

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 107 (2016)
Heft: 9

Artikel: Sicherer Systembetrieb bei geringer rotierender Schwungmasse
Autor: Noll, Theresa / Greve, Marco / Rehtanz, Christian
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-857194>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 30.03.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Sicherer Systembetrieb bei geringer rotierender Schwungmasse

Lösungen für Grosstörungen des europäischen Verbundsystems

Die Versorgungssicherheit der elektrischen Energieversorgung und deren betriebliche Stabilität sind ein hohes Gut für europäische Industrienationen. Durch den Ausbau von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen und den entsprechenden Rückbau konventioneller Kraftwerke muss die Stabilität und Systemsicherheit für zukünftige Szenarien untersucht werden. Darauf aufbauend müssen frühzeitig Massnahmen ergriffen werden, um das Sicherheitsniveau des Gesamtsystems der elektrischen Energieversorgung weiterhin wie gewohnt in hohem Masse zu gewährleisten.

Theresa Noll, Marco Greve, Christian Rehtanz

Durch die Verringerung konventioneller Kraftwerksleistung reduziert sich die im Netz befindliche Trägheit des Systems und damit die inhärente Erbringung von Momentanreserve. Je weniger Kraftwerke synchron am Netz sind, desto empfindlicher reagiert das System auf Störungen und desto grösser werden die Frequenzgradienten und -abweichungen bei auftretenden Leistungsungleichgewichten.

Methodik

Die Untersuchungen des dynamischen Frequenzverhaltens erfolgen zunächst vereinfacht an einem Punktmmodell. Alle Einspeiser und Lasten werden bei diesem Modell rein bilanziell betrachtet. Ausgehend von dem bestimmten Kraftwerkseinsatz sowie der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien (EE) und der Last werden für jede Stunde des Jahres die erforderlichen Werte für die Simulation des Frequenzverlaufes bestimmt. Diese sind im Wesentlichen:

- die Trägheit der am Netz befindlichen konventionellen Kraftwerke und der einspeisenden bzw. im Pumpbetrieb befindlichen Pumpspeicher,
- die aktuell einspeisende Leistung aus konventionellen Kraftwerken und Pumpspeichern,
- die aktuelle Last,
- die aktuelle EE-Einspeisung.

Die Simulationen des Frequenzgangs werden für wenige Sekunden nach Eintritt der Störung für das Entso-E-Gebiet

sowie für abgeleitete System-Split-Szenarien jeweils für das gesamte Betrachtungsjahr durchgeführt. Bei den Simulationen für das gesamte Entso-E-Gebiet beträgt der normative Leistungsausfall gemäss [1] 3 GW. In den System-Split-Szenarien wird das Leistungsdefizit bzw. der Leistungsüberschuss durch das herrschende Import-/Exportsaldo des Inselnetzes in der jeweiligen Stunde bestimmt. [2]

Verbundbetrieb

Zur Bestimmung des Bedarfs an zukünftiger Momentanreserve werden ver-

schiedene Stunden eines, mittels eines europäischen Marktmodells [3] berechneten, Betrachtungsjahres 2033 hinsichtlich hoher (Szenario 1), mittlerer (Szenarien 2 und 3) und geringer konventioneller Erzeugung (Szenario 4) ausgewählt. **Bild 1** zeigt für die Szenarien die Frequenzverläufe als Funktion der Zeit nach einem normativen Leistungsausfall von 3 GW. Zur Vergleichbarkeit der jeweiligen Stunden wird die Anlaufzeitkonstante des Netzes (T_{AN}) immer auf eine Bezugsleistung von 300 GW normiert. [4] Die Ergebnisse zeigen, dass theoretisch kein zusätzlicher Handlungsbedarf im Bereich der Momentanreserve notwendig ist, um die Frequenzänderungen innerhalb der festgelegten Grenzwerte gemäss [1] zu halten.

System-Split-Szenarien

Beim Auftreten von grösseren Störungen kann es zu einer Aufteilung des synchronen Verbundsystems in mehrere Teilsysteme kommen. Dieser Fall eines System-Splits entsteht durch eine Kaskade von verschiedenen Ereignissen und hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. In [2] wird exemplarisch ein Szenario untersucht, in dem das europäische Verbundnetz in drei Inseln zerfällt (**Bild 2**).

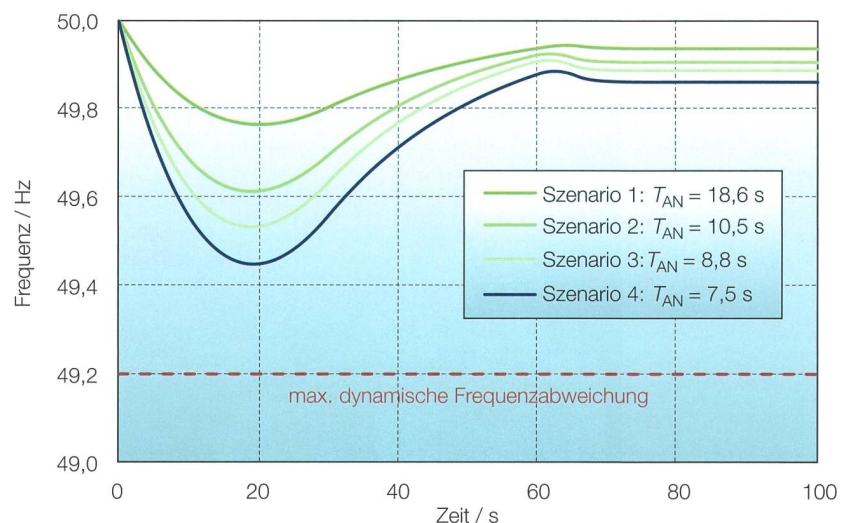


Bild 1 Frequenzverläufe für ausgewählte Stunden im Betrachtungsjahr 2033 für das Entso-E-Gebiet. [4]

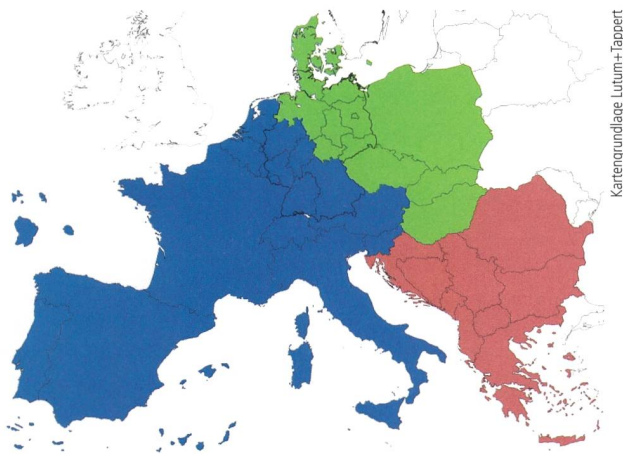


Bild 2 System-Split-Szenario, 3-Zonen-Störung angelehnt an E.ON-Störung 2006. [2]

Dieses orientiert sich an der 3-Zonen-Störung aus dem Jahr 2006. [5] Die Berechnungen basieren auf dem Szenario für das Jahr 2035.

Der Frequenzgradient im Moment des Eintritts der Störung wird durch den Quotienten aus dem Leistungsdefizit/-überschuss und der in den rotierenden Massen gespeicherten Energie bestimmt. Das Leistungsdefizit bzw. der Leistungsüberschuss ist proportional zum Frequenzgradienten, wohingegen die gespeicherte Energie der rotierenden Massen antiproportional zum Frequenzgradienten ist. Die grössten Frequenzgradienten sind somit bei einer grossen Leistungsdifferenz bei gleichzeitig geringer konventioneller Erzeugung zu erwarten.

Der maximal zulässige Gradient nach Eintritt einer Störung wird international zwischen 0,5 Hz/s und 4 Hz/s definiert. Für die Festlegung dieses Wertes ist zu beachten, ob dieser für die Frequenzänderung im Ursprung der Störung gilt oder einem Mittelwert (Sekante) über wenige Millisekunden (z.B. 100 ms) entspricht. Bei der zweiten Variante können schnelle Leistungserbringer bereits während dieser Zeit in das System eingreifen und den Frequenzgradienten verringern, auch wenn dieser im Ursprung deutlich grösser ist. [2]

Bild 3 zeigt die Jahresdauerlinie des Frequenzgradienten im Falle der 3-Zonen-Störung für die drei Regionen Nordost, Südost und West. Diese Darstellung ermöglicht die Ermittlung der Anzahl der Stunden eines Jahres, in denen Grenzwertverletzungen des zulässigen Frequenzgradienten auftreten. Es sind sowohl die Ergebnisse für das Szenario 2035 als auch die Ergebnisse für das Jahr 2013 dargestellt. Letztere entsprechen den farblich gestrichelten Linien. Die unterschiedlich angesetzten Grenzwerte

des Frequenzgradienten sind darüber hinaus jeweils grau gestrichelt dargestellt. Für die Region Nordost ist zu erkennen, dass im Jahr 2035 der zulässige Frequenzgradient von 4 Hz/s für zirka 1000 Stunden des Jahres, der zulässige Frequenzgradient von 1,5 Hz/s für zirka 6000 Stunden und der zulässige Frequenzgradient von 1 Hz/s für zirka 7500 Stunden überschritten werden. Die Simulation der Ergebnisse aus dem Jahr 2013 ergibt, dass der zulässige Frequenzgradient von 4 Hz/s nicht überschritten wird, während Grenzwertverletzungen in der Region Nordost bei geringeren Schwellwerten auftreten. Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass die Region Nordost durch die hohe installierte Leistung aus Windenergieanlagen in nahezu allen Stunden des Jahres ein Überfrequenzgebiet darstellt, während die Re-

gion West tendenziell ein typisches Import- und daher ein Unterfrequenzgebiet aufweist. Die grössten Grenzwertverletzungen treten vorwiegend in den Gebieten auf, welche durch Zerfall einer Insel ein Export- und somit Überfrequenzgebiet darstellen, da sich in Zeiten einer hohen EE-Einspeisung eine geringe rotierende Masse am Netz befindet.

Massnahmen zur Frequenzstützung

Zur Einhaltung der vorgegebenen Grenzwerte in den verschiedenen Zeitbereichen ist zusätzliche Trägheit aus rotierenden Massen bereitzustellen und ggf. zusätzlich eine schnelle Leistungserbringung notwendig.

Es wird zwischen direkt und indirekt gekoppelten Massnahmen zur Einhaltung der Grenzwerte unterschieden. Letztere reagieren auf Störungen nur durch eine zuvor implementierte Umrichterregelung und mit einem gewissen Zeitverzug. Demnach ergibt sich eine schnelle, jedoch keine sofortige Reaktion.

Bild 4 zeigt die Auswirkungen unterschiedlicher Massnahmen auf die betrachteten Frequenzgradienten (grün) sowie auf die Frequenzgrenzwerte (grau).

Sind die Punkte ausgefüllt, so bedeutet dies, dass die jeweilige Grösse durch die entsprechende Massnahme beeinflusst werden kann. Es ist zu erkennen, dass nur die direkt gekoppelten Massnahmen (Phasenschieber, KW-Redispatch) einen Einfluss auf den Frequenzgradienten

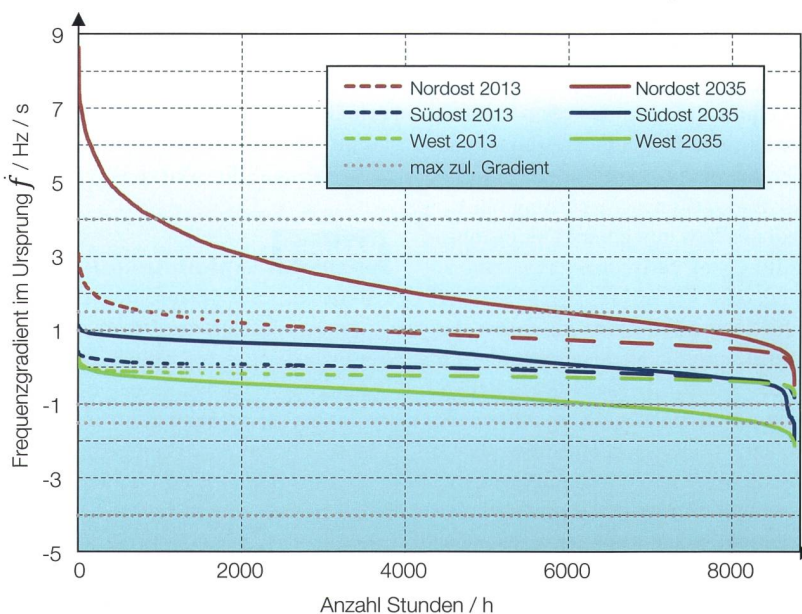


Bild 3 Dauerlinie des Frequenzgradienten beim Störungseintritt. [2]

	f		Unterfrequenz		Überfrequenz
	f	f _{Sekante}	f _{Last}	f _{unter}	f _{über}
Phasenschieber	●	●	●	●	●
KW-Redispatch	●	●	●	●	●
Speicher	○	●	●	●	●
Schnelle Leistungsänderung aus EE	○	●	●	●	●
Synthetische Schwungmasse aus Windkraftanlagen	○	●	●	●	○
Änderung EE-Statik	○	●	○	○	●

Bild 4 Übersicht über mögliche Massnahmen und ihren Wirkungsbereich. [2]

sung zu erhöhen bzw. zu reduzieren, wird mit $T_{WR} = 10$ ms angesetzt. Dabei wird die Reaktion des Wechselrichters aus Netzsicht abgebildet. Interne Regelschleifen bleiben unberücksichtigt. Nach heutigen Herstellerangaben werden Mess- sowie Reaktionszeiten im Bereich von 50 bis 500 ms erreicht. [6, 7] Im Vergleich zur konventionellen Primärregelungsleistungsbereitstellung mit einer Zeitverzögerung von zirka 30 s können somit erheblich kürzere Reaktionszeiten erzielt werden. Auf diese Weise kann das dynamische Verhalten des Systems stabilisiert werden, ohne zusätzliche rotierende Massen in das System zu integrieren.

Bilder: efRuhr GmbH/ie3, TU Dortmund

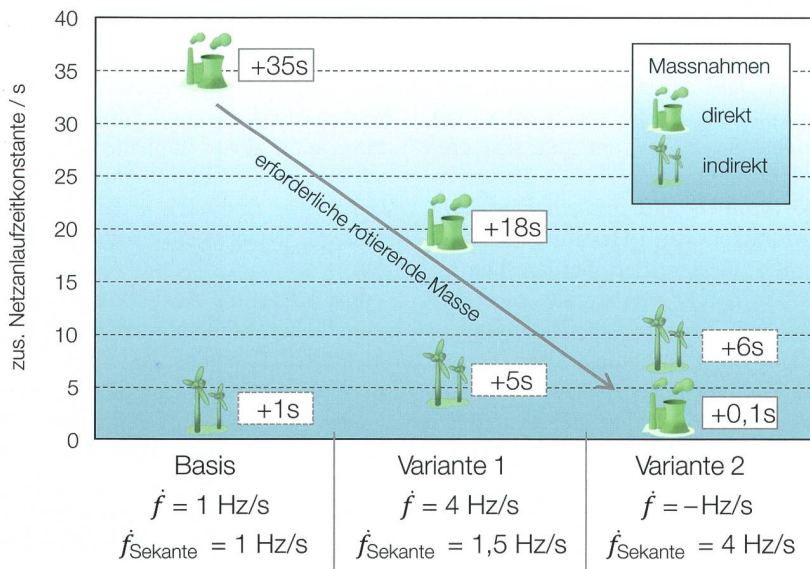


Bild 5 Zusätzlich erforderliche Netzanlaufzeitkonstanten zur Einhaltung der Frequenzgradienten.

Exemplarische Ergebnisse

Bild 5 zeigt für die international definierten Grenzwerte von 1 Hz/s und 4 Hz/s den zusätzlichen Bedarf an Momentanreserve und der zusätzlich benötigten schnellen Leistungserbringung aus indirekt gekoppelten Anlagen, um das entstehende Inselnetz beherrschen zu können. Dabei wird der Bedarf an schneller Leistungserbringung als virtuelle Netzanlaufzeitkonstante ausgewiesen. Sowohl der Bereich der Momentanreserve als auch die Erhöhung der virtuellen Netzanlaufzeitkonstante beziehen sich auf eine Bezugsleistung von 300 GW (**Bild 1**).

Die Ergebnisse zeigen, dass zur Beherrschung eines System-Split-Ereignisses die zusätzlich erforderliche Momentanreserve stark von dem definierten Frequenzgradienten abhängig ist. Der Bedarf an Momentanreserve kann zum einen reduziert werden, wenn ein grösserer Frequenzgradient zugelassen wird, und zum anderen nur ein Grenzwert als ein Mittelwert über ein definiertes Zeitintervall bindend ist (vgl. Variante 2). Dabei gehen die Ergebnisse von einer vollständigen Deckung des Bedarfs für alle Stunden des Betrachtungsjahres aus.

zum Zeitpunkt des Störungseintrittes haben und somit inhärent Momentanreserve bereitstellen können.

Sollen indirekt gekoppelte Anlagen zur Frequenzhaltung beitragen, müssen sie die aktuelle Frequenz messen, um auf eine Frequenzänderung mit einer zusätzlichen Wirkleistungseinspeisung bei Unterfrequenz bzw. mit einer Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz reagieren zu können.

Eine Möglichkeit zur schnellen Leistungsänderung bietet die Erfassung der Frequenz mittels einer Phasenregelschleife (Phase-Locked-Loop, PLL). Es erfolgt eine kontinuierliche Messung der Frequenz, wobei die Parametrierung der PLL einen Einfluss auf die Messgeschwindigkeit hat. Das verzögerte Verhalten des Messvorganges wird über ein Totzeitglied mit $T_{mess} = 10$ ms angenommen. Beim Auftreten einer Frequenzabweichung reagiert der Wechselrichter

über eine implementierte Regelungsstrategie, welche als Proportionalglied abgebildet wird. Dieses proportionale Regelverhalten ist aus dem Abruf der heutigen Primärregelungsleistungsbereitstellung bekannt. Die Reaktionszeit des Wechselrichters, um die Wirkleistungseinspei-

Résumé

Exploitation sûre du système avec une faible masse d'inertie

Solutions pour perturbations majeures du système interconnecté européen

La multiplication des injections provenant d'énergies renouvelables dans le réseau de distribution pose de nombreux défis techniques et juridiques. La fourniture de services système d'aujourd'hui se base essentiellement sur l'utilisation de producteurs conventionnels au niveau du réseau de transmission, producteurs qui sont de plus en plus substitués par des installations de conversion d'énergie décentralisées au niveau du réseau de distribution. Il convient donc de réfléchir à l'intégration de ces alimentations pour la fourniture de services système. Cet article se concentre sur l'analyse des besoins futurs et l'apport d'une réserve instantanée et montre la voie de solutions possibles. Les considérations se focalisent autant sur l'exploitation en interconnexion en cas de perturbations normatives que sur des éventuelles formations de réseaux en îlots imprévues (scénario d'une scission du réseau) en cas de perturbations majeures du système interconnecté européen.

No

Ausblick

Die entwickelte und angewendete Methodik bildet eine Grundlage, um den Bedarf an Momentanreserve sowohl im Verbundbetrieb als auch in System-Split-Fällen zu analysieren. Neben der Nutzung rotierender Massen zur Wahrung der Systemstabilität besteht eine sinnvolle Alternative in der Nutzung einer schnellen Leistungsänderung durch Anlagen des Verteilnetzes. Diese können im Millisekundenbereich auf einer Frequenzänderung reagieren und auf diese Weise das System stützen.

Vor der Festlegung geeigneter Massnahmen zur Beherrschung eines Systems mit einer abnehmenden rotierenden Masse sind die folgenden Aspekte näher zu betrachten bzw. in den entsprechenden Gremien festzulegen:

- Welche Inselnetzkonstellationen sollen mit möglichst geringem Aufwand beherrscht werden? Welche Grösse sollen diese Inseln besitzen?
- Festlegung des maximalen Frequenzgradienten für das gesamte Entso-E-

Gebiet. Gilt dieser Grenzwert zum Zeitpunkt des Störungseintrittes oder handelt es sich um einen Mittelwert?

- Festlegung der zulässigen Verzögerungszeiten von EE-Anlagen und Speichern.

Referenzen

- [1] UCTE Operation Handbook, «P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance», 2009, verfügbar: www.entsoe.eu.
- [2] Deutsche Energie-Agentur GmbH: «dena-Studie Momentanreserve 2030 – Bedarf und Erbringung von Momentanreserve im Jahr 2030», Berlin, 2016, verfügbar: www.dena.de.
- [3] C. Spieker, J. Teuwsen, V. Liebenau, S. C. Müller, C. Rehtanz, «European electricity market simulation for future scenarios with high renewable energy production», IEEE PowerTech, S. 1–6, Eindhoven, 2015.
- [4] Deutsche Energie-Agentur GmbH: «dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 – Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien», Berlin, 2014, verfügbar: www.dena.de.
- [5] UCTE: «Final Report, System Disturbance on 4 November», January 2004.
- [6] European Wind Energy Association, «REserviceS Economic grid support services by wind and solar PV», 2014, verfügbar: www.reservicesproject.eu.

- [7] U. Kerin, C.O. Heyde, U. Zimmermann, «Einflussnahme der Dezentralen Erzeuger auf die System-sicherung im Haveriefall», 11. ETG/GMA-Fachtagung, Netzregelung und Systemführung, 11.–12.6.2013, München.

Links

- www.ie3.tu-dortmund.de
- www.energieforschung.ruhr

Autoren

Univ.-Prof. Dr.-Ing. **Christian Rehtanz** ist Leiter des Instituts für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie3) der Technischen Universität Dortmund. Er ist Autor von mehr als 300 wissenschaftlichen Publikationen, drei Büchern sowie 22 Patenten und Patentanmeldungen.

TU Dortmund, DE-44227 Dortmund
christian.rehtanz@tu-dortmund.de

Dipl.-Wirt.-Ing. **Theresa Noll** ist wissenschaftliche Mitarbeiterin am ie3 der Technischen Universität Dortmund.

theresa.noll@tu-dortmund.de

Dipl.-Wirt.-Ing. **Marco Greve** ist Mitarbeiter der ef.Ruhr GmbH im Bereich Energiesystemtechnik und Promotionsstudent am ie3 der Technischen Universität Dortmund.

ef. Ruhr GmbH, DE-44227 Dortmund
m.greve@energieforschung.ruhr

Anzeige

ESL-EVU®

„All in one“ ohne Schnittstellen

Abrechnung und Buchhaltung

- alles aus einer Hand: von der Zählerablesung bis zum Druck der Rechnungen und der Finanzbuchhaltung
 - neueste Technologien und einfache Bedienung
 - inklusiv HIK und ZFA/EDM
 - für Ihre Kunden: Web-Portal zur Information und Selbsterfassung
 - bereit für zukünftige Smart Metering-Systeme
- Rufen Sie uns an. Gerne zeigen wir Ihnen die Zukunft.



Encontrol AG
Bremgartenstrasse 2
CH-5443 Niederrohrdorf

Tel. +41 56 485 90 44
E-Mail info@encontrol.ch
www.encontrol.ch