



# Betrieb des Gesamtsystems und Systemstabilität

Hintergrundinformationen zu den Kernaussagen zur Entwicklung der Erzeugung und des Speicherbedarfs elektrischer Energie unter dem Aspekt des Ausstiegs aus Kernenergie und Kohleverstromung

Die Energiewende führt zu einem deutlichen Wandel in Bezug auf die Netzanbindung von Erzeugungsanlagen. Klassische Stromerzeugungsanlagen speisen in der Regel über einen Synchrongenerator in das Netz ein. Synchrongeneratoren weisen zusammen mit der zugehörigen Dampf-, Gas- oder Wasserturbine verschiedene Eigenschaften auf, auf deren Grundlage die Stabilität des Gesamtsystems beruht. Zu diesen Eigenschaften gehören unter anderem [1], [2]:

- Bereitstellung eines dreiphasigen, symmetrischen Spannungssystems mit Netzfrequenz (Spannungsquellenverhalten mit Innenimpedanz)
- Intrinsische Bereitstellung von Wirkleistungsreserve bei Laständerungen („Momentanreserve“ oder auch „Augenblicksleistung“): Die augenblickliche Ein- und Ausspeicherung von Leistung in die bzw. aus der rotierenden Masse des Turbosatzes erfolgt ungeregelt aufgrund der im ersten Augenblick in Bezug auf Frequenz und Phasenwinkel konstanten Polradspannung. Dass Frequenz und Phasenwinkel im ersten Augenblick konstant sind, ergibt sich aus der mechanischen Trägheit des Polrads. In Folge der Bereitstellung von Momentanreserve kommt es zu einer Drehzahl- und somit zu einer Netzfrequenzänderung ( $f(P)$ -Verhalten).
- Intrinsische Bereitstellung von Blindleistungsreserve bei Spannungsabweichungen: Die augenblickliche Ein- und Ausspeicherung von Blindleistung erfolgt ungeregelt aufgrund der im ersten Augenblick bezüglich der Amplitude konstanten Polradspannung. Dass die Amplitude im ersten Augenblick konstant ist, ergibt sich aus der Trägheit der Erregerstromregelung des rotierenden Polrads.
- Dämpfung von lokalen Pendelungen und Oberschwingungen
- Inselnetzfähigkeit

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

Bisher wird die Netzfrequenz verwendet, um systemweit implizit eine Information zum Gleichgewicht zwischen eingesetzter Primärleistung und aufgenommener Verbraucherleistung zu kommunizieren. Bei einer Laständerung im elektrischen Versorgungsnetz stellen die Synchronmaschinen aufgrund

deren Trägheit der Polradspannung augenblicklich die notwendige elektrische Leistung bereit, wobei die daraus resultierende Leistungsdifferenz zwischen eingesetzter mechanischer Primärleistung (Turbine) und abgegebener elektrischer Leistung (Synchronmaschine) aus der kinetischen Energie der Turbosätze gedeckt wird und somit zu einer Änderung der Drehzahlen bzw. Frequenzen der Polradspannungen führt.

Dieser Zusammenhang ist bekannt als Momentanreserve ( $f(P)$ -Verhalten) und ist nicht zu verwechseln mit einer (sehr) schnellen frequenzabhängigen Regelleistung, bei der zunächst eine Frequenzänderung identifiziert werden muss, nach der die eingespeiste Leistung angepasst wird ( $P(f)$ -Verhalten).

Viele Erneuerbare-Energien-Anlagen speisen über Umrichter in das Netz ein. Herkömmlich geregelte Umrichter arbeiten netzfolgend, typischerweise mit einer spannungsorientierten Strom- bzw. Leistungsregelung. Dies bedeutet, dass sie sich mit der am Netzanschlusspunkt vorhandenen Netzspannung synchronisieren und die von der Anlagenregelung vorgegebene Wirk- und Blindleistung in entsprechende Netzströme umsetzen und damit ein Stromquellenverhalten aufweisen. Eine intrinsisch netzdienliche Reaktion bei netzseitigen Wirk- oder Blindleistungsänderungen weisen diese Umrichter jedoch nicht auf. Aus diesem Grund ist ein elektrisches Energieversorgungssystem mit einem hohen Anteil netzfolgender Umrichter nicht mehr stabil [3]. Dies ist plausibel, wenn man sich klar macht, dass sie auf eine vorhandene Netzspannung angewiesen sind, die von anderen Teilnehmenden des Systems stabil bereitgestellt werden muss, sie aber gleichzeitig die Netzspannung bei dynamischen Sollwertänderungen beeinflussen.

Das Verhalten eines Umrichters ist im Wesentlichen von der implementierten Regelung vorgegeben, welche mehr Freiheitsgrade gegenüber der Regelung einer Synchronmaschine aufweist. Es ist möglich, Umrichter auch netzspannungsbildend zu regeln, so dass sie sich bezüglich der augenblicklichen Reaktion auf Last- und Spannungsänderungen im Netz ähnlich wie Synchronmaschinen verhalten. Mit solchen netzbildenden Umrichtern ist ein stabiler Systembetrieb ohne Synchronmaschinen grundsätzlich möglich. Dabei treten allerdings neue Fragen auf, vor allem in Bezug auf die Energiereserve (äquivalent zur rotierenden Masse des Turbosatzes) sowie auf die Überstromfähigkeit und die Strombegrenzung, da Umrichter im Gegensatz zu Synchronmaschinen auch kurzzeitig kaum mehr als den Nennstrom liefern können, für den sie ausgelegt wurden.

Noch ist ungeklärt, in welchem Umfang eine Implementierung von netzbildenden Umrichtern in das elektrische Energieversorgungsnetz für das System notwendig sein wird und wie diese ausgelegt werden sollten. Eine einfache Abschätzung der bisherigen Momentanreserve aus Synchronmaschinen greift zu kurz, denn diese sind nicht auf diesen Zweck hin ausgelegt worden. Vielmehr handelt es sich um eine intrinsische Eigenschaft, welche jeder Turbosatz ohne Mehrkosten aufweist. Dies ist jedoch bei Umrichtern nicht der Fall, denn die netzbildende Fähigkeit ist bei der Auslegung von Umrichtern zu berücksichtigen und führt zu Mehrkosten, da u. a. zusätzliche Energiespeicher integriert werden müssen, welche einen augenblicklichen Energieausgleich innerhalb des Umrichtersystems ermöglichen. Dabei ist es volkswirtschaftlich sinnvoll, in Bezug sowohl auf die vorgehaltene Leistung wie auf die vorgehaltene Energie eine Überdimensionierung zu vermeiden.

Aber auch strom- bzw. leistungsgeregelte (netzfolgende) Umrichter können durch zusätzliche Funktionalitäten netzstützend agieren. Insbesondere kann eine schnelle Bereitstellung von Regelleistung in Folge einer Netzfrequenzänderung ( $P(f)$ -Verhalten, fast frequency response) den Bedarf an Energiereserve für die Augenblicksleistung verringern. Eine solche schnelle Regelleistung könnte innerhalb von Sekunden vollständig aktiviert werden und somit deutlich schneller als die bisherige Primärregelleistung sein. Speichertechnologien wie bspw. Batterie- und Schwungradspeicher könnten dies grundsätzlich leisten, aber auch erneuerbare Energieerzeuger wie Wind- und Photovoltaikanlagen, wenn sie zur Erbringung positiver Regelleistung integrierte Speicher nutzen oder „angedrosselt“ betrieben werden.

Die Dimensionierung von Momentanreserve und Regelleistung sind daher in einem engen Zusammenhang zu betrachten. Auch die heutigen Definitionen und Organisation der verschiedenen Arten der Regelleistung, welche historisch im Kontext von großen thermischen Kraftwerken entstanden sind, sind perspektivisch zu hinterfragen und gegebenenfalls an die geänderten Bedürfnisse des Gesamtsystems sowie an die neuen Möglichkeiten moderner Netzbetriebsmittel anzupassen.

Außerdem ist nicht geklärt, wie die minimale Bereitstellung von Momentanreserve sichergestellt werden kann. Denkbar sind beispielsweise regulatorische Vorgaben für Erzeugungsanlagen, Anreize über Marktkonzepte oder dedizierte Anlagen, die von den Netzbetreibern betrieben werden. Alle Varianten haben Vor- und Nachteile. Unabhängig

vom Mechanismus zur Sicherstellung einer ausreichenden Bereitstellung von Augenblicksleistung ist jedoch klar, dass ein relevanter Anteil, der über Umrichter in das Netz einspeisenden Anlagen eine netzbildende Funktionalität aufweisen muss, um die Systemstabilität sicherzustellen.

Der weitere Fortschritt der Energiewende mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem Rückbau konventioneller Kraftwerke wie Kern- und Kohlekraftwerke geht mit einem Wandel der Systemeigenschaften von einem „Synchrongenerator-dominierten“ zu einem „Umrichter-dominierten“ Netz einher. Wie bereits erwähnt ist das Verhalten von netzgekoppelten Umrichtern von der implementierten Regelung abhängig. Diese weist eine deutlich höhere Dynamik gegenüber der Regelung eines Turbosatzes auf. Wird das Systemverhalten nun immer stärker von dem Verhalten umrichterbasierter Erzeugungs- und Speicheranlagen geprägt, rücken neben der bereits beschriebenen Bereitstellung von Augenblicksleistung weitere (neue) Aspekte der Systemstabilität in den Vordergrund, die zukünftig zu berücksichtigen sind. Diese sind u. a.

- Reglerstabilität der umrichterbasierten Erzeugungsanlagen,
- Harmonische, sowie sub- und supersynchrone Stabilitäts- und Dämpfungseigenschaften,
- Interaktionen zwischen Betriebsmitteln (Umrichter-Umrichter, Umrichter-Synchronmaschine, Umrichter-Verbraucher, ...),
- Kurzschlussstrombeitrag umrichterbasierter Erzeugungsanlagen und ggf. notwendige Anpassungen der Schutztechnik,
- Beherrschung einer Systemauftrennung und nachfolgender Inselnetzbildung mit umrichterbasierten Erzeugungsanlagen,
- Schwarzstartfähigkeit umrichterbasierter Erzeugungsanlagen.

In diesem Hintergrundpapier wird nicht näher auf die technischen Details der einzelnen Aspekte eingegangen. Es soll aber darauf hingewiesen werden, dass zur Gewährleistung der Systemstabilität deutlich konkretere Anforderungen an das elektrische Energieversorgungssystem der Zukunft und die Anlagen zur Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie formuliert werden müssen, als es heute der Fall ist.

## Literatur

- [1] P. Kundur, N. J. Balu and M. G. Lauby: Power system stability and control, McGraw-Hill, New York, 1994
- [2] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziairgiyriou, et.al.: Definition and classification of power system stability, IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions, IEEE Transactions on Power Systems 19 (3) 2004, pp. 1387–1401  
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>
- [3] ENTSO-E: High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters, 2020  
[https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/High\\_Penetration\\_of\\_Power\\_Electronic\\_Interfaced\\_Power\\_Sources\\_and\\_the\\_Potential\\_Contribution\\_of\\_Grid\\_Forming\\_Converters.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/High_Penetration_of_Power_Electronic_Interfaced_Power_Sources_and_the_Potential_Contribution_of_Grid_Forming_Converters.pdf)

## Autoren

Prof. Dr.-Ing. Hendrik Lens, Universität Stuttgart

Prof. Dr.-Ing. Holger Wrede, Hochschule Düsseldorf

VDE ETG Fachbereich „Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie“ [www.vde.com/etg-v1](http://www.vde.com/etg-v1)

Stand: Oktober 2022