

# BEWERTUNG VERSCHIEDENER REGELUNGSANSÄTZE FÜR SPEICHERSYSTEME ZUR VERBESSERUNG DER KURZZEIT- FREQUENZSTABILITÄT

Florian Rauscher\*, Björn Oliver Winter, Julia Seidel, Bernd Engel

TU Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen -  
elenia, Schleinitzstraße 23, +49 531 391 7760, f.rauscher@tu-braunschweig.de

**Kurzfassung:** Die Frequenzstabilität muss auch in Zeiten mit geringer Durchdringung von konventionellen Kraftwerken im Verbundnetz sichergestellt werden. Durch die kurzfristige Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Speichersystemen bei auftretenden Frequenzabweichungen oder Phasensprüngen kann ein verbessertes Frequenzverhalten erreicht werden. Diese Leistungsanpassung ist im Wesentlichen durch die Regelung des Wechselrichters bestimmt. Zwei Verfahren werden für stromeinprägende Wechselrichter vorgestellt und diese mit der Bereitstellung aus einem spannungseinprägenden Wechselrichter verglichen. Die Funktionsweise aller Regelungsansätze wird beginnend im Labor dargestellt und anschließend simulativ im Parallelbetrieb mit einer Synchronmaschine untersucht. Zuletzt wird der Einfluss der drei Verfahren auf die Frequenzstabilität bewertet und in den Kontext des Aufwands zur Realisierung gesetzt. Es wird gezeigt, dass sowohl die absolute Frequenzabweichung als auch deren Gradient deutlich abnehmen, wenn der Wechselrichter seine Wirkleistung mit einem höheren Gradienten anpasst.

**Keywords:** Speichersysteme, Frequenzstabilität, Frequenzgradienten, Momentanreserve, Primärregelleistung, FCR, netzbildende Wechselrichter, spannungseinprägende Wechselrichter

## 1 Motivation und Problemstellung

Über die letzten 20 Jahre hat sich das elektrische Energieversorgungssystem in Deutschland stark verändert [1]. Neben der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien, insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen, sind auch neue Komponenten wie Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge hinzugekommen. Aufgrund der vornehmlichen Anbindung über Wechselrichter führt dieser Wandel zu einem wachsenden Anteil an Leistungselektronik im Netz. In Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien werden somit konventionelle Kraftwerke verdrängt bzw. verbleiben nur aus Stabilitätsgründen am Netz.

In Bezug auf die Frequenzstabilität wird dadurch vor allem die Kurzzeitstabilität zunehmend beeinflusst. Dieser Zeitbereich umfasst die ersten Bruchteile von Sekunden bis hin zu den ersten Sekunden nach einem Störfall [2]. In diesem Zeitrahmen wirkt zunächst die Momentanreserve, die aktuell nahezu ausschließlich von den rotierenden Massen der Synchrongeneratoren bereitgestellt wird, und anschließend die Primärregelleistung (engl. Frequency Containment Reserve, FCR). Die Wirkung der Momentanreserve besteht in der Begrenzung des Frequenzgradienten (Rate of Change of Frequency, RoCoF) direkt nach

einem Störfall [3]. Werden nun Synchrongeneratoren durch wechselrichterbasierte Erzeugung ersetzt, müssen andere Maßnahmen ergriffen werden, um die Kurzzeitfrequenzstabilität zu sichern.

Das Ziel der hier vorgestellten Untersuchungen ist daher, das Potential von Batteriespeichern hinsichtlich ihres Beitrags zur Frequenzhaltung im Kurzzeitbereich aufzuzeigen und zu bewerten. Batteriespeicher werden bereits heute für die Erbringung von FCR eingesetzt [4]. Aufgrund ihrer leistungselektronischen Eigenschaften ist eine Leistungsanpassung mit weitaus höherer Dynamik als für die FCR gefordert technisch möglich. Im Folgenden werden drei Regelungsansätze vorgestellt, die Speicher entweder zur Bereitstellung von FCR, optional mit höherer Dynamik, oder zur Bereitstellung von Momentanreserve befähigen (s. Kapitel 3. Mittels eines frei programmierbaren Wechselrichters werden diese Ansätze anschließend in Kapitel 4 im Labor validiert. Die Wirkungsweise dieser Varianten wird in Kapitel 5 durch EMT-Simulationen in konzentrierten Testnetzen dargelegt. Hierbei werden Simulationen in ausgedehnten Netzgebieten und über mehrere Spannungsebenen hinweg mit dem Ziel durchgeführt, die Wirkung der jeweiligen Regelung im Netz zu verdeutlichen. Schließlich wird die Wirkung der verschiedenen Regelungen auf die Frequenzstabilität und ihr Umsetzungspotenzial bewertet.

## 2 Heutige Netzregelung

Eine konstante Netzfrequenz resultiert aus einem Gleichgewicht zwischen eingespeister und entnommener Leistung. Die Frequenz wird dann als stabil bezeichnet, wenn sie sich in einem vorgegebenen Toleranzband um die Nennfrequenz bewegt. Im kontinentaleuropäischen Verbundsystem liegt die Nennfrequenz bei 50 Hz. Die Maßnahmen zur Sicherung und Wiederherstellung der Frequenz nach Abweichungen unterscheiden sich in ihrer Reaktionsgeschwindigkeit und werden demnach konsekutiv aktiviert. Abbildung 1 zeigt die zeitliche Reihenfolge der wichtigsten Maßnahmen zur Frequenzhaltung: Momentanreserve und Regelleistung. [5]

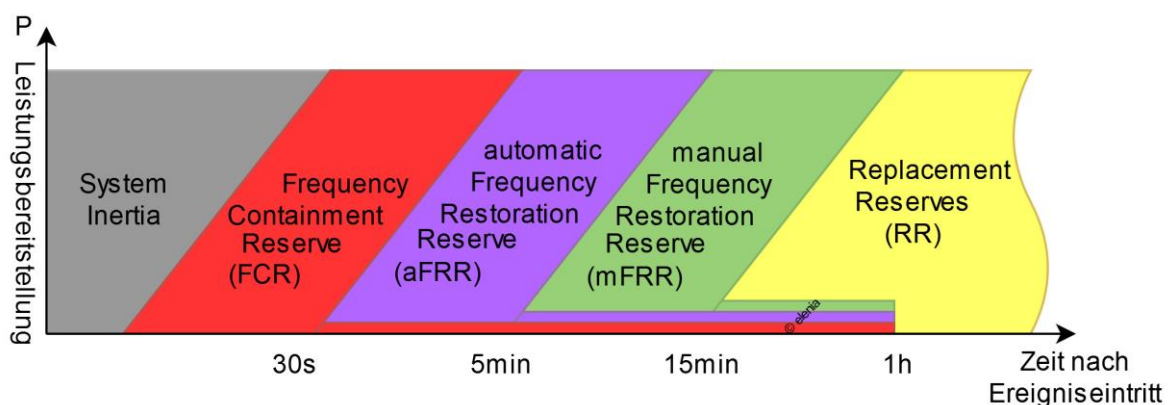


Abbildung 1: Darstellung der Momentanreserve und Regelleistungprodukte nach zeitlicher Staffelung

Momentanreserve wird intrinsisch von Synchronmaschinen in konventionellen Großkraftwerken bereitgestellt. Die Drehzahl und die Netzfrequenz sind physikalisch direkt gekoppelt, sodass eine gegenseitige Beeinflussung von Frequenz und Wirkleistung instantan auftritt [6]. Bei einer Störung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Last im Netz

entsteht ein sprunghafter Bedarf an mehr oder weniger Wirkleistung, welcher durch die Rotationsenergie der rotierenden Massen aufgrund ihrer Trägheit kurzzeitig gedeckt wird. Die hierfür notwendige Energie wird unverzögert als Momentanreserve in das Netz eingespeist bzw. daraus entnommen. Dieses Verhalten führt lokal zu einer Veränderung der Drehzahl jedes Generators und somit global zum Abweichen der Netzfrequenz. Nach wenigen Sekunden setzt die FCR ein, mit dem Ziel, die Frequenzabweichung zu begrenzen und die Drehzahl der Synchronmaschinen zu stabilisieren. Die automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) und die manual Frequency Restoration Reserve (mFRR) dienen der Rückführung der Nennfrequenz in den Toleranzbereich der Langzeitfrequenzstabilität.

Die Momentanreserve lässt sich maßgeblich über die Netzanlaufzeitkonstante  $T_{\text{Netz}}$  quantifizieren. Diese ist ein Maß für die Trägheit aller rotierenden Massen im System. Im heutigen kontinentaleuropäischen Verbundsystem wird von einer durchschnittlichen Trägheit von  $T_{\text{Netz}} = 10$  s ausgegangen [7]. Zukünftig ist durch die Abnahme der in das Netz einspeisenden Synchronmaschinen und die Zunahme der über Leistungselektronik angebundenen Erzeuger mit einer sinkenden Netzanlaufzeitkonstante zu rechnen. Werden keine Gegenmaßnahmen ergriffen, wird sich dieses veränderte Verhalten auf die Frequenzstabilität auswirken.

Das *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) definiert einen Referenzstörfall, in dessen Verlauf ein bestimmter Frequenznadir, d. h. die maximale dynamische Abweichung der Frequenz, eingehalten werden muss. Hierbei wird von einem Erzeugungsausfall von 3.000 MW ausgegangen, was einem Ausfall der zwei größten Kraftwerksblöcke im kontinentaleuropäischen Verbundsystem entspricht, die an eine Sammelschiene angeschlossen sind. Die Designhypothese beschreibt in diesem Fall den einzuhaltenden Frequenzverlauf bei einer Schwachlast von 150 GW, einem Verbraucherselbststregoeffekt von 1 %/Hz sowie einer Netzanlaufzeitkonstante von 10 s - 12 s [8]. Abbildung 2 zeigt diesen vorgegebenen Verlauf nach dem Referenzstörfall sowie den Frequenzverlauf unter Annahme einer geringeren Netzanlaufzeitkonstante von 5 s.

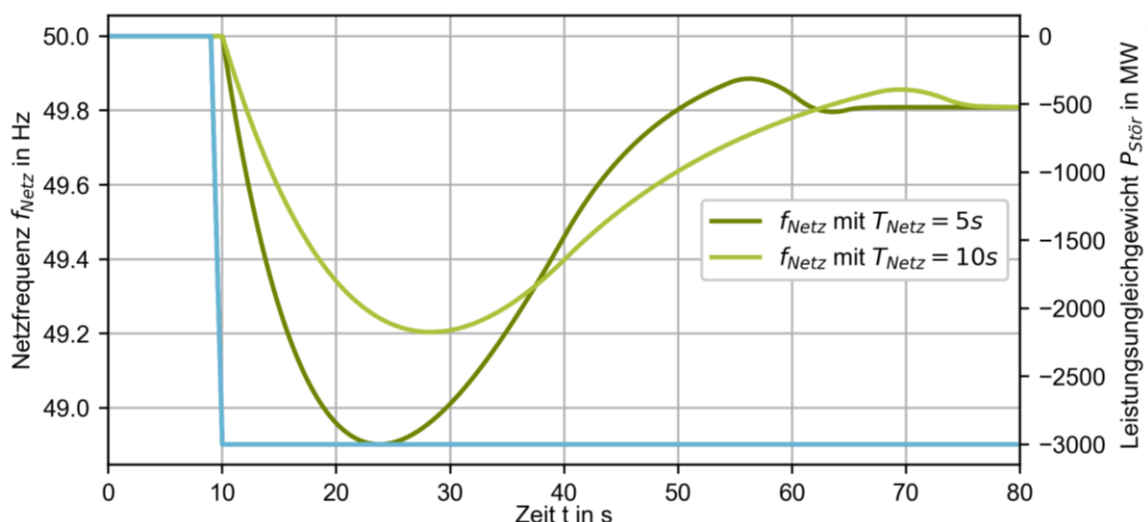


Abbildung 2: Darstellung der Frequenzverläufe infolge eines 3 GW Leistungsungleichgewichts im europäischen Verbundnetz mit unterschiedlichen Netzanlaufzeitkonstanten in Anlehnung an [9]

Der Eintritt der Störung zum Zeitpunkt  $t = 10$  s resultiert in einem sofortigen Frequenzeinbruch. Der Gradient (RoCoF) wird hierbei von der Momentanreserve definiert, während der

Frequenznadir von der FCR beeinflusst wird. Bei Einhaltung der Designhypothese darf die dynamische Frequenzabweichung höchstens bei  $\pm 800$  mHz und die quasistationäre Frequenzabweichung bei maximal  $\pm 180$  mHz unter Berücksichtigung des Verbraucherselbstregeleffekts liegen [8]. Eine geringere Netzanlaufzeitkonstante von  $T_{\text{Netz}} = 5$  s führt nachweislich zu einer höheren dynamischen Frequenzabweichung und einem Überschreiten des Grenzwerts. Aufgrund ihrer verzögerten Bereitstellung sorgt die FCR zwar für eine Stabilisierung der Frequenz im Sekundenbereich, kann den höheren RoCoF unmittelbar nach dem Störungseintritt jedoch nicht ausgleichen. Die Auswirkung geringerer rotierender Masse am Erzeugungsanteil und der Einfluss verschiedener Wechselrichterregelungen besitzt auf die Frequenzabweichung also einen erheblichen Einfluss, wie auch in [10] gezeigt.

Es ist ersichtlich, dass bei einer zukünftig sinkenden Netzanlaufzeitkonstanten Gegenmaßnahmen ergriffen werden müssen, um die Frequenz auch bei schweren Störfällen in einem stabilen Bereich halten zu können. Somit werden zusätzliche Komponenten benötigt, die ihre Wirkleistung in Bezug auf eine auftretende Frequenzabweichung durch ihre Regelung innerhalb von Millisekunden anpassen können. Batteriespeicher sind in der Lage, diese Anforderung zu erfüllen und werden daher im Folgenden intensiv betrachtet.

### **3 Regelungsansätze für Speichersysteme**

Um auf Frequenzabweichungen im Netz reagieren zu können, müssen Speichersysteme, neben der ausreichenden Energie im Speichermedium, ebenfalls über Wechselrichter mit einer geeigneten Regelung verfügen. In den folgenden Betrachtungen werden als mögliche Regelungsansätze eine frequenz- und winkelabhängige Wirkleistungsanpassung sowie eine spannungseinprägende Wechselrichterregelung mit inhärenter Wirkleistungsreaktion näher betrachtet. Diese Ansätze werden im Folgenden im Detail beschrieben.

#### **3.1 Frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung $P(f)$**

Die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung findet in der Frequenzhaltung bereits Anwendung. Zum einen sind alle dezentralen Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz dazu verpflichtet, bei Frequenzen von  $50,2 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$  ihre Wirkleistungseinspeisung auf Basis einer vorgegebenen Kennlinie anzupassen [10]. Zum anderen wird dieses Verhalten auch für die Erbringung von FCR genutzt. In Abhängigkeit von der Netzfrequenz passt die Erzeugungsanlage ihre Leistung nach oben oder unten an. Abbildung 3 zeigt die für die Bereitstellung von FCR vorgegebene Statik.

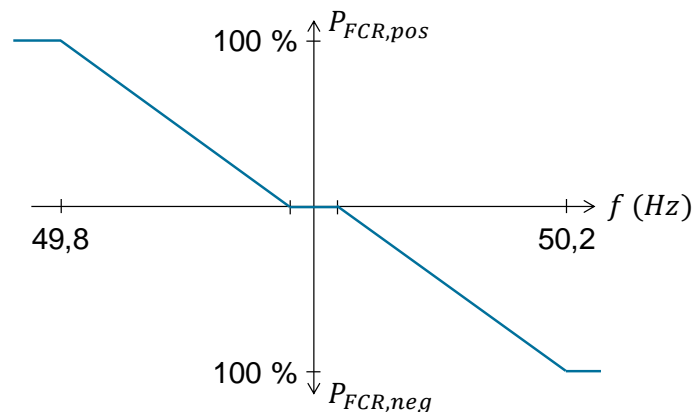


Abbildung 3: Darstellung der Bereitstellung von FCR mittels Batteriespeichersystemen in den Frequenzbetriebsgrenzen [10]

Außerhalb des Totbands von  $\pm 10$  mHz wird bei Unterfrequenz zusätzliche Leistung bereitgestellt (positive FCR) und bei Überfrequenz die Leistung reduziert (negative FCR). Weiterhin muss die FCR innerhalb von 30 s vollständig zur Verfügung stehen. Diese Aktivierungszeit beruht auf der Reaktionszeit turbinengetriebener Systeme und der Regulierung der Dampfventile. Speichersysteme hingegen können ihre Leistung aufgrund der Leistungselektronik deutlich schneller anpassen. Die genannte Aktivierungszeit von 30 s gilt daher als Mindestanforderung. Die deutschen ÜNB ermöglichen es insbesondere Speichersystemen, die FCR schnellstmöglich, bis hin zu einer idealen Sprungantwort, zu erbringen [11]. Die mögliche Reaktionszeit eines Speichersystems ist von der Zeitspanne begrenzt, in der eine Frequenzabweichung des Netzes sicher und robust detektiert werden kann. Dies geschieht im Regelfall über eine PLL, da die klassische Frequenzbestimmung eine Verzögerung von mehreren hundert Millisekunden bewirkt [12] und darauf basierende Mechanismen daher nicht in der Lage sind, den unmittelbaren RoCoF bei Störungsauftritt zu begrenzen.

In [13] wurde gezeigt, dass Wechselrichter in der Lage sind, ihre Wirkleistung bei einer Frequenzabweichung innerhalb von Millisekunden anzupassen. Diese Eigenschaft ist im Rahmen der FCR-Erbringung zwar möglich, wird jedoch ausschließlich als FCR vergütet. Eine Alternative würde die Implementierung einer schnelleren FCR darstellen, bei der eine Aktivierungszeit von 1 s verpflichtend für alle bereitstellenden Einheiten ist. Damit kann die Frequenz im Kurzzeitbereich bei Störungen stabilisiert werden. [13]

### 3.2 Winkelabhängige Wirkleistungsbereitstellung $P(\theta)$

Nach Auftritt eines Leistungsungleichgewichts wird, wie in Kapitel 2 beschrieben, die Netzfrequenz nur mittelbar und entsprechend verzögert über die Trägheit der gekoppelten Synchrongeneratoren nachgeführt. Daneben resultieren Lastsprünge am Netz jedoch auch unmittelbar in einem Sprung des Phasenwinkels im Leitungsstrang. Der Stromregler gleicht diese Phasenwinkeländerung zusammen mit der PLL zur Bestimmung des aktuellen Netzphasenwinkels eines herkömmlichen Wechselrichters in der Regel unmittelbar aus. Um dennoch diese Netzinformation für eine Funktion zur Wirkleistungsbereitstellung im Störfall nutzbar zu machen, kann das Grundgerüst einer typischen PLL herangezogen werden, die mit einer verhältnismäßig trägen Dynamik ausgestattet ist. Somit wird die Phasenwinkeldifferenz zum netzseitigen Phasenwinkel nur verzögert nachgeführt und auf

dieser Differenz kann nun ein proportionales Wirkleistungsverhalten  $P(\theta)$  implementiert werden. Hierdurch kann eine Leistungsreaktion bereits vor der eigentlichen Frequenzbestimmung zur Verfügung gestellt werden. Das in Abbildung 4 dargestellte vereinfachte Prinzipschaubild verdeutlicht diesen Ansatz [14].

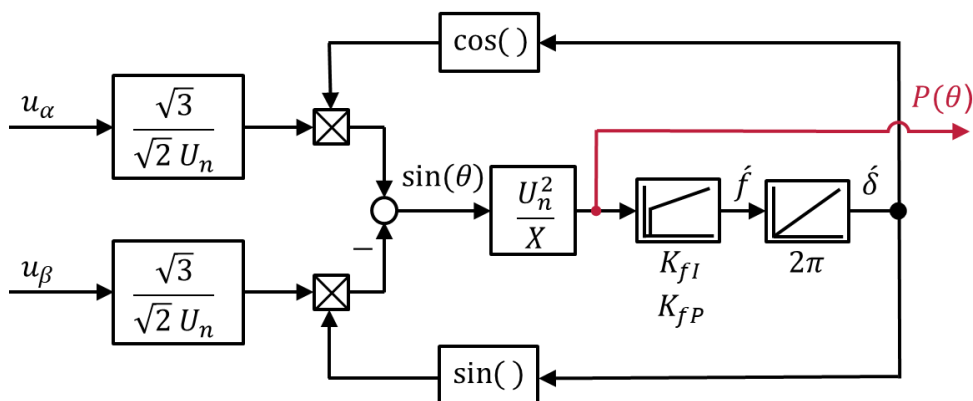


Abbildung 4: Funktionsweise der winkeldifferenzabhängigen Wirkleistungsbereitstellung  $P(\theta)$  [14]

Wie in einer üblichen PLL wird hier die gemessene Systemspannung  $u_\alpha, u_\beta$  mit unbekanntem Winkel  $\delta$  mit einem intern generierten Referenzwert  $\hat{\delta}$  verglichen, um diesen mithilfe der entstehenden Abweichung kontinuierlich an die äußere Spannung nachzuführen. Hierzu wird in diesem Ansatz die Systemspannung Clarke-transformiert, normiert und mit dem internen Phasenschätzer  $\hat{\delta}$  verrechnet. Der interne Referenzwert für den Systemwinkel muss jedoch über den doppelten Integrator nachgeführt werden und reagiert daher stark verzögert auf Winkelsprünge im System. Im Gegensatz zu diesem ist die auftretende Differenz  $\theta = \delta - \hat{\delta}$  jedoch rein arithmetisch von  $\delta$  abhängig und reagiert instantan auf Änderungen des Phasenwinkels. Der Abgriff

$$P(\theta) = \frac{U_n^2}{X} * \sin(\theta)$$

stellt somit das grundsätzliche Verhalten einer trägen Spannungsquelle am Netz dar [15], ist im Gegensatz zu diesem allerdings direkt auf einem stromgeführten Wechselrichter abbildbar. Mittels einer Variation der Parametrierung  $K_{f,I}$  und  $K_{f,P}$  kann die gewünschte Trägheit des Gesamtsystems innerhalb der technischen Grenzen des Wechselrichters abgebildet werden.

### 3.3 Inhärente Wirkleistungsbereitstellung mittels spannungseinprägender Wechselrichterregelung

Neben der Möglichkeit, auf einen Phasenwinkelsprung über eine aktivierende Funktion mit einer geänderten Wirkleistung zu reagieren, erfolgt bei Verwendung einer spannungseinprägenden Wechselrichterregelung eine unmittelbare Wirkleistungsreaktion auf dieses Ereignis. Diese Wirkleistungsreaktion wird unverzögert bereitgestellt, während die in Kapitel 3.2 beschriebene Regelung in unterlagerte Regelungsschleifen eingebettet werden muss und dadurch eine Bereitstellung erst nach einigen Millisekunden umsetzbar ist.

Der spannungseinprägende Wechselrichter (Voltage Controlled Inverter, VCI) regelt eine Spannung in Amplitude und Frequenz an seinen Anschlussklemmen selbst und wirkt somit netzbildend. Im Gegenzug hierzu orientieren sich stromeinprägende Wechselrichter (Current

Controlled Inverters, CCI) an einer extern gemessenen Netzspannung und stellen einen Strom, der einen vorgegebenen Sollwert in Wirk- und Blindleistung erfüllt. Um ein stabiles Verhalten im Netzparallelbetrieb eines VCI zu erreichen, muss die verwendete Regelung eine Statik bzw. Droop aufweisen, die analog zum physischen Verhalten einer Synchronmaschine ausgelegt ist. Die vorliegende Regelung nutzt die formale Beschreibung der Synchronmaschine über eine Differentialgleichung zweiter Ordnung und wird demnach im Folgenden als Virtuelle Synchronmaschinen Regelung (VSM-Regelung) bezeichnet.

In der VSM-Regelung wird der von dem VCI gestellte Spannungswert in Amplitude anhand der abgegebenen Blindleistung und in der Frequenz anhand der abgegebenen Wirkleistung nachgeführt, um die Leistungsabgabe zu stabilisieren. Wie auch bei der Synchronmaschine wird die abgegebene Leistung nur mittelbar und somit verzögert durch die Nachführung der Spannungsparameter an das Netz geregelt und unterliegt somit derselben prinzipiellen Abhängigkeit wie die der eingangs beschriebenen Kopplung zwischen Drehzahl bzw. Frequenz und Wirkleistung. Über die geeignete Parametrierung der Frequenzregelung kann hier eine gewünschte Trägheit implementiert werden, in dem die Nachführung der Frequenz an das Netz verlangsamt wird. Die Wirkungsweise der Frequenzregelung ist auf Abbildung 5 dargestellt.

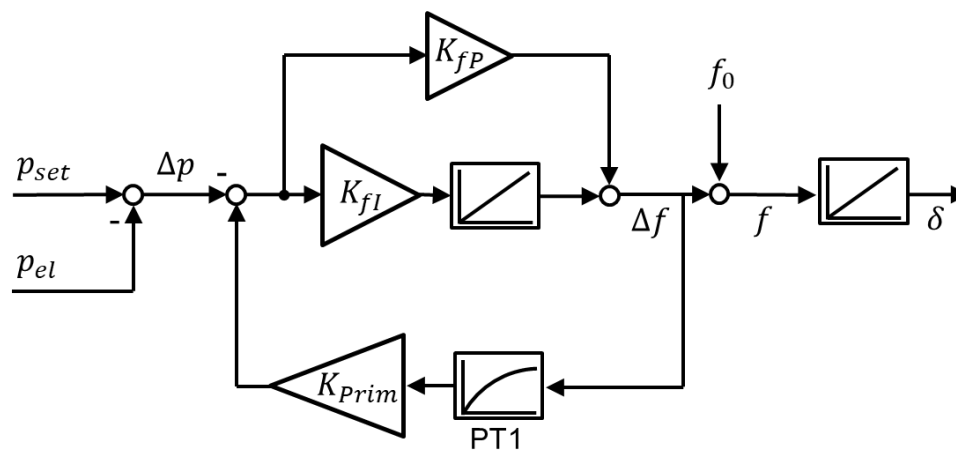


Abbildung 5: Frequenzregler des spannungseinprägenden Wechselrichters [14]

Analog zur Synchronmaschine bewirkt die Differenz  $\Delta p$  über den Integrationsfaktor  $K_{fI}$  bei einem Leistungsungleichgewicht zwischen Sollwirkleistung  $p_{set}$  und der elektrisch abgegebenen Wirkleistung  $p_{el}$  eine Abweichung in der Frequenz  $\Delta f$ . Die Integrationskonstante bildet hierbei mit  $K_{fI} = f_0/T_A$  das Äquivalent zur Anlaufzeitkonstante  $T_A$  und damit auch die Trägheit einer Synchronmaschine nach. Der zusätzliche Proportionalitätsfaktor  $K_{fP}$  dient der Dämpfung der entstehenden Schwingung. Über eine Rückkopplung über den Faktor  $K_{Prim}$  ist eine Wirkleistungsreaktion bezüglich der neu eingestellten Frequenz möglich, was proportional zum Statik-Verhalten von Synchronmaschinen wirkt. Die gestellte Frequenz wird dann über einen weiteren Integrator in den Phasenwinkel des Spannungsraumzeigers überführt, der dann als Sollspannung für die PWM-Modulation verwendet wird. Durch diese verhältnismäßig langsame Änderung des eigenen Phasenwinkels wird Leistung in Form der Momentanreserve inhärent bereitgestellt, da die geänderte Winkeldifferenz zwangsläufig zu geänderten Leistungsflüssen führt.

## 4 Komponententest im Labor

Zum Nachweis der Wirkung der oben beschriebenen Funktionen werden diese im Labor getestet. Die Regelungsansätze werden auf einem frei programmierbaren Wechselrichter implementiert und anschließend im Labor die Sprungantwort der Wirkleistung aufgenommen. Hierfür wird ein Netzsimulator mit einem definierten Frequenzsprung verwendet.

### 4.1 Aufbau des Labors

Die Reaktion der Wechselrichter wird an einem Netzsimulator mit einer Nennscheinleistung von 45 kVA gemessen. Ein frei programmierbarer Wechselrichter mit 15 kVA Nennscheinleistung wird über eine Leitungsnachbildung an einem Netzsimulator betrieben. Der Netzsimulator stellt über Frequenz und Spannungsamplitude definierte dreiphasige Spannung im Labornetz bereit. Die Messung von Spannung und Strom erfolgt an den beiden Klemmen BB\_Netz und BB\_WR mit einer Abtastrate von 10 kHz. Zwischen Netzsimulator und Wechselrichter befindet sich eine Leitungsnachbildung mit einer Impedanz von  $R = 0,1 \text{ Ohm}$  und  $L = 1,5 \text{ mH}$ . Die Abbildung 6 skizziert den Laboraufbau.

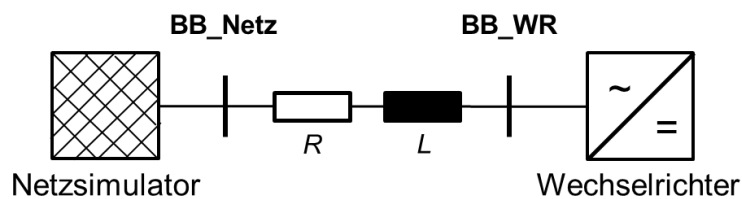


Abbildung 6: Aufbau des Labors mit Netzsimulator, Leitungsnachbildung und frei programmierbarem Wechselrichter

Um das Frequenzverhalten der Wechselrichter zu analysieren, wird ein Frequenzsprung über den Netzsimulator zum Zeitpunkt  $t = 0 \text{ s}$  eingepreßt. Zwar stellt der Frequenzsprung an sich keine typische Netzsituation dar, erlaubt jedoch eine genaue Beschreibung des dynamischen Verhaltens des Wechselrichters unter definierten Bedingungen. Die Frequenz der Netzspannung ist zudem, anders als unter realen Netzbedingungen, im Rahmen dieser Tests nicht vom Wirkleistungsverhalten der getesteten Komponenten abhängig. Der Netzsimulator als starre Spannungsquelle reagiert nicht auf die geänderte Wirkleistungseinspeisung und bietet damit die Möglichkeit rückwirkungsfreier Komponententests. Um eine ähnliche Situation in der Messaufnahme wie im realen Netz zu erzeugen, wurde die Frequenz über eine PLL mit der Parametrierung  $K_p = 180$ ,  $K_i = 120$  und  $K_d = 1$  bestimmt.



## 4.2 Frequenz-Wirkleistungsverhalten eines Wechselrichters mit stromeinprägendem Klemmenverhalten

Sowohl die frequenz- als auch die winkelabhängige Wirkleistungsanpassung können in bestehende Wechselrichterregelungen prinzipiell integriert werden. Der Wirkleistungssollwert wird hierbei um eine entsprechende netzbedingte Wirkleistungsanpassung erweitert. Die in Abschnitt 3.1 und 3.2 beschriebenen Regler wurden gemeinsam in einem Wechselrichter im Labor umgesetzt. Die Wirkleistungsreaktion auf den Frequenzsprung innerhalb der ersten Sekunde ist auf Abbildung 7 dargestellt.

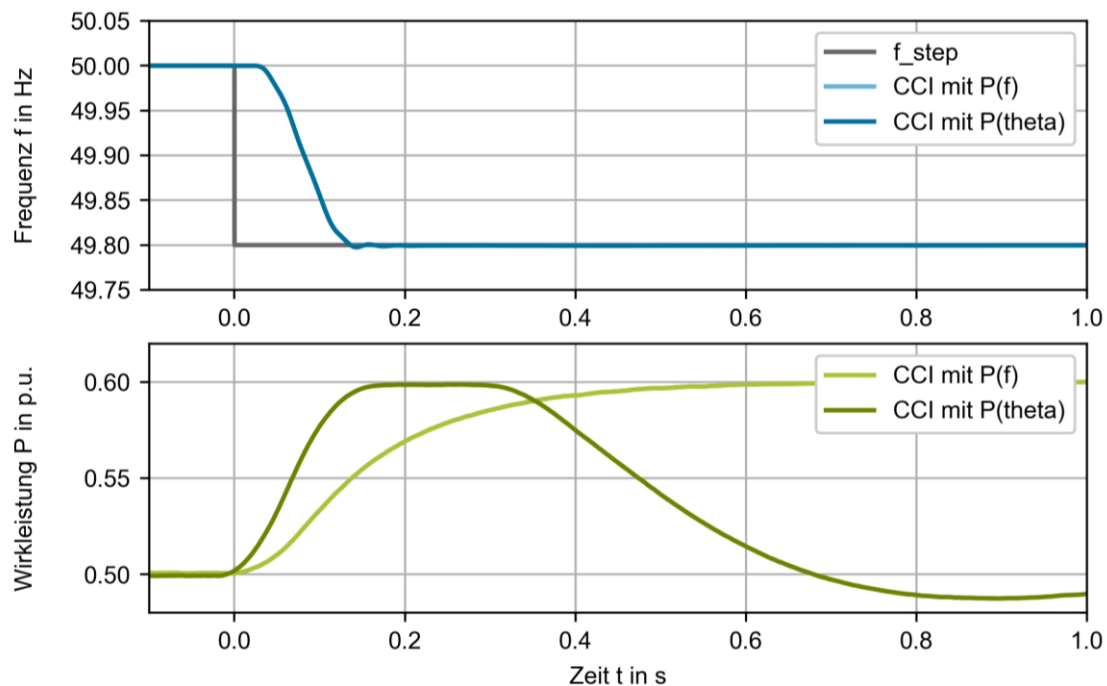


Abbildung 7: Wirkleistungsreaktion nach stromeinprägenden Regelungsverfahren nach einem Frequenzsprung

Die graue Linie  $f_{\text{step}}$  zeigt den Frequenzsollwert des Netzsimulators, der zum Zeitpunkt  $t = 0$  s von 50,0 Hz auf 49,8 Hz reduziert wird. In Blau sind die jeweiligen Frequenzmessungen dargestellt, die über die PLL bestimmt werden. Hierbei sind beide Frequenzmessungen deckungsgleich, was eine reproduzierbare Testprozedur zeigt.

Die Wirkleistungsreaktion der jeweiligen Regelung ist in Grün dargestellt. Abgebildet ist zum einen die  $P(f)$ -Regelung als frequenzabhängige und zum anderen die  $P(\theta)$ -Regelung als winkelabhängige Wirkleistungsanpassung. Beide erhalten eine maximale anpassbare Wirkleistung von 0.1 p.u. für frequenzstützende Maßnahmen. Die  $P(f)$ -Regelung steigt, trotz ihrer verhältnismäßig hohen Dynamik, im Gegensatz zur  $P(\theta)$ -Regelung deutlich langsamer an. Die  $P(\theta)$ -Regelung erreicht nach 100 ms ihre volle Leistung, während die  $P(f)$ -Regelung nahezu eine Sekunde benötigt, um die maximale Leistung einzuspeisen. Die  $P(\theta)$ -Regelung reagiert zudem nur auf den geänderten Raumzeigerwinkel, sodass die Wirkleistung bei Verringerung der Winkeldifferenz wieder reduziert wird. Die  $P(f)$ -Regelung bleibt hingegen bei der maximalen Leistung, da die Frequenz sich ebenfalls nicht geändert hat. Beide Funktionen können auch kombiniert verwendet werden und sich bei entsprechender Parametrierung in ihrer Funktion ergänzen. Dies wird im Vergleich zur Wirkleistungsreaktion des spannungseinprägenden Wechselrichters gezeigt.

### 4.3 Vergleich des Frequenz-Wirkleistungsverhaltens eines Wechselrichters mit spannungseinprägendem Klemmenverhalten

Die Bereitstellung der Wirkleistung des stromeinprägenden Wechselrichters wird nun mit der des spannungseinprägenden Wechselrichters verglichen. Da die Virtuelle-Synchronmaschinen-Regelung durch die Rückkopplungsverstärkung  $K_{Prim}$  sowohl winkel- als auch frequenzabhängig die Wirkleistung anpasst, wird das spannungseinprägende Verhalten mit dem des kombinierten Einsatzes der  $P(f)$ - und  $P(\theta)$ -Regelung verglichen. Der dazugehörige Frequenz-Wirkleistungs-Verlauf ist auf Abbildung 8 dargestellt.

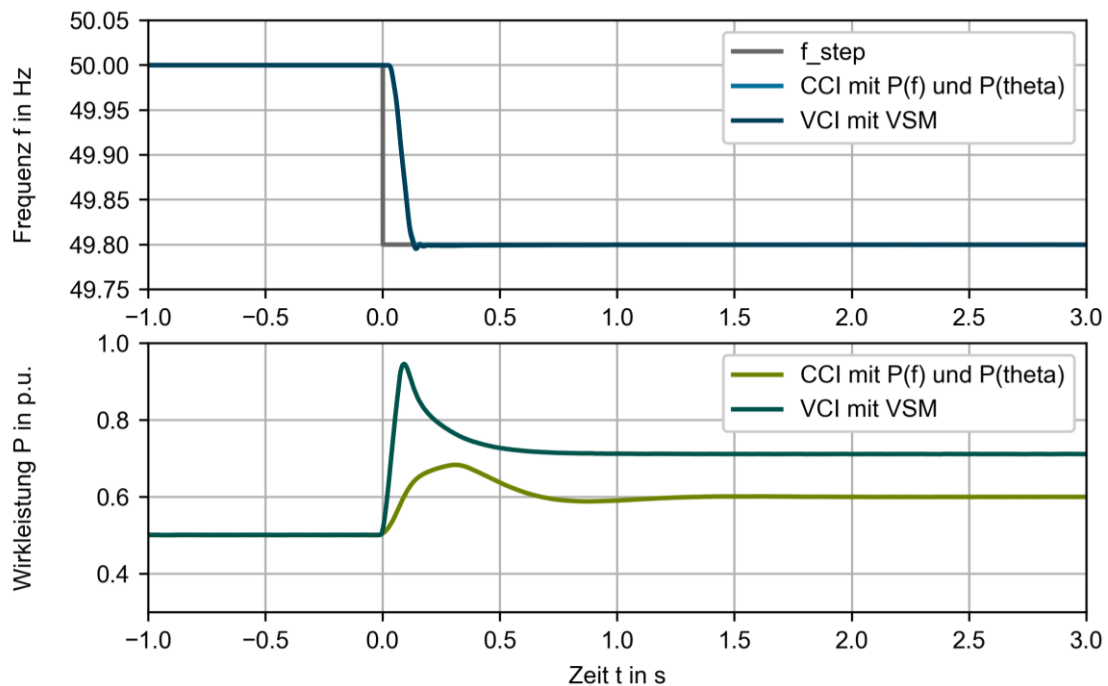


Abbildung 8: Vergleich der Frequenz-Wirkleistungsreaktion des kombinierten Einsatzes der  $P(f)$  und der  $P(\theta)$ -Regelung mit der VSM-Regelung

Aus dem Verlauf der Wirkleistung wird ersichtlich, dass das vorgestellte Modell die Eigenschaften beider Regelungen kombiniert: Die getestete Regelung zeigt, analog zu der der VSM-Regelung inhärenten Momentanreserve, eine ausgeprägte Reaktion der Leistung auf den eingprägten Frequenzsprung. Gleichzeitig trägt der Umrichter mit der für die  $P(f)$ -Regelung charakteristischen frequenzabhängigen Leistungsanpassung zur Langzeit-Frequenzstabilisierung bei. Die Kombination der Regelungen des CCI ähnelt in ihrer Antwort dem grundsätzlichen Verhalten des ebenfalls abgebildeten VCI, sie erfolgt jedoch noch verzögerter und gedämpfter als die der VSM-Regelung. Durch eine angepasste Parametrierung können sowohl der VCI als auch der CCI auf eine ähnliche maximale Wirkleistungsbereitstellung ausgelegt werden, jedoch ist der Gradient der Wirkleistungsreaktion beim VCI grundsätzlich stets höher als beim CCI. Dies liegt an der notwendigen Verzögerung des CCI in der Bereitstellung der  $P(\theta)$ -Funktion, um keine ungewollte regelungstechnische Interaktion mit dem vorhandenen Stromregler hervorzurufen. Somit kann die VCI-Regelung per se eine schnellere Wirkleistungsreaktion erbringen als ein CCI.

## 5 Systemtests in Simulation

Um die Wirkungsweise der vorgestellten Regelungen auf die Kurzzeit-Frequenzstabilität im Netz zu bewerten, wird ein Systemtest im simulierten Netzmodell mittels der Netzsimulationssoftware DIgSILENT PowerFactory durchgeführt. Die Bewertung der Frequenzstabilität wird in der Regel in einem Bilanzmodell durchgeführt, in dem das Verhalten aller Synchronmaschinen in einem Netz durch eine einzelne Ersatzsynchronmaschine abgebildet werden kann [5]. Analog hierzu wird eine einzelne Synchronmaschine im Modellnetz der Simulation verwendet, um den Einfluss auf das Frequenzverhalten qualitativ bewerten zu können.

### 5.1 Vorstellung der Untersuchungsmethodik und des Netzes

Im Rahmen der Systemtests wird die jeweils zu untersuchende Regelung in einem Wechselrichtermodell implementiert, welches einen lokalen Verbund umrichter gestützte Einspeisung im Hochspannungsnetz repräsentiert. Als Referenz wird ein Standard-Modell eines Synchrongenerators verwendet, welches die verbleibende Massenträgheit rotierender Elemente im betrachteten Netzabschnitt repräsentiert. Dieser Netzabschnitt wird im Rahmen des Tests einem Störfall mit Trennung vom überlagerten Verbundnetz ausgesetzt. Die folgende Abbildung beschreibt das angewandte Szenario:

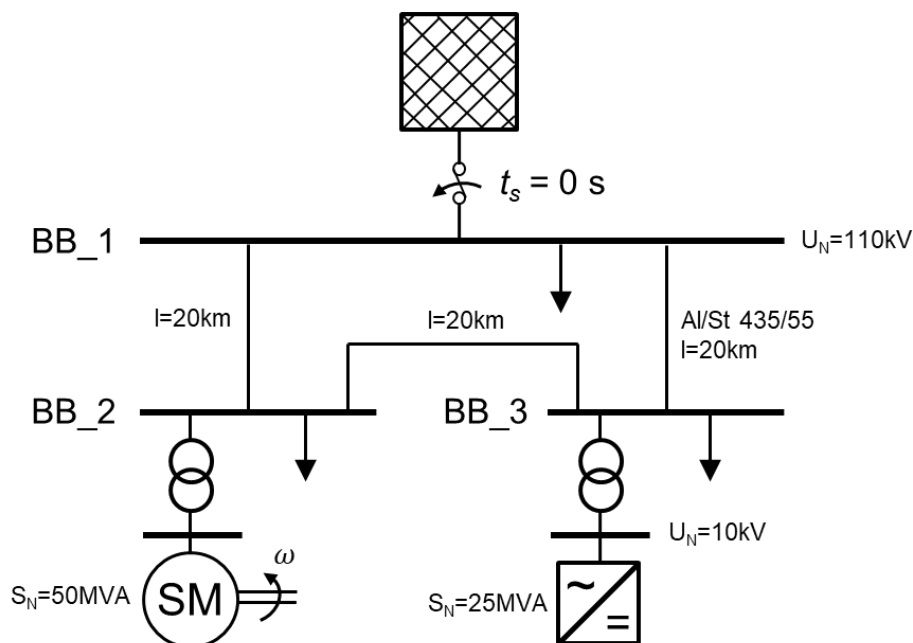


Abbildung 9: Aufbau des Simulationsnetzes zum Vergleich der Frequenzstabilität

Dargestellt ist ein Netz mit drei Sammelschienen (BB\_1, BB\_2 und BB\_3) im 110 kV-Netz, die untereinander mit Freileitungskabeln verbunden sind. An jeder Sammelschiene sind eine aggregierte Last und eine Erzeugungseinheit unterschiedlicher Charakteristik angebunden. An der ersten Sammelschiene ist eine Verbindung zu einem übergeordneten Netz vorhanden. Diese wird im Zuge eines Schaltereignisses zum Zeitpunkt  $t = 0$  s aufgetrennt. Hierdurch inselt sich das Teilsystem mit lediglich zwei Erzeugungsanlagen – der Synchronmaschine und einem Batteriewechselrichter. Die Synchronmaschine besitzt eine Nennscheinleistung von 50 MVA

und ist über einen Transformator an die zweite Sammelschiene angeschlossen. Die Wirkleistungseinspeisung zum Störungseintritt beträgt 30 MW. Der Wechselrichter besitzt eine Nennscheinleistung von 25 MVA und speist im stationären Zustand vor Störungseintritt 20 MW als Wirkleistung ein. Die Lasten sind so ausgelegt, dass eine Leistung von 2,2 MW durch das externe Netz bezogen werden muss, welche zum Zeitpunkt des Schalt ereignisses als Wirkleistungsdefizit im Inselnetz auftritt.

Der Fokus der Untersuchungen liegt in den folgenden Betrachtungen auf dem zeitlichen Verhalten der Wirkleistungsbereitstellung des Batteriewechselrichters, der jeweils mit den drei vorgestellten Verfahren betrieben wird. Die Simulation selbst wird im Momentanwertbereich (EMT) durchgeführt, um den Zeitbereich hinreichend genau auflösen zu können. Die Frequenz wird hierbei über eine PLL (Integrationsverstärkung: 30, Proportionalverstärkung: 10) an der ersten Sammelschiene bestimmt.

## 5.2 Ergebnisse der Simulation

Mittels der Simulation werden die drei Verfahren untereinander bezüglich der frequenzstabilisierenden Eigenschaft im Kurzzeitbereich verglichen. Das Wirkleistungsverhalten des Wechselrichters und der Frequenzverlauf des verbleibenden Netzes ist auf Abbildung 10 entsprechend dargestellt.

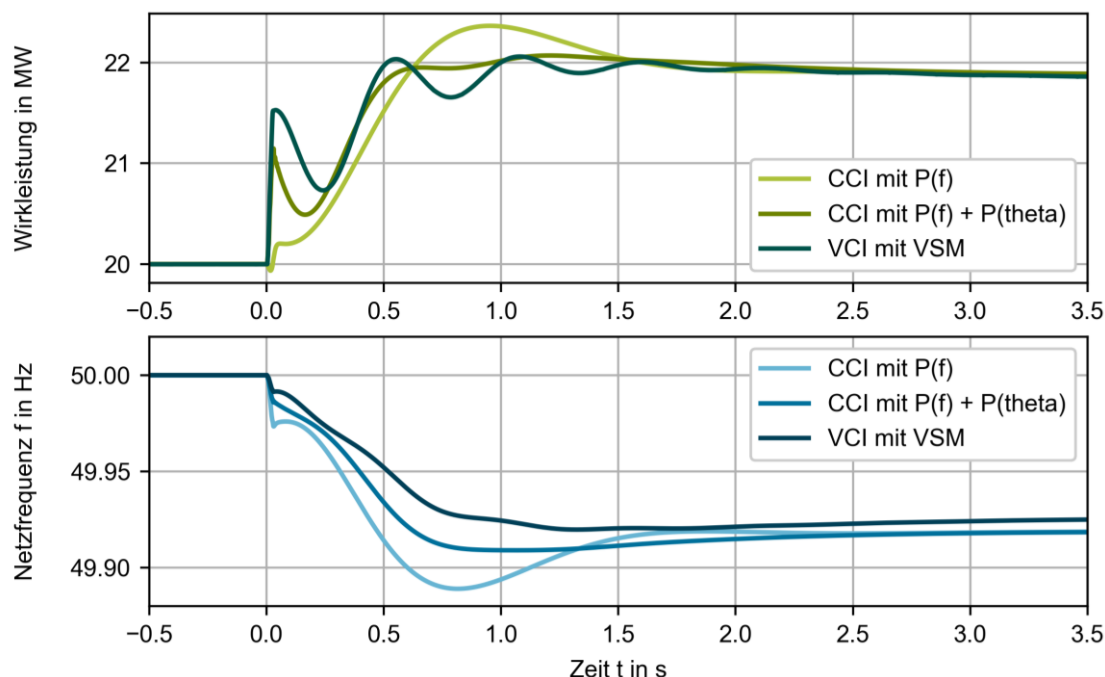


Abbildung 10: Wirkleistungseinspeisung des simulierten Wechselrichters nach Regelungsart

Die hellgrüne und grüne Kurve beschreiben das Verhalten des stromeinprägenden Wechselrichters mit der  $P(f)$ -Funktion und mit einer kombinierten  $P(f)$ - und  $P(\theta)$ -Funktion. Die  $P(f)$ -Funktion reagiert vergleichsweise langsam und, bedingt durch ihren Aufbau, antiproportional zum Frequenzverlauf. In Kombination mit der  $P(\theta)$ -Funktion ist auch eine Reaktion zum Zeitpunkt des Störungseintritts zu beobachten. Die dunkelgrüne Kurve zeigt das Wirkleistungsverhalten des spannungseinprägenden Wechselrichters. Dieser kompensiert, analog zur Synchronmaschine, im ersten Moment anteilig das Leistungsungleichgewicht.

Durch die VSM-Regelung erfolgt ein gedämpftes Einschwingen auf den neuen stationären Endwert.

Die blauen Kurven zeigen die dazugehörigen Frequenzverläufe. Der Einsatz einer spannungseinprägenden Regelung liefert hierbei die geringste maximale Frequenzabweichung und den niedrigsten Frequenzgradienten. Im Moment unmittelbar nach der Störung ist bei allen Regelungen ein starkes Abfallen der Frequenz zu beobachten. Dies erfolgt durch die Eigendynamik der Mess-PLL durch die eigene Synchronisation auf die Netzfrequenz.

### **5.3 Bewertung der Regelungsansätze**

Aus den oben beschriebenen Simulationsergebnissen lässt sich feststellen, dass alle drei Regelungsansätze durch ihre Wirkleistungsbereitstellung zu einer Verbesserung der Frequenzstabilität führen. Sowohl die maximale dynamische Frequenzabweichung als auch der Frequenzgradient ist davon abhängig, wie stark die Ausprägung der Wirkleistungsbereitstellung in den ersten hundert Millisekunden war. Je frühzeitiger und ausgeprägter eine Reaktion auf die Netzstörung erfolgt, desto stabiler ist das Frequenzverhalten des Teilnetzes.

Die P(f)-Regelung ist eine verhältnismäßig einfache, jedoch gleichzeitig stabile Regelung, die zur Unterstützung der Kurzzeit-Frequenzstabilität geeignet ist. Durch ihr proportionales Verhalten und der Verzögerung, die für die Bestimmung der Frequenz benötigt wird, ist die Frequenzstützung unmittelbar nach dem Störungseintritt kaum möglich. Hierdurch ist ihre Wirksamkeit zur Unterstützung der Kurzzeit-Frequenzstabilität im Millisekundenbereich nur eingeschränkt gegeben.

Die P(theta)-Regelung hingegen ermöglicht eine schnelle Wirkleistungsbereitstellung im Moment nach dem Störungseintritt. Diese erfolgt jedoch nur für einen kurzen Zeitraum und führt stationär wieder auf null zurück. In Kombination mit der P(f)-Regelung können die Vorteile beider Regelungen miteinander kombiniert werden. Die Herausforderung bei der P(theta)-Regelung liegt in der Auslegung der Reglerparameter für die gewünschte Funktionsweise. Vorteilhaft ist bei beiden Verfahren die einfache Integration in typische stromeinprägende Wechselrichterregelungen. Der Umfang an der Frequenzstützung kann durch die auf der DC-Seite zur Verfügung stehende Leistung angepasst und begrenzt werden.

Die spannungseinprägende Regelung reagiert sowohl im Labor sehr ausgeprägt auf Frequenzsprünge und hat ebenfalls in der Simulation das beste Frequenzverhalten hervorgebracht. Gleichzeitig erfordert diese Regelung eine andere Technologie an Wechselrichtern, die ein grundsätzlich anderes Verhalten durch ihr spannungseinprägendes Klemmverhalten im Netz aufweisen. Durch die netzbildende Eigenschaft, lediglich eine definierte Spannung an den Klemmen zu stellen, treten weitere Herausforderungen auf, die zu lösen sind.

## 6 Zusammenfassung

Um die Netzfrequenz auch zukünftig im Rahmen der Frequenzgrenzen im Verbundnetz zu halten, müssen zusätzliche Komponenten im Verbundnetz beim Ausgleich von Wirkleistungsungleichgewichten unterstützt werden. Batteriespeichersysteme eignen sich sehr gut durch ihre schnellen Reaktionszeiten bei Änderung der Wirkleistungseinspeisung für die Unterstützung der Frequenzstabilität. Wesentlich dabei ist der Regelungsansatz mit dem der Batteriespeicher über einen Wechselrichter am Netz betrieben wird.

Diese Arbeit fokussiert drei ausgewählte Regelungsansätze zur Unterstützung der Kurzzeitfrequenzstabilität. Eine frequenzabhängige und eine winkelabhängige Wirkleistungsanpassung, die in typischen Batteriewechselrichtern als eigene Funktionalität erweitert werden kann, sowie ein spannungseinprägendes bzw. netzbildendes Verfahren, welches eine grundsätzlich andere Wechselrichterregelung benötigt, werden analysiert. Die Funktionsweise der drei Regelungsansätze wird in Komponententests im Labor untersucht, indem diese auf einem frei programmierbaren Wechselrichter implementiert werden und anschließend die jeweilige Sprungantwort der Wirkleistung bezüglich der Netzfrequenz aufgenommen wird. Hierfür wird über einen Netzsimulator ein definierter Frequenzsprung aufgeprägt und die Wirkleistungsreaktion des Wechselrichters gemessen. Alle drei Regelungsansätze führen zu einer Verbesserung der Frequenzstabilität. Wesentliche Unterschiede zeigen sich nur im Zeitbereich unmittelbar nach der Störung.

Eine schnellere Wirkleistungsreaktion auf eine Störung des Leistungsgleichgewichtes führt prinzipiell zu einer Verringerung der maximalen dynamischen Frequenzabweichung. Da die Bestimmung der Frequenz selbst über einige Perioden erfolgt, reagiert die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung verzögerter als die winkelabhängige Wirkleistungsanpassung. Der kombinierte Einsatz aus der frequenz- und winkelabhängigen Wirkleistungsanpassung führt in den Simulationen zu den geringsten Abweichungen in der Netzfrequenz im Vergleich zu dem Einsatz von konventionellen stromeinprägenden Wechselrichterregelungen.

Spannungseinprägende, netzbildende Wechselrichter mit virtueller Synchronmaschinenregelung stellen inhärent Leistung aufgrund ihres synchronen Netzverhaltens bereit. Daher reagieren diese unmittelbar auf Störungen des Leistungsgleichgewichtes, analog wie das elektrische Verhalten einer Synchronmaschine. Neben der Fähigkeit, die maximale dynamische Frequenzabweichung einzuschränken, können diese dadurch auch den Frequenzgradienten begrenzen.

## Danksagung

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Die vorliegenden Erkenntnisse wurden im Rahmen des BMWi-geförderten Verbundvorhabens „Netzregelung 2.0“ (Förderkennzeichen 0350023B) ermittelt. Die Autoren danken dem BMWi für die finanzielle Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wieder.

## 7 Literatur

- [1] BMWI, „Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland,“ Februar 2018. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/entwicklung-stromerzeugung-erneuerbare-energien-deutschland.html>. [Zugriff am 24 01 2020].
- [2] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu und e. al., „Definition and Classification of Power System Stability,“ *IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions*, Bd. IEEE Transactions on Power Systems, p. S. 1387–1401, 2004.
- [3] D. E.-A. dena, „Momentanreserve 2030 : Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030,“ dena, Berlin, 2016.
- [4] 50Hertz Transmission GmbH ; Amprion GmbH ; TenneT TSO GmbH ; TransnetBW GmbH, „Präqualifizierte Leistung in Deutschland,“ 11 2019. [Online]. Available: [https://www.regelleistung.net/ext/download/pq\\_capacity](https://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity). [Zugriff am 24 01 2020].
- [5] V. Crastan, Elektrische Energieversorgung, 2. Auflage Hrsg., Berlin: Springer Verlag, 2013.
- [6] C. GmbH, „Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt : Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,“ 2014. [Online]. Available: <http://www.consentec.de/publikationen/studien>. [Zugriff am 10 05 2017].
- [7] 50Hertz Transmission GmbH ; Amprion GmbH ; TenneT TSO GmbH ; TransnetBW GmbH, „Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb,“ [Online]. Available: URL <https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/documents/Minimale%20Schwungmasse.pdf>. [Zugriff am 07 04 2019].
- [8] ENTSO-E, „European Network of Transmission System Operators for Electricity: Continental Europe Operation Handbook : A1 - Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance,“ 2009. [Online]. Available: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/Operation\\_Handbook/Policy\\_1\\_Appendix%200\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%200_final.pdf). [Zugriff am 24 07 2019].
- [9] 5. T. GmbH, A. GmbH, T. T. GmbH und T. GmbH, Frequenzstabilität: Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz, Juni 2018.
- [10] M. Nuschke, B. O. Winter, D. Strauß-Mincu und B. Engel, „Power system stability analysis for system-split situations with increasing shares of inverter based generation,“ *NEIS 2019. Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, 2019.
- [11] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für

- Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2018.
- [12] 50Hertz Transmission GmbH ; Amprion GmbH ; TenneT TSO GmbH ; TransnetBW GmbH, „Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung,“ 2014. [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/download/eckpunktePRL>.
- [13] Entso-E, „Frequency Measurement Requirements and Usage,“ 29 Januar 2018. [Online]. Available: [https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Regional\\_Groups\\_Continental\\_Europe/2018/TF\\_Freq\\_Meas\\_v7.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/2018/TF_Freq_Meas_v7.pdf). [Zugriff am 24 Januar 2020].
- [14] J. SEIDEL und B. ENGEL, „Contribution of Photovoltaic Power Systems to Frequency Control,“ *8th Solar Integration Workshop*, 2018.
- [15] S. Laudahn, Dynamisches Verhalten von wechselrichterbasierten Erzeugungsanlagen im Kontext eines sicheren und stabilen Netzbetriebs, Braunschweig: Dissertation, 2017.
- [16] A. Engler, Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen, Goslar: Dissertation, 2001.
- [17] D. Nelles, Netzdynamik - Elektromechanische Ausgleichvorgänge in elektrischen Energieversorgungsnetzen, Berlin: VDE Verlag, 2009.
- [18] S. Laudahn, J. Seidel, T. Bülo, D. Premm und B. Engel, „Substitution of Synchronous Generator Based Instantaneous Frequency Control Utilizing Inverter-coupled DER,“ in *7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems*, Vancouver, 2016.
- [19] D. Oeding und B. R. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, 8. Auflage Hrsg., Berlin: Springer-Verlag, 2016.