



Universität Stuttgart

Zusammenfassung der Ergebnisse

zum

VGB Forschungsprojekt

Einfluss zunehmender Volatilität von Erzeugung und
Verbrauch auf die Versorgungssicherheit

Prof. Dr.-Ing. Harald Weber
Dr. Ing. Ibrahim Nassar
Dipl.-Ing. Florian Gutekunst
Dipl.-Ing. Simon Remppis
Dipl.-Ing. Joachim Lehner

Stand: 21. März 2014

Kurzfassung

Um das ehrgeizige Ziel der Europäischen Union (EU) zu erreichen, den Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Primärenergieverbrauch innerhalb der EU auf 20 % im Jahr 2020 zu erhöhen, muss der EE-Anteil an der Stromerzeugung gegenüber heute deutlich erhöht werden. In Deutschland bedeutet dies beispielsweise eine Erhöhung des EE-Anteils an der Stromerzeugung auf über 30 % bis 2020. Der Großteil der installierten sowie prognostizierten EE-Erzeugung basiert dabei EU-weit auf intermittierenden Quellen wie Wind und Sonne.

Dieser zunehmende Anstieg intermittierender Erzeugung sowie dessen Einbindung in das bestehende Netz stellt das bestehende Energieversorgungssystem vor eine große Herausforderung, soll die Versorgungssicherheit auf gleichem Niveau beibehalten werden. Grundlegendes Problem ist, dass sich zum einen die dargebotsabhängige Erzeugung nur bedingt mit dem Verbrauch deckt und die Einspeisung oft fern großer Lastzentren erfolgt. Zum anderen werden mit der Zunahme der intermittierenden Erzeugung mehr und mehr gut regelbare Kraftwerke vom Markt verdrängt, woraus Probleme mit den von diesen Anlagen bereitgestellten Systemdienstleistungen Momentanreserve und Primärreglerstabilität entstehen, da immer mehr Schwungmasse vom Netz verschwindet. Daraus ergeben sich auf Basis der heutigen Infrastruktur physikalische Grenzen für die maximale Durchdringung intermittierender Erzeugung.

Diese Grenzen sollen im Forschungsvorhaben aufgezeigt werden. Zudem soll die Frage beantwortet werden, ab wann diese Grenzen erreicht werden und ob sie durch verschiedene Zusatzmaßnahmen wie die Flexibilisierung der konventionellen Erzeugung, die Integration von Energiespeichern, durch Netzausbau, oder durch gezieltes Lastmanagement verschoben werden können.

Angaben zu den Projektpartnern

Institut für Elektrische Energietechnik

Universität Rostock

Justus-von-Liebig-Weg 2

18059 Rostock

Institutsleiter: Prof. Harald Weber

Tel.: +49/0 381 498 7100

Fax.: +49/0 381 498 7101

email: harald.weber@uni-rostock.de

Projektleiter: Prof. Harald Weber

Lehrstuhl Elektrische Energieversorgung

Tel.: +49/0 381 498 7100

Fax.: +49/0 381 498 7101

email: harald.weber@uni-rostock.de

Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK)

Universität Stuttgart

Pfaffenwaldring 23

70569 Stuttgart

Institutsleiter: Prof. Dr. techn. Günter Scheffknecht

Tel.: 0711/685 63487

Fax.: 0711/685 63491

email: scheffknecht@ifk.uni-stuttgart.de

Projektleiter: Dipl.-Ing. Florian Gutekunst

Abteilung Stromerzeugung und Automatisierungstechnik

Tel.: 0711/685 65580

Fax.: 0711/685 63491

email: florian.gutekunst@ifk.uni-stuttgart.de

1 Zusammenfassung

1.1 Einführung

Im Rahmen der Studie wurden zwei verschiedene Ansätze gewählt, um den möglichen Einfluss zunehmender Einspeisung aus intermittierenden Quellen auf die Systemsicherheit sowohl des deutschen als auch des gesamten europäischen elektrischen Energieversorgungssystems zu untersuchen. Die Modelle unterscheiden sich dabei im Detaillierungsgrad der Modellierung und werden für unterschiedliche Fragestellungen eingesetzt. Während in Abschnitt 1.2 die verwendeten Modelle beschrieben werden, werden in den Abschnitten 1.3 und 1.4 die damit erzielten Ergebnisse dargestellt. Da beide Modelle für die Analyse des transienten Frequenzverhaltens eingesetzt werden, werden die Ergebnisse in Abschnitt 1.5 diskutiert und ein Vergleich dargestellt.

1.2 Zusammenfassung der Modellansätze

Im Folgenden sollen zunächst die beiden Ansätze sowie die damit durchgeführten Simulationen erläutert werden.

1.2.1 Ansatz Kupferplatte

Das erste Berechnungsverfahren fußt auf einem sogenannten „Kupferplattenmodell des Netzes“ und enthält zwei Kupferplatten einmal für Deutschland und einmal für Rest-Europa. Zwischen diesen Kupferplatten ist eine passende Impedanz eingefügt, welche die Kuppelleitungen zwischen Deutschland und seinen Nachbarn zusammenfasst, siehe auch Abschnitt 1.10.

Unter Berücksichtigung der bisher schon von der Universität Rostock bearbeiteten VGB-Projekte 333 und 345, welche Ergebnisse erzielt hatten auf den Gebieten:

- Zeitreihensimulationen für den zukünftig möglichen Kraftwerkseinsatz
- Anzahl der notwendigen Back-Up-Kraftwerke im Netz

wurden additiv mit dem Kupferplattenmodell folgende Fragestellungen untersucht:

- Transiente Stabilität der Primärregelung in Bezug auf Frequenzgradient und -abweichung sowie auf die dabei auftretenden Austauschleistungsflüsse

- Auswirkung der Erbringung der Primärregelleistung durch unterschiedliche Kraftwerkstypen auf die Primärreglerstabilität

Im Kupferplattenmodell sind nur wenige Parameter zur Beschreibung des Dynamikverhaltens des Systems notwendig, mit denen dann worst-case Untersuchungen durchgeführt werden können. Dennoch kann damit sowohl der Einfluss unterschiedlicher Anteile intermittierender Erzeugung auf die Primärregelstabilität untersucht werden als auch das dynamische Verhalten verschiedener konventioneller Kraftwerke. Der einzige begrenzende Faktor für den Einsatz intermittierender Erzeugung sind dabei die notwendigen konventionellen Back-Up-Kraftwerke, von denen eine bestimmte Anzahl zur Bereitstellung der Netzdienstleistungen benötigt wird. Diese Kraftwerke können nicht durch die intermittierenden Erzeuger ersetzt werden und stellen eine minimale dispatchbare Leistung bereit.

Für die Untersuchung der Primärreglerstabilität, welche von den verbleibenden regelnden Kraftwerken vorgegeben wird, sind folgende mathematischen Methoden sinnvoll und werden verwendet:

- Nichtlineare dynamische Simulation
- Lineare Eigenwertanalyse
- Nichtlineare Phasenmethode

Mit der nichtlinearen dynamischen Simulation können für die Frequenz sowie für die Austauschleistung die maximalen Abweichungen vom Arbeitspunkt bestimmt werden. Das ist notwendig um zu bestimmen, ob Schutzeinrichtungen ansprechen und Lastabschaltungen auslösen werden. Ebenso kann ermittelt werden, ob einzelne Kuppelleitungen überlastet und nach Abschaltung in einem „Reißverschlußeffekt“ auch die Abschaltung weiterer Leitungen ausgelöst wird.

Mit der linearen Eigenwertanalyse können Dämpfung und Frequenz der auftretenden Primärregelschwingung genau bestimmt werden. Das ist allein mit der Simulation nicht möglich, weswegen diese Methode als Kontrollmethode für die Simulation eingesetzt werden kann, um deren Ergebnis zu bestätigen. Die ermittelte Frequenz der Schwingung wird dann in der im Folgenden genannten Phasenmethode benötigt.

Mit der nichtlinearen Phasenmethode ist es möglich, die tatsächliche Phasenreserve des nichtlinearen Systems zu bestimmen. Das Eingangs-Ausgangs-Verhalten des geregelten Systems wird simuliert und danach einer Fourieranalyse erster Ordnung unterzogen. Damit können die nichtlinearen Einflüsse im Regelkreis berücksichtigt werden, was bei der Eigenwertanalyse nicht möglich ist. Damit kann diese Methode die Simulation und die Eigenwertberechnung überprüfen.

1.2.2 Ansatz detailliertes Netzmodell

Der zweite Ansatz basiert auf einem detaillierten Netzodynamikmodell des kontinentaleuropäischen Verbundsystems, das insbesondere zur Analyse netzseitiger Aspekte dient. Das Modell enthält Informationen über mehr als 9.000 Netzknoten, 700 Kraftwerke und 3.000 dynamische Lasten und wird für folgende Analysen verwendet:

- Lastflussrechnungen des stationären Systemverhaltens für verschiedene Szenarien
- Analyse von Spannungs- und Übertragungsgrenzen
- Einfluss von HGÜ-Leitungen auf stationäre Stabilitätsaspekte
- Analyse des transienten Frequenz- und Spannungsverhaltens des Energieversorgungssystems

Durch den hohen Detaillierungsgrad sind sowohl Analysen zur Leistungs-Frequenzregelung als auch zur Spannungsregelung möglich. Die Simulationsergebnisse werden zusätzlich auf Basis eines am IFK vorhandenen verbundnetzweiten Frequenzmesssystems anhand realer Frequenzmessdaten an verschiedenen Netzknoten innerhalb des kontinentaleuropäischen Verbundsystems validiert. Die Simulationen mit dem detaillierten Modell benötigen jedoch genaue Informationen über die Netzbetriebsmittel, die geographische Verteilung von Verbrauchern und Erzeugung sowie deren Dynamik. Damit können nicht alle worst-case Szenarien simuliert werden, da extreme Fälle zu numerischen Problemen führen können, die keine Aussagekraft über die tatsächliche Beeinflussung haben. Daher werden nur zwei worst-case Szenarien betrachtet, die auf verschiedenen Lastsituationen und verschiedenen Erzeugungsstrukturen basieren.

Die Simulationsszenarien orientieren sich zum einen an den derzeitigen Ausbauplänen intermittierender Erzeugung und zum anderen an den europäischen Netzentwicklungsplänen bis zum Jahr 2020. Sie wurden anhand realer Einspeisedaten aus dem Jahr 2011 entwickelt und zeigen mögliche Einflüsse durch intermittierende Erzeugung in naher Zukunft. Damit sind sie insbesondere für die EU-weiten Annahmen moderat im Vergleich zu den worst-case Szenarien der Simulationen mit der Kupferplatte.

In den nachfolgenden zwei Kapiteln werden die Schlussfolgerungen aus den jeweiligen Modellansätzen beschrieben.

1.3 Schlussfolgerung aus den Simulationen mit dem Kupferplattenansatz

Mit der zunehmenden Leistungseinspeisung aus intermittierenden Quellen und der damit einhergehenden Verdrängung konventioneller Kraftwerke wird häufiger die Situation auftreten, dass nur noch wenige sogenannte „Back-Up-Kraftwerke“ zur Bereitstellung von Momentanreserve sowie Primär- und Sekundärregelreserve zur Verfügung stehen werden. Diese Kraftwerke müssen dann eine geringe Mindestleistung, hohe Laständerungsgeschwindigkeiten und eine optimierte Reglerstruktur zur Reduktion des Verschleißes aufweisen. Darum wurden für das Kupferplattenmodell in einem ersten Schritt mit einer Einsatzplanungssoftware jene Kraftwerke identifiziert, welche im Jahr 2025 diese Eigenschaften aufweisen und dabei die verbliebene geringere Residuallast decken müssen. Ein erstes Ergebnis dieser Untersuchung ist, dass ab dem Jahr 2025 entweder die Einspeisung aus intermittierenden Quellen gedeckelt oder die überschüssige Leistung exportiert werden muss. Ein weiteres Ergebnis ist, dass bei Vorhandensein dieser Kraftwerke die Balancierungsstabilität des elektrischen Energieversorgungssystems nicht gefährdet ist, d.h., der Gesamtverbrauch kann auch bei hoher und volatiler Wind- und Sonneneinspeisung immer gedeckt werden. Ein Problem tritt allerdings an anderer Stelle auf: Mit der zunehmenden intermittierenden Einspeisung werden vermehrt konventionelle Kraftwerke verdrängt, was zu einer Reduktion der Schwungmassen und damit der Netzanlaufzeitkonstanten führt. Mit dieser Reduktion werden nicht nur der Gradient der Netzfrequenz sowie deren Abweichung vom Arbeitspunkt nach einer Störung größer werden, sondern es wird sich auch die Periodendauer der Primärregelschwingung verringern oder deren Schwingungsfrequenz erhöhen. Bei einem Anteil von 80 % intermittierender Einspeisung in Deutschland und 60 % im Ausland wird die transiente Frequenzabweichung bei der 3 GW Auslegungsstörung von 390 auf 900 mHz ansteigen, während die Schwingungsfrequenz der Primärregelschwingung von 80 auf 160 mHz zunehmen wird. Die dabei auftretende maximale transiente Austauschleistung mit den Nachbarn wird sich dabei von 3300 auf 4000 MW erhöhen. Dies stellt für das Verbundnetz eine nicht zu unterschätzende Gefährdung dar, da sich nach Abschaltung einer überlasteten Leitung durch den Reißverschlußeffekt eine Netzauftrennung einstellen kann. Zudem werden bei erhöhter Schwingungsfrequenz der Primärregelschwingung die Regeleinrichtungen in den Kraftwerken höher beansprucht, was zu einer Zunahme des Verschleißes führen wird.

In einem letzten Szenario wird angenommen, dass ein Großteil der Primärregelleistung für Europa hauptsächlich von den Wasserkraftwerken in den Alpen bereitgestellt wird. Aufgrund des nichtminimalen Phasenverhaltens (Leistungsgegenwirkung) dieses Kraftwerkstyps verschlechtert sich dabei die Dämpfung der Primärregelschwingung weiter. Diese Tendenz sollte in zukünftigen Forschungsarbeiten weiter untersucht werden.

Ebenfalls sollte zukünftig untersucht werden, welche Größe, Anzahl und Lokalisierung für Speichersysteme notwendig werden wird, um das Abregeln der intermittierenden Erzeuger zu vermeiden. Darüber hinaus sind auch Untersuchungen notwendig bezüglich der Frage, wie viel rotierende Masse aus konventionellen Kraftwerken eventuell durch leistungselektronische Ansteuerung von Wind- und PV-Anlagen ersetzt werden kann sowie bezüglich der Frage, ob sich die Primärregelstrukturen in den Kraftwerken optimieren lassen und ob Verbraucher und Smart Grids durch geeignete Ansteuerung in die Primärregelung einbezogen werden können.

Konventionelle Kraftwerke weisen unterschiedliche Primärregel-Übertragungsfunktionen zwischen der Eingangsgröße Frequenz und der Ausgangsgröße Leistung auf. Bei zunehmender intermittierender Einspeisung wird die Anlaufzeitkonstante T_N des Gesamtnetzes verkleinert. Das führt zu schnelleren und größeren Frequenzabweichungen und damit auch zu schnelleren Reaktionen der Primärregelungen, wodurch die Periodendauer der Primärregelschwingung verkleinert wird. Damit erhöht sich aber die Phasenverschiebung in den Primärregelungen zwischen der Eingangsgröße Frequenz und der Ausgangsgröße Leistung, wodurch das System destabilisiert wird. Falls die Phasenverschiebung größer als -90° würde, würde das System sogar instabil werden.

Zudem wird die verfügbare Momentanreserveleistung der konventionellen Kraftwerke vermindert. Dadurch wird sowohl im Normalbetrieb als auch bei Störungen eine permanent größere Frequenzvariabilität auftreten, wodurch der Netzbetrieb negativ beeinflusst wird. Die Kraftwerke selbst müssen dabei größere Primärregelhübe ausführen, was deren Lebensdauer reduzieren wird.

Die verfügbare Momentanreserveleistung beeinflusst direkt den Frequenzgradienten (Rate of change of frequency, ROCOF). Je geringer die Anlaufzeitkonstante, desto größer der Frequenzgradient. Damit wird die Frequenzabweichung bei gleicher Störung immer weiter anwachsen. Es hat sich gezeigt, dass im Untersuchungszeitraum ab 2025 ein Frequenzgradient von bis zu 800 mHz/sec auftreten kann, was große Auswirkungen auf die primärregelten Kraftwerke haben wird. Bei Bereitstellung der Primärregelleistung durch die Wasserkraftwerke der Alpen kann beim Eintreten der Auslegungsstörung von 3 GW das Frequenzminimum 49,1 Hz erreichen. Berücksichtigt man eine gewisse Unschärfe bei der Frequenzberechnung, sind in diesem Fall schon erste Verbraucherabschaltungen möglich.

Die bisherigen Ausführungen zu den Auswirkungen erhöhter Einspeisung intermittierender Einspeisung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Aufgrund der zunehmenden Einspeisung von Wind- und PV-Leistung in das deutsche elektrische Energieversorgungssystem wird die Anlaufzeitkonstante T_N des Netzes abnehmen, da diese Erzeuger selbst keine Schwungmassen aufweisen. Daraus

werden sowohl bei Normal- als auch bei Störbetrieb ein größerer Frequenzgradient und eine größere transiente Frequenzabweichung resultieren. Zudem wird die Periodendauer der Primärregelschwingung abnehmen und nach einer Störung die transienten Abweichungen der deutschen Kuppelleistungen vom Arbeitspunkt zunehmen. Die größere transiente Frequenzabweichung kann dann zu Verbraucher- oder Kraftwerksabschaltungen führen. Damit wächst die Black-Out-Gefahr, besonders bei störungsbedingten Netzauftrennungen und dem folgenden Übergang vom Verbundbetrieb zum Inselbetrieb. Die Qualität der Frequenzregelung wird generell abnehmen, wenn mehr und mehr konventionelle Kraftwerke von Wind- und PV-Leistung verdrängt werden. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass stets eine genügende Anzahl konventioneller Erzeugung im Netz verbleiben muss (20 % der Nennleistung), um das deutsche und das europäische Netz ausreichend stabil zu halten.

- Da die regenerativen Wasserkraftwerke der Alpen nicht verdrängt werden, müssen sie sich zukünftig vermehrt an der Primärregelung beteiligen. Aufgrund ihrer Leistungsgegenwirkung wird damit die Frequenzabweichung nach einer Störung noch weiter zunehmen, wodurch das System überproportional an Stabilität einbüßen wird.

1.4 Schlussfolgerungen aus den Simulationen mit dem detaillierten Netzmodell

Zusätzlich zu den Simulationen mit der Kupferplatte, wurde ein detailliertes Netzmodell des kontinentaleuropäischen Verbundsystems verwendet um Stabilitätsaspekte des stationären Netzbetriebs sowie das transiente Dynamikverhalten des Energieversorgungssystems zu simulieren.

Die Simulationsszenarien wurden anhand von realen Lastdaten für einen Schwachlastfall sowie einen Starklastfall aus dem Jahr 2011 entwickelt und decken mögliche Einspeisesituation für die Jahre 2015 und 2020 ab. Dementsprechend sind darin die derzeitigen Ausbaupläne der erneuerbaren Energien in verschiedenen Regionen sowie die geplanten Netzausbaumaßnahmen entsprechend des „midterm“ (2015) und „longterm“ (2020) Zeithorizonts aus dem Ten-Year-Network-Development-Plan 2010 [30] enthalten. Dabei wurde die Annahme getroffen, dass die vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen alle innerhalb der geplanten Zeiträume umgesetzt werden. Mögliche Verzögerungen hierbei könnten aber zu weiteren kritischen Regionen und Situationen im Netz führen.

Stationäre Stabilitätsaspekte

In einem ersten Schritt wurden die physikalischen Lastflüsse berechnet und damit der stationäre Netzbetrieb dargestellt. Die Simulationen zeigen einen erhöhten Lastfluss in Nord-Süd Richtung für Deutschland auf Grund der zunehmenden intermittierenden Einspeisung und der räumlichen Verteilung von Erzeugung und Last. Weiterhin zeigen die Szenarien, dass einige der Übertragungsleitungen innerhalb Deutschland stark ausgelastet sind oder sogar in Überlast gehen. Dies wurde aber bereits im deutschen Netzentwicklungsplan 2012 erkannt und verschiedene Ausbaumaßnahmen vorgeschlagen.

In anderen Regionen des kontinentaleuropäischen Verbundsystems, wie zum Beispiel in Spanien, liegen die Erzeugung und Lastzentren näher zusammen und generell ist der Ausbau an erneuerbaren Energien nicht so hoch wie in Deutschland. Daher zeigen hier die Lastflüsse und Spannungsprofile keine ähnlich kritischen Situationen auf.

Neben dem Einfluss auf die Lastflüsse zeigen die stationären Simulationen einen signifikanten Einfluss von intermittierender Erzeugung auf die Spannungsprofile im Netz. Dies kann zu deutlichen Spannungsproblemen sowie kritischen Netzsituationen führen, da die Spannungsstabilität gefährdet wird. Insbesondere im Szenario für 2020 in Deutschland kann eine solche Gefährdung deutlich gesehen werden. Einerseits wird die Spannungsproblematik auf Grund der zunehmenden Lastflüsse und dem damit verbundenen Spannungsabfall über die Leitungen bewirkt. Andererseits verdrängt die intermittierende Erzeugung mehr und mehr konventionelle Kraftwerke aus dem Netz, die jedoch für verschiedene Systemdienstleistungen notwendig sind.

Hierzu zählt zum Beispiel die Bereitstellung von Blindleistung, welche zur Spannungsregelung benötigt wird und heute hauptsächlich von konventionellen Kraftwerken geleistet wird. Die Blindleistung muss dabei lokal bereitgestellt werden und kann nicht über größere Distanzen transportiert werden. Daher ist insbesondere die geografische Verteilung der am Netz befindlichen Kraftwerke wichtig und eine Verdrängung der regelbaren (konventionellen) Kraftwerke kann zu einem Fehlbedarf an Blindleistung führen.

Eine Möglichkeit die Bereitstellung von Blindleistung zu garantieren besteht für die Übertragungsnetzbetreiber darin sogenannte Redispatch-Maßnahmen durchzuführen. Hierdurch wird jedoch signifikant in die Einsatzplanung der Kraftwerke eingegriffen, wodurch der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz nicht länger gegeben ist und es damit zu Wohlfahrtsverlusten kommen kann. Die Maßnahmen sollten daher als Notfallmaßnahmen behandelt werden, welche dazu dienen, den stabilen Netzbetrieb aufrecht zu erhalten. Sie sind außerdem nur dann möglich, wenn genug Kraftwerke innerhalb der kritischen Regionen zur Verfügung stehen. Die stationäre Blindleistungsbereitstellung zur Spannungsregelung kann aber auch durch andere Maßnahmen, wie etwa den Zubau von Netzbetriebsmitteln wie Kondensator-

bänke, FACTS oder Phasenschieber gewährleistet werden. Ebenso könnten Speicher zur Spannungshaltung beitragen.

Einfluss von HGÜ-Leitungen auf den stationären Netzbetrieb

Die Untersuchungen der geplanten HGÜ-Leitungen zeigen, dass diese deutlich zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität beitragen können. Insbesondere die stationären Stabilitätsaspekte wie die Einhaltung von Spannungs- und Übertragungsgrenzen werden hierbei unterstützt. Die HGÜ-Leitungen übernehmen hier einen Großteil der Leistung aus dem Wechselstromnetz und transportieren ihn direkt in die Lastzentren im Süden. Hierdurch werden die Lastflüsse im AC-Netz reduziert, wodurch auch der Spannungsabfall zurückgeht. Darüber hinaus können HGÜ-Konverterstationen durch die Bereitstellung von Blindleistung mittels Leistungselektronik zur Spannungshaltung beitragen.

Dynamische Stabilitätsaspekte

Neben den stationären Betrachtungen wurden auch Untersuchungen der transienten Dynamik durchgeführt. Die Simulationen zeigen dabei einen signifikanten Einfluss intermittierender Erzeugung auf die transiente Spannungsstabilität auf. Im Falle der transienten Spannungsregelung weisen dabei verschiedenen Kompensationseinrichtungen wie etwa eine Kondensatorbank jedoch ein zum Teil stark unterschiedliches Verhalten im Vergleich zu Synchrongeneratoren auf. An dieser Stelle werden weiter Analysen empfohlen um auch neuartige Konzepte, wie etwa den Beitrag von HGÜ-Leitungen mit Konverterstationen zum dynamischen Systemverhalten, näher zu untersuchen.

Die Simulationsergebnisse für die Szenarien bis 2020 zeigen, dass das transiente Frequenzverhalten sowie die Leistungs-Frequenzregelung nicht in besonderem Maße beeinflusst werden. Dadurch, dass die Leistungs-Frequenzregelung solidarisch von allen Ländern der Synchronzone bereitgestellt wird, können auch extreme Zubaumaßnahmen an intermittierender Erzeugung in einzelnen Mitgliedsländern kompensiert werden. Hierbei wird angenommen, dass dieser Beitrag aus dem Ausland auch weiterhin beibehalten werden kann, wie es die bisher existierenden Ausbaupläne aufzeigen. Falls es hierbei zu größeren Veränderungen kommt, müssen weitere Untersuchungen angestellt werden.

Im Gegensatz zum Frequenzverhalten, zeigen sowohl das stationäre wie auch das transiente Spannungsverhalten bereits für diese moderaten Annahmen eine maßgebliche, kritische Beeinflussung auf. Die Spannungsregelung bzw. Bereitstellung von Blindleistung muss lokal erfolgen. Hierdurch können auch bereits lokale Entwicklungen in einzelnen Ländern, wie etwa Deutschland, zu kritischen Netzsituationen führen, die wiederum zu kaskadierenden Ausfällen führen können und somit das Gesamtsystem beeinträchtigen können.

1.5 Diskussion der Ergebnisse

Auf den ersten Blick scheinen beide Ansätze zu unterschiedlichen, teils widersprüchlichen Aussagen zu kommen. Daher werden im folgenden Abschnitt die Unterschiede in den Modellannahmen der Ansätze diskutiert sowie eine Vergleichssimulation durchgeführt. Anschließend wird eine gemeinsame Schlussfolgerung aus beiden Ansätzen gezogen.

1.5.1 Vergleichssimulation zwischen den beiden Ansätzen

Beide Ansätze dienen dazu, das transiente Frequenzverhalten zu untersuchen. Im Ansatz mit dem Kupferplattenmodell werden dabei mögliche worst-case Simulationen für die intermittierende Einspeisung im kontinentaleuropäischen Verbundsystem durchgeführt. Die Simulationen mit dem detaillierten Modell decken dagegen die derzeitigen auf das Gesamtsystem bezogenen moderateren Ausbaupläne für die nahe Zukunft ab, wobei sich die Einspeisesituationen nicht ganz so extrem darstellen wie in den worst-case Betrachtungen zuvor.

Neben der Entwicklung des Anteils intermittierender Erzeugung beinhalten die Ansätze auch Annahmen zur Lastdynamik. In den Simulationen mit der Kupferplatte wird dabei der worst-case Parameter für den Verbraucherselbstregelleffekt von $k_{pf,Last} = 0,5 \text{ \%/\%}$ angenommen, wie er im europäischen „network code“ als unterer Grenzwert definiert wird. Da im aktuellen Netzbetrieb jedoch deutliche höhere Werte beobachtet werden können [24], wird im Gegensatz zu dieser worst-case Annahme der Selbstregelleffekt für die Simulationen mit dem detaillierten Modell auf Basis von Messwerten bestimmt.

Um die beiden Modellansätze besser vergleichbar zu machen, wird im Folgenden eine Vergleichssimulation durchgeführt, der die gleichen Modellannahmen sowie Rahmenbedingungen für die intermittierende und dispoible Erzeugung und die Lastdynamik zu Grunde liegt.

Das Vergleichsszenario basiert auf den an Hand von Messdaten validierten Simulationen mit dem detaillierten Modell. Die Gesamtlast des deutschen sowie europäischen Netzes beträgt 50 GW bzw. 220 GW. Die Primärregelung im Netz wird mit 3000 MW insgesamt (davon 600 MW in Deutschland) angenommen. Der Wert für den Selbstregelleffekt im Netz wird dabei aus Messdaten der Universität Stuttgart ermittelt und beinhaltet sowohl den Verbraucherselbstregelleffekt als auch weitere netzstützende Effekte, wie etwa den Beitrag von drehzahl-geregelten Kleinkraftwerken auf unterlagerter Netzebene. Der Wert setzt sich somit wie folgt zusammen: $k_{pf,Netz} = k_{pf,Last} + k_{pf,zusätzlich}$ und wird als der sogenannte Netzselbstregelleffekt mit den Parametern $k_{pf,Netz} = 2,8 \text{ \%/\%}$, $T_1 = 2,0 \text{ s}$, $T_2 = 0,15$ dargestellt. Der Anteil intermittierender Quellen an der Stromerzeugung in Deutschland beträgt dabei 37 %, der Anteil im restlichen europäischen System 5 %.

Der Beitrag der Kraftwerke zur Primärregelung ist dargestellt in Abbildung 1. Das obere Diagramm zeigt auf der linken Seite die im Betrieb befindlichen Kraftwerke in Deutschland und auf der rechten Seite die Aufteilung für das europäische System. Das untere Diagramm stellt den Beitrag zur Primärregelleistungsbereitstellung für Deutschland (links) sowie das restliche europäische System (rechts) dar. Der Beitrag zur Primärregelleistungsvorhaltung in Deutschland wird dabei durch Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken, Gasturbinen sowie GuD-Kraftwerke und Wasserkraftwerke bereitgestellt. Im restlichen europäischen System wird die Primärregelleistung durch Stein- und Braunkohlekraftwerken, GuD-Kraftwerken, sowie Kernkraft- und Wasserkraftwerke bereitgestellt.

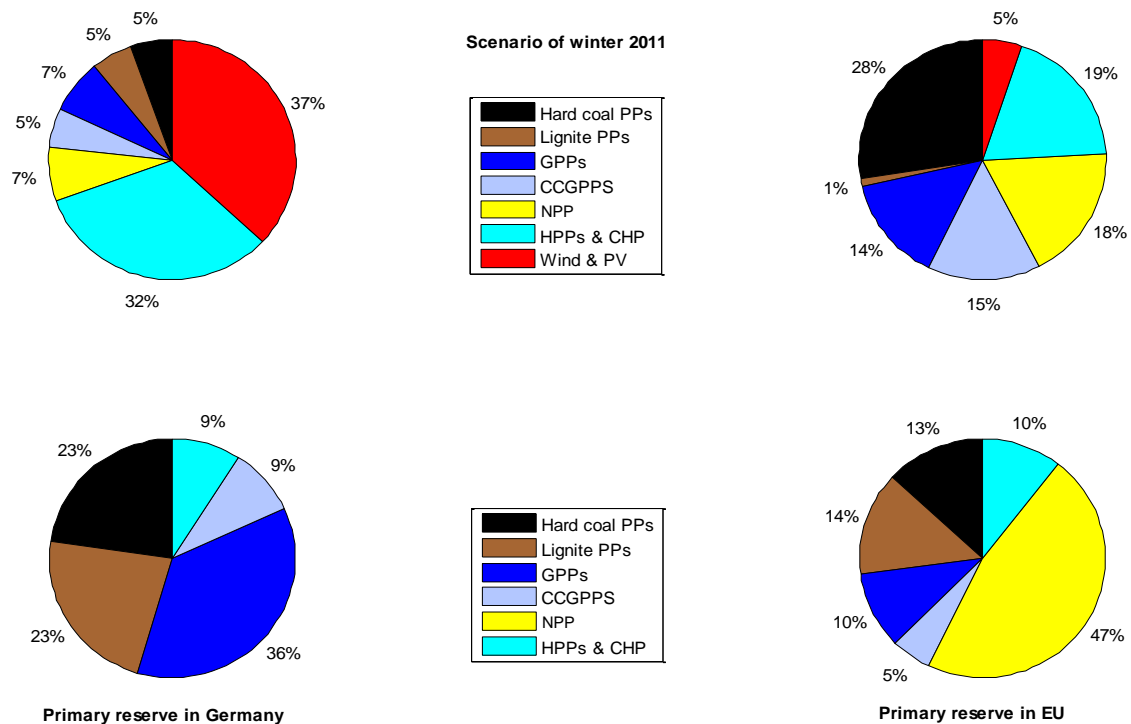


Abbildung 1: Kraftwerkseinsatz und Beitrag zur Primärregelung

Das System wird nun angeregt durch einen Kraftwerksausfall in Höhe von 500 MW innerhalb Deutschlands. Abbildung 2 zeigt die Frequenzabweichungen (Δf) für die Simulationen mit der Kupferplatte. Die Anlaufzeitkonstanten wurden dabei für Deutschland ($T_{N, Ger}$) und EU ($T_{N, EU}$) berechnet mit 5,9 s und 9,4 s. Daraus ergibt sich eine maximale Frequenzabweichung Δf von bis zu -27,5 mHz.

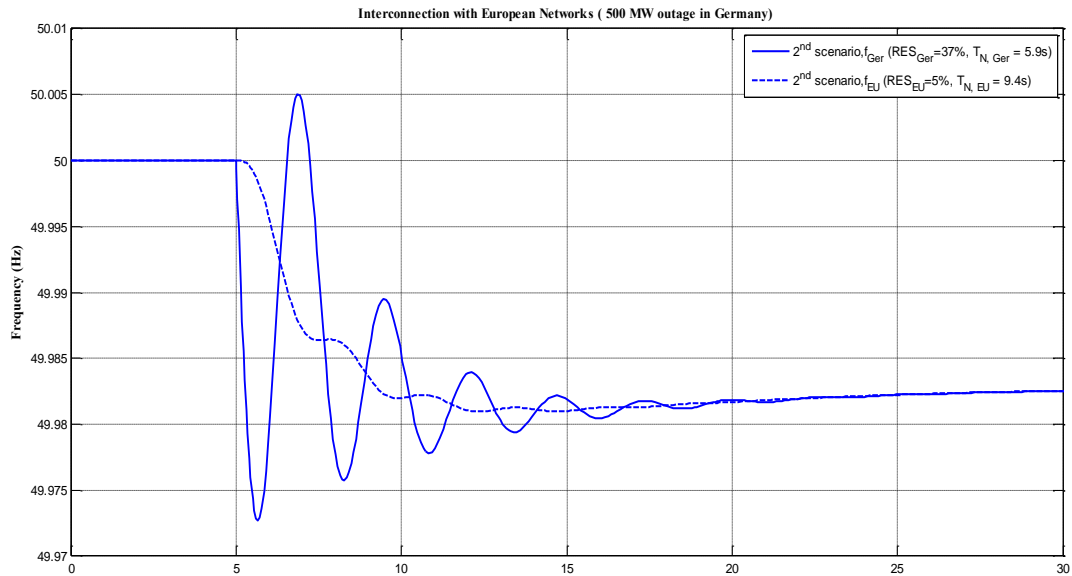


Abbildung 2: Transientes Frequenzverhalten in Deutschland sowie im europäischen System (Kupferplattenmodell)

Der gleiche Simulationsfall wurde mit dem detaillierten Netzmodell berechnet und ist in Abbildung 3 dargestellt. Als Ausfallort wurde dazu der Netzknoten „Preilack“ im Osten Deutschlands gewählt. Hierbei können ebenfalls Frequenzabweichungen mit $\Delta f = -27,5$ mHz in Deutschland beobachtet werden, wobei die auftretenden Schwingungen gut gedämpft sind.

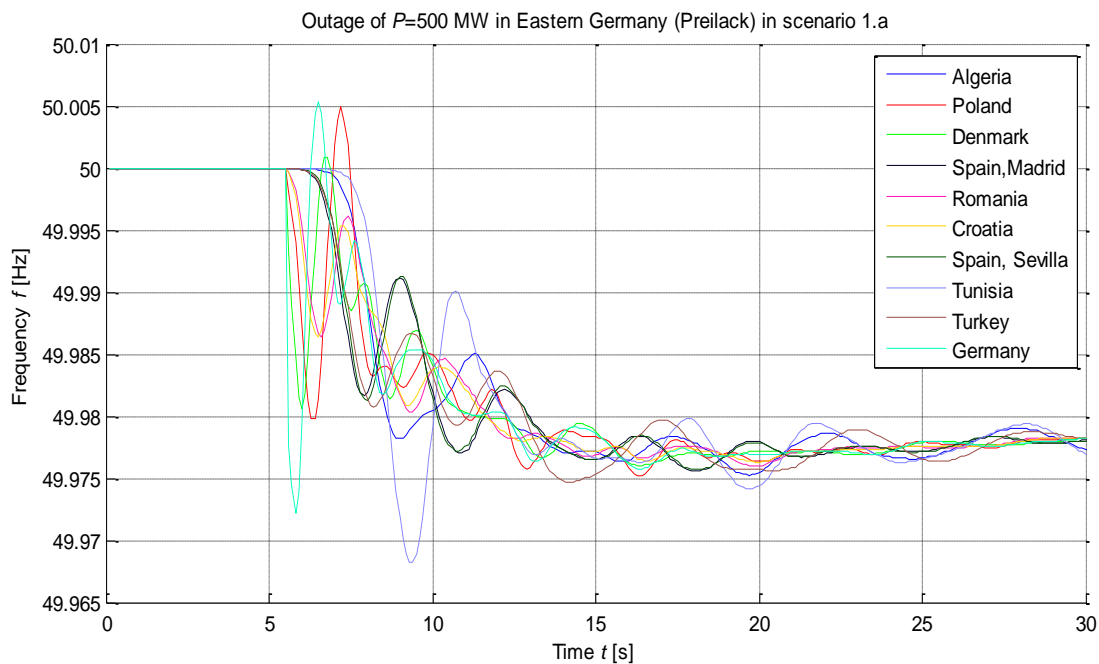


Abbildung 3: Transientes Frequenzverhalten innerhalb des europäischen Verbundsystems (detailliertes Netzmodell)

Die Simulationen zeigen bei beiden Ansätzen ein ähnliches transientes Frequenzverhalten bezogen auf den anfänglichen Frequenzabfall sowie die erste Schwingung. Nach dieser ersten Schwingung unterscheiden sich die Ergebnisse jedoch hinsichtlich der Dämpfung. In den Ergebnissen der Kupferplatte (siehe Abbildung 2) ist die Frequenz im europäischen System sehr gut gedämpft und zeigt kaum auftretenden Schwingungen. Im Gegensatz hierzu ist die Frequenz in Deutschland lediglich schwach gedämpft und es treten Schwingungen mit großen Frequenzamplituden auf. Die Ergebnisse mit dem detaillierten Netzmodell werden exemplarisch an den verschiedenen Knotenpunkten im Netz in Abbildung 3 dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass es lokal sehr deutliche Unterschiede in den einzelnen Netzknoten gibt. Dabei ist die deutsche Frequenz weitaus stärker gedämpft als im Kupferplattenmodell und die Schwingungen zeigen geringere Frequenzamplituden auf. Des Weiteren zeigt sich, dass die Frequenzen im kontinentaleuropäischen System stark von der tatsächlichen Netztopologie abhängen, sodass in Algerien beispielsweise deutlich unterschiedliche Frequenzwerte zu beobachten sind als in Zentraleuropa. Wie im Rahmen der Modellvalidierung gezeigt, deckt sich dies mit den vorliegenden Messdaten.

Im Gegensatz zum Modell der Kupferplatte sind im detaillierten Netzmodell auch Spannungsregler sowie Pendeldämpfungsgeräte (PSS) modelliert. Außerdem wird durch die detaillierte Nachbildung des Übertragungsnetzes auch die elektromagnetische Ausgleichsbewegung der Generatoren nachgebildet, wodurch es zu einer verzögerten Reaktion der einzelnen Synchrongeneratoren auf die Anregung kommt. Diese Verzögerung ist dabei von der Entfernung zum Ausfallort abhängig. Dieser Einfluss kann in Abbildung 4, in der das transiente Frequenzverhalten für verschiedene Regionen innerhalb Deutschlands dargestellt ist, ebenfalls erkannt werden. Die tatsächliche Frequenzabweichung und Schwingungen hängen von der Impedanz zwischen den Netzknoten des Netzes ab, wodurch sowohl die Entfernung als auch die Vermaschung des Netzes eine wesentliche Rolle spielen.

Der Vergleich der beiden Simulationen zeigt, dass die gleichen Eingangswerte zu ähnlichen Ergebnissen bezüglich der transienten Frequenzdynamik führen. Die Schwingungen jedoch unterscheiden sich etwas, da die dämpfenden Effekte durch Spannungsregler sowie Pendeldämpfungsgeräte eine detaillierte Modellierung erfordern.

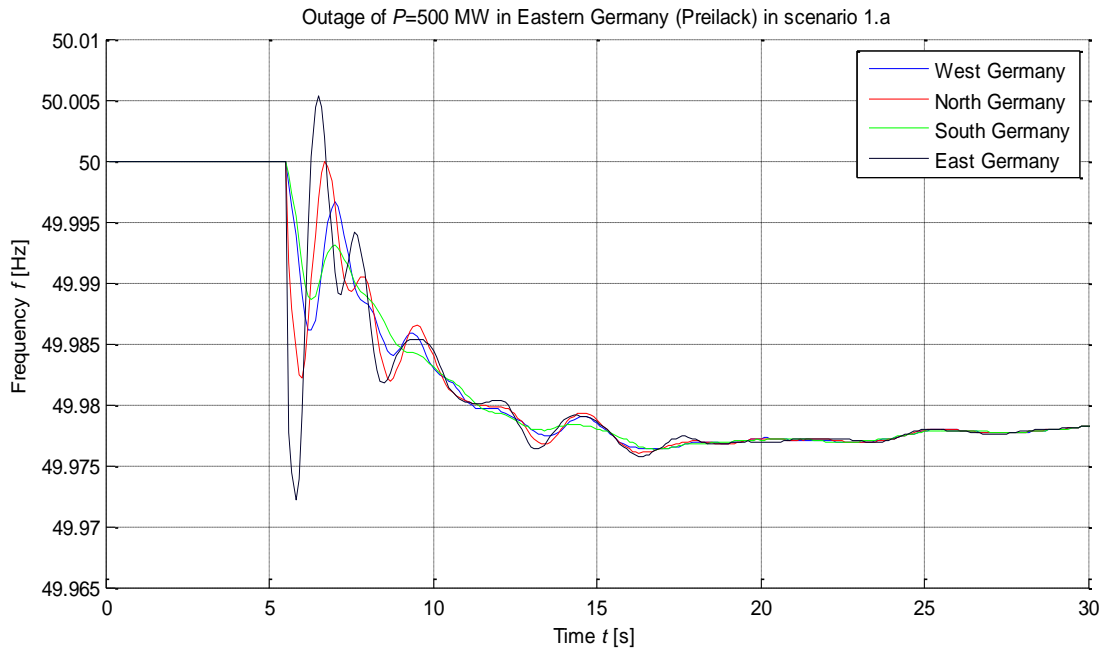


Abbildung 4: Transientes Frequenzverhalten innerhalb verschiedener Regionen in Deutschland (detailliertes Netzmodell)

1.5.2 Schlussfolgerung aus den beiden Modellansätzen

Im Rahmen der Studie wurden die beiden Modellansätze verwendet um den Einfluss intermittierender Erzeugung zu verdeutlichen. Im Rahmen der worst-case Simulationen mit der Kupferplatte kann dabei klar erkannt werden, welchen Einfluss eine hohe Durchdringung von intermittierender Leistung in der Erzeugungsstruktur von Deutschland und dem europäischen System haben kann. Innerhalb dieser Simulationen wurde durchgehend die Lastdynamik mit dem Faktor von $k_{pf} = 0,5 \text{ \%/\%}$ angenommen, wie im Europäischen network code festgehalten. Dieser Wert ist dabei als Mindestwert laut ENTOS-E zu sehen und als worst-case Annahme zu interpretieren. Im derzeitigen Stromnetz ist der zu beobachtende Wert jedoch typischerweise höher, wie im Rahmen der Validierung des detaillierten Modells sowie in [24] erkennbar ist. Daher werden in den Simulationen mit dem detaillierten Modell die von der Universität Stuttgart gemessenen höheren Werte verwendet. Der Selbstregelleffekt der Last zeigt dabei einen deutlichen Einfluss auf das Systemverhalten, was auch bereits bei der Modellvalidierung erkennbar war. Insbesondere die Frequenzabweichungen werden stark davon beeinflusst. Daher sollte im Rahmen weiterer Untersuchungen eine Sensitivitätsanalyse eines möglichen Einflusses der Lastdynamik durchgeführt werden.

Anhand des detaillierten Modells wurde gezeigt, dass der Einfluss intermittierender Leistung auf das Frequenzverhalten vergleichsweise gering ist unter der Annahme der derzeitigen Ausbaupläne, der Netztopologie sowie unter Beachtung des derzeitigen Selbstregelleffekts. Jedoch konnten bereits für diese moderaten Szenarien deutliche Probleme bezüglich der

stationären sowie dynamischen Spannungshaltung aufgezeigt werden, welche wiederum entscheidend für die Netzstabilität sind. Insbesondere in Regionen mit hohem intermittierendem Erzeugungsanteil und geringer Last können stationäre Spannungsprobleme sowie kritische Spannungsabfälle im Netzbetrieb auftreten.

Die worst-case Simulationen der Kupferplatte zeigen deutlich, dass ein hoher Anteil intermittierender Erzeugung innerhalb Europas für zukünftige Szenarien nach 2020 bei einem 3 GW Lastausfall zu Frequenzänderungen von 800 mHz/sec und damit zu einer minimalen Frequenz von 49,2 Hz führen kann. Das beeinflusst die verbleibenden primärregelnden Kraftwerke stark und könnte zu einem Ausfall einzelner Kraftwerke führen, wie heute bereits in Irland befürchtet wird. Die Frequenz wäre damit bereits bei dem von Seiten der ENTSO-E vorgegebenen Wert von 49,2 Hz [21], ab dem ein Alarmzustand erreicht wird. In Kombination mit weiteren Effekten wie Erzeugungsausfällen oder Rauschen, könnte es dann auch zu Lastabschaltungen kommen, die ab einer Frequenz von 49,0 Hz vorgenommen werden.

Der Beitrag erneuerbarer Energien zur Primärregelung könnte diese Situation verbessern. Dennoch scheint es aber zu allen Zeitpunkten notwendig zu sein, dass mindestens 20 % der installierten konventionellen Kraftwerke in Betrieb bleiben, um die vorhandene Netz-Anlaufzeitkonstante nicht unter die sicherheitsrelevanten 2 Sekunden fallen zu lassen.

2 Ausblick

2.1 Kupferplatten Ansatz

2.1.1 Weiterführende Studien: Reduktion des Frequenzgradienten, der transienten Frequenzabweichung sowie der Primärregelschwungung

Heute wird Schwungmasse oder Momentanreserveleistung sowie Primärregelleistung nur von den konventionellen Kraftwerken bereitgestellt. Es ist abzusehen, dass diese Netzdienstleistungen auch zukünftig hauptsächlich von den konventionellen Kraftwerken bereitgestellt werden. Zwar werden sich die erneuerbaren Leistungseinspeiser ebenfalls an den Dienstleistungen beteiligen müssen, aber vorhersehbar nicht in einem ausreichenden Umfang. Darüber hinaus werden konventionelle Kraftwerke benötigt, um bei Abwesenheit von Speichersystemen die intermittierenden Erzeuger balancieren zu können. Ein wesentlicher Beitrag an der Balancierung durch sogenannte Smart Grids ist nicht zu erwarten. Auch in Zukunft muss die intrinsische hohe Stabilität des elektrischen Energieversorgungssystems stets gewährleistet bleiben. Stabilitätserhöhende Maßnahmen, welche allein durch Smart Grids, Leistungselektronik oder gar Internet-basierten Softwarelösungen bereitgestellt werden, müssen vermieden werden, da damit der heutige hohe intrinsische Stabilitätsgrad nicht garantiert werden kann.

Deshalb müssen die am Netz verbleibenden konventionellen Kraftwerke gemäß nachfolgender Aufzählung ertüchtigt werden, damit die Netzstabilität und Versorgungssicherheit auf dem heutigen hohen Stand gehalten werden kann:

1. Geringe Mindestleistung
2. Hohe Laständerungsgeschwindigkeit
3. Geringer Verschleiß und hohe Lebensdauer
4. Erhalt oder gar Erhöhung der rotierenden Massen
5. Schnelle Primärregelung

Zukünftig werden Windkraftanlagen in gewissem Umfang zur Netzanlaufzeitkonstanten beitragen müssen, damit die nachteiligen Auswirkungen auf die Frequenzgradienten, die Frequenzabweichungen und die Systemstabilität im Rahmen gehalten werden können. Primärregelleistung aus zusätzlichen Quellen kann zwar die Frequenzabweichung reduzieren, sie

hat aber keinen Einfluss auf die auftretenden Frequenzgradienten. Diese können nur durch leistungselektronische Zusatz-Maßnahmen an Wind- und PV-Anlagen weiter vermindert werden.

2.1.2 Auswirkung erhöhter Wind- und PV-Einspeisung auf die Sekundärregelung

Die Sekundärregelung stellt das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch nach einer Störung wieder her, und das bei Rückführung der Netzfrequenz und der Austauschleistung auf ihre Nenn- und Arbeitspunktwerte. Damit trägt diese Regelung maßgeblich zum stabilen Betrieb des Netzes bei. Erhöhte Wind- und PV-Einspeisung sowie deren Prognosefehler werden die Anforderungen an diese Regelung erheblich erhöhen. Diese wird aber aufgrund der verdrängten konventionellen Kraftwerke nicht mehr in der notwendigen Größe zur Verfügung stehen, weswegen hier andere Konzepte zu entwickeln sind.

2.2 Detailliertes Netzmodell

Sowohl die stationären als auch die dynamischen Analysen zeigen eine deutliche Beeinflussung von intermittierender Erzeugung auf die Spannungsregelung und die Bereitstellung von Blindleistung im Netz auf. Die stationäre Bereitstellung von Blindleistung wurde hierbei durch Windkraftanlagen sowie durch Redispatch-Maßnahmen angenommen. Die Redispatch-Maßnahmen wurden dabei jedoch direkt an den Knoten mit den geringsten Spannungen vorgenommen, die möglichen Kosten hierfür wurden nicht weiter berücksichtigt. Hier kann im Rahmen einer weiteren Studie eine tiefergehende Analyse von Redispatch-Maßnahmen bei Netzengpässen untersucht werden, welche auch die Kosten der jeweiligen Kraftwerke mit einbezieht.

Der steigende Anteil intermittierender Erzeugung zeigt lediglich einen schwachen Einfluss auf das dynamische Frequenzverhalten, da der Anteil an intermittierender Erzeugung bezogen auf die Gesamtlast im kontinentaleuropäischen Verbundsystem relativ gering ist. In weiteren Simulationen können Annahmen entsprechend den worst-case Fällen aus den Kupferplattenberechnungen durchgeführt werden. Solche Simulationen können einen detaillierteren Einblick auf mögliche Stabilitätsgrenzen aufzeigen, erfordern aber gleichzeitig weitergefasste Annahmen für die Entwicklung erneuerbarer Energien sowie deren Verteilung im Netz. Dabei können solche Simulationen allerdings zu numerischen Problemen führen, wie es in Szenario 1.c bereits der Fall war, welche jedoch nicht auf Stabilitätsaspekte des Netzes zurückzuführen sind.

Das dynamische Verhalten des Netzes bezüglich Blindleistungsänderungen zeigt sowohl einen Einfluss auf die Höhe der resultierenden Spannungsabweichungen als auch auf deren Schwingungen. Die Windkraftanlagen trugen dabei lediglich zur stationären Spannungsregelung bei, durch die Bereitstellung von Blindleistung. Für die transiente Spannungsregelung hingegen wurde kein Beitrag angenommen. Hier könnte in weiteren Studien ein Beitrag von Windkraftanlagen beispielsweise über eine $Q(U)$ -Regelung weiter analysiert werden.

Die Analyse der Leitungskapazitäten im Übertragungsnetz deckte jeweils die Auslastung jeder einzelnen Leitung sowie deren jeweiligen Grenzwert ab. Für den stabilen Netzbetrieb spielt darüber hinaus aber auch die (N-1)-Sicherheitsrechnung eine wichtige Rolle. Diese Sicherheitsrechnung überprüft die Stabilität des Netzes bei Ausfall eines einzelnen Netzbetriebsmittels und könnte ebenfalls in eine solche Untersuchung integriert werden, um mögliche weitere Restriktionen aufzuzeigen.

Diese Betrachtung kann insbesondere für die geplanten HGÜ-Leitungen in Deutschland von großer Bedeutung sein. Wie im Rahmen der Studie gezeigt, können die HGÜ-Leitungen einen entscheidenden Beitrag zur Systemstabilität leisten. Insbesondere durch die Entlastung des Wechselstromnetzes für einen Leistungstransport über lange Strecken erweisen sie sich dabei als nützlich. Aufgrund der hohen Leistungen (bis zu 2 GW), für die sie ausgelegt sind, kann der Ausfall einer solchen Leitung zu großen Anregungen im Energieversorgungssystem führen und sowohl die stationäre als auch transiente Frequenzdynamik beeinflussen.

Literaturverzeichnis

- [1] Antonia V. Herzog, Timothy E. Lipman and Daniel M. Kammen "Renewable Energy Sources", Renewable and Appropriate Energy Laboratory (RAEL) University of California, Berkeley, USA.
- [2] A.K. Akella, R.P. Saini, M.P. Sharma: Social, Economical and Environmental Impacts of Renewable Energy Systems, Renewable Energy 34 (2009) 390–396.
- [3] Robert Lis and Marian Sobierajski, Integration of Distributed Resources in Power Systems, Renewable Energy Systems, University of Technology, Wrocław, 2011.
- [4] L.W.M. Beurskens, M. Hekkenberg and P. Vethman, "Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States", 2011.
- [5] Christian Ziems and et al., "Effects of fluctuating wind power and photovoltaic production to the controllability and thermodynamic behaviour of conventional power plants in Germany" 2012.
- [6] Harald Weber, Christian Ziems and Sebastian Meinke, "Technical Framework Conditions to Integrate High Intermittent Renewable Energy Feed-in in Germany"
- [7] EWIS final report, "European Wind Integration Study", 2010, www.wind-integration.eu
- [8] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012). Erneuerbare Energien in Zahlen.
- [9] Leon Freris and David Infield, "Renewable Energy in Power Systems," John Wiley & Sons, United Kingdom, 2008.
- [10] UCTE OH–Policy 1, "Load-Frequency Control and Performance", final policy 2.2 E, 20.07.2004.
- [11] Johan Morren and et al., "Inertial response of variable speed wind turbines" Electric Power Systems Research 76 (2006) 980–987.
- [12] P. KUNDUR, Power System Stability and Control, McGraw Hill (EPRI Power System Engineering Series), New York, 1994.
- [13] Federico Milano, "Power System Modelling and Scripting," Power Systems, University of Castilla-La Mancha. Spain, 2010.
- [14] I. Nassar and H. Weber "System Analysis of the Turkish Power System for Interconnection with Continental Europe" 8th Power Plant & Power System Control, France, 2012.
- [15] Ekanayake, J.; Holdsworth, L.; Jenkins, N., "Control of DFIG wind turbines," Power Engineering Journal, Vol. 17, No. 1, Feb 2003, pp. 28-32.
- [16] dena-Netzstudie I. Netzausbau zur Integration erneuerbarer Energien, Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore. Köln 2005.
- [17] dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025. Berlin 2010.
- [18] Netzentwicklungsplan Strom 2012 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
- [19] "Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien", Studie im Auftrag für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V., CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, 2012
- [20] T. Schäfer „Entwicklung eines detaillierten Netzdynamikmodells für die Untersuchung des Regelverhaltens des westeuropäischen Verbundnetzes“, Dissertation, 1987
- [21] ENTSO-E Operation Handbook 2009.
- [22] ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity. URL: <https://www.entsoe.eu/>. Abrufdatum 22.10.2013.

- [23] F. Heilemann „Frequenz- und Leistungspendelungen in elektrischen Verbundnetzen, Entstehung und Gegenmaßnahmen“, Dissertation, 1983
- [24] B. Hall „Experimentelle Untersuchung zur frequenz- und spannungsabhängigen Leistungsaufnahme elektrischer Verbraucherteilnetze“, Dissertation, 1993
- [25] German Institute for Standardization: Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems (1999) DIN EN 50160.
- [26] Disposiciones generales, la resolución del 17-03-2004.
- [27] Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW: Transmission Code.
URL: <http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf>.
Abrufdatum 22.10.2013.
- [28] CIGRE: Protection against voltage collapse 1998.
- [29] Deutsche Verbundgesellschaft (DVG): Spannungshaltung und Blindleistungshaushalt. Heidelberg 1998.
- [30] Ten-Year Network Development Plan 2010-2020 2010.
- [31] The transparency platform of ENTSO-E, <http://www.entsoe.net>, Abrufdatum: 22.10.2013
- [32] Netzsituationen nach § 13.1 EnWG - TenneT TSO GmbH.
URL: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/berichte-service/netzsituationen-nach-par-13.1>. Abrufdatum 05.12.2012.
- [33] Bahrmann, M.P; Johansson, J.G.; Nilsson, B.A. „Voltage source converter transmission technologies: the right fit for the application“, Power Engineering Society General Meeting, 2003
- [34] "Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV)", Bundesregierung, 2009