

# ABBILDUNG VON ENERGIEMENGENBESCHRÄNKUNGEN NETZBILDER UMRICHTER

Maik Schönefeld\*, Martin Knechtges, Sven Ratajczak,

Albert Moser

IAEW der RWTH Aachen, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel.: + 49 241 80 97886,  
m.schoenefeld@iaew.rwth-aachen.de, <https://iaew.rwth-aachen.de>

**Kurzfassung:** Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, die über Umrichter an das Netz angebunden sind, stellen eine Alternative zur zukünftigen Bereitstellung von Momentanreserve dar. Dafür müssen sie am Netz das Verhalten einer geregelten Spannungsquelle aufweisen, das über sogenannte netzbildende Regelungskonzepte realisiert werden kann. Im Gegensatz zu Synchrongeneratoren, die mit ihren rotierenden Massen über große Energiespeicher verfügen, aus denen Momentanreserve bereitgestellt werden kann, verfügen Umrichter über nahezu keinen internen Energiespeicher. Im Rahmen dieses Papers wird ein Modellierungsansatz zur Berücksichtigung der vorhandenen Energiereserven bei der Anwendung netzbildender Regelungskonzepte vorgestellt sowie Zeitbereichssimulationen zur Untersuchung des Einflusses jener auf die Frequenzhaltung innerhalb eines Testsystems durchgeführt. Dabei kann gezeigt werden, dass die Abbildung von Energiemengenbeschränkungen einen erheblichen Einfluss auf die Frequenzhaltung hat und diesem Kontext stets Berücksichtigung finden sollte.

**Keywords:** Netzbildende Regelungskonzepte, Frequenzhaltung, Momentanreserve, Energiemengenbeschränkung, Energiespeicher, Zeitbereichssimulation

## 1 Hintergrund und Motivation

Im Rahmen der Energiewende und vor dem Hintergrund der von der europäischen Kommission festgelegten Klimaschutzziele in Europa befindet sich das europäische Elektrizitätsversorgungssystem (EVS) in einem strukturellen Wandel [1]. Grund dafür ist der beschlossene Ausstieg aus konventionell betriebenen Erzeugungsanlagen, wie Kohle- und Kernkraftwerken, und der damit einhergehende Strukturwandel des Erzeugungsparks. Um die wegfallende Verstärkung aus fossilen Energieträgern zu kompensieren, wird in Deutschland verstärkt auf Erneuerbare Energien (EE) gesetzt, die in Deutschland bis 2030 einen Anteil von 65 Prozent des Strommixes ausmachen sollen. Insbesondere der Ausbau der überwiegend leistungselektronisch angeschlossenen Windenergie- (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA) werden vom Gesetzgeber als Energieträger der Zukunft hervorgehoben. Die Bundesregierung hat beschlossen bis 2030 die angeschlossene Leistung der WEA von 61,4 GW auf 91 GW zu erhöhen. PVA sollen im gleichen Zeitraum von 51,4 GW auf 100 GW ausgebaut werden. [2–4]

Durch die Stilllegung von synchron an das Netz angebotenen konventionellen Kraftwerken sinkt die im europäischen Verbundsystem vorhandene Schwungmasse bzw. Momentanreserve. Dies hat eine Gefährdung der Systemstabilität zur Folge, da im Falle eines Leistungsungleichgewichts sowohl der initiale Frequenzgradient als auch die maximale dynamische Fre-

quenzabweichung im EVS ansteigen. Zur Bereitstellung von Momentanreserve stellen zukünftig auch Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) eine Alternative dar. Diese werden überwiegend über Leistungselektronik (Umrichter) mit sogenannten netzfolgenden Regelungskonzepten an das Netz angebunden und sind im Gegensatz zu Synchrongeneratoren heutzutage noch nicht in der Lage, Momentanreserve bereitzustellen. Daher werden in der Forschung vermehrt Maßnahmen zur zukünftigen Bereitstellung von Momentanreserve durch neuartige Regelungsalgorithmen für leistungselektronisch angebundene EE-Anlagen untersucht. Diese sogenannten „netzbildenden Regelungskonzepte“ stehen im Rahmen dieses Papers im Fokus.

## 2 Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel wird zunächst die Funktionsweise netzbildender Umrichter erläutert. In der Folge werden in EE-Anlagen vorhandene Energiereserven und deren Relevanz im Kontext netzbildender Regelungskonzepte analysiert.

### 2.1 Funktionsweise netzbildender Umrichter

Das Verhalten der Anlagen am Netz durch netzbildende Regelungskonzepte wird als „spannungseinprägend“ bezeichnet und unterscheidet sich von den heutzutage fast ausschließlich verwendeten netzfolgenden („stromeinprägenden“) Regelungskonzepten, bei denen sich Umrichter mit dem Netz synchronisieren und dort eine konstante Wirkleistung einspeisen. Diese Synchronisierung ist mit Zeitkonstanten behaftet, durch die eine intrinsische Bereitstellung von Momentanreserve nicht möglich ist. Im Gegensatz dazu weisen Umrichter mit netzbildenden Regelungskonzepten ein zu Synchrongeneratoren ähnliches dynamisches Verhalten am Netz auf, wodurch die Bereitstellung von Momentanreserve unverzüglich nach einem Leistungsungleichgewicht im EVS ermöglicht wird. Dazu wird der Umstand ausgenutzt, dass sich der Phasenwinkel am Netzanschlusspunkt (NAP) im Falle eines Störfalls nahezu sprunghaft ändert und infolgedessen über die Armreaktanz des Umrichters ein erhöhter Leistungsfluss einstellt. Es gibt in der Literatur eine Vielzahl unterschiedlicher netzbildender Regelungskonzepte, wobei jeweils dieses grundlegende Prinzip ausgenutzt wird. Dieses kann anhand von Abbildung 1 erläutert werden [5].

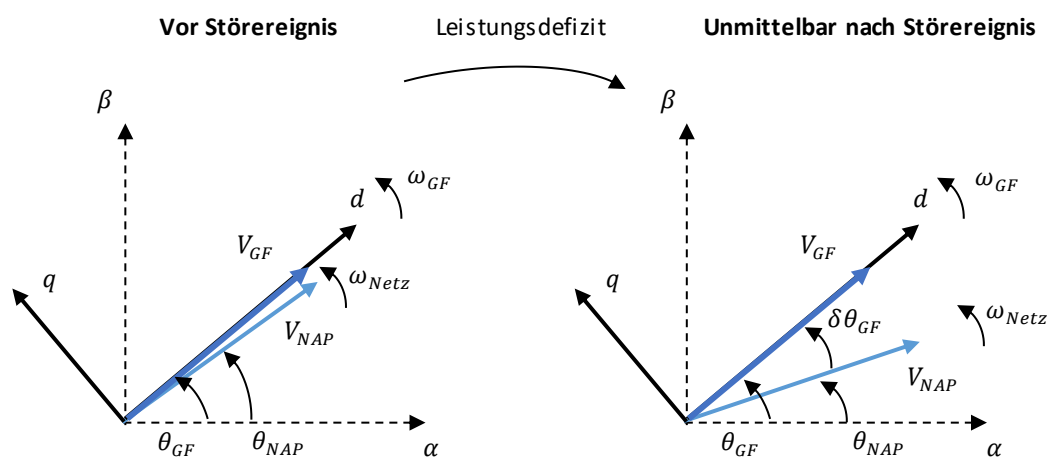


Abbildung 1: Unabhängig rotierendes Phasensystem bei netzfolgenden Regelungskonzepten [5]

Dazu wird zunächst innerhalb der Regelung ein mit der Netzfrequenz rotierendes Bezugssystem in dq-Komponenten aufgebaut, welches unabhängig vom Bezugssystem am NAP ist. Im stationären Arbeitspunkt rotiert das Bezugssystem mit derselben Frequenz wie die Spannung am NAP. Kommt es jetzt zu einem Leistungsdefizit innerhalb des Netzes, ändert sich der Winkel am NAP aufgrund der veränderten Leistungsflüsse innerhalb des Netzes nahezu sprunghaft. Das Bezugssystem innerhalb der Regelung rotiert nach Fehlereintritt weiterhin mit der Frequenz vor Fehlereintritt, so dass sich eine Winkeldifferenz zwischen der Regelung und dem Netzanschlussknoten einstellt, wodurch intrinsisch Momentanreserve bereitgestellt wird.

## **2.2 Energiebeschränkungen leistungselektronisch angeschlossener Anlagen**

WEA sind im heutigen EVS hauptsächlich durch netzfolgende Umrichter angebunden und werden zudem im Betriebspunkt der maximalen Wirkleistungseinspeisung (MPP) betrieben. Daher tragen sie nicht zur Frequenzhaltung bei. Sie können zukünftig jedoch Momentanreserve durch eine Umstellung auf netzbildende Regelungskonzepte bereitstellen. WEA bieten den Vorteil, dass die benötigte Energie zur Bereitstellung von Momentanreserve nicht im Zwischenkreis des Umrichters gespeichert sein muss, sondern direkt der Rotationsenergie des Generators entnommen werden kann [6]. Zur Bereitstellung von Momentanreserve wird bei Leistungsungleichgewicht die Rotationsgeschwindigkeit des Rotor-Generator-Systems gedrosselt und die Schwungmasse analog zu Synchrongeneratoren als Energiequelle genutzt. So kann laut [7] bei geeigneter Regelung instantan eine zusätzliche Leistung in Höhe von bis zu zehn Prozent der Nennleistung über eine Dauer von bis zu zehn Sekunden als Momentanreserve bereitgestellt werden. Bei Überschreiten dieser Reservegrenzen wird die Stabilität des Rotors gefährdet [7]. Danach wird die verringerte Rotationsenergie des Generators durch eine temporär geringere Einspeisung in das Netz selbstständig wieder auf das Niveau des Vorfehlerfalls erhöht.

Da PVA im Gegensatz zu WEA keine größeren zusätzlichen Energiereserven aufweisen, könnte nur die im Zwischenkreis des Umrichters gespeicherte Energie zur Bereitstellung von Momentanreserve genutzt werden. Diese ist jedoch stark begrenzt, sodass es sich anbietet, die Anlage mit einem im Fehlerfall substituierenden Energiespeicher auszustatten.

## **2.3 Erhöhung der Energie durch Energiespeichertechnologien**

Derzeit werden diverse Energiespeichertechnologien eingesetzt, weshalb an dieser Stelle nur auf eine Auswahl vielversprechender Technologien eingegangen werden kann. Bereits heute werden Batteriespeichersysteme (BSS) zur Bereitstellung von Primärregelleistung eingesetzt [8]. Durch Verwendung von netzbildenden Umrichtern ist jedoch auch der Einsatz im Bereich der Momentanreserve möglich. Die mögliche Dauer der Ein- und Ausspeisung ist dabei von der Kapazität des Speichers abhängig, die beliebig skalierbar ist.

Als Speicher zur Bereitstellung von Momentanreserve bieten sich zudem Super Capacitors (SuperCaps) an, da diese eine hohe Leistungsdichte aufweisen und diese unmittelbar nach Abruf bereitstellen können. Ein Nachteil von SuperCaps ist die geringe Energiedichte, welcher jedoch durch ein zusätzliches BSS mit Abrufzeiten von wenigen Millisekunden und einer vergleichsweise hohen Energiedichte ausgeglichen werden kann. Auch ohne SuperCaps können BSS zur Bereitstellung von Momentanreserve eingesetzt werden, da in Übergangszeit bis zur

Aktivierung die nötige Energie durch den Zwischenkreis der Leistungselektronik geliefert werden kann.

### 3 Modellierung

Die Regelung eines Umrichters besteht im Allgemeinen aus einem äußeren (Outer Control) und einem inneren Regelkreis (Inner Control). Der innere schnelle Regelkreis (Inner Control) arbeitet in Zeitbereichen zwischen 10  $\mu$ s und 20 ms. Üblicherweise wird dieser als Stromregelkreis aufgebaut. Der äußere langsamere Regelkreis (Outer Control) führt die Sollwerte (z.B. Wirk- und Blindleistung oder Gleich- und Wechselspannung) nach und erzeugt die Führungsgrößen für die Inner Control. Die Outer Control regelt in Zeitbereichen von 20 ms bis hin zu einer Sekunde. Die Führungsgrößen werden dafür mittels dq-Transformation zerlegt, um Wirk- und Blindstrom unabhängig voneinander ansteuern zu können. Weitere zusätzliche Regelkreise können in Abhängigkeit des gewünschten Netzregelungskonzeptes in die Outer Control integriert werden und dienen in erster Linie dazu, ein netzstützendes Verhalten, wie z. B. die Bereitstellung von Momentanreserve, umzusetzen. Hierbei werden bei netzbildenden Umrichtern die Sollwerte für Frequenz- und Spannungseinspeisung in Abhängigkeit der Wirk- und Blindleistung verändert.

Zur Steuerung der gewünschten Ausgangsgröße wird eine kaskadierte Zustandsraumdarstellung genutzt. In der Realität würde die oben beschriebene Kaskade neben der Inner und Outer Control weitere komplexe Regelungsstrukturen aufweisen. So würde z.B. eine Pulsweitenmodulation noch hinter der Inner Control zum Steuern der Transistoren benötigt werden. Da diese Steuerung innerhalb weniger Mikrosekunden abläuft und damit zeitlich deutlich höher aufgelöst sind als die im Rahmen dieser Papers betrachteten Regelungen, wird sie hier als abgeklungen angenommen und nicht weiter berücksichtigt.

#### 3.1 Modellierung netzbildender Umrichter

Das einem netzbildenden Regelungskonzept zugrundeliegende Blockdiagramm ist in Abbildung 2 dargestellt und umfasst die oben beschriebenen Regelkreise.

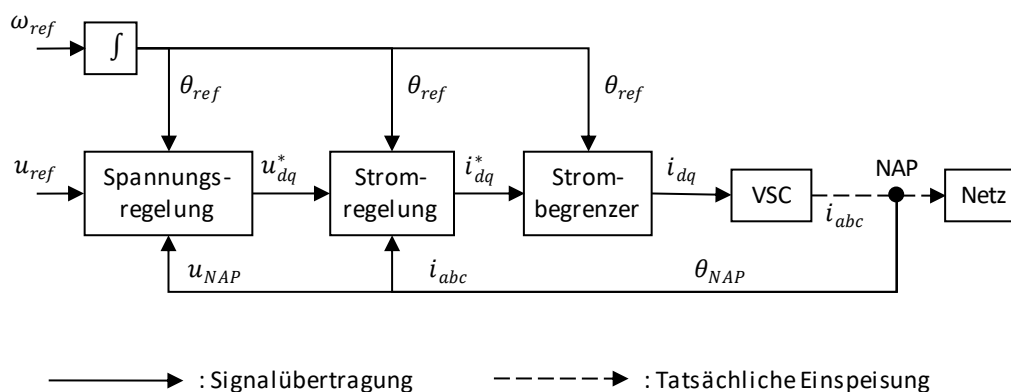


Abbildung 2: Schematische Darstellung einer netzbildenden Umrichterregelung

Auf Basis einer vorgegebenen Referenzfrequenz des rotierenden Bezugssystems innerhalb der Regelung  $\omega_{ref}$  kann durch Integration der Phasenwinkel  $\theta_{ref}$  des Umrichters berech-

net werden. Zusammen mit der vorgegebenen Spannungsamplitude  $u_{ref}$  wird durch die Spannungsregelung ein Referenzwert für die Spannung  $u_{dq}^*$  in dq-Komponenten erzeugt, der auf Basis der Stromregelung in die Stromsollwerte  $i_{dq}^*$  übersetzt wird. Nach der Überprüfung der Einhaltung der Stromgrenzwerte ergeben sich die Ströme  $i_{dq}$ , die über die Leistungselektronik als dreiphasige Ströme in das Netz eingespeist werden.

Im Rahmen dieses Papers wird die netzbildende Regelung um eine netzstützende Regelung mit f(P)-Statik (im Folgenden: Droop Control) erweitert. Diese Erweiterung ist in Abbildung 3 dargestellt und basiert auf einer in der Literatur verbreiteten Umsetzung eines netzbildenden Regelungskonzepts mit Droop Control, modelliert mit zwei unabhängigen Proportionalreglern [9]. Die Frequenz sowie die Spannung wird hierbei auf Basis der gemessenen, tatsächlich eingespeisten Wirkleistung  $P_{meas}$  und Blindleistung  $Q_{meas}$  geregelt.

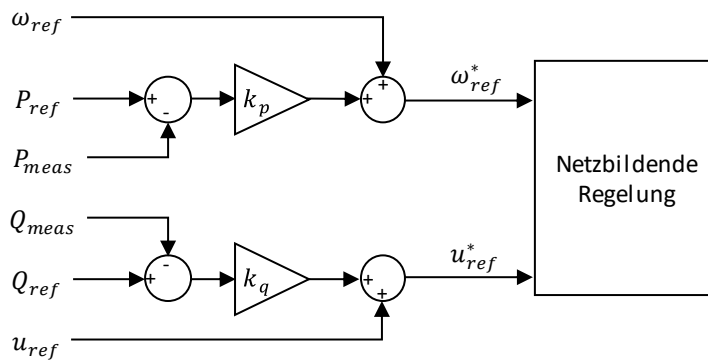


Abbildung 3: Modell eines netzbildenden Umrichters mit Droop Control nach [9]

Da die aktuell vom Umrichter eingespeiste Leistung nicht gemessen wird, werden zu Beginn diese Zustandsgrößen aus weiteren Systemgrößen berechnet. Dazu erfolgt zunächst die weiter oben erläuterte dq-Zerlegung der Wechselspannung mittels der am Netzanschlussknoten anliegenden Spannung  $U_{NAP}$ , Phasenwinkel  $\theta_{NAP}$  und dem Phasenwinkel  $\theta_{GF}$ :

$$u_d = U_{NAP} \cdot \cos(\theta_{NAP} - \theta_{GF})$$

$$u_q = U_{NAP} \cdot \sin(\theta_{NAP} - \theta_{GF})$$

Anschließend wird über folgende Gleichungen

$$P_{meas} = u_d \cdot i_d + u_q \cdot i_q$$

$$Q_{meas} = -u_d \cdot i_q + u_q \cdot i_d$$

die eingespeiste Leistung berechnet. Mit diesen gemessenen Größen werden die Leistungsdifferenzen  $\Delta P$  und  $\Delta Q$  zur Referenzleistung  $P_{ref}$  und  $Q_{ref}$  bestimmt:

$$\Delta P = P_{ref} - P_{meas}$$

$$\Delta Q = Q_{ref} - Q_{meas}$$

Diese werden anschließend mittels der Proportionalregler  $k_p$  und  $k_q$  verstärkt, zusätzlich jedoch mit der Referenzkreisfrequenz  $\omega_{ref}$  und Referenzspannung  $u_{ref}$  addiert.

$$\omega_{ref}^* = \omega_{ref} + k_p \cdot \Delta P$$

$$u_{ref}^* = u_{ref} + k_q \cdot \Delta Q$$

Ein Leistungsdefizit bewirkt bei dieser Regelstrategie ein im Betrag negativ wachsendes  $\Delta P$ . Folglich sinkt die Referenzkreisfrequenz  $\omega_{ref}^*$ , die nach ihrer Integration als  $\theta_{GF}$  an die Outer und Inner Control weitergegeben werden.

### 3.2 Modellierung von Energiemengenbeschränkungen

Bei Erreichen der maximal vorgegebenen Energiereserven (Zwischenkreis, Schwungmasse bei WEA, und Kapazität der BSSs) wird  $\omega_{ref}^*$  innerhalb weniger Millisekunden auf den ursprünglichen Sollwert zurückgeführt. Damit entfällt die f(P)-Regelung der Droop Control und der Umrichter speist wieder die Wirkleistung des Vorfehlerfalls ein. Da die Ausgangskreisfrequenz auf diese Weise sprunghaft geändert wird und der Phasenwinkel des Umrichters aus dieser per Integration berechnet wird, würde solch ein Vorgehen ein „Verharren“ dessen auf dem letzten Winkel vor der Begrenzung bedeuten. Dies hätte eine dauerhaft erhöhte Leistung zur Folge, denn die Leistungseinspeisung hängt von der Phasendifferenz des rotierenden Bezugssystems und des Netzanschlusswinkels ab. Diese könnte durch die fehlende Integration jedoch nicht mehr zu null zurückgeführt werden. Es muss also zusätzlich kurz vor dem Erschöpfen der Energiereserve der Phasenwinkel des Umrichters mittels eines Verstärkungsfaktors in der Integration auf den für den neuen Betriebspunkt geltenden Wert angehoben bzw. abgesenkt werden. Dies muss in einer möglichst kleinen Zeitspanne und über einen steilen Gradienten erfolgen, wobei ein zu steiles Einstellen der Integration ein Überschwingen bewirkt.

Bei dieser Art der Implementierung wurde vernachlässigt, dass nach dem Erschöpfen der vorhandenen Reserveenergie die Kapazitäten im Zwischenkreise und auch die Rotationsenergie in den WEA wieder aufgefüllt werden müssen. Dazu würden die betroffenen EE-Anlagen zunächst eine geringere Leistung in das Netz einspeisen. Dieser Schritt würde bei einem angeschlossenen BSS entfallen.

## 4 Untersuchungen

Zur Bewertung des Einflusses netzbildender Umrichter müssen einerseits alle relevanten Komponenten im EVS mit Einfluss auf die Frequenz, wie beispielsweise die konventionellen Kraftwerke, die EE-Anlagen und die Lasten sowie alle Regelstrategien zur Frequenzstützung abgebildet werden, so dass die transienten Ausgleichsvorgänge nach der Störung adäquat berücksichtigt werden.

Beide Umrichter sind über ein netzbildendes Regelungskonzept an das Netz angebunden. Dabei wird das dynamische Verhalten aller Betriebsmittel adäquat berücksichtigt: Die konventionelle Erzeugungsanlage wird durch einen Synchrongenerator, eine Turbine, einen Drehzahlregler sowie Erregersystem modelliert, während Lasten über das in der Literatur weit verbreitete ZIP-Modell abgebildet werden [10].

Zur Untersuchung des Einflusses wird eine am Institut vorliegende Zeitbereichssimulation verwendet [11]. Dabei wird in jedem Zeitschritt ein differential-algebraisches Gleichungssystem gelöst. Zur Initialisierung aller Systemzustände wird eine Leistungsflussberechnung durchgeführt. Das Ergebnis sind zeitabhängige Systemzustände, wie beispielsweise die Frequenztrajektorien des Synchrongenerators.

## 4.1 Untersuchungsprogramm

Die Untersuchungen werden an einem modifizierten 9-Knoten-Testsystem des Western System Coordinating Council durchgeführt [12]. Da dieses in seiner ursprünglichen Form ausschließlich aus drei konventionellen Erzeugungsanlagen mit Generatoren und drei Lasten besteht, wird es so modifiziert, dass zwei der drei Erzeugungsanlagen nun durch leistungselektronisch angebundene EE-Anlagen repräsentiert werden. Eine stellt dabei eine PVA mit minimalem Reserveenergiespeicher im Zwischenkreis dar, die andere eine WEA, welche zur Bereitstellung von Momentanreserve kurzzeitig gedrosselt werden kann.

Die Anfangszustände werden durch eine Leistungsflussberechnung bestimmt. Die Basis für die pu-Berechnung liegt bei 1000 MVA, die Netzfrequenz bei 50 Hz und die Netzspannung liegt bei 400 kV. Im Normalbetrieb liegt die gesamt eingespeiste Leistungsmenge bei 715 MW. Davon sind 240 MW über umrichterbasierte EE-Anlagen an das Netz angeschlossen.

Zur Simulation eines Fehlers wird zum Fehlerzeitpunkt  $t = 0,1$  s ein Leistungsdefizit simuliert, indem an einem Knoten die Last sprunghaft um 100 MW erhöht wird.

## 4.2 Verhalten von netzbildenden Umrichtern am Netz

In der in Abbildung 4 gezeigten Untersuchung werden die beiden mittels Umrichter an das EVS angeschlossenen EE-Anlagen ohne Energiemengenbeschränkung betrieben.

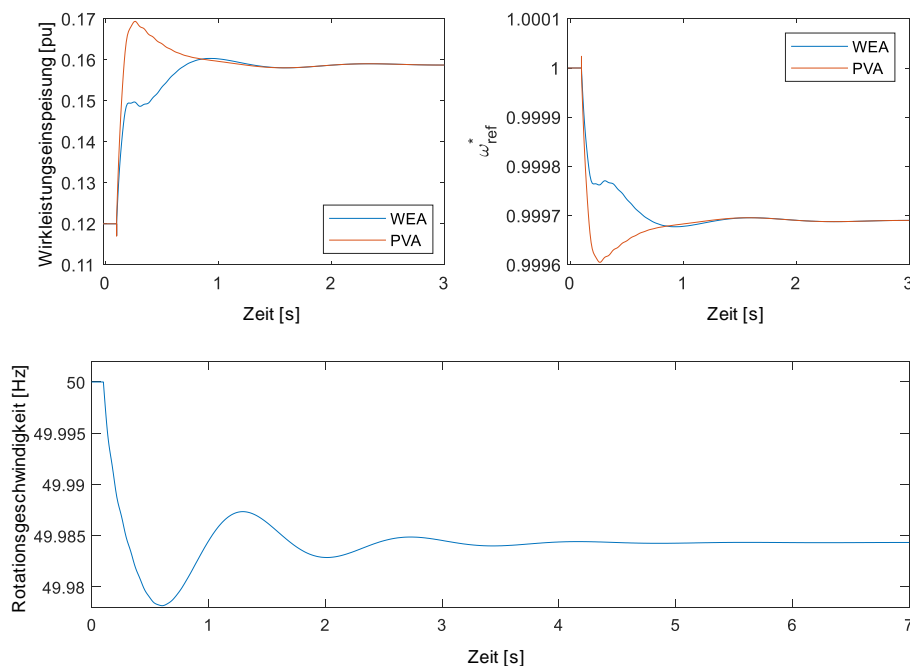


Abbildung 4: Einfluss von netzbildenden Umrichtern ohne Energiemengenbeschränkung

Es ist zu erkennen, dass sich durch das entstehende Leistungsdefizit sowohl für die WEA, als auch die PVA eine Referenzwinkelgeschwindigkeitsänderung einstellt. Diese führt zu einer intrinsischen Erhöhung der einzuspeisenden Wirkleistung. Gleichzeitig bremst der Synchrongenerator der konventionellen Anlage, sodass die Frequenz ein dynamisches Frequenzminimum nach ca. 0,7 Sekunden erreicht. Danach stellt sich unter Berücksichtigung der frequenzstützenden Maßnahmen der EE-Anlagen sowie der konventionellen Erzeugungsanlage eine

stationäre Frequenzabweichung von knapp über 0,015 Hz ein. Solch ein Verhalten wäre jedoch nur bei ausreichend vorhandenen Energiereserven der EE-Anlagen möglich, wie bspw. durch zusätzliche SuperCaps und/oder BSS.

### 4.3 Auswirkung von Energiemengenbeschränkungen netzbildender Umrichter

In der in Abbildung 5 gezeigten Untersuchung werden die beiden EE-Anlagen nun mit Energiemengenbeschränkung und die konventionelle Erzeugungsanlage unverändert zu den Untersuchungen in Kapitel 4.2 betrieben. Die Frequenz entspricht im ersten Fehlermoment die der ohne Beschränkung. Da eine PVA nur über geringe Reserven im Zwischenkreis verfügt, sind diese jedoch bereits nach kurzer Zeit aufgebraucht, sodass die WEA und die konventionelle Erzeugungsanlage deren Ausfall mit einer zusätzlichen Leistungseinspeisung kompensieren müssen. Dies resultiert in einer höheren, „ersten“ stationären Frequenzabweichung von ca. 0,025 Hz liegt. Um das Erreichen der Grenze der Energiereserven darstellen zu können, wird die Referenzkreisfrequenz der Regelung wieder auf ihren Vorfehlerwert von 1 zurückgesetzt, sodass sich eine Einspeisung identisch zum Vorfehlerfall einstellt. Nach etwa 2,5 Sekunden wird die Energiereserve der WEA ebenfalls aufgebraucht. Dies wirkt sich in einem erneuten Frequenzabfall aus. Zu diesem Zeitpunkt steht nur noch das konventionelle Kraftwerk zur Frequenzstützung in Form von Momentanreserve und Primärregelleistung zur Verfügung. Die sich im Folgenden einstellende maximale Frequenzabweichung liegt bei ca. 0,13 Hz. Schließlich kann der Synchrongenerator die Frequenz bei ca. 49,91 Hz stabilisieren.

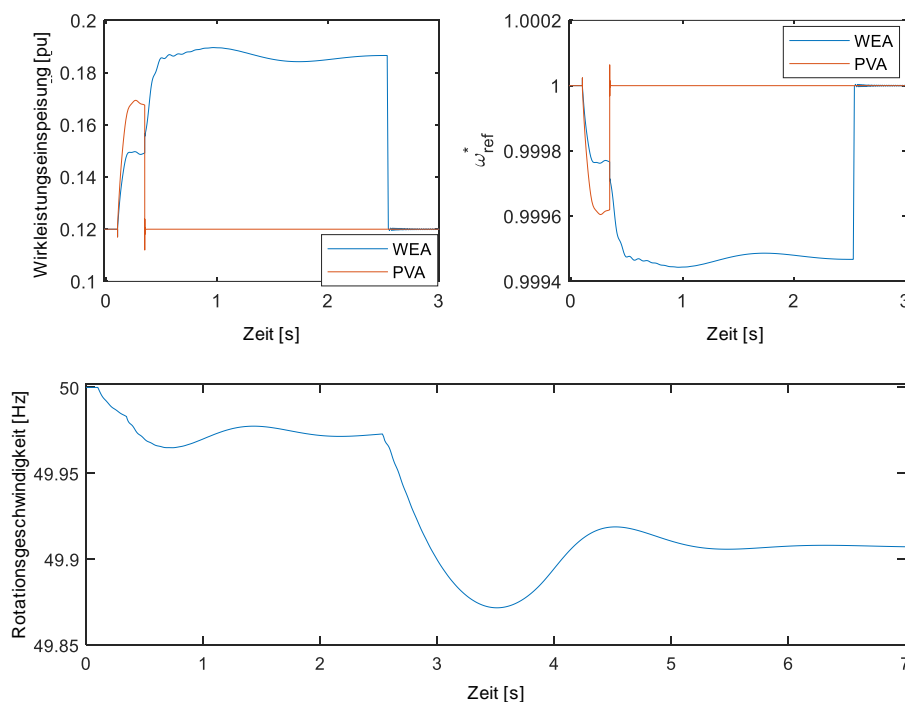


Abbildung 5: Einfluss von netzbildenden Umrichtern mit Energiemengenbeschränkung

Der Vergleich der Ergebnisse aus Kapitel 4.2 und Kapitel 4.3 zeigt, dass die Modellierung der Energiemengenbeschränkung im Kontext netzbildender Regelungskonzepte bei der Bereit-



stellung von Momentanreserve durch EE-Anlagen einen wesentlichen Einfluss auf die Frequenzhaltung hat und daher in entsprechenden Simulationen stets berücksichtigt werden muss.

## 5 Zusammenfassung

Durch den strukturellen Wandel des europäischen EVS werden alternative Möglichkeiten zur Bereitstellung von Momentanreserve immer bedeutender. EE-Anlagen, die über Umrichter an das Netz gekoppelt sind, sind über netzbildende Regelungskonzepte in der Lage, Momentanreserve im Falle von auftretenden Leistungsungleichgewichten bereitzustellen. Bei WEA kann dies durch kurzzeitiges Drosseln des Generators gewährleistet werden, sodass die vorhandene Schwungmasse analog zur Momentanreserve thermischer Kraftwerke Leistung liefern kann. PVA hingegen haben neben dem Zwischenkreisspeicher der Leistungselektronik keinen weiteren Energiespeicher, aus dem Momentanreserve ausgespeist werden könnte. In diesen Fällen und ggf. zur weiteren Erhöhung der vorhandenen Energiereserven können Energiespeicher, wie SuperCaps und BSS, verwendet werden.

Durch die durchgeführten Zeitbereichssimulationen im Rahmen dieses Papers konnte gezeigt werden, dass die Abbildung von Energiemengenbeschränkungen einen erheblichen Einfluss auf die Frequenzhaltung hat und daher in diesem Kontext stets Berücksichtigung finden sollte.

## 6 Literatur

- [1] Europäische Kommission, *Der Klimazielplan für 2030: Mehr Ehrgeiz für das Klimaziel Europas bis 2030: In eine klimaneutrale Zukunft zum Wohl der Menschen investieren*. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0562> (Zugriff am: 13. Januar 2022).
- [2] Gesetz zur *Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG)*, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf>
- [3] Bundesnetzagentur, *Zahlen, Daten, Informationen zum EEG*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/start.html) (Zugriff am: 17. Oktober 2021).
- [4] Gesetz für den *Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021)*, 2021. [Online]. Verfügbar unter: [http://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/EEG\\_2021.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf)
- [5] S. D'Arco, J. A. Suul und O. B. Fosso, „A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids“, *Electric Power Systems Research*, Jg. 122, July (11), S. 180–197, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.01.001.
- [6] A.-C. Agricola *et al.*, „Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030: Analyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen.“, Berlin, 16. Feb. 2016. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142\\_Studie\\_Momentanreserve\\_2030.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142_Studie_Momentanreserve_2030.pdf). Zugriff am: 12. August 2021.
- [7] J. Castro Martinez, S. Arnaltes, J. Alonso-Martinez und J. L. Rodriguez Amenedo, „Contribution of Wind Farms to the Stability of Power Systems with High Penetration of Renewables“, *Energies*, Jg. 14, Nr. 8, S. 2207, 2021, doi: 10.3390/en14082207.

- [8] A. Knobloch, C. Hardt, A. Falk und T. Bülo, „Netzstabilisierende Regelungssysteme für Batteriespeicher in stromrichterdominierten Insel- und Verbundnetzen“ (ger), 13. *ETG/GMA-Fachtagung Netzregelung und Systemführung*, Nr. 160, 2019.
- [9] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg und P. Rodríguez, „Control of Power Converters in AC Microgrids“, *IEEE Trans. Power Electron.*, Jg. 27, Nr. 11, S. 4734–4749, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [10] F. Milano, *Power System Modelling and Scripting*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin / Heidelberg, 2010. [Online]. Verfügbar unter: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=646331>
- [11] A. G. Roehder, B. Fuchs, J. Massmann und M. A. Quester, „Transmission system stability assessment within an integrated grid development process“, *CIGRE science & engineering : CSE*, Jg. 8, June, S. 67–84, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://publications.rwth-aachen.de/record/691654>
- [12] B. Dembart, A. M. Erisman, E. G. Cate, M. A. Epton und H. Dommel, „Power system dynamic analysis: Phase I: EPRI EL-484“, 1977.