



Sicherheit und Stabilität im europäischen Stromsystem

Das europäische Stromsystem ist ein weit gespanntes Verbundnetz, das sich von Portugal bis ins Baltikum und bis in die Türkei erstreckt. Für einen sicheren und stabilen Betrieb gelten europaweit einheitliche technische Regeln. Rund 6.000 Großkraftwerke und mittlerweile mehrere Hunderttausend Windturbinen und mehrere Millionen Photovoltaikanlagen speisen in dieses Verbundnetz ein. Gleichzeitig bildet es den Marktplatz des europäischen Stromhandels, über den jeweils die günstigsten Erzeuger zum Einsatz kommen.

Deutschland liegt geographisch und topologisch im Herzen dieses Verbunds und ist daher besonders eng mit seinen Nachbarn verknüpft – ein wesentlicher Beitrag zur hohen Versorgungssicherheit.

Gesteuert und überwacht wird das Gesamtsystem von den Netzleitstellen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber. Sie sind verantwortlich für Sicherheit und Stabilität, tauschen digitale Messwerte aus und speisen sie in mathematische Modelle, um den Systemzustand jederzeit im Blick zu behalten und bei Störungen sofort eingreifen zu können.

Das Verbundnetz ist mehrfach redundant ausgelegt. Fällt eine Leitung, ein Betriebsmittel wie Sammelschienen oder Transformatoren oder ein Kraftwerk aus, bleibt die Stromversorgung gewährleistet. Nur in seltenen Fällen wird das Stromnetz durch solche Ausfälle überlastet. Dann greifen automatische Mechanismen, die Betriebsmittel und Leitungen vor Schäden schützen. Schutzeinrichtungen reagieren beispielsweise auf zu hohe Ströme oder auf zu starke Abweichungen vom Leistungsgleichgewicht. Dann werden gestörte Betriebsmittel oder sogar ganze Netzbereiche aus dem Verbundnetz getrennt.

Leistungsgleichgewicht ist der Kern der Stabilität

Der Kern eines stabilen Netzbetriebs ist das ständige Gleichgewicht zwischen eingespeister und entnommener elektrischer Leistung. Dabei verhält sich das Stromsystem wie ein dynamischer Verbund aus gekoppelten Schwungmassen: Die Generatoren und Turbinen der einzelnen Kraftwerke drehen sich synchron und speichern dabei Rotationsenergie – ähnlich einem Kreisel. Aus dieser mechanischen Drehung entsteht auf der elektrischen Seite die Netzfrequenz. Solange Stromerzeugung und -verbrauch exakt übereinstimmen, beträgt diese überall im europäischen Verbundnetz 50 Hertz.

Wird aus dem Netz mehr Leistung entnommen, d.h. liegt eine größere Verbraucherlast an, als gleichzeitig eingespeist wird, werden die rotierenden Massen abgebremst und die Frequenz sinkt. Umgekehrt steigt sie, wenn zu viel Leistung in das Netz eingespeist wird. Wie stark diese Schwankungen ausfallen, hängt kurzfristig von der Gesamtmasse in den rund 6.000 konventionellen Kraftwerken ab. Je weniger große konventionelle Kraftwerke am Netz sind, desto empfindlicher reagiert das System mit Frequenzschwankungen auf Ungleichgewichte, etwa nach einem Kraftwerksausfall.

Nach den ersten Sekunden greifen automatisch Regelmechanismen ein. Kraftwerke erhöhen bzw. reduzieren ihre Leistungseinspeisung im Sekunden- bis Minutenbereich, steuerbare Verbraucher werden ab- oder zugeschaltet. In Europa koordinieren der deutsche Übertragungsnetzbetreiber Amprion für Nordeuropa und der schweizerische Übertragungsnetzbetreiber swissgrid für Südeuropa diese Eingriffe, um sicherzustellen, dass die Netzfrequenz zu jeder Zeit im erlaubten Bereich bleibt.

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.
Energietechnische Gesellschaft
(ETG)
Merianstraße 28
63069 Offenbach
Tel. +49 69 6308-346
etg@vde.com

Im ausgedehnten Verbundnetz können Leistungspendelungen auftreten

Weil sich das Stromnetz über weite Entfernungen erstreckt, vergehen einige Sekunden, bis eine Leistungs- oder Frequenzänderung an einem Ort des Netzes auch weit entfernte Regionen erreicht – vergleichbar mit Wasserwellen, die sich allmählich ausbreiten. Diese Verzögerung führt zu Schwingungen bzw. Leistungspendelungen zwischen den rotierenden Massen der Kraftwerke. In einem Gebiet werden die rotierenden Massen der Kraftwerke abgebremst, in einem anderen beschleunigt, sodass elektrische Leistung zwischen den Kraftwerken hin- und herpendelt. Die daraus entstehenden Schwingungen haben deutlich niedrigere Eigenfrequenzen (z.B. 0.2 Hz) als die Netzfrequenz und überlagern sich dieser. Je ausgedehnter das Verbundnetz, desto anfälliger ist es für solche Pendelbewegungen.

Im weitläufigen europäischen Verbundsystem lassen sich verschiedene charakteristische Schwingungen beobachten – etwa zwischen Nord und Süd oder, besonders ausgeprägt, zwischen Ost (Polen) und West (iberische Halbinsel). Sie treten an bestimmten Tagen immer mal wieder für einige Minuten auf und klingen dann wieder ab. Angeregt werden sie durch die Vielzahl von Schaltvorgängen im Netz bei sich ständig ändernden Stromeinspeisungen und -abnahmen. Die Anbindung zusätzlicher Regionen wie Türkei, Ukraine und Baltikum verändert das Pendelverhalten ebenso wie die sinkende Zahl großer konventioneller Kraftwerke, wie Kern-, Kohle- oder Gaskraftwerken mit ihren stabilisierenden Schwungmassen.

Wachsen die Leistungsaustausche dieser Pendelungen zu stark an, können Leitungen und Kraftwerke elektrisch überlastet werden und im Extremfall führt das zu deren Abschaltung. Geeignete Regler in Kraftwerken oder neuerdings auch in großen Umrichtern von Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ) oder Batteriespeichern sind zu implementieren und wirken dämpfend auf derartige Phänomene. Welche Rolle solche Schwingungen spielen können, zeigte der große Stromausfall 1996 im Westen Nordamerikas: Nach dem Ausfall mehrerer Leitungen bauten sich dort ungedämpfte Oszillationen auf, lösten Folgeabschaltungen aus und führten schließlich zu einem „Blackout“ – also einem vollständigen Stromausfall – von Kanada bis Kalifornien.

Reserven, Redundanzen und gegenseitige Unterstützungsmaßnahmen sorgen im Verbundnetz für Sicherheit und Stabilität

Das europäische Stromnetz ist nach dem Prinzip der „(n-1)-Sicherheit“ ausgelegt. Dieses Grundkonzept verlangt, dass der Ausfall eines einzelnen Netzelements – etwa einer Leitung oder eines Transformators – nicht zu Folgeproblemen oder gar einer Versorgungsunterbrechung führen darf. Um dies zu gewährleisten, müssen die Übertragungsnetzbetreiber dafür sorgen, dass nach einem Ausfall im Netz

- Leitungen nicht überlastet werden,
- die Spannungen im gesamten Netz innerhalb der zulässigen Toleranzen bleiben,
- die Kurzschlussleistung für Fehlerfälle weder zu hoch noch zu niedrig ausfällt, sodass Störungen lokal begrenzt und dennoch sicher abgeschaltet werden können und
- weitere Stabilitätskriterien wie Spannungs-, Winkel- und transiente Stabilität durchgehend eingehalten sind. Werden diese Stabilitätsgrenzen verletzt, drohen dynamische Prozesse, die zu kaskadierenden Abschaltungen von Leitungen oder Kraftwerken führen können.

Um Gefährdungen frühzeitig zu erkennen, analysieren die Netzbetreiber das System kontinuierlich – inzwischen unterstützt von Assistenzsystemen – und simulieren mögliche Stressszenarien wie extreme Wetterlagen, Unwetterereignisse, außergewöhnliche Marktsituationen oder technische Ausfälle. Kritische Phasen, etwa bei starkem Wind- und Solaraufkommen („Hellbrise“) oder während wind- und sonnenarmer „Dunkelflauten“, lassen sich so meist schon in der Vorausschaurechnung erkennen und darauf entsprechend reagieren. Konventionelle Kraftwerke werden vorsorglich hochgefahren, geplante kritische Schaltungen verschoben und damit ein sicherer Betriebszustand hergestellt.

Erst eine Verkettung mehrerer gleichzeitiger Störungen – etwa kombinierte Betriebsmittelausfälle und verletzte Stabilitätsgrenzen – kann eine Kettenreaktion auslösen, die zu lokalen oder regionalen Versorgungsunterbrechungen führt. In solchen Fällen trennen die Netzbetreiber den betroffenen Bereich möglichst schnell vom Verbundnetz – meist vollautomatisch durch das Auslösen von Schutzrelais an den Leitungen und Transformatoren.

Von einem „Blackout“ spricht man nur dann, wenn die Stromversorgung flächendeckend unvorhergesehen und unkontrolliert ausfällt. Hierzu sind stets mehrere unvorhergesehene, ungünstig zusammenwirkende Ereignisse erforderlich. Dank hoher Reserven, Redundanzen und gegenseitiger Unterstützungsmaßnahmen im europäischen Verbundnetz ist die Wahrscheinlichkeit für einen Blackout jedoch äußerst gering – insbesondere für Deutschland aufgrund der zentralen geographischen Lage seines Netzes innerhalb Europas.

Das Personal in den Netzleitstellen wird regelmäßig auf Extremsituationen vorbereitet und entsprechend geschult, um auch bei ungewöhnlichen Störungen rasch und zielgerichtet eingreifen zu können. Wie wirkungsvoll diese Maßnahmen sind, zeigte die schwere Störung am 8. Januar 2021 in Kroatien: Obwohl sich das Verbundnetz kurzzeitig in zwei Teile aufspaltete, haben gezielte manuelle Eingriffe die kritischen Auswirkungen begrenzt und die Stabilität des Gesamtsystems gesichert.

Die Änderungen im europäischen Verbundnetz ändern auch das Systemverhalten

In den vergangenen Jahrzehnten hat sich das europäische Verbundnetz tiefgreifend verändert. Der Anteil erneuerbarer Energien wächst stetig, während zeitgleich weniger konventionelle Kraftwerke – und damit weniger stabilisierende Schwungmassen – am Netz sind. Viele dieser neuen Anlagen liegen zudem weit entfernt von den Verbrauchszentren: Vor allem Windparks an den Küsten und auf See erfordern lange elektrische Anbindungen und bilden daher lange Übertragungswege. Parallel dazu nimmt der grenzüberschreitende Stromhandel zu, wodurch die Stromflüsse großräumiger und komplexer werden. Neue Stromabnehmer wie Elektrofahrzeuge, Wärme- und Kältetechnologien in Haushalten und Industrie bis hin zu elektrischen Energiespeichern und letztlich auch Elektrolyseuren verändern das elektrische Energiesystem.

Jenseits der heutigen abgesicherten und vollständig digitalisierten Netzleitstellen zur Netzüberwachung müssen die großen Anzahlen dezentraler Einspeiser und neuer Verbraucher zunehmend für den Markt und stabilen Netzbetrieb koordiniert werden. Dieses setzt einen erheblich steigenden Grad an Digitalisierung voraus, um z.B. Messwerte in Echtzeit erfassen, weiterleiten und daraus Steuerbefehle ableiten zu können. Zuverlässige dezentrale Informationstechnik, schwarzfallfeste Kommunikationswege und robuste Maßnahmen zur Cybersicherheit sind daher unabdingbar.

Erneuerbare Energien werden über leistungselektronische Umrichter ins Netz eingespeist, die getaktet betrieben werden. Deren Verhalten wird ausschließlich durch Regelalgorithmen bestimmt und ist – anders als bei synchron laufenden Generatoren – nicht von der Massenträgheit bestimmt. Vergleichbares gilt für Batteriespeicher und die zunehmend eingesetzten Hochspannungsgleichstromleitungen (HGÜ, HVDC), die über Umrichter mit dem Drehstromnetz gekoppelt sind. Über die Regelalgorithmen sogenannter netzbildender Umrichter können Freiheitsgrade zur Definition des Übertragungsverhaltens und zur Stabilitätsverbesserung bis hin zur Nachbildung rotierender Massen genutzt werden. Für den Betrieb großer Anzahlen von Umrichtern im Verbundnetz sind hierbei allerdings noch Forschungsfragen offen.

Die großen Distanzen zwischen elektrischer Energieerzeugung und den Abnehmern führen dazu, dass Stabilitätskriterien resultierend aus dem Spannungs-, Winkel- oder Fehlverhalten die Belastbarkeit mancher Leitungen einschränken. In Folge können diese nicht bis an ihre thermischen Grenzen ausgelastet werden. Planung und Netzbetrieb müssen deshalb Netzreserven nicht nur für thermische, sondern auch für Anforderungen der Stabilität berücksichtigen, wodurch diese Aufgaben deutlich komplexer werden.

Mit der wachsenden Anzahl an leistungselektronischen Komponenten im Netz treten zudem Effekte auf, die man erst in den letzten Jahren analysiert hat, die sogenannte harmonische Stabilität. In den Umrichtern schalten Leistungshalbleiter Ströme und Spannungen mit hoher Taktfrequenz, sodass neben der Grundfrequenz von 50 Hertz sogenannte Oberschwingungen als Vielfache der Grundfrequenz entstehen. Wenn sich viele Umrichter im Netz befinden, können Interaktionen dieser Oberschwingungen auftreten.

Wird schlimmstenfalls eine Resonanzstelle getroffen, so dass eine bestimmte Frequenz wenig gedämpft bzw. sogar angeregt wird, können sich Ströme stark vergrößern und schließlich zu Überlastungen, Abschaltungen oder gar Beschädigungen von Betriebsmitteln führen. Derartige Phänomene beobachtet man zunehmend zum Beispiel beim Betrieb von Windparks. Derzeit laufen zahlreiche Forschungsprojekte, um harmonische Instabilitäten zuverlässig zu erkennen und künftig zu vermeiden.

Stabilität auch in Zukunft

In den vergangenen Jahrzehnten haben die Netzbetreiber die gewaltigen Veränderungen – vor allem durch die europäische Marktintegration und den massiven Ausbau erneuerbarer Energien – erfolgreich bewältigt. Noch vor 20 Jahren galt ein Strommix mit durchschnittlich 50 Prozent erneuerbarer Erzeugung als unvorstellbar. Forschung, Fachgremien als Vertreter der Netzbetreiber und der Industrie zusammen mit staatlichen Akteuren greifen die anstehenden Systemänderungen konsequent auf und entwickeln konkrete Maßnahmen.

Besonders richtungsweisend ist die „Roadmap Systemstabilität“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, die einen praxisnahen Fahrplan für einen sicheren, robusten Netzbetrieb bei künftig 100 Prozent erneuerbarer Energien

erarbeitet. In der Projektsteuerungsgruppe arbeiten das BMW, BNetzA, ef.Ruhr GmbH, E-Bridge Consulting GmbH und die Deutsche Energie-Agentur (dena) eng mit Verbänden, den Netzbetreibern, der Industrie und der Wissenschaft zusammen, um diese Maßnahmen Schritt für Schritt umzusetzen. Auch der VDE ist bei 51 definierten Prozessen der Roadmap Systemstabilität mit VDE FNN, DKE und VDE ETG bei 26 Prozessen als Single Point of Contact in besonderer Verantwortung.

Weiterführende Informationen

<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/roadmap-systemstabilitaet.html>

<https://www.vde.com/resource/blob/2283424/ecae13601387c8f642140f9f29d09c34/vde-studie-flexibilisierung-des-energiesystems-data.pdf>

<https://www.vde.com/resource/blob/2354236/97cf00aeb5a93af09000a0d5951c6228/studie-hoeherauslastung-von-betriebsmitteln-im-netz-der-energiewende-data.pdf>

<https://www.vde.com/resource/blob/2274826/38c9b7f43c42f6f28de0256c0a068bb7/vde-studie-hochautomatisierung-von-nieder-und-mittelspannungsnetzen-data.pdf>

<https://www.vde.com/resource/blob/2306876/a8106a08b25e58c2b835498d01a64052/neu-vde-etg-itg-ip-a4-resiliente-netze-01-2024-rz-web-1-data.pdf>

<https://www.vde.com/resource/blob/2292768/f2adbed5c9e694a91f6e5aaa0ea769dc/vde-hintergrund-systemstabilitaet-vde-etg-v1-web-221025-data.pdf>

Autoren

Dr.-Ing. Stefan Küppers

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson

Dr.-Ing. Damian Dudek

Sigurd Schuster

Dr.-Ing. Ralf Petri

Ylber Azemi

Stand: Mai 2025