilitätsanlagen bei einem in vertretbarem Umfang verringerten Sicherheitsniveau zu untersuchen.

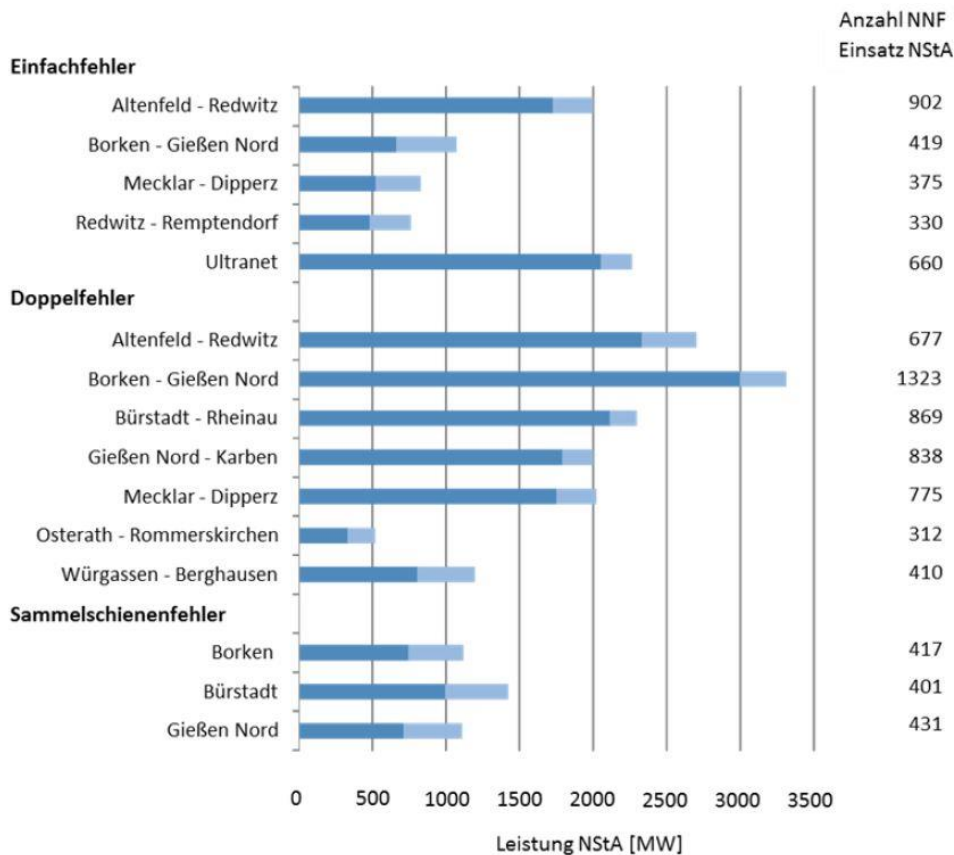


Abbildung 2: Bedarf an Netzstabilitätsanlagen gemäß Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit nach Netzfehlern (helle Flächen der Balken: Darstellung von 99% der

Netznutzungsfälle (Elimination der numerisch fraglichen Fälle); dunkle Flächen: Entfernung von insgesamt 3% der höchsten Werte zur Abschätzung eines verringerten Sicherheitsniveaus); Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Aus **Abbildung 2** ist erkennbar, dass gemäß den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber der höchste Bedarf an Netzstabilitätsanlagen besteht im Falle eines Doppelfehlers zwischen Borken und Gießen Nord (ca. 3,3 GW unter Vernachlässigung der höchsten 1% der Werte). Im Falle von Einfachfehlern wird für die Rückkehr in den (n-1)-sicheren Zustand eine Leistung in Höhe von etwa 2 GW benötigt. Nach Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber kann mit einer Leistung aus Netzstabilitätsanlagen in dieser Höhe auch nach den untersuchten Doppelfehlern in der Regel die (n-1)-Sicherheit wiederhergestellt werden. Als Fazit ihrer Untersuchungen geben die Übertragungsnetzbetreiber im Abschlussbericht zum Bedarf an Netzstabilitätsanlagen nach § 13 k EnWG vom 15.02.2017 daher folgendes an:

"Netzstabilitätsanlagen mit einer Leistung von rund 2 GW sind geeignet, das Übertragungsnetz nach einem Einfachfehler, gemäß der europäischen Regelwerke, sehr schnell wieder in einen sicheren Zustand zu überführen. Mit Hilfe dieser Leistung kann das Übertragungsnetz auch bei anderen Fehlerereignissen kurzfristig deutlich entlastet und damit stabilisiert werden. Netzstabilitätsanlagen sind damit in besonderem Maße geeignet, einen zentralen Beitrag zur Beherrschung von unvorhersehbaren kritischen Situationen im Zuge der Transitionsphase des Energiesystems zu leisten."

3. Prüfung der Bedarfsermittlung durch die Bundesnetzagentur

Der Methode der Bedarfsermittlung durch die Übertragungsnetzbetreiber kann die Bundesnetzagentur dem Grunde nach zustimmen. Die Bundesnetzagentur hat die Berechnungen überprüft. Die Ergebnisse dieser Überprüfung werden im Folgenden dargestellt.

3.1 Prüfergebnisse

Zur Prüfung der Berechnungsergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur von den Übertragungsnetzbetreibern die stundengenauen Einspeise- und Lastzeitreihen ("Marktdaten") und die Änderungen im Kraftwerkseinsatz durch den präventiven Redispatch sowie die zugrunde gelegten Netzdatensätze am 10.03.2017 erhalten.

Aus den Berechnungen und Unterlagen der Übertragungsnetzbetreiber geht hervor, dass der höchste Bedarf an Netzstabilitätsanlagen für den Doppelfehler Borken - Gießen Nord besteht. Die Bundesnetzagentur hat daher ihre Prüfung auf diesen Fehler konzentriert. Als maßgeblichen durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Netzstabilitätsanlagen sieht die Bundesnetzagentur den Wert 3,3 GW, der sich aus dem oben genannten Doppelfehler ergibt (siehe **Abbildung 2**). Diesem Wert liegt die Auffassung zugrunde, dass im Rahmen dieser Untersuchung nur die numerisch relevanten Ausreißer, also die höchsten 1% der Werte, eliminiert werden dürfen. Die Bundesnetzagentur hat sich daher nicht das von den Übertragungsnetzbetreibern untersuchte verringerte Sicherheitsniveau zu Eigen gemacht.

3.1.1 Einsatz von Pumpspeichern im kurativen Redispatch

Wie in Kapitel 2 bereits aufgeführt, haben die Übertragungsnetzbetreiber in ihren Berechnungen zum kurativen Redispatch bei der Verwendung von Pumpspeicher- und schnellstartfähigen Kraftwerken versehentlich die Einstellungen des präventiven Redispatches übernommen. Damit wurde die Verfügbarkeit von Pumpspei-

cherkraftwerken (PSW) systematisch unterschätzt, da nur PSWs zum kurativen Redispatch herangezogen wurden, die im präventiven Redispatch im Pumpbetrieb waren. Alle stillstehenden oder turbinierenden Kraftwerke wurden ausgeschlossen, obwohl diese für den kurzfristigen und kurzzeitigen kurativen Redispatch technisch sehr wohl geeignet sind. Auch der Einsatz von schnellstartfähigen Kraftwerken war teilweise durch modellbedingte Restriktionen im präventiven Redispatch eingeschränkt, die für den kurativen Redispatch nicht gelten. Im Rahmen ihrer Prüfung hat die Bundesnetzagentur daher auf Grundlage der von den Übertragungsnetzbetreibern gelieferten Daten eigene Berechnungen angestellt, in denen der Programmierfehler korrigiert wurde, in dem alle von den Übertragungsnetzbetreibern als schnellstartfähig klassifizierten Kraftwerke und alle Pumpspeicherkraftwerke in vollem Umfang zum kurativen Redispatch herangezogen werden dürfen.

Die Berücksichtigung der Pumpspeicherkraftwerke und schnellstartfähigen konventionellen Kraftwerke führt im Vergleich zum Ergebnis der Übertragungsnetzbetreiber zu einer Reduktion des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen von 48%.

3.1.2 Einsatzreihenfolge im kurativen Redispatch

In den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber wurde definiert, dass eine Netzstabilitätsanlage dann zum kurativen Redispatch herangezogen werden soll, wenn sie drei Mal so effizient ist wie ein Marktkraftwerk (siehe Kapitel 2). Dieser Effizienzfaktor ist nicht sachgerecht, da die Netzstabilitätsanlagen strikt nachrangig zu Marktkraftwerken eingesetzt werden sollen, d.h. erst nach Ausschöpfung aller marktbasierter Optionen sollen Netzstabilitätsanlagen zum Einsatz kommen. Denn nur dann sind die Netzstabilitätsanlagen "technisch erforderlich" im Sinne von § 13 k EnWG². Bei der Verwendung eines Effizienzfaktors von drei gibt es jedoch mehrere hundert Netznutzungsfälle, in denen Netzstabilitätsanlagen eingesetzt wurden, obwohl noch geeignete konventionelle Kraftwerke zum kurativen Redispatch hätten herangezogen werden können. Daher wäre es auch in den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber angezeigt gewesen, einen deutlich höheren Effizienzfaktor anzusetzen, um eine Benachteiligung von Marktkraftwerken auszuschließen. Als Konsequenz wurde in den Berechnungen der Bundesnetzagentur der Effizienzfaktor deutlich erhöht, um in der Modellierung die strikte Nachrangigkeit der Netzstabilitätsanlagen zu gewährleisten, sodass diese nur dann zum Zuge kommen, wenn sowohl marktbasierter Kraftwerke als auch bestehende Anlagen der Netzreserve entweder ausgeschöpft sind oder keinen wirksamen Beitrag zur Entlastung des kritischen Netzelements liefern können.

Die Umsetzung der strikten Nachrangigkeit des Einsatzes von Netzstabilitätsanlagen führt zu einer weiteren Reduktion des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen um 24%.

3.1.3 Verfügbarkeit von Reservekraftwerken

In ihren Analysen treffen die ÜNB sehr restriktive Annahmen zur Verfügbarkeit (bzw. Stilllegung) von (derzeitigen) Reservekraftwerken im untersuchten Zeitraum von ca. 2020 – 2025. Diese Annahmen zur technischen und genehmigungsrechtlichen Situation der betroffenen Kraftwerke wurden von der Bundesnetzagentur untersucht und sowohl mit den Kraftwerksbetreibern als auch einem betroffenen Regierungspräsidium ge-

² Eine unabhängig davon zu betrachtende "wirtschaftliche Erforderlichkeit" ist nicht anzunehmen, da die Neuerrichtung von Netzstabilitätsanlagen für den zu betrachtenden kurzen Zeitraum in jedem Fall teurer ist als die Vorhaltung, ggf. auch durch Zahlung von Vorhaltevergütungen, von bestehenden Kraftwerken. Ein Vergleich der zu erwartenden Einsatzkosten ist ebenso wenig zielführend, da bei diesem Sicherungsinstrument nur von geringen tatsächlichen Einsatzzeiten auszugehen ist.

spiegelt. Hierbei wurde festgestellt, dass einige Kraftwerke (Ingolstadt 3 & 4, KW Mainz DT, Franken 1 – 3), die auch schnellstartfähig sind, im untersuchten Zeitraum in Betrieb sein könnten. Eine gesicherte Verfügbarkeit dieser Kraftwerke würde zu einer deutlichen Reduktion des Neubaubedarfs an Netzstabilitätsanlagen führen. Allerdings ist bei diesen Kraftwerken sowohl Genehmigungssituation als auch technische Verfügbarkeit unsicher und zum derzeitigen Zeitpunkt nur schwer zu beurteilen. Aufgrund dieser "doppelten Unsicherheit" wurde in den Analysen angenommen, dass diese Kraftwerke im bedarfsdimensionierenden Fall nicht zum kurativen Redispatch eingesetzt werden können. Die Verfügbarkeit der gegenwärtig bestehenden Reservekraftwerke für den präventiven Redispatch wird darüber hinaus nicht angezweifelt.

3.1.4 Witterungsbedingte Stromtragfähigkeiten

Die maximale Übertragungsleistung von Höchstspannungsleitungen ist in hohem Umfang abhängig von der zulässigen Stromstärke. Höhere Ströme führen zu einer Erwärmung der Leiter und mit der temperaturbedingten Längenausdehnung zu mehr Durchhang. Der Durchhang darf aus Sicherheitsgründen ein bestimmtes Maß nicht überschreiten. Beim sogenannten Freileitungsmonitoring kann die Übertragungsfähigkeit der Leitungen entsprechend der Witterungsbedingungen angepasst werden, wenn z.B. geringe Umgebungstemperaturen oder starker Wind für zusätzliche Kühlung sorgen. In den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sind Daten für die Stromtragfähigkeit der Leitungen gewählt, welche die Vermutung begründen, dass Freileitungsmonitoring nicht korrekt parametrisiert und abgebildet und der Neubaubedarf entsprechend zu hoch ausgewiesen wurde. Allerdings ist technisch auch zu beachten, dass ein Freileitungsmonitoring und darauf basierend eine Anwendung höherer Grenzwerte für die Stromtragfähigkeit nicht pauschal in gleicher Weise an allen Stellen im Netz und für alle Leitungsarten möglich ist. Hier kann keine pauschale Korrektur erfolgen, beispielweise indem durchweg ein um einen bestimmten Betrag erhöhter Stromtragfähigkeitswert in den Modellen angenommen würde. Mit den zur Verfügung gestellten Datensätzen bestand im Rahmen der zur Verfügung stehenden Prüfungszeiten durch die Bundesnetzagentur keine Möglichkeit, die Auswirkung eines korrekt parametrisierten Freileitungsmonitorings zu untersuchen. Ohne die erforderliche Quantifizierung und Angaben über die Realisierungsfähigkeit im Einzelfall kann diese Maßnahme nicht berücksichtigt werden.

3.1.5 Ad-Hoc Maßnahmen beim Netzausbau

Die Übertragungsnetzbetreiber diskutieren technische Maßnahmen, die im Rahmen eines NOVA³-Ansatzes die Übertragungskapazität des Netzes kurzfristig erhöhen bzw. den Redispatchbedarf erheblich reduzieren könnten. Entsprechende Maßnahmen mit einer sehr hohen Wirksamkeit und Realisierungswahrscheinlichkeit wurden durch die Übertragungsnetzbetreiber bereits identifiziert. Die Prüfung im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2030 läuft bereits für einige dieser Maßnahmen, dem Ergebnis der Prüfung kann jedoch nicht vorweggegriffen werden. Zudem ist trotz der Bezeichnung "Ad-Hoc-Maßnahmen" ungewiss, ob die Realisierung der Projekte bis zum untersuchten Zeitraum abgeschlossen sein werden. In der Folge wurden die Ad-Hoc-Maßnahmen beim Netzausbau in der Bedarfsermittlung zu Netzstabilitätsanlagen nicht berücksichtigt.

³ NOVA - technisch allgemein anerkanntes Prinzip des Netzausbaus "NetzOptimierung vor Verstärkung vor Ausbau"

3.2 Neubaubedarf an Netzstabilitätsanlagen

Wie bereits bei den einzelnen Maßnahmen beschrieben (siehe Kapitel 3.1.1 - 3.1.3), führen die veränderten Annahmen in den Analysen zu einem deutlich geringeren Bedarf an Netzstabilitätsanlagen im Vergleich zu den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber.

Abbildung 3 zeigt die Dauerlinie der Netzstabilitätsanlagen für die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur für den Doppelfehler Borken - Gießen Nord, wobei bei den Ergebnissen der Bundesnetzagentur die Maßnahmen der Kapitel 3.1.1 und 3.1.2 angewendet wurden. Berücksichtigt sind alle Stunden, in denen bereits präventiver Redispatch notwendig war. Zusätzlich wird in jeder Stunde der Ausfall⁴ der Doppelleitung Borken - Gießen Nord unterstellt, obwohl ein Ausfall und damit die kurative Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit nur wenige Betriebsstunden der Netzstabilitätsanlagen bedingen würden. Aus der Dauerlinie wird ersichtlich, in wie vielen der untersuchten Stunden eine bestimmte Leistung an Netzstabilitätsanlagen nachgefragt wird.

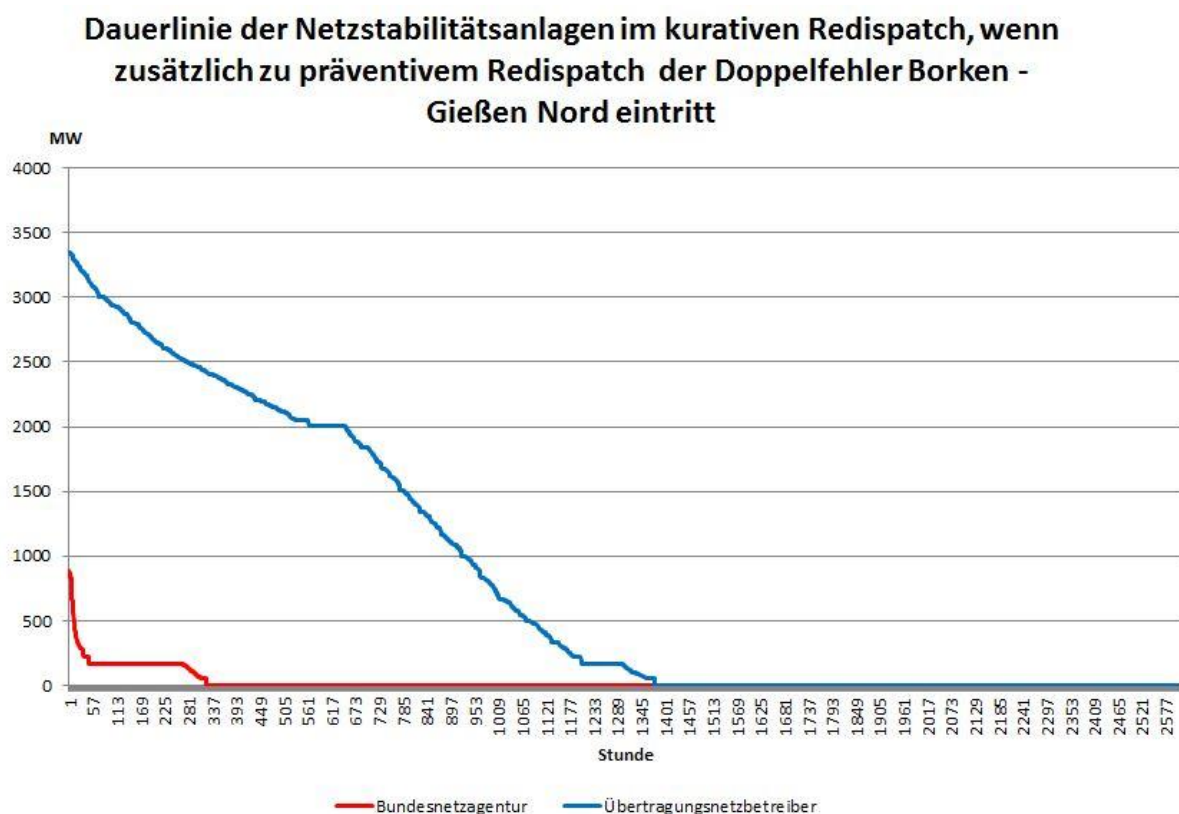


Abbildung 3: Dauerlinie der Netzstabilitätsanlagen im kurativen Redispatch, wenn zusätzlich zu präventivem Redispatch der Doppelfehler Borken - Gießen Nord eintritt

Die Berechnungen der Bundesnetzagentur berücksichtigen alle schnellstartfähigen Kraftwerke und an den deutschen Regelblock angeschlossene Pumpspeicherkraftwerke im kurativen Redispatch (Kapitel 3.1.1). Zu-

⁴ Diese Annahme entspricht in keiner Weise der tatsächlichen Eintrittswahrscheinlichkeit eines Doppelfehlers, ist jedoch erforderlich, um den Bedarf in der ungünstigsten Kombination der Einflussparameter zu ermitteln.

sätzlich werden die Netzstabilitätsanlagen, wie in Abschnitt 3.1.2 beschrieben, strikt nachrangig eingesetzt. Im Ergebnis sieht man eine deutliche Reduktion der Einsatzhöhe und Häufigkeit von Netzstabilitätsanlagen im Vergleich zu den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber. Im kritischen Netznutzungsfall liegt der Bedarf an Netzstabilitätsanlagen bei 900 MW.

Dieser Wert unterstellt eine Verfügbarkeit der Pumpspeicherkraftwerke von 100%. Jedoch können Pumpspeicher durch Wasserknappheit, Wartungsarbeiten oder anderen Gründen teilweise nicht zur Verfügung stehen. Diesem Umstand wird Rechnung getragen, indem die Berechnungsergebnisse auf eine Verfügbarkeit von 80% angepasst werden. Nach den Statistiken des Verbands der Großkraftwerksbetreiber ist für Pumpspeicherkraftwerke eine Nichtverfügbarkeit in Höhe von ca. 9% anzunehmen. Aus einer anderen Untersuchung von Experten des Energiesektors im Jahr 2015 geht eine Nichtverfügbarkeit von 20% hervor. Im Sinne einer konservativen Risikobewertung hat sich die Bundesnetzagentur entschieden, den letzteren Wert anzusetzen.

Im dimensionierenden Netznutzungsfall werden bei einer Verfügbarkeit von 100% ca. 1,5 GW an Pumpspeicherkraftwerken zum positiven kurativen Redispatch herangezogen. Unter der Annahme einer auf 80% verringerten Verfügbarkeit entfallen daher ca. 300 MW Leistung für den kurativen Redispatch. Diese können mit der im Modell beobachteten vergleichbaren Wirksamkeit durch Netzstabilitätsanlagen in gleicher Höhe ersetzt werden. Folglich erhöht sich der Wert von 900 MW auf 1,2 GW; Die Bundesnetzagentur hält daher einen Neubau an Netzstabilitätsanlagen in Höhe von 1,2 GW folglich für angezeigt.

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

- Abbildung 1:** Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen. Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen .. 8
- Abbildung 2:** Zusatzbedarf an Netzstabilitätsanlagen gemäß Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit nach Netzfehlern (helle Flächen der Balken: Darstellung von 99% der Netznutzungsfälle (Elimination der numerisch fraglichen Fälle); dunkle Flächen: Entfernung von insgesamt 3% der höchsten Werte zur Abschätzung eines verringerten Sicherheitsniveaus); Quelle: Übertragungsnetzbetreiber 13
- Abbildung 3:** Dauerlinie der Netzstabilitätsanlagen im kurativen Redispatch, wenn zusätzlich zu präventivem Redispatch der Doppelfehler Borken - Gießen Nord eintritt..... 17

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Von den Übertragungsnetzbetreibern im kurativen Redispatch betrachtete Einfach-, Doppel- und Sammelschienenfehler	11
---	----

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

Stand

Mai 2016

Text

Referat 608