

Fact Sheet zur Spannungsstabilität

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

SYS STAB 2030

SysStab2030 bündelt die Kompetenzen von Übertragungsnetzbetreibern, Forschungseinrichtungen, Industrie und Zertifizierern um die Systemstabilität in einem zunehmend stromrichterdominierten Energiesystem zu sichern. Im Zentrum steht die Frage, wie die erforderlichen Systembedarfe ermittelt und durch Erzeugungsanlagen und Verbraucher über technische Mindestanforderungen oder marktliche Beschaffung am besten gedeckt werden sollen. Das Ziel hierbei ist es, schon innerhalb des Projekts einen Branchenkonsens abzubilden, sodass die Umsetzung in den technischen Mindestanforderungen beschleunigt wird. Dieses Forschungs- und Entwicklungsvorhaben wird an vielen Stellen mit der BMW-Roadmap Systemstabilität verknüpft, um sowohl Prozesse aus der BMW-Roadmap zu bedienen als auch um Ergebnisse aus der BMW-Roadmap im Verbundprojekt weiterzuverwenden. Expertinnen und Experten von insgesamt 13 geförderten sowie neun assoziierten Partnern arbeiten gemeinsam an Lösungen, um die Systemstabilität bei Fortschreiten der immensen Herausforderungen von Struktur- und Netznutzungswandel auch in Zukunft zu gewährleisten. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie fördert das Forschungsprojekt mit über 5 Millionen Euro.

Publikationsdetails

Bitte zitieren Sie folgendes Dokument als:

Verbundvorhaben SysStab2030 – Fact Sheet zur Spannungsstabilität

Erstellt als Teil des Vorhabens:

Verbundvorhaben SysStab2030 – Systemstabilität durch marktbasierte Systemdienstleistungen und technische Mindestanforderungen an zukünftige elektrische Anlagen

Version 1.0

22.06.2026



Unter diesem QR Code
steht diese Publikation
als PDF-Download zur
Verfügung

Kontakt:

www.sysstab2030.de

sysstab2030@amprion.net

Autoren:

Universität Stuttgart: Prof. Dr. Hendrik Lens, Hassan Abouelgheit

Amprion GmbH: Dr. Maik Schönefeld

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Danksagung

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie gefördert:

Bewilligungszeitraum: 01.07.2024 – 31.12.2026

Förderkennzeichen: 03EI6122

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iv
1 Bedarfsdimensionierendes Ereignis/Eingetretener Zustand	1
1.1 Kurzschluss im Übertragungsnetz	1
1.2 Leistungsflussänderungen resultierend aus veränderter Last-/Einspeisesituation nach einem Stundenwechsel mit gleichzeitigem Störfall	4
2 Literaturverzeichnis	9

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Blindleistungsregionen	zur	Anwendung	der
	Blindleistungsbilanzierung [2]		7	

1 Bedarfdimensionierendes Ereignis/Eingetretener Zustand

1.1 Kurzschluss im Übertragungsnetz

Bedarfdimensionierendes Ereignis/Eingetretener Zustand				
Bezeichnung des Ereignisses/Zustands	Kurzschluss im Übertragungsnetz			
Tangierte Stabilitätsaspekte	Frequenz	Spannung	Transient	Resonanz
		X (Kurzzeit)		
Beschreibung des Ereignisses/Zustands Ein Kurzschluss führt zu einem Spannungstrichter, dessen Tiefe und Ausdehnung davon abhängt, wie viele Spannungsquellen (Elemente mit netzbildenden Eigenschaften) und Anlagen, die sich an der Spannungsstützung beteiligen (Elemente mit netzfolgenden Eigenschaften) in der Umgebung sind. Der Spannungstrichter darf nicht dazu führen, dass bei einer relevanten Anzahl von Anlagen die Voltage-Ride-Through-Anforderungen überschritten werden. Hieraus ergibt sich ein Mindestmaß an spannungsstützenden Eigenschaften, das sowohl durch netzbildenden als auch netzfolgenden Anlagen bzw. einer Kombination beider gedeckt werden kann.				
Aus dem Ereignis/Zustand resultierende Bedarfe Komponenten mit netzbildenden Eigenschaften (mit oder ohne Trägheit) sowie Anforderungen an die Höhe und Schnelligkeit der Spannungsstützung durch Blindstromeinspeisung in der Fehlerregion. Bei sehr hoher Durchdringung von Umrichter-basierten Anlagen mit netzfolgender Regelung ergibt sich eine Anforderung nicht nur zur Stützung / Regelung des Spannungsbetrags, sondern bereits in der ersten Periode auch zur Stützung des Spannungswinkels, was mit der transienten Stabilität zusammenhängt. Hier				

ergibt sich also eine übergreifende Betrachtung, aus der eine Anforderung an Trägheit resultiert.

Warum ist das Ereignis / der Zustand dimensionierend?

Bisher wird dieses Ereignis nicht zur Bedarfsermittlung herangezogen. Dies liegt darin begründet, da der Bestand an Synchrongeneratoren bisher ausreicht, um ungewünschte Abschaltungen von Erzeugungsanlagen und Lasten aufgrund von Spannungseinbrüchen infolge von Kurzschlüssen zu vermeiden. Zukünftig könnte dieses Ereignis aber dimensionierend sein, insbesondere im Hinblick auf die räumliche Verteilung netzbildender Eigenschaften bzw. von Anlagen mit netzfolgenden Eigenschaften, die einen Beitrag zur Spannungsstützung durch eine Blindstromstützung im Fehlerfall leisten. Da diese netzdienlichen Eigenschaften ebenfalls maßgeblich für die Erhaltung der transienten bzw. Rotorwinkelstabilität sind, ist eine enge Verzahnung bei der Bedarfsermittlung von geeigneten Verhaltensweisen der Anlagen in Bezug auf die Spannungsstützung zu berücksichtigen.

Bisher wird die verfügbare Kurzschlussleistung betrachtet. Allerdings ist dies nicht ohne Weiteres übertragbar auf netzbildende Stromrichter.

Qualitative Eintrittswahrscheinlichkeit

Ein Kurzschluss im Übertragungsnetz ist zwar selten, tritt aber hin und wieder auf und ist eine normale Störung, die ohne Versorgungsunterbrechung beherrscht werden muss.

Herausforderungen bei der Verwendung dieses Ereignisses/Zustands für die Bedarfsdimensionierung

- Datenverfügbarkeit - Verfügbarkeit der Netzdaten und Parameter für präzise Analysen; (welche Fehlerklärungszeiten werden als worst case angenommen).
- Anforderungen an die Berechnungsmethode - Eine Auswertung erfordert Simulationen im Zeitbereich, um die Nichtlinearitäten infolge einer Großsignalstörung (hier Kurzschluss) adäquat abbilden zu können.
- Modellierungskomplexität - Detaillierte Nachbildung des Stromnetzes; geeignete dynamische Modelle der Anlagen und den weiteren Betriebsmitteln. Annahmen zum dynamischen Lastverhalten.

- Hohe Anzahl potenzieller auslegungsrelevanter Störfälle - Es gibt sehr viele Orte im System, an denen dreipolige Kurzschlüsse auftreten können.

Welche Angaben werden benötigt, um das Ereignis in einem Modell abbilden zu können?

- Die reale/realitätsnahe Erzeugungs- und Laststruktur und Profile
- Nachbildung des dynamischen, nichtlinearen Verhaltens einschließlich Netz- und Anlagenschutz verschiedener Erzeugungs- und Lasteinheiten sowie von Betriebsmitteln (wie z.B. Modelle mit netzbildender Regelung für Windenergieanlagen und STATCOM-Anlagen)
- Abbildung der Randnetze

Ergänzende Anmerkungen

- Große Überschneidung mit den Ausarbeitungen des Fact Sheets zum bedarfsdimensionierenden Ereignis im Bereich der transienten Stabilität, da nach aktuellem Kenntnisstand jeweils ein Kurzschlussereignis als auslösender Störfall die jeweils notwendigen Bedarfe zur Sicherstellung der Spannungs- bzw. Transienten Stabilität definiert.

1.2 Leistungsflussänderungen resultierend aus veränderter Last-/Einspeisesituation nach einem Stundenwechsel mit gleichzeitigem Störfall

Bedarfsdimensionierendes Ereignis/Eingetretener Zustand				
Bezeichnung des Ereignisses/Zustands	Leistungsflussänderungen resultierend aus veränderter Last-/Einspeisesituation nach einem Stundenwechsel mit gleichzeitigem Störfall			
Tangierte Stabilitätsaspekte	Frequenz	Spannung	Transient	Resonanz
		X (Langzeit) bzw. Spannungshaltung (stationär)		
Beschreibung des Ereignisses/Zustands Leistungsflussverschiebungen durch eine Veränderung der Last-/Einspeisesituation können zu hohen (dynamischen) Blindleistungsbedarfen führen. Gleichzeitig kann es zu (n-1)-Ausfällen, Sammelschienen- oder HGÜ-Ausfällen sowie Exceptional Contingencies kommen. Die sogenannte Exceptional Contingencies sind Fehler mit verlängerter Fehlerklärungszeit und Common-Mode-Ausfälle.				
Aus dem Ereignis/Zustand resultierende Bedarfe Dynamische bzw. regelbare Blindleistungsbedarfe, um einen Stundenwechsel mit gleichzeitiger Störung beherrschen zu können, ohne das Betriebsspannungsband an einem Knoten zu verletzen.				
Warum ist das Ereignis / der Zustand dimensionierend? „Die regelbaren Bedarfe entstehen durch schnelle Änderung der Netzbelastung. Die Volatilität der Netzbelastung wird prinzipiell durch jede leistungsflussrelevante Änderung im System hervorgerufen und hat Auswirkungen auf die Spannung im Netz, die daher durch regelbare Kompensation unmittelbar gestützt werden muss. Die Treiber der größten leistungsflussrelevanten Änderungen sind u.a. die marktgetriebene volatile Einspeisung, Witterungsänderungen, Lärmschutzbedingte Ein- /Abschaltung von Windenergieanlagen und Störungen, die				

Betriebsmittelausfälle nach sich ziehen. Zur Bestimmung der regelbaren Blindleistungsbedarfe werden die Bedarfsänderungen eines Netznutzungsfalls zum nächsten Netznutzungsfall (Stundenwechsel) sowie die Änderung bei Störungen betrachtet.“ [1]

Qualitative Eintrittswahrscheinlichkeit

Separat betrachtet sind Stundenwechsel und (n-1)-Ausfälle im Stromsystem regelmäßig auftretende Phänomene. Ein gleichzeitiges Auftreten der Phänomene ist hingegen eher selten.

Herausforderungen bei der Verwendung dieses Ereignisses/Zustands für die Bedarfsdimensionierung

Der resultierende regelbare Blindleistungsbedarf aus einem solchen Ereignis ist stark von der Leistungsflussverschiebung durch den Stundenwechsel sowie dem damit kombinierten Störfall abhängig und schwankt somit stark. Somit ist ein großer Lösungsraum an Störungen zu untersuchen, um „das“ bedarfsdimensionierende Ereignis zu ermitteln.

Wird das Ereignis / der Zustand bereits für die Bedarfsdimensionierung verwendet? Wenn ja, von wem (in welchem Land bzw. in welchem gesetzlichen Prozess)?

Ja, im Netzentwicklungsplan:

Die regelbaren Bedarfe entstehen durch schnelle Änderung der Netzbelastung. Die Volatilität der Netzbelastung wird prinzipiell durch jede leistungsflussrelevante Änderung im System hervorgerufen und hat Auswirkungen auf die Spannung im Netz, die daher durch regelbare Kompensation unmittelbar gestützt werden muss. Die Treiber der größten leistungsflussrelevanten Änderungen sind u.a. die marktgetriebene volatile Einspeisung, Witterungsänderungen, Lärmschutzbedingte Ein- /Abschaltung von Windenergieanlagen und Störungen, die Betriebsmittelausfälle nach sich ziehen. Zur Bestimmung der regelbaren Blindleistungsbedarfe werden die Bedarfsänderungen eines Netznutzungsfalls zum nächsten Netznutzungsfall (Stundenwechsel) sowie die Änderung bei Störungen betrachtet. Bei Letzteren wird der Bedarf entsprechend den Planungsgrundsätzen ermittelt. Dies umfasst (n-1)-Ausfälle, HGÜ- sowie Sammelschienenenausfälle und Exceptional Contingencies. Im Rahmen von (n-1)-Ausfällen wird auch der Ausfall von Kompensationsanlagen berücksichtigt. Ansonsten wird angenommen, dass alle Anlagen jederzeit und vollständig zur

Verfügung stehen. Für jede Regelzone werden Ausfälle definiert. Die Ausfallrechnung mit diesen Fehlerfällen wird dann im gesamten Jahreslauf und damit in jedem Netznutzungsfall berechnet. Dafür werden ausgehend vom Basisfall die von der betrachteten Störung betroffenen Netzelemente deaktiviert und ein erneuter Leistungsfluss gerechnet. Für das neue Leistungsflussergebnis wird dann der Blindleistungsbedarf bestimmt und die Differenz mit dem Basisfall (n-0) berechnet. Der regionale regelbare Bedarf ergibt sich somit aus der Differenz zwischen dem Vorfehlerniveau und dem eingeschwungenen Nachfehlerzustand. [2]

Die regionale Bilanzierung setzt voraus, dass sich spannungshebende und spannungssenkende Blindleistungsbedarfe und -potenziale innerhalb einer Blindleistungsregion vollständig auskompensieren können. Es bedeutet weiterhin, dass alle Blindleistungsanlagen innerhalb einer Netzgruppe die Spannung regeln können. Inwiefern eine Blindleistungseinspeisung an einem entfernten Netzknoten eine Spannungsänderung bewirkt, hängt maßgeblich von der Kurzschlussleistung und der elektrischen Entfernung zwischen den Netzknoten ab. Als Maßstab für die Regelbarkeit wird die Spannungs-Blindleistungssensitivität genutzt. Sie beschreibt welche Spannungsänderung an einem Netzknoten A durch eine Blindleistungseinspeisung an einem Netzknoten B verursacht wird. Nach Bestimmung einer solchen Sensitivität für alle Höchstspannungsknoten, lassen sich die Netzknoten clustern, die untereinander eine signifikante Sensitivität aufweisen.

[3]

Die resultierenden Blindleistungsregionen sind in Abbildung 1 dargestellt:

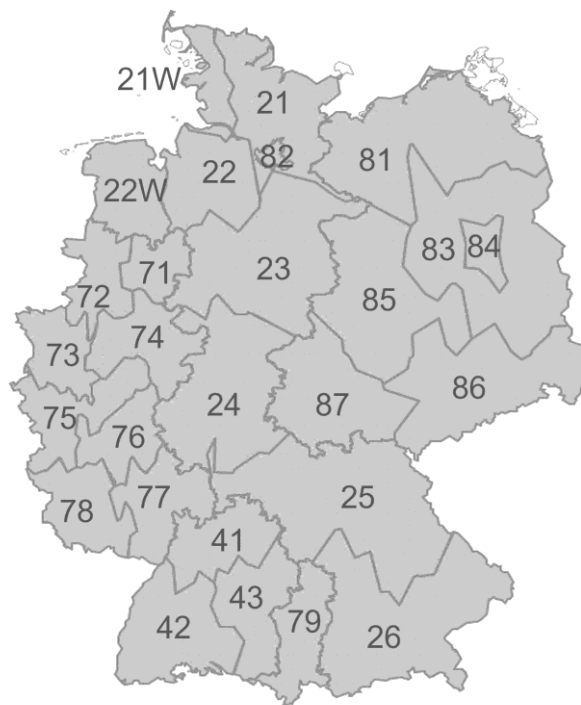


Abbildung 1: Blindleistungsregionen zur Anwendung der Blindleistungsbilanzierung [2]

Daraus ergeben sich für alle 27 Blindleistungsregionen jeweils zwei Worst Case-Situationen, die einerseits zu der größten negativen (spannungshebenden) und andererseits zu der größten positiven (spannungssenkenden) regelbaren Blindleistungsbedarfsänderung führen. Da Stundenwechsel und Störungen zeitgleich stattfinden können, werden die jeweils bestehenden Bedarfe summiert. Zur Beherrschung der dynamischen Ausgleichsvorgänge entstehen jedoch ggf. darüberhinausgehende Bedarfe, um das System sicher und stabil in den stationären Nachfehlerfall zu überführen. Daher wird in Kapitel 4 das Verhalten des Systems im Zeitbereich inklusive der ermittelten Zubaubedarfe betrachtet und die transiente Stabilität für das Zieljahr 2030 (Langfristanalyse) bewertet. Die Blindleistungsregionen wurden auf Basis der Spannungs-Blindleistungssensitivitäten im Rahmen des NEP 2035 ermittelt. Die einzelnen Netzknoten werden zu Blindleistungsregionen geclustert und die Blindleistungsbedarfe und -potentiale für jede Region bilanziert. [2]

Welche Angaben werden benötigt, um das Ereignis in einem Modell abbilden zu können?

- Übertragungsnetzmodell mit Einspeisungen und Lasten sowie deren Wirkleistungsverhalten in mehreren Situationen bzw. Stunden sowie Definition von Ausfallsituationen
- Blindleistungsquellen sowie deren technische Grenzen
- Lediglich stationäre Abbildung notwendig

Ergänzende Anmerkungen

Dieser Steckbrief wurde auf Basis der Überlegungen erstellt, die für das Begleitdokument Systemstabilität des Netzentwicklungsplans 2037/2045 in der Fassung von 2023 im Bereich der Spannungshaltung/Blindleistungskompensation (Kapitel 2) angestellt wurden. [2]

2 Literaturverzeichnis

- [1] 4ÜNB, „Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023),“ 2023. [Online]. Available: <https://www.netzentwicklungsplan.de/archiv/netzentwicklungsplan-20372045-2023>.
- [2] 4ÜNB, „Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2023), zweiter Entwurf,“ 2023.
- [3] 4ÜNB, „Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021),“ 2021.