

Bedeutung von Erzeugungsanlagen und Großverbrauchern für die Systemstabilität

Moritz Mittelstaedt, Janek Massmann und Tobias Hennig

Die Integration der geplanten Offshore-Windenergieanlagen und der insgesamt von der Bundesregierung angestrebte beschleunigte Zubau von EE-Erzeugungsanlagen mit einer mehr als Verdopplung der installierten Leistung bis 2030, bei gleichzeitigem starkem Anstieg des Verbrauchs sorgt absehbar für sehr hohe Leistungstransite in deutschen Übertragungsnetz. Gleichzeitig werden mit dem Abschalten der letzten Kohlekraftwerke bis 2030 nur noch wenige großen Synchronmaschinen das System stützen können. Szenarien für das Jahr 2030 zeigen, dass die Systemstabilität nicht mehr in allen Stunden und für alle auslegungsrelevanten Fehler gegeben ist. Kritische Netzauftrennungen sind in dem betrachteten Szenario 2030 bereits in zahlreichen Stunden nicht mehr beherrschbar.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) stärken das Netz mit eigenen Anlagen, wie beispielsweise STATCOM-Anlagen mit Kurzzeitspeicher oder rotierende Phasenschieberanlagen mit zusätzlicher Schwungmasse. Diese Maßnahmen werden allerdings allein nicht ausreichen, um die Stabilität auf dem heutigen Niveau aufrechtzuerhalten.

Zukünftig müssen daher Erzeugungsanlagen, aber insbesondere auch Großverbraucher einen Beitrag zur Stabilität leisten. Hierbei hat Amprion Ideen entwickelt, wie die nächste Generation von Erzeugungsanlagen und Großverbraucher das System stabilisieren können.

Zukünftig können vor allem auch umrichterbasierte Erzeugungsanlagen mit netzbildenden Eigenschaften einen Beitrag zur Momentanreserve leisten, um eine Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen sicherzustellen. Neue konventionelle Kraftwerke können, falls sie nicht im Leistungsbetrieb sind, im Phasenschieberbetrieb gefahren werden, um das System mit ihrer Blindleistungseinspeisung und Trägheit zu stabilisieren. Mit der Umsetzung der Systemdienstleistungen zur Spannungsregelung und Trägheit der lokalen Netzstabilität nach EnWG §12h, können diese Eigenschaften bald auch marktlich beschafft und vergütet werden.

Der Artikel wird einen Überblick über die Situation der Systemstabilität in Bezug auf die

Frequenzstabilität, die notwendigen Maßnahmen und deren Folgen und Chancen für Erzeugungsanlagen und Großverbraucher geben.

Einleitung

Die Veränderung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur hat erhebliche Auswirkungen auf das Übertragungsnetz und seine Stabilität. Die installierte Leistung von EE-Erzeugung steigt von 152 GW in 2023 auf über 390 GW bis 2030 (Bild 1). Die steigende Erzeugung aus Wind Onshore sowie Offshore sorgt für signifikant höhere Leistungstransite von Nord nach Süd. Gleichzeitig sinkt die installierte Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland um ca. 48 GW auf nur noch 31 GW. In diesen Annahmen wird neben dem vollständigen Kernenergieausstieg der vollständige Kohleausstieg unterstellt, während die installierte Leistung von Gaskraftwerken auf vergleichbarem Niveau verbleibt. Ein etwaiger Zubau von Gaskraftwerken im Rahmen der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung wird hier nicht berücksichtigt. Bisher liefern die konventionellen Kraftwerke durch ihre Blindleistungsbereitstellung und ihre inhärente Trägheit einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität. Dieser Beitrag nimmt in Zukunft aufgrund des strukturellen Wandels der Energieerzeugungsstruktur weiter

Autoren

Dr. Moritz Mittelstaedt
 Dr. Janek Massmann
 Dr. Tobias Hennig
 Amprion GmbH
 Asset Management
 Systemverhalten
 Dortmund, Deutschland

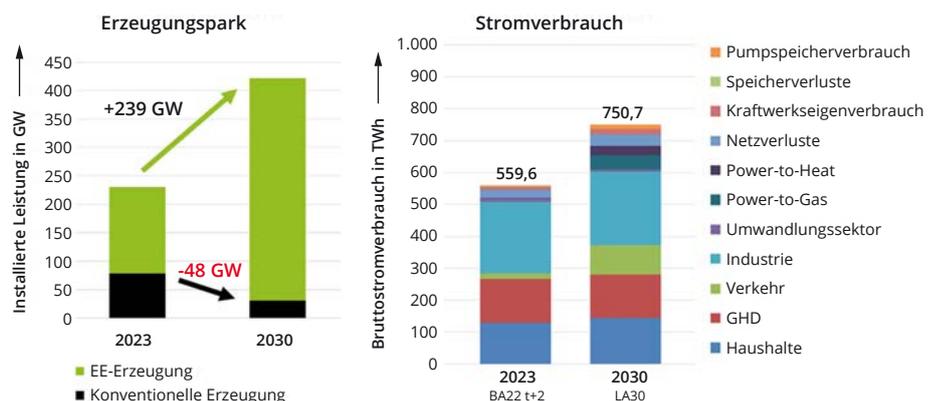


Bild 1. Entwicklung von Last und Erzeugung bis 2030 (BA: Bedarfsanalyse, LA: Langfristanalyse).

ab. Bereits heute gibt es Situationen, in denen kaum konventionelle Kraftwerke am Netz sind und somit kein Beitrag zur Systemstabilität mehr beigesteuert wird. Amprion und die anderen deutschen Übertragungsnetzbetreiber bauen daher Anlagen (rotierende Phasenschieber, STATCOM mit Batteriespeicher), die die erforderlichen Systemleistungen ausgleichen sollen. Allerdings können die ÜNB-Assets nur einen Bruchteil der Systembedarfe decken. Es ist daher zwingend erforderlich, dass die Beiträge zur Systemstabilität auch durch die neuen Erzeugungsanlagen, Großverbraucher oder stillgelegte, umgebaute bzw. neue konventionelle Kraftwerke erbracht werden müssen. Mit der Festlegung der Bundesnetzagentur zur marktgestützten Beschaffung für „Dienstleistungen zur Spannungsregelung“ im Juni 2024 und der bald zu erwartenden Festlegung zur marktgestützten Beschaffung für die „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ (Momentanreserve) existiert ein attraktiver Anreiz für Betreiber von Erzeugungsanlagen und Großverbraucher einen Beitrag zur Systemstabilität anzubieten.

Stabilität nach Netzauftrennungen und Systembedarfe

Die Systemstabilität umfasst zahlreiche Aspekte, die durch die Veränderung in der Erzeugungs- und Verbraucherstruktur betroffen sind. Amprion und die anderen deutschen Übertragungsnetzbetreiber begegnen jedem Aspekt, um für ein sicheres und stabiles Netz zu sorgen. Eines davon ist die Beherrschung sogenannter Netzauftrennungen, bei denen das europäische Verbundsystem ENTSO-E durch eine Störung in mindestens zwei Teilnetze aufgetrennt wird. Ein initialer Netzfehler kann bei einem bereits vorher geschwächten Netz, in dem beispielsweise nicht alle Betriebsmittel zur Verfügung stehen, zu kaskadierenden Ausfällen führen, wodurch sich durch Schutzauflösung das Netz aufteilt. Häufig sind auch nicht konzeptgemäß geklärte Fehler (bspw. Kurzschlüsse) die Ursache für eine solche Kaskade.

Solche Netzauftrennungen wurden bisher als sehr selten auftretende Großstörungen angenommen. Nach dem Störfall am 04.11.2006 [1] kam es in der letzten Vergangenheit am 08.01.2021 [2], am 24.07.2021 [3] und am 21.06.2024 [4] zu weiteren Netzauftrennungen (Bild 2). Auch wenn sich die Ereignisse in ihrer Abfolge, die zu den Netzauftrennungen führten, und den Störungsauswirkungen unterscheiden, sind diese durch ein gemeinsames Merkmal – hoher überregionaler Wirkleistungstransport – charakterisiert. Folglich ist davon auszugehen, dass mit einer höheren Auslastung und steigenden Transits die Wahrscheinlichkeit für Netzauftrennungen zunimmt. So betrug die über die Schnitt- oder Risskante übertragene Leistung unmittelbar vor der

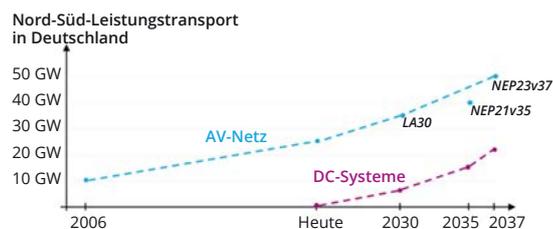
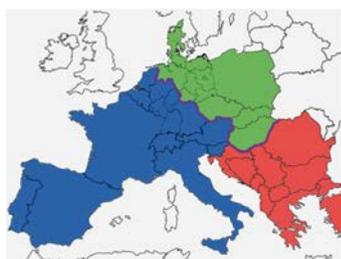


Bild 2. Netzauftrennung 2006 (links). Steigender Nord-Süd Leistungstransit bis 2037 (rechts).

Netzauftrennung am 4.11.2006 etwa 10 GW, die von Nord-Ost nach Süd-West transportiert wurde. Schon heute liegen die Transite über dieselbe Schnittkante bei über 20 GW. Im Szenario für 2030 liegen die maximalen Transite etwa bei 35 GW. Netzauftrennungen entlang der Schnittkante von 2006 sind spätestens hier und bei den unterstellten Bedingungen nicht mehr beherrschbar. Im Szenario des Netzentwicklungsplans (Szenario B, Version 2023) für 2037 liegt der Transit bei über 50 GW, zuzüglich der Transite über die DC-Systeme (ca. 20 GW). Selbst wenn die DC-Systeme dieses Ereignis stabil durchfahren und weiterhin Leistung übertragen, sind diese Netzauftrennungen mit den sich einstellenden Leistungsungleichgewichten und unter Berücksichtigung der heute verfügbaren Gegenmaßnahmen nicht beherrschbar.

Jede Netzauftrennung hat Auswirkungen auf das gesamte ENTSO-E Gebiet und kann zu einem vollständigen Versorgungsausfall eines der beiden Teilnetze oder sogar beider Teilnetze führen.

Im kontinentaleuropäischen Verbundsystem stehen daher Netzauftrennungen beim Thema Frequenzstabilität im Fokus. Das Ziel bei der Beherrschung von Netzauftrennungen ist es, einen möglichen Versorgungsausfall auf kleine Teilbereiche (einzelne, sich aus der Netzauftrennung ergebende Netze) zu beschränken und einen vollständigen Ausfall des gesamten kontinentaleuropäischen Verbundnetzes zu verhindern. Hierzu ist zum einen ausreichend Momentanreserve und zum anderen ein zuverlässig funktionierender Systemschutzplan, sowie eine ausreichende Robustheit der Anlagen gegenüber auftretenden Frequenz- und Spannungsänderungen sowie Winkelsprüngen erforderlich.

Die lokal an einzelnen Erzeugungsanlagen oder Lasten auftretenden Frequenzgradienten können aufgrund von z.B. geographischen bzw. elektrischen Gegebenheiten (Nähe zur Risskante) um ein Vielfaches höher sein als der systemische Frequenzgradient [5]. Dies muss bei der Ausgestaltung der technischen Anforderungen (Anlagenrobustheit) und der Dimensionierung der Maßnahmen zur Erhöhung der Momentanreserve berücksichtigt werden. Durch eine Begrenzung des systemischen Frequenzgradienten auf 1 Hz/s, soll sichergestellt werden, dass lokal keine unzulässig hohen Frequenzgradienten auftreten, die zu einer

großflächigen Netztrennung von Erzeugungsanlagen oder Verbrauchern führen. Durch die Begrenzung systemischer Frequenzgradienten auf $\leq \pm 1$ Hz/s kann zudem die Wirksamkeit des Systemschutzplans auch unter Berücksichtigung der erforderlichen Messzeiten für die Frequenzbestimmung, sowie der Reaktionszeiten einzelner Maßnahmen, wie z.B. Lastabwurf oder Überfrequenzleistungsreduktion, ermöglicht werden. [6, 7] Dementsprechend muss für eine Beherrschung von Netzauftrennungen sichergestellt werden, dass die Teilsysteme über ausreichend Momentanreserve verfügen, um den Frequenzgradienten auf 1 Hz/s zu begrenzen. [8]

Da der Abruf von Momentanreserve mit einem Anstieg oder Rückgang der Frequenz einhergeht, muss diese vor dem Erreichen der systemischen Frequenzgrenzen von 47,5 Hz bzw. 51,5 Hz durch übergeordnete Regelungen und Maßnahmen abgelöst werden, um Schutzauflösungen und die Trennung von Anlagen zu vermeiden. Hierzu kommen Maßnahmen des Systemschutzplans [9] als letztmögliches Instrument zur Vermeidung einer Versorgungsunterbrechung zum Einsatz.

Im Unterfrequenzbereich wird neben abschaltbaren Lasten und dem Stopp von im Pumpbetrieb befindlichen Pumpspeicherkraftwerken vor allem der frequenzabhängige Lastabwurf (Unterfrequenzlastabwurf) eingesetzt. Hierzu sind im Frequenzbereich zwischen 49 Hz bis 48,1 Hz 10 Lastabwurfstufen mit jeweils 5 % bis 10 % der Netzlast vorgesehen. Dies umfasst somit insgesamt, gemäß den Vorgaben des Systemschutzplans, $45\% \pm 7\%$ der gesamten Netzlast. Durch den Abwurf der Lasten kann einem weiteren Rückgang der Frequenz entgegen gewirkt, die Frequenz stabilisiert und im Idealfall in das Frequenzband von $50 \pm 0,2$ Hz zurückgeführt werden. Im Überfrequenzbereich ist im Systemschutzplan die Überfrequenzleistungsreduktion durch Erzeugungsanlagen vorgesehen. Durch diese technische Mindestanforderung sind Erzeugungsanlagen dazu verpflichtet, ab 50,2 Hz die eingespeiste Leistung proportional zur Frequenzabweichung zu reduzieren und dadurch dem Leistungsüberschuss entgegenzuwirken. Als Teil dieser Anforderung müssen Anlagen ihre Leistung um 40 % pro Hz reduzieren können.

Im Rahmen der Bewertung der Systemstabilität 2037 des Netzentwicklungsplans

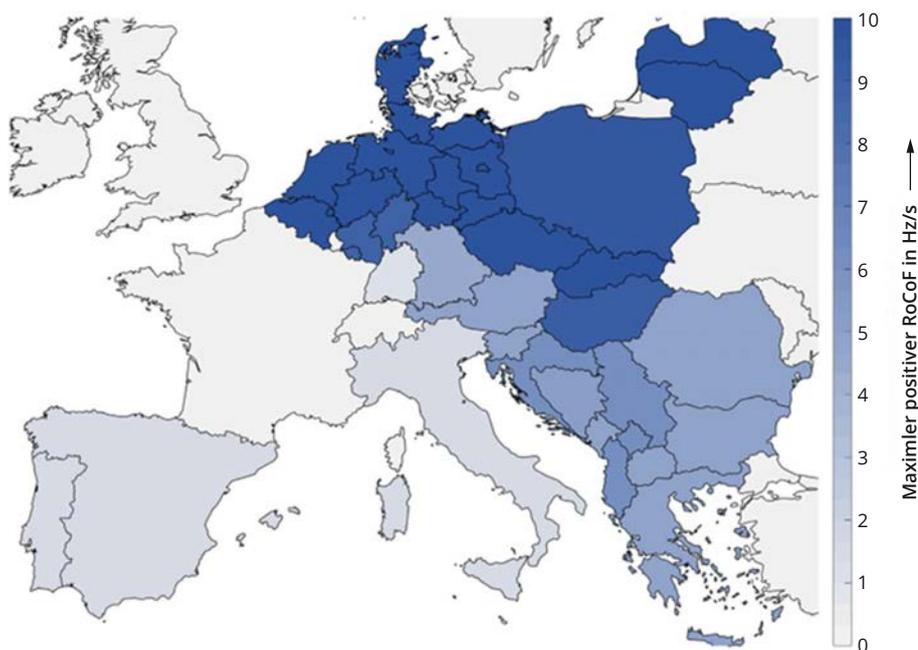


Bild 4. Maximal auftretenden (positive) Frequenzgradienten für die auslegungsrelevanten Netzauf-trennungen (Quelle: Netzentwicklungsplan Version 2023, Bewertung der Systemstabilität).

(NEP) [10] werden die Zusammenhänge zwischen den auftretenden Frequenzgradienten bei unterschiedlichen, auslegungsrelevanten Netzauf-trennungen veranschaulicht und daraus der regionale Momentanreservebedarf in Deutschland bundesland-scharf ermittelt. Hierzu werden zahlreiche auslegungsrelevante Netzauf-trennungen aus zugrunde gelegt. Für das kontinentaleuropäischen Verbundnetz kann festgestellt werden, dass insbesondere das nördliche und nordöstliche Mitteleuropa (Bild 3) von z.T. sehr hohen (positiven und negativen) Frequenzgradienten bis über 10 Hz/s bei einzelnen Netzauf-trennungen betroffen wäre.

Dies ist darauf zurückzuführen, dass es sich hier um Gebiete mit starkem Erzeugungs-überschuss (entlang der Küsten von Nord und Ostsee durch hohe Offshore – Winderzeugung) handelt. Wie bereits erläutert, resultiert ein solcher Erzeugungsüberschuss im Fall einer Netzauf-trennung in einem Leistungsungleichgewicht in der betroffenen Netzeinsel, der sich ohne entsprechende Gegenmaßnahmen in hohen Frequenzgradienten ausdrückt. Zusätzlich wirkt sich der zukünftige Rückbau der heute noch vorhandenen konventionellen Erzeugung in (Süd-) Osteuropa (z.B. Kohlekraftwerke) negativ auf die zu erwartenden Frequenzgradienten aus.

Die geographisch gleichen Gebiete im nördlichen und nordöstlichen Mitteleuropa sind auch von hohen negativen Frequenzgradienten bei (anderen) auslegungsrelevanten Netzauf-trennungen betroffen. Diese Situationen sind von hohem Leistungsimport in diese Regionen geprägt, die vor allem in windschwachen Zeiten auftreten. Dies führt zu einem erheblichen zusätzlichen positiven Momentanreservebedarf, da analog zu den Überfrequenzszenarien in diesen Regionen

kaum Momentanreserve (z.B. durch konventionelle Kraftwerke) verfügbar ist.

Mit den bisherigen Ergebnissen kann der Momentanreservebedarf für relevante Netzauf-trennungen für Deutschland ermittelt werden. Als Schlüssel zur Verteilung der bundeslandscharfen Ausweisung der (deutschlandweiten) Momentanreservebedarfe wurde die am Netz befindliche installierte Erzeugungsleistung gewählt.

Grundsätzlich ist festzustellen, dass der absolute Momentanreservebedarf über alle auslegungsrelevanten Über- und Unterfrequenzinseln im Vergleich zum NEP 2035 (2021) weiter zunimmt, wobei die negativen Momentanreservebedarfe (Überfrequenzinsel) deutlich größer sind und auch relativ stärker zunehmen. Allerdings ist ein direkter Vergleich zwischen dem NEP 2035 (2021) und dem NEP 2037 / 2045 (2023) nicht möglich, da im vergangenen NEP nur

eine Netzauf-trennung (2006er System-Split) betrachtet wurde. Mit der neuen Methodik wurden nun weit mehr relevante Netzauf-trennungen ermittelt und der daraus maximal notwendige Bedarf berechnet.

Deckung der Systembedarfe

In Analysen zur Ermittlung der Systembedarfe hinsichtlich Frequenzstabilität für das Zieljahr 2037 stehen potenzielle Netzauf-trennungen in Kontinentaleuropa im Vordergrund. Hierbei werden die für Deutschland relevanten Netzauf-trennungen in den Fokus gerückt und erforderliche Systembedarfe abgeleitet, um eine Beherrschung dieser Netzauf-trennungen für das Zielszenario sicherzustellen. Dies umfasst zum einen die Bestimmung der benötigten Momentanreserve-Bedarfe zur Begrenzung des initial entstehenden Frequenzgradienten und zum anderen weitere frequenzbezogene Maßnahmen des Systemschutzplans zur Stabilisierung der Frequenz innerhalb der definierten Frequenzgrenzen.

Bild 4 zeigt im Überfrequenzszenario für jedes Bundesland die verfügbare Momentanreserve sowie die resultierenden theoretischen Potentiale der unterschiedlichen Technologien als farbige Balken dargestellt. Im Vergleich hierzu zeigt der graue Balken die benötigte Momentanreserve des jeweiligen Bundeslands, die erforderlich ist, um die auftretenden Frequenzgradienten für das jeweils kritischste auslegungsrelevante Szenario auf 1 Hz/s zu begrenzen.

Nur mit Hilfe der getroffenen, sehr optimistischen Annahmen können die identifizierten Bedarfe an positiver und negativer Momentanreserve gedeckt werden. Es zeigen sich jedoch sehr starke regionale Unterschiede der Potentiale an Momentanreserve.

Während in einigen Bundesländern insbesondere im Süden Deutschlands, wie z.B. Baden-Württemberg oder Bayern, die theoretischen Potentiale die identifizierten Bedarfe übersteigen, zeigt sich im Norden

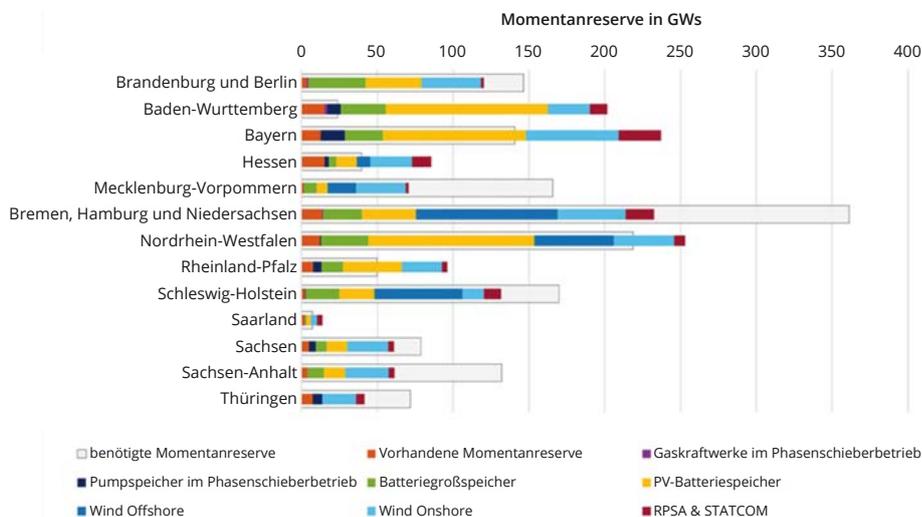


Bild 4. Benötigte (grau) und verfügbares Potential an (bunt) Momentanreserve für auslegungsrelevanten Netzauf-trennungen – Überfrequenzszenario (Quelle: Netzentwicklungsplan Version 2023, Bewertung der Systemstabilität).

Deutschlands eine deutliche Unterdeckung der identifizierten Bedarfe sowohl für negative als auch für positive Momentanreserve. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass viele Bestandsanlagen, die nicht zur Bereitstellung von Momentanreserve herangezogen werden können, im Norden Deutschlands verortet sind. Ein Großteil der neu installierten Großbatteriespeicher und PV-Batteriespeicher werden hingegen im Süden Deutschlands zugebaut, wodurch hier große Potentiale für Momentanreserve entstehen. Darüber hinaus zeigt sich, dass neben Speichern vor allem auch Windenergieanlagen zur Deckung der hohen negativen Momentanreservebedarfe in den nördlichen und nordwestlichen Bundesländern beitragen können.

Bedeutung von Erzeugungsanlagen und Großverbrauchern

Daraus resultiert die Forderung, dass alle erschließbaren Potentiale zur Erbringung von Momentanreserve zwingend zu nutzen sind. Einerseits müssen die ÜNB-eigenen Betriebsmittel, vornehmlich Kompensationsanlagen (STATCOMs und rotierende Phasenschieber), mit der Möglichkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve (zusätzlicher Kurzzeitspeicher bei STATCOMs, zusätzliche Schwungmasse bei rotierenden Phasenschiebern) ausgestattet werden. Diese als gesichert anzunehmenden Betriebsmittel können aber aufgrund der begrenzten Gesamtanzahl auch nur einen begrenzten Beitrag leisten. Daher müssen andererseits möglichst bald alle an das Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen (Wind, PV, Speicher) ebenfalls ertüchtigt werden, um einen Beitrag zur Momentanreserve leisten zu können. Diese Forderung beinhaltet auch, dass zukünftig noch ungenutzte Potentiale in der Mittel- und Niederspannung erschlossen werden müssen. Zudem können auch neu errichtete Kraftwerke einen Beitrag zur Momentanreserve leisten, indem sie mit einer Kupplung und ggf. einer Schwungmassenerweiterung ausgestattet werden, um im Phasenschieberbetrieb betrieben werden zu können und damit unabhängig vom Betrieb der Anlage einen Beitrag zur Momentanreserve zu leisten. Das gilt insbesondere für neu zu errichtende Gaskraftwerke, die im Zuge der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung [11]. Stillzuliegende (Kohle-)Kraftwerke sind auch dazu geeignet für eine begrenzte Zeit und nach Umbau als rotierende Phasenschieber weiter genutzt zu werden. So wurde beispielsweise das Kraftwerk Westfalen E in der Nähe von Dortmund nach seiner Stilllegung und Ablauf des Reservebetriebs 2021 umgerüstet und wird seitdem als Phasenschieber betrieben [12].

Um die technologische Entwicklung und Marktreife für umrichtergekoppelte Anlagen mit Beitrag zur Momentanreserve zu

unterstützen bzw. zu beschleunigen ist geplant Momentanreserve marktgestützt zu beschaffen und entsprechend zu vergüten. Bereits 2023 wurde der erste Entwurf für ein Beschaffungskonzept von der Bundesnetzagentur veröffentlicht und konsultiert [13]. In nächster Zeit ist daher mit der Verabschiedung eines finales Beschaffungskonzept und dem Start der marktgestützten Beschaffung zu rechnen.

Für die Bereitstellung von Blindleistung existiert bereits ein verabschiedetes Beschaffungskonzept [14], wodurch die markt-gestützte Beschaffung 2025 beginnt. Für umrichtergekoppelte Erzeugungsanlagen oder Großverbraucher, aber auch für neue oder stillgelegte Kraftwerke im Phasenschieberbetrieb ergibt sich damit neben der Bereitstellung von Momentanreserve eine weitere potenzielle Einnahmequelle durch die Bereitstellung von Momentanreserve und Blindleistung.

Amprion verfolgt gemeinsam mit den anderen Übertragungsnetzbetreibern einen zweistufigen Ansatz, um zeitnah die möglichen Potentiale an Momentanreserve erschließen zu können. Zum einen soll durch die zeitnahe Einführung einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve das genannte Anreizsystem geschaffen werden. Dadurch können Anreize entstehen, weitere Anlagen zur Momentanreserveerbringung (durch Dritte) zu installieren, Entwicklungen bei Herstellern für einen größeren Momentanreservebeitrag der einzelnen Anlagen anzustoßen bzw. Hersteller zu Weiterentwicklungen in diesem Bereich zu motivieren und bestenfalls durch die Anreize auch die regionale Verteilung zu verbessern. Darüber hinaus soll aber auch weiterhin parallel zur marktgestützten Beschaffung der Weg einer Festlegung verbindlicher Mindestanforderungen für Erzeugungsanlagen und Lasten zur Bereitstellung von Momentanreserve weiterverfolgt werden. Die Grundlage dafür ist bereits in den europäischen technischen Netzanschlussrichtlinien für Erzeugungsanlagen (RfG 2.0) gelegt. Eine nationale Umsetzung ist bis 2027/28 geplant.

Referenzen

- [1] UCTE – *Final Report- System Disturbance on 4 November 2006*; URL: https://ecolo.org/documents/documents_in_english/blackout-nov-06-UCTE-report.pdf (geprüft am 02.09.2024).
- [2] ENTSO-E Interim Report – Continental Europe Synchronous Area Separation on 8 January 2021; URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/SOC%20Reports/Continental%20Europe%20Synchronous%20Area%20Separation%20on%2008%20January%202021%20-%20Main%20Report_updated.pdf (geprüft am 02.09.2024).
- [3] Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 July 2021; URL: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/2022/entso-e_

CESysSep_210724_02_Final_Report_220325.pdf (geprüft am:02.09.2024).

- [4] Grid incident in south-eastern part of Continental Europe power system – Update; URL: <https://www.entsoe.eu/news/2024/07/15/grid-incident-in-south-eastern-part-of-the-continental-europe-power-system-update/> (geprüft am 30.08.2024)
- [5] C. Strunck et. al., Verhältnis zwischen globalen und lokalen Frequenzgradienten und ihre Bedeutung für Robustheitsanforderungen von Erzeugungsanlagen, VDE Hochspannungstechnik, November 2022; URL: <https://www.vde-verlag.de/proceedings-de/455978038.html> (geprüft am 02.09.2024).
- [6] ENTSO-E, Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF), Dezember 2020; URL: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf (geprüft am 02.09.2024).
- [7] ENTSO-E (2016) – Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe, Requirements and impacting factors – RG-CE System Protection & Dynamics SubGroup; URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf (geprüft am 02.09.2024).
- [8] In anderen Synchronzonen existieren ähnliche Vorgaben. So schreibt bspw. Eirgrid in Irland einen maximalen RoCoF von 1 Hz/s vor; Aemo schreibt in Australien einen maximalen Frequenzgradienten von 0,5 Hz/s vor, auch wenn sich die bedarfsdimensionierenden Ereignisse sehr stark unterscheiden.
- [9] Übertragungsnetzbetreiber (2021). System-schutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber; URL: https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/static-files/ntp-relaunch/dokumente/strom-marktdesign/emergency%20and%20restoration/veroeffentlichung_systemschutzplan/systemschutzplan_der_uenb_2020_hauptdokument.pdf (geprüft am 02.09.2024)
- [10] Systemstabilität, Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023), 2. Entwurf. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-09/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Systemstabilitaet_0.pdf (geprüft am 03.09.2024)
- [11] Kraftwerksstrategie für wasserstofffähige Kraftwerke: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kraftwerksstrategie-2257868> (zuletzt am 23.08.2024 geprüft)
- [12] RWE Kraftwerk Westfalen. URL: <https://www.rwe.com/der-konzern/laender-undstandorte/kraftwerk-westfalen/> (geprüft am 04.09.2024)
- [13] Bundesnetzagentur: Entwurf eines Konzeptes für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnWG. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-010/BK6-23-010_konsultationsdokument.pdf?__

blob=publicationFile&v=1 (geprüft am 04.09.2024)

[14] Bundesnetzagentur: Beschluss BK6-23-072 am 25.06.2024 URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-072/BK6-23-072_beschluss_vom_25.06.2024.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (geprüft am 04.09.2024)

Abstract

The importance of power plants and large-scale consumers for system stability

The integration of the planned offshore wind energy plants and the overall accelerated expansion of renewable energy generation plants targeted by the German government, with more than a doubling of installed capacity by 2030, coupled with a simultaneous sharp increase in consumption, will foreseeably result in very high power transits in the German transmission grid. At the same time, with the shutdown of the last coal-fired power plants by 2030, only a few large synchronous machines will be able to support the system. Scenarios for the year 2030 show that system stability is no longer guaranteed in all hours and for all design-relevant faults. In the 2030 scenario considered, critical grid disconnections are no longer manageable in numerous hours.

The transmission system operators (TSOs) are strengthening the grid with their own systems, such as STATCOM systems with short-term storage or rotating phase-shifting systems with additional flywheels. How-

ever, these measures alone will not be enough to maintain stability at today's level.

In the future, therefore, power-generating plants, but also, in particular, large-scale consumers, will have to make a contribution to stability. Amprion has developed ideas on how the next generation of power-generating plants and large-scale consumers can stabilise the system.

In the future, converter-based power-generating plants with grid-forming properties, in particular, will be able to contribute to the instantaneous reserve in order to ensure that grid disruptions can be controlled. New conventional power plants can, if they are not in power operation, be run in phase-shifting operation to stabilise the system with their reactive power feed-in and inertia. With the implementation of the system services for voltage control and inertia of local grid stability according to EnWG §12h, these properties can soon also be procured and remunerated on the market.

The article will provide an overview of the system stability situation in terms of frequency stability, the necessary measures and their consequences and opportunities for generation plants and large consumers.

vgbe energy - All rights reserved / Alle Rechte vorbehalten - ©



vgbe-Standard VGBE-S-197-00-2024-04-DE

Statische und quasistatische Dichtungen

vgbe-Standard VGBE-S-197-00-2024-04-DE. 58 S., 23 Abb., DIN A4 (2024), ISBN 978-3-96284-320-5 (Print, Deutsch), ISBN 978-3-96284-321-2 (E-Book, Deutsch) Dieser vgbe-Standard liegt nur in Deutscher Sprache vor. This vgbe-Standard is only available in German. Preis für vgbe-Mitglieder* 135,- €, Nichtmitglieder 195,- €, + Versand und USt.



In diesem vgbe-Standard werden Hinweise für den Einsatz von Dichtungen und deren Ausführung in Energieanlagen gegeben. Auslegung, Werkstoffauswahl, Prüfung und Handhabung von statischen und quasistatischen Dichtungen werden behandelt.

Der vorliegende vgbe-Standard soll unterstützen bei eindeutigen Festlegungen für den Liefer- und Leistungsumfang zwischen Besteller und Lieferer und für die anschließende Vertragsabwicklung. Der vgbe-Standard ist eine Sammlung von Erfahrungen und Empfehlungen und wurde nach bestem Wissen erstellt. Es bezweckt die Zusammenfassung vorhandener Informationen über bestimmte Erkenntnisse dieses Sachgebietes zur Arbeitserleichterung für den Benutzer. Der vgbe-Standard ist ein wichtiges Mittel zur Rationalisierung und dient der leistungssteigernden Kooperation zwischen den Beteiligten.

Die vollständige oder auszugsweise Anwendung muss zwischen Besteller und Lieferer vereinbart werden. Ein Zwang zur Anwendung besteht nicht. Eine Haftung, auch für die sachliche Richtigkeit der Darstellung, ist ausgeschlossen. Ebenso sind patentrechtliche und andere Schutzrechte vom Anwender eigenverantwortlich zu klären. Soweit in diesem vgbe-Standard auf Richtlinien, Normen und Bestimmungen Bezug genommen wird und diese zwischenzeitlich geändert wurden, sind die Neuausgaben entsprechend zu berücksichtigen bzw. sinngemäß anzuwenden.

* Für Ordentliche Mitglieder des vgbe energy e.V. ist der Bezug von ebooks im Mitgliedsbeitrag enthalten. pulse.vgbe.energy
Access for ebooks (PDF files) is included in the membership fees for Ordinary Members (operators, plant owners) of vgbe energy e.V.

vgbe energy service GmbH | Deilbachtal 173 | 45257 Essen | Deutschland
Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften | +49 201 8128-200

www.vgb.org/shop
sales-media@vgbe.energy

vgbe Events 2024 | Please visit our website for updates!

Congress/Kongress

vgbe | Congress 2024
vgbe | Kongress 2024



Call for Papers!



11 & 12 September 2024
Potsdam, Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
Angela Langen
t +49 201 8128-310
e vgbe-congress@vgbe.energy

vgbe/VEÖ Expert Event
River Management and Ecology



21 and 22 May 2024
Salzburg, Austria

Contact

Eva Silberer
t +49 201 8128-202
e eva.silberer@vgbe.energy

Konferenzen | Fachtagungen

DIHKW 2024
Energieversorgung Deutschlands –
Chancen und Risiken



Fachtagung mit Fachausstellung
16. und 17. April 2024
Garmisch-Partenkirchen, Deutschland

Contact

Jennifer Kulinna
t +49 201 8128-206
e vgbe-dihkw@vgbe.energy

vgbe KELI 2024
Elektro-, Leit- und Informations-
technik in der Energieversorgung



mit Fachausstellung

14 to 16 May 2024
Bonn, Germany

Contact

Ulrike Troglio
t +49 201 8128-282
e vgbe-keli@vgbe.energy

vgbe Dampfturbinen
und Dampfturbinenbetrieb 2024
vgbe Steam Turbines and
Operation of Steam Turbines 2024



mit Fachausstellung/
with Technical Exhibition

28 and 29 May 2024
Würzburg, Germany

Contact

Diana Ringhoff
t +49 201 8128-232
e vgbe-dampfturb@vgbe.energy

vgbe Chemiekonferenz 2024
vgbe Conference Chemistry 2024



mit Fachausstellung/
with Technical Exhibition

22 to 24 October 2024
Potsdam, Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
e vgbe-chemie@vgbe.energy

Seminare | Workshops

Basics Wasserchemie
im Kraftwerk



vgbe | Online-Seminar
21. und 22. Februar 2024

Contact

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasserdampf@vgbe.energy

Wasseraufbereitung
vgbe | Seminar



20. und 21. März 2024
Velbert, Deutschland

Contact

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasseraufb@vgbe.energy

Flue Gas Cleaning 2024



Workshop

22 and 23 May 2024
Frankfurt a.M., Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
e vgbe-flue-gas@vgbe.energy

Chemie im
Wasser-Dampf-Kreislauf



vgbe | Seminar
13. und 14. November 2024

Contact

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasserdampf@vgbe.energy

Offshore Windenergieanlagen –
Arbeitsmedizin 2024



Fortbildungsveranstaltung
6. und 7. September 2024
Emden, Deutschland

Contact

Dr. Gregor Lipinski
t: +49 201 8128 272
t +49 201 8128-272
e gregor.lipinski@vgbe.energy

Immissionsschutz- und
Störfallbeauftragte 2024



Fortbildungsveranstaltung
26. bis 28. November 2024
Höhr-Grenzhausen, Deutschland

Contact

Stephanie Wilmsen
t +49 201 8128-244
e vgbe-immission@vgbe.energy

Information on all
events with exhibition
Auskunft zu allen
Veranstaltungen
mit Fachausstellung

t +49 201 8128-310/-299
e events@vgbe.energy

Updates www.vgbe.energy

Exhibitions and Conferences

E-world energy & water

20. bis 24. Februar 2024
Essen, Deutschland

www.e-world-essen.com

Enlit Europe 2024

22 to 24 October 2024
Milan, Italy

www.enlit-europe.com/

56. Kraftwerkstechnisches Kolloquium

8. und 9. Oktober 2024
Dresden, Deutschland

<https://t1p.de/tud-kwt> (Kurzlink)