

BEREITSTELLUNG VON MOMENTANRESERVE AUS MITTEL- UND NIEDERSPANNUNGSNETZEN

Florian Rauscher, Violetta Zimmermann, Timo Sauer, Bernd Engel

TU Braunschweig, elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme,
Schleinitzstr. 23, 38106 Braunschweig, +49 531 391 7760, f.rauscher@tu-braunschweig.de

Kurzfassung: Mit der voranschreitenden Energiewende werden alternative Erbringer für die nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen, wie die Momentanreserve, benötigt, die zuvor durch die konventionellen Kraftwerke und ihre Synchrongeneratoren bereitgestellt wurden. Daher gilt es zu überprüfen, inwieweit netzbildende Anlagen aus den unteren Spannungsebenen diese bereitstellen können und welchen Einfluss diese auf das Netz haben. Hierfür wurden Momentanwert-Simulationen in einem spannungsebenen-übergreifenden Modell durchgeführt, indem die Ausbreitung des Raumzeigerwinkels und Reaktion der netzbildenden Wechselrichter auf Störungen, wie einen Winkelsprung im Höchstspannungsnetz, analysiert werden. Anschließend erfolgt eine Diskussion und eine Einordnung, inwieweit eine Bereitstellung von Momentanreserve aus dem Verteilnetz zielführend ist.

Keywords: Netzbildende Wechselrichter, Momentanreserve, Integration ins Verteilnetz, nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen

1 Motivation und Zielsetzung

Durch die Verdrängung von konventionellen Kraftwerken durch erneuerbare Energien müssen zukünftig, neben einer ausgeglichenen Energiebilanz, auch elementare Systemdienstleistungen alternativ erbracht werden. Vor allem die Netzdynamik ist nach wie vor noch von dem dynamischen Verhalten der Synchronmaschine geprägt. Zukünftig sollen diese neuen Systemdienstleistungen als nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen über alternative Anlagen im Netz bereitgestellt werden. Neben der Fragestellung, wie die Momentanreserve alternativ erbracht werden kann, gilt es zudem zu klären, in welchen Netzebenen dies zielführend ist.

1.1 Notwendigkeit von Momentanreserve für die Frequenzstabilität

Eine konstante Netzfrequenz resultiert aus einem Gleichgewicht zwischen eingespeister und entnommener Leistung. Konsequenterweise wird dieser Gleichgewichtszustand praktisch zu keinem Zeitpunkt erreicht, da stochastische Last- und Erzeugungsschwankungen im Elektroenergiesystem unentwegt auftreten [1]. Wird mehr erzeugt als verbraucht, so steigt die Frequenz an, während sie bei einem höheren Bedarf bei entsprechend niedrigem Angebot abfällt. 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 mit einer Toleranz von ± 200 mHz. Die Maßnahmen zur Sicherung und Wiederherstellung der Frequenz nach Abweichungen unterscheiden sich in ihrer Reaktionsgeschwindigkeit und werden demnach konsekutiv aktiviert.

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. Dabei sind alle Generatoren eines Verbundsystems über eine Art virtuelle Welle elastisch miteinander gekoppelt und drehen sich synchron mit der gleichen Drehzahl [2]. 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. Parallel geschaltete Generatoren bleiben im Normalfall im stationären Betrieb, da diese je nach Polradwinkel variabel Last aufnehmen und sich somit gegenseitig im Gleichgewicht halten. Durch die Veränderung der Polradwinkel kann die Leistung auf die einzelnen Generatoren aufgeteilt werden [3]. Dieses Verhalten führt lokal zu einer Veränderung der Drehzahl jedes Generators und somit global zum Abweichen der Netzfrequenz. Nach wenigen Sekunden setzt die Frequency Containment Reserve (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.

Es ist ersichtlich, dass bei einem zukünftig sinkenden Anteil an konventionellen Kraftwerken und damit einer Abnahme an zur Verfügung stehender Momentanreserve 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. Nach [4] wird eine alternative umrichterbasierte Lösung für die Erbringung Momentanreserve empfohlen, damit teure und aufwendige Maßnahmen, wie Nachrüstung, Phasenschieber oder Kraftwerksredispach, vermieden werden können. Als eine technische Lösung können netzbildende Wechselrichter diese Lücke schließen, da diese analog zur Synchronmaschine Momentanreserve bereitstellen können.

1.2 Netzbildende Wechselrichter

Da Erneuerbare Energien Anlagen schwerpunktmäßig dezentral in Mittel- und Niederspannungsnetzen installiert sind, wurde diese ursprünglich so ausgelegt, dass sie das Klemmverhalten einer Last und damit ein Stromquellenverhalten aufweisen. Diese sind in der Lage die Frequenz- und Spannungshaltung zu unterstützen, können diese jedoch nicht vollständig übernehmen, sodass ein eigenständiger Netzbetrieb ohne oder mit nur wenigen Synchrongeneratoren nicht möglich ist [5]. Im Gegensatz zu handelsüblichen stromstellenden Wechselrichtern verzichten netzbildende Wechselrichter auf einen Stromregler. Ihre Regelung ist nach dem dynamischen Verhalten einer elektromechanischen Synchronmaschine ausgelegt und können demnach ebenfalls als Spannungsquelle modelliert werden. Daher werden diese auch als spannungsstellende Wechselrichter bzw. Voltage-Control-Mode-Inverter (VCI) bezeichnet. Die Leistungseinspeisung wird nicht über einen definierten Wirk- und Blindanteil eines Stromes definiert, sondern es wird ein eigener Spannungsraumzeiger gestellt, über dessen Winkel und Amplitude sich Wirk- und Blindströme ergeben. Winkel und

Amplitude werden aber auch hier über eine Leistungssynchronisation nachgeführt, wobei sich dieses Reglerverhalten deutlich träger verhält als das von herkömmlichen Wechselrichtern. Durch dieses träge Verhalten treten infolgedessen Ausgleichströme auf, die, analog zum Synchrongenerator, die Momentanreserve bilden.

Für die Untersuchungen wird ein Modell eines netzbildenden Wechselrichters mit einer virtuellen Synchronmaschinen-Regelung gewählt [5]. Hierbei wird die Bewegungsgleichung der Synchronmaschine in ihren Grundzügen abgebildet [6]. Besonders hierbei sind die Freiheitsgrade in der Bedämpfung, da sowohl im Primärregler nahezu verzögerungsfrei gedämpft werden kann als auch eine proportionale Vorwärtsdämpfung zum integralen Verhalten ergänzt werden kann. Dies erlaubt gerade auch im Hinblick auf Netze mit höheren ohmschen Anteilen eine bessere Bedämpfung der auftretenden Schwingungen.

1.3 Wirksamkeit der Momentanreserve aus dem Verteilnetz

Bei Substitution von konventionellen Kraftwerken durch netzbildende Wechselrichter verändert sich neben der einspeisenden Technologie zusätzlich die zu berücksichtigende Spannungsebene, in der diese Anlagen angeschlossen sind. Da die aus dem Kohleausstieg resultierenden Bedarfe an Momentanreserve nicht durch Mitnahmeeffekte gedeckt werden können, ist im aktuellen Netzentwicklungsplan [7] die Option aufgeführt, dass zukünftig alle neuen Erzeugungseinheiten aus PV und Wind eine netzbildende Regelung erhalten müssen. Bei dem Szenario mit einem breiten Einsatz von netzbildenden Wechselrichtern bei zugebauten Erneuerbaren Energien Anlagen verteilen sich diese, neben größeren Erzeugungsparks in der Hochspannung, vorwiegend in den Mittel- und Niederspannungsnetzen.

Neben dem technischen Bedarf wirkt zudem die neue EU Strommarkttrichtlinie [8], welche auf nationaler Ebene in Deutschland über die Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen nach § 12h EnWG umgesetzt wurde, auf eine Bereitstellung aus dem Verteilnetz hin. Unter Satz 1 muss hierin die Momentanreserve als Trägheit der lokalen Netzstabilität grundsätzlich durch ein transparentes, diskriminierungsfreies und marktgestütztes Verfahren beschafft werden. Zwar wurde die marktliche Beschaffung im kurzfristigen Horizont als ineffizient eingestuft und auch infolgedessen von der Bundesnetzagentur nach § 12h EnWG Satz 3 vorläufig ausgesetzt [9], steht aber durch den geplanten vorgezogenen Ausstieg aus der Kohleverstromung und den in 2021 aufgetretenen zwei System Split Ereignissen im ENTSO-E-Netz [10],[11] in der Diskussion. Sollte eine marktliche Beschaffung hier fokussiert werden, ergibt sich im regulatorischen Handlungsfeld noch die Fragestellung, ob trotz eines diskriminierungsfreien Beschaffens einzelne Spannungsebenen von der marktlichen Beschaffung seitens der BNetzA ausgenommen werden können, wenn es technisch zu ineffizient ist. Somit gilt es zu klären, ob eine Bereitstellung der Momentanreserve aus dem Verteilnetz und insbesondere auch aus den Mittel- und Niederspannungen möglich ist.

Orientiert man sich an bereits vorhandenen Untersuchungen, so rücken häufig Analysen zum Netzfehlerverhalten von Anlagen aus den Mittel- und Niederspannungsanlagen in den Fokus. In der FNN Studie zum Verhalten im Fehlerfall [12][13] wird beispielsweise die Reaktion von Wechselrichtern im Niederspannungsnetz auf Netzfehler im Höchstspannungsnetz untersucht. Die Studie kam zum Ergebnis, dass die dynamische Blindstromstützung aus dem

Niederspannungsnetz keinen Beitrag für das Höchstspannungsnetz liefert. Hierfür wurden jedoch ausschließlich netzfolgende Wechselrichter mit Stromquellencharakteristik berücksichtigt, deren Reaktion auf ein transientes Verhalten aufgrund einer aktivierten Regelung erfolgt. Demnach müssen nach dem Spannungseinbruch erst ein Erfassen der Messwerte und eine entsprechende Messwertverarbeitung zur sicheren Detektion des Fehlers erfolgen. Anschließend wechselt der Wechselrichter in einen Netzfehlerzustand und wird dann seinen eingespeisten Strom in Wirk- und Blindanteilen nach den entsprechenden Vorgaben umsetzen. Dieser Prozess benötigt eine halbe bis ganze Zeitperiode der Grundschiwingung und demnach 10 bis 20 Millisekunden [5]. Diese Verzögerungen konnten auch im Netzdynamiklabor des elenia verifiziert werden [14]. Dies steht im wesentlichen Unterschied zu netzbildenden Wechselrichtern, die hingegen deutlich schneller auf transiente Ereignisse reagieren, da die Reaktion aufgrund eines Ausgleichsvorganges zwischen den Spannungsraumzeigern und nicht auf eine aktivierende Regelung zurückzuführen ist.

Daher sind neue Analysen von spannungsebenen-übergreifenden Stromnetzen notwendig, die auch das dynamische Verhalten von netzbildenden Wechselrichtern berücksichtigen, um eine Aussage über die Realisierbarkeit einer Bereitstellung von Momentanreserve aus dem Mittel- und Niederspannungsnetz abzuwägen. Konkret kann dabei die Gegenthese geprüft werden, ob die Leistungsreaktion des netzbildenden Wechselrichters im Mittel- und Niederspannungsnetz zu stark zeitlich verzögert auftritt, dass dies als keine äquivalente Bereitstellung von Momentanreserve in der Höchstspannung angesehen werden kann.

2 Methodik und Vorstellung der Simulationsumgebung

Die Bereitstellung von Momentanreserve P_{MomR} erfolgt klassischerweise als Reaktion auf einen Phasenwinkelsprung $\Delta\vartheta$ im Spannungsraumzeiger, der u. a. durch einen System Split auftreten kann, nach (1).

$$P_{MomR} \approx \frac{U_1 U_2}{X} \cdot \sin(\Delta\vartheta) \quad (1)$$

Bei den durchgeführten Untersuchungen wird eine Phasenwinkeldifferenz analysiert, die sich aus dem rotierenden Phasenwinkel im Verhältnis zu einem mit 50 Hz fest rotierenden Referenzzeiger mit dem Phasenwinkel ϑ_{ref} ergibt, um das Einschwingverhalten auf den neuen stationären Endwert bewerten zu können. Dieser normierte Phasenwinkel ϑ' ergibt sich nach (2) wie folgt:

$$\vartheta' = \vartheta - \vartheta_{ref} \quad (2)$$

Als Kriterium gilt, dass der Winkelsprung in einem Zeitbereich von deutlich unter einer Netzperiode die Komponente im Verteilnetz erreichen muss, damit ein Beitrag zur Momentanreserve nicht ausgeschlossen werden kann. Daher wird beginnend die Ausbreitung des Phasenwinkelsprungs als notwendige Voraussetzung innerhalb des Testnetzes in verschiedenen Szenarien analysiert. Anschließend werden in Simulationen im Momentanwertbereich (EMT) verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Anteilen an Synchronmaschinen und Umrichtern verglichen.

2.1 Verwendetes spannungsebenen-übergreifendes Testnetz für Simulationen

Um eine Bewertung der zielführenden Bereitstellung von Momentanreserve aus Mittel- und Niederspannungsnetzen zu erzielen, müssen Netzsimulationen mit ausgeprägter Netzstruktur durchgeführt werden. Ausgangspunkt für die Simulationen ist ein spannungsebenen-übergreifendes Netz, welches als Kombination verschiedener Referenz- und Benchmarknetzen aus der Literatur erstellt worden ist. Die Analysen werden in einem Übertragungsnetz [17] mit einem unterlagerten Verteilnetz durchgeführt, welches aus einer Kombination aus einem Cigré Mittelspannungsnetz [15] und zwei typischen Niederspannungsnetzen aus [16] besteht. [Abbildung 1](#) verdeutlicht das kombinierte Simulationsnetz.

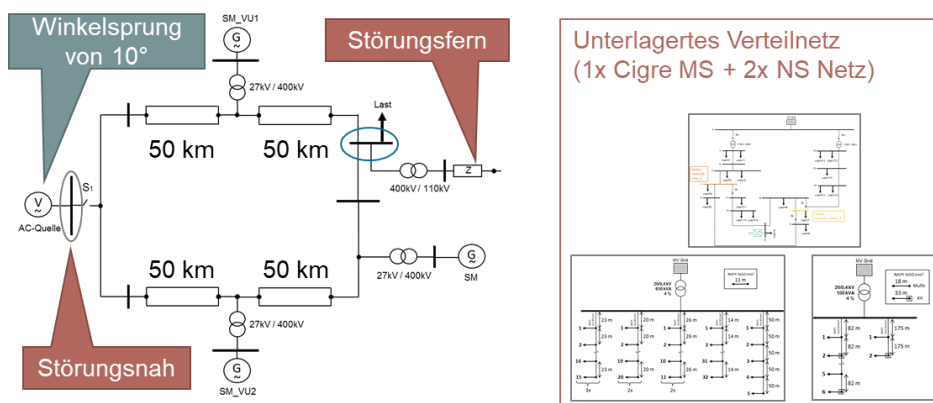


Abbildung 1: Betrachtetes Netz zur simulativen Analyse des Beitrages zur Momentanreserve aus verschiedenen Spannungsebenen (links: Höchstspannungsnetz, rechts: unterlagertes Verteilnetz)

Das verwendete Höchstspannungsnetz ist als Ringnetz aufgebaut, wobei die einzelnen Leitungsabschnitte jeweils durch zwei parallele Leitungen ausgeführt sind. Es wird durch drei Synchrongeneratoren gespeist. Die Bemessungsscheinleistung aller Synchrongeneratoren beträgt jeweils 425 MVA mit einem Leistungsfaktor von 0,9 (induktiv). Über die externe ideale Spannungsquelle im westlichen Teil des Netzes können Winkelsprünge als Störquelle eingepreist werden. Das unterlagerte Mittelspannungsnetz wird durch die europäische Version des Benchmark Mittelspannungsnetzes nach [15] repräsentiert. Es besitzt einen netzbildenden Wechselrichter mit einer Bemessungsleistung von 10 MVA, wobei die Sollwirkleistung auf 0 p.u. eingestellt ist. Das Mittelspannungsnetz kann variabel störungsnah (Klemme HöS-West) und störungsfern (Klemme HöS-Ost) angeschlossen werden.

Die Niederspannungsebene wird durch zwei typische Netze, einem Land- und einem Vorstadtnetz, nach [16] realisiert, welche in [Abbildung 2](#) zu erkennen sind. Das Landnetz ist dabei an der Klemme 7 und das Vorstadtnetz an der Klemme 4 des Mittelspannungsnetzes angeschlossen. Die verwendeten netzbildenden Wechselrichter haben jeweils eine Bemessungsleistung von 50 kVA.

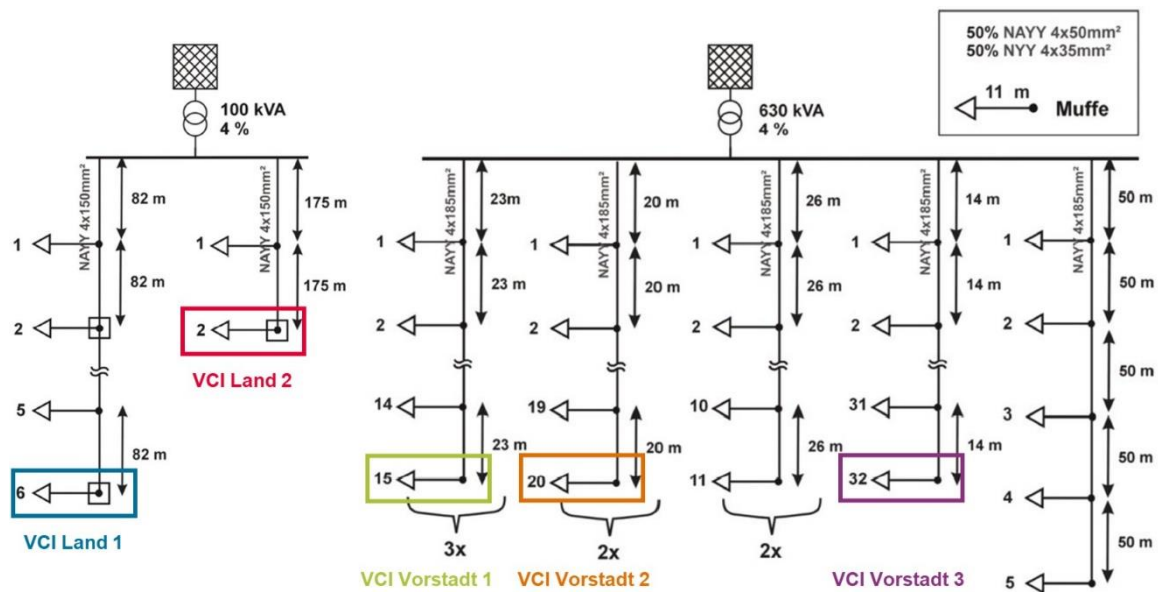


Abbildung 2: Schematische Darstellung eines typischen Land- (links) und Vorstadtnetzes (rechts) nach [16]

Das Landnetz (links) ist als Strahlennetz aufgebaut und hat eine verhältnismäßig geringe Anzahl an Verbrauchern pro Transformator. Mit den Lasten sollen überwiegend landwirtschaftliche und gewerbliche Verbraucher repräsentiert werden. Im Rahmen der Untersuchungen ist an den zwei Strahlenden jeweils ein netzbildender Wechselrichter installiert. Rechts ist das Vorstadtnetz zu erkennen, welches eine höhere Anzahl an Verbrauchern aufweist. Es wird als offenes Ringnetz gefahren, wobei für die folgenden Untersuchungen insgesamt drei netzbildende Wechselrichter jeweils an einer Klemme bei einer Last (15, 20 und 32) am Leitungsende angeschlossen sind. Bei den Verbrauchern handelt es sich im Vorstadtnetz überwiegend um Ein- und Zweifamilienhäuser.

2.2 Wahl der Simulationmethode

Üblicherweise wird die Raumzeigersimulation (RMS-Simulation) für die Berechnung komplexer Netzstrukturen verwendet, was für verhältnismäßig langsame elektromechanische Vorgänge ausreichend ist. Die elektromagnetischen Vorgänge werden bei dieser Simulationmethode allerdings bereits als abgeschlossen angenommen und werden daher vernachlässigt. Elektromagnetische Phänomene können mit der Momentanwert-Simulation (EMT-Simulation) erfasst werden. In [Abbildung 3](#) ist der Vergleich der beiden Simulationmethoden anhand eines Winkelsprungs dargestellt.

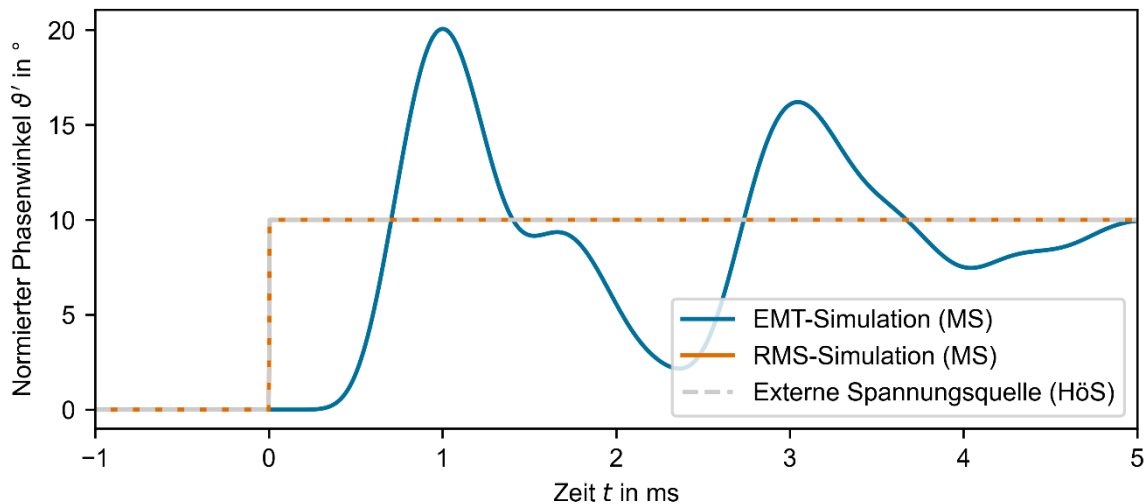


Abbildung 3: Vergleich der Ergebnisse einer RMS- und EMT-Simulation an einer Mittelspannungsklemme bei der Reaktion auf einen Phasenwinkelsprung an der Höchstspannungsebene

In grauer gestrichelter Linie ist der eingeprägte ideale Winkelsprung von 10° an der Klemme HöS-West zu erkennen. Sowohl bei der RMS- als auch der EMT-Simulation wurde eine Schrittweite von 0,01 ms verwendet und die Phasenwinkelreaktion an der MS-Klemme untersucht. Bei der EMT-Simulation (blau) ändert sich die Winkeldifferenz etwas verzögert mit einer sinusförmigen gedämpften Schwingung, während bei der RMS-Simulation (orange) eine sprunghafte Änderung des Winkelsprungs zu erkennen ist. Die Frequenzmessung erfolgt in RMS-Simulationen sehr schnell und präzise, wodurch die Änderungen zu optimistisch dargestellt sind [17]. Bei der Bereitstellung von Momentanreserve müssen dynamische Einschwingvorgänge betrachtet werden, weshalb für die folgenden Untersuchungen EMT-Simulation durchgeführt werden.

Im Weiteren wird die Erbringung von Momentanreserve aus den Verteilnetzen mit Hilfe von EMT-Simulationen an einem vereinfachten spannungsebenen-übergreifenden Testnetz untersucht. Als Störsignal wird ein Spannungswinkelsprung durch eine externe Quelle eingepreßt. Zunächst wird ein rein passives Verbundnetz betrachtet und dabei die Ausbreitung des Phasenwinkels analysiert. Anschließend werden die Erzeugungsanlagen aktiviert und die Wirkleistungsreaktion der netzbildenden Wechselrichter sowie ihr aggregiertes Verhalten dargestellt. Das Verhalten der Wechselrichter hat keine Auswirkungen auf das bestehende Verbundnetz, da die Leistungsklassen der Wechselrichter um ein Vielfaches kleiner als die der Synchrongeneratoren sind. Eine Simulation mit einer derart hohen Anzahl an netzbildenden Wechselrichtern ist nicht realistisch. Dennoch kann aus dem Open Loop Test auf das allgemeine Verhalten der netzbildenden Wechselrichter im Verbundnetz geschlossen werden.

3 Ausbreitung von Phasenwinkelsprüngen im Netz

In den ersten Untersuchungen wird die Ausbreitung von Phasenwinkelsprüngen im Verbundnetz betrachtet. Das Verbundnetz wird ohne weitere Erzeugungsanlagen im passiven Zustand untersucht, indem die netzbildenden Wechselrichter und die Synchrongeneratoren deaktiviert sind. Über die externe Spannungsquelle, als alleiniger Netzbildner, wird jeweils ein 10° Winkelsprung als Störereignis eingepreßt und der Verlauf sowie die Reaktionszeiten der Phasenwinkel untersucht. Ziel dabei ist es, die Auswirkungen der Netzstruktur auf die Dynamik der Ausbreitung des Winkelsprungs aufzuzeigen.

Beginnend werden Untersuchungen zum Phasenwinkelsprung im Simulationsnetz durchgeführt. Hierbei werden alle weiteren netzbildenden Einheiten, Synchrongeneratoren und netzbildende Wechselrichter, deaktiviert und nur die speisende ideale Spannungsquelle verbleibt in der Höchstspannung. Für die Untersuchung reagiert zum Zeitpunkt $t = 0\text{ s}$ die Spannungsquelle mit einem Winkelsprung von 10° . Das Verhalten des Phasenwinkels, was nun hauptsächlich durch die Leitungen und Transformatoren definiert wird, wird in den folgenden Sensitivitäten näher untersucht.

3.1 Reaktion der Phasenwinkel an verschiedenen Anschlusspunkten im Verbundnetz

Zunächst wird die Ausbreitung des Winkelsprungs an verschiedenen Klemmen im Verbundnetz untersucht. Der Verlauf des Phasenwinkels ist in [Abbildung 4](#) dargestellt, wobei das unterlagerte Mittelspannungsnetz störungsfern (Klemme HöS-Ost) angeschlossen ist.

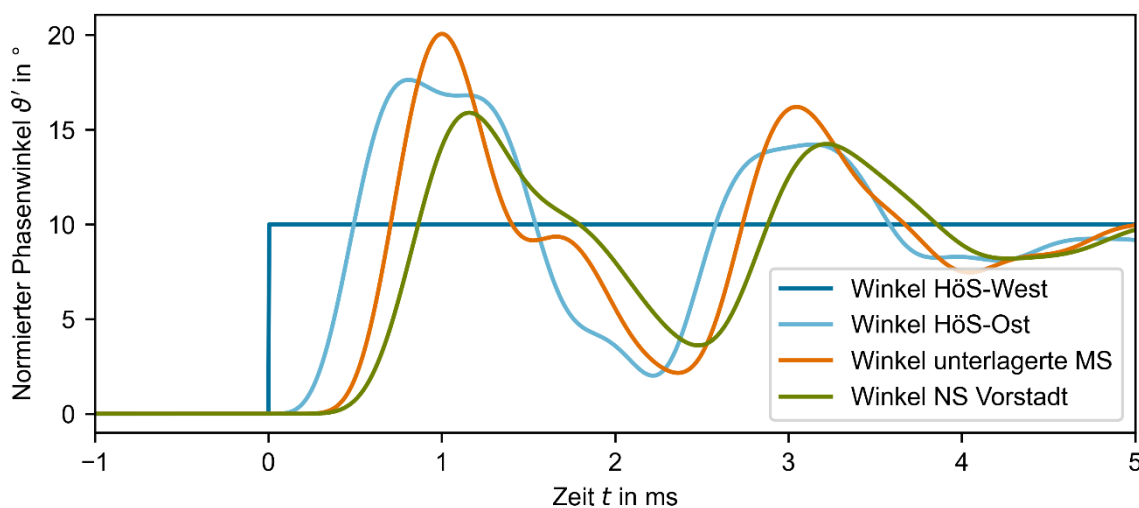


Abbildung 4: Darstellung der Ausbreitung eines Spannungswinkelsprungs an verschiedenen Klemmen im passiven Verbundnetz (MS-Netz störungsfern angeschlossen)

Im Diagramm ist die Phasenwinkeldifferenz an vier verschiedenen Klemmen innerhalb der ersten fünf Millisekunden abgebildet. Zunächst ist an allen Klemmen eine Änderung der Phasenwinkeldifferenz zu erkennen, wobei sich die Reaktionszeit und die Überschwinger voneinander unterscheiden. An der Klemme West im Höchstspannungsnetz (dunkelblaue Kurve) ist eine sprunghafte Änderung der Winkeldifferenz zu erkennen. Das ist dadurch zu begründen, dass der Winkelsprung an dieser Klemme eingepreßt wird. Als nächstes folgt mit einer Reaktionszeit von $242\ \mu\text{s}$ der Winkelsprung an der Klemme Ost (hellblau). Im Anschluss folgt der Spannungswinkel auf der Mittelspannungsebene (orange) mit einer Reaktionszeit von $452\ \mu\text{s}$. Als letztes ist der Winkelsprung nach $532\ \mu\text{s}$ im Niederspannungsnetz (grün) erkennbar. Die Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass die jeweils erste Reaktion auf den Winkelsprung in allen Spannungsebenen, selbst in den Niederspannungsnetzen, im Bereich unter einer Millisekunde liegen. Zudem steigt die Reaktionszeit mit der Entfernung in die unterlagerten Netzebenen.

3.2 Auswirkungen der Entfernung zur Störung auf den Verlauf des Phasenwinkels

Im Weiteren wird der Anschlussort des unterlagerten Verteilnetzes variiert. Das unterlagerte Mittelspannungsnetz wird nun störungsnahen (Klemme HöS-West) angeschlossen und der Verlauf der Phasenwinkel mit den vorigen Untersuchungen am störungsfernen Anschlusspunkt (Klemme HöS-Ost) verglichen. Die Simulationsergebnisse sind in [Abbildung 5](#) gegenübergestellt, wobei die störungsfernen Phasenwinkelverläufe durch die gestrichelten Linien unterschieden werden können. Zur Übersichtlichkeit wird die Niederspannungsebene nicht mit abgebildet.

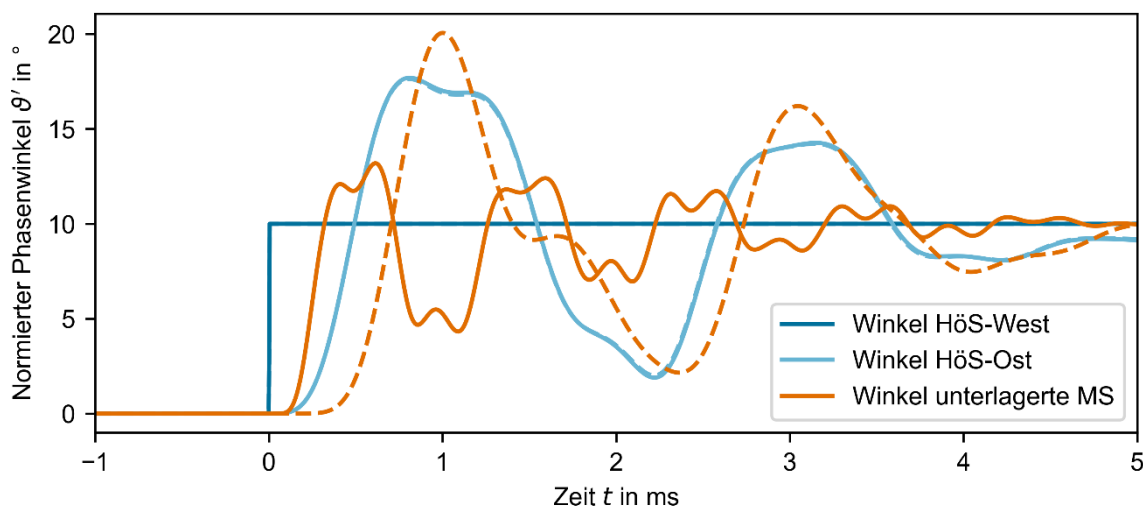


Abbildung 5: Gegenüberstellung vom störungsnahen (durchgezogene Linie) und störungsfernen (gestrichelte Linie) Anschlussort des unterlagerten Mittelspannungsnetzes an verschiedenen Klemmen im passiven Verbundnetz

Auch im störungsnahen Szenario ist die erste Reaktion spannungsebenenübergreifend im Bereich unter einer Millisekunde erkennbar. Die Ergebnisse der Simulation zeigen, dass in der Höchstspannungsebene (blau und hellblau) keine wesentlichen Unterschiede zu dem vorigen Szenario zu sehen sind. An der MS-Klemme hingegen verkürzt sich die Reaktionszeit wesentlich auf nur 162 μ s, was einer Verringerung um Faktor 2,8 entspricht. Zudem sind die Überschwinger wesentlich gedämpfter, sodass sich die Einschwingzeit an der MS-Klemme von 382,5 ms auf 50,1 ms um einen Faktor 7,6 verringert. Die Phasenwinkelverläufe der Niederspannungsebene können ähnlich wie die der Mittelspannungsebene interpretiert werden.

Die Ergebnisse der beiden Szenarien zeigen, dass die jeweils erste Reaktion auf den Winkelsprung in allen Spannungsebenen, selbst in den Niederspannungsnetzen, im Bereich unter einer Millisekunde liegen. Zudem lässt sich aus den beiden Diagrammen die Entfernung als Einflussgröße auf die Reaktionszeit schlussfolgern, da der Winkelsprung ein störungsnahes Verteilnetz sogar frühzeitiger erreichen kann als den zweiten Messpunkt auf der Höchstspannungsebene. Zudem ist der Winkelsprung im störungsnahen Szenario wesentlich gedämpfter.

Darüber hinaus werden weitere Ergebnisse zur Amplitude der Winkeldifferenzen bei zusätzlich am Netz verbleibenden Synchronmaschinen im Höchstspannungsnetz betrachtet. Des Weiteren wird die aggregierte Bereitstellung von Momentanreserve aus verschiedenen netzbildenden Wechselrichtern untersucht.

4 Verhalten der aggregierten Bereitstellung von Momentanreserve

Im Folgenden wird untersucht, inwieweit die Bereitstellung von Momentanreserve aus verschiedenen verteilten Anlagen im Verteilnetz aggregiert erfolgt und wie die VCIs untereinander in Interaktion treten. Bei den Untersuchungen wird jeweils die normierte Wirkleistung $p_{0,VCI,sum}$ nach (3) im Verbraucherzählpfeilsystem betrachtet.

$$p_{0,VCI,sum} = \frac{1}{S_{0,VCI,sum}} \cdot \sum_{i=1}^n P_{VCI,i} \quad (3)$$

Bei $P_{VCI,i}$ handelt es sich um die jeweilige Wirkleistung der VCIs, wobei sich $S_{0,VCI,sum}$ nach (4) durch

$$S_{0,VCI,sum} = \sum_{i=1}^n S_{nom,VCI,i} \quad (4)$$

aus der Summe aller Bemessungsleistungen der einzelnen VCIs ergibt. Nach dem gleichen Schema lässt sich auch die normierte Blindleistung $q_{0,VCI,sum}$ nach (5) bestimmen, wobei es sich bei $Q_{VCI,i}$ um die jeweilige Blindleistung der VCIs handelt.

$$q_{0,VCI,sum} = \frac{1}{S_{0,VCI,sum}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_{VCI,i} \quad (5)$$

In den folgenden Untersuchungen wird die Bereitstellung von Momentanreserve aus dem Verteilnetz anhand von mehreren netzbildenden Wechselrichtern im Niederspannungsnetz betrachtet. Das Niederspannungsebene kann dabei als Extremszenario angesehen werden, da mit zunehmender Entfernung von der Störquelle die Herausforderung der Wirkleistungsbereitstellung für die VCIs steigt. Im Weiteren wird zunächst das kumulierte Verhalten der VCIs aus dem Niederspannungsnetz untersucht. Die Leistung der Wechselrichter wird im Verbraucherzählpfeilsystem angegeben, sodass negative Werte eine Einspeisung bedeuten. Zudem wird in den nachfolgenden Untersuchungen immer eine Leistungsänderung, also $\Delta p_{0,VCI,sum}$ und $\Delta q_{0,VCI,sum}$ betrachtet.

4.1 Gemeinsame Bereitstellung von Momentanreserve aus dem Niederspannungsnetz

Beginnend wird die Untersuchung ausschließlich aus dem Niederspannungsnetz getestet. Hierfür werden in den beiden Niederspannungsnetzen insgesamt fünf netzbildende Wechselrichter mit einer jeweiligen Scheinleistung von 50 kVA positioniert, die vor dem Störereignis keine Leistung mit dem Netz austauschen. Anschließend wird, wie bereits zuvor, ein 10° Winkelsprung über die externe Spannungsquelle eingepreßt. Die aggregierten Wirkleistungs- und Blindleistungsbeiträge auf den Winkelsprung werden in [Abbildung 6](#) und [Abbildung 7](#) dargestellt.

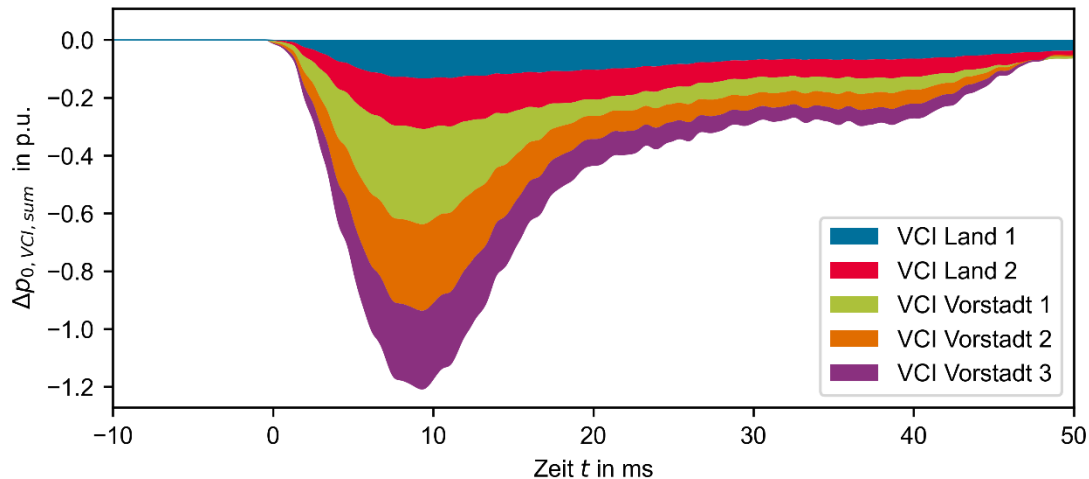


Abbildung 6: Aggregierte Wirkleistungsbereitstellung von Momentanreserve aus den verteilten netzbildenden Wechselrichtern in Niederspannungsnetzen im Verbraucherschlupfsystem

Es ist erkennbar, dass Wirkleistung gleichmäßig von allen Wechselrichtern bereitgestellt wird, wobei eine maximale Wirkleistung von 1,2 p.u. innerhalb von 8,4 ms erreicht ist. Im Anschluss sinkt die Einspeisung mit leichten Schwingungen, wobei diese spätestens nach 300 ms abklingen. Zwischen den Wechselrichtern treten keine Leistungsszillationen auf. In [Abbildung 7](#) ist die kumulierte Blindleistungsreaktion der netzbildenden Wechselrichter aus dem Niederspannungsnetz dargestellt.

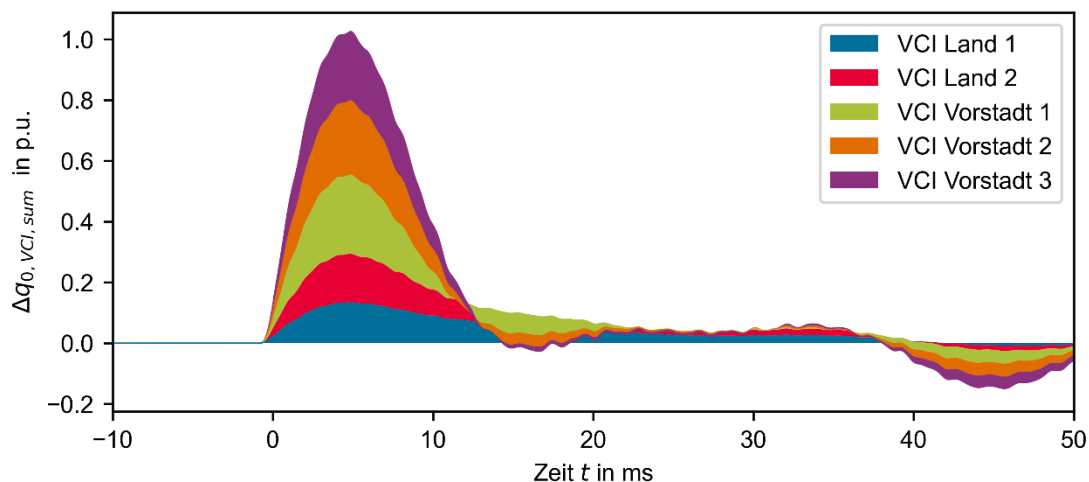


Abbildung 7: Aggregierte Blindleistungsbereitstellung von Momentanreserve aus den verteilten netzbildenden Wechselrichtern in Niederspannungsnetzen im Verbraucherschlupfsystem

Auch bei der Blindleistung ist eine gleichmäßige Bereitstellung aller Wechselrichter erkennbar. Die kumulierte Blindleistung erreicht dabei nach 4,9 ms das Maximum bei 1,0 p.u., wobei es sich hierbei um eine Blindleistungsaufnahme handelt. Nach 38,0 ms wird Blindleistung in Höhe von ca. 0,15 p.u. in das Netz eingespeist, wobei die Schwingungen auch hier nach ca. 300 ms vollständig abgeklungen sind.

Die Ergebnisse zeigen, dass die netzbildenden Wechselrichter aus der Niederspannungsebene bei einem Winkelsprung instantan Wirkleistung zur Verfügung stellen können, ohne dass ausgeprägte oder schwach-gedämpfte Leistungspendelungen zwischen

den Wechselrichtern auftreten. Diese Bereitstellung erfolgt zudem ca. innerhalb einer Millisekunde, was sich mit den Ergebnissen aus dem passiven Netz in Abschnitt 3.1. deckt. Auffällig ist zudem noch die ausgeprägte Bereitstellung in der Blindleistung. Während in der Regel die Momentanreserve als Teil des Wirkleistungsgleichgewichts diskutiert wird, erkennt man in den Simulationen eine starke Verkopplung der Leistung in Wirk- und Blindanteilen, die durch die nicht mehr zu vernachlässigenden ohmschen Anteilen hervorgerufen wird.

4.2 Veränderung der Bereitstellung nach verbleibender Anzahl an Synchrongeneratoren

In dieser Untersuchung sollen die Auswirkungen vom sinkenden Anteil an Synchrongeneratoren (SG) im Verbundnetz auf die Einspeisung der Wechselrichter in den Verteilnetzen betrachtet werden. Dabei wird im störungsferne Szenario nach und nach ein Synchrongenerator deaktiviert, während die netzbildenden Wechselrichter aktiv sind. In [Abbildung 8](#) ist jeweils die Wirkleistungseinspeisung der Summe aller Niederspannungswechselrichter für das jeweilige Szenario dargestellt. In der Mittelspannung ist bei der Betrachtung kein netzbildender Wechselrichter aktiv.

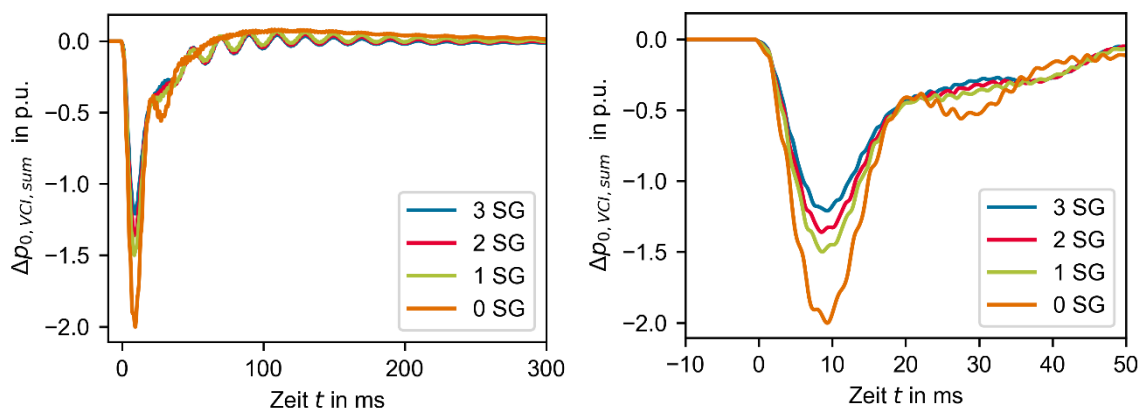


Abbildung 8: Wirkleistungsreaktion des VCIs in der Mittelspannung nach verschiedenen Durchdringungsgraden von verbleibenden Synchrongeneratoren im Netz im störungsfernen Szenario

Die Simulationen zeigen, dass die netzbildenden Wechselrichter unabhängig von der Anzahl der aktiven Synchrongeneratoren Wirkleistung in das Netz einspeisen. Mit der Reduktion der Synchrongeneratoren steigt dabei die maximale Wirkleistungseinspeisung durch die netzbildenden Wechselrichter. Während die maximale Einspeisung der Wechselrichter bei drei Synchrongeneratoren noch 1,2 p.u. beträgt, steigt diese bei vollständiger Deaktivierung der Synchrongeneratoren auf 2,0 p.u. und damit um 167 %. Die Ergebnisse zeigen, dass die netzbildenden Wechselrichter mit abnehmendem Anteil an Synchrongeneratoren im Netz mehr Wirkleistung instantan zur Verfügung stellen können.

5 Diskussion der Ergebnisse und Ausblick

Im Folgenden werden die erzielten Simulationsergebnisse diskutiert und eingeordnet und ihre Bedeutung für die nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen dargelegt.

Bereitstellung von Momentanreserve aus dem Verteilnetz

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass auftretende Winkelsprünge in allen gewählten Szenarien selbst die Niederspannungsebene in unter einer Millisekunde erreichen. Damit kann die aufgestellte Gegenthese, dass die Ausbreitung des Raumzeigerwinkels zu lange dauere und dadurch die Momentanreserve zu spät auftrete, widerlegt werden. Daraus kann geschlossen werden, dass die Momentanreserve prinzipiell aus dem Verteilnetz erbracht werden kann.

Gleichzeitig gilt hierbei einschränkend, dass sich diese Aussage auf das physikalische Verhalten des auftretenden Winkelsprungs und die inhärente Reaktion des Netzes sowie der netzbildenden Komponenten bezieht. Nach wie vor ergeben sich diverse technische Herausforderungen bei dem Einsatz von netzbildenden Wechselrichtern im Verteilnetz, sowohl in der Betriebsführung als auch in Netzfehlersituationen, die es vor einem flächendeckenden Einsatz dieser Technologie zu lösen gilt. Zu nennen sei an dieser Stelle z.B. der Umgang mit der (ungewollten) Inselnetzbildung sowie die Interaktion mit Schutzgeräten und -konzepten. Die technische Realisierbarkeit muss weiter analysiert werden, ob diese Bereitstellung zielgerichtet in die bestehende Betriebsführung der Verteilnetze integriert werden kann.

Bedeutung für die nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen

Mit der Einordnung der in Abschnitt 5.1. getroffenen Erkenntnisse in den rechtlich-regulatorischen Kontext, kann festgestellt werden, dass nach der positiven Bewertung der Reaktionszeit nach § 12h Satz 3 selbst die Niederspannung aus rein physikalischen Gründen als effiziente Quelle für Momentanreserve nicht ausgeschlossen werden kann. Die Momentanreserve aus dem Verteilnetz kann somit in allen Spannungsebenen weiter in Betracht gezogen werden und muss auf ihre Realisierbarkeit weiter geprüft werden. Gleichwohl gilt es hierbei einzuschränken, dass diese Aussage sich lediglich auf die Wirksamkeit bezieht und damit auf die Effektivität der Momentanreserve. Ob und inwieweit die Bereitstellung der Momentanreserve aus dem Verteilnetz auch effizient ist, muss in weiteren Untersuchungen behandelt werden. Um auch eine Effizienz bewerten zu können, müssen hierbei dann auch entstehende Kosten für die Erbringung der einzelnen Anlagen sowie deren Aggregation mitberücksichtigt werden.

Eine marktliche Beschaffung in allen Spannungsebenen muss hierbei weiter fokussiert werden, um eine möglichst effiziente und kostengünstige Realisierungsoption zur Deckung dieser Systemdienstleistung zu gewährleisten und eine Technologieoffenheit gegenüber Lösungsoptionen sicherzustellen. Die in dieser Arbeit durchgeführten Studien stützen diese Position. Um definierte Aussagen zu leisten, müssen hierbei weitergehende Untersuchungen stattfinden.

6 Zusammenfassung

Um die Netzfrequenz auch zukünftig im Rahmen der Frequenzgrenzen im Verbundnetz zu halten, müssen neue Komponenten im Verbundnetz die entstehende Lücke in der Momentanreserve durch den Kohleausstieg kompensieren. Aktuell wird hierfür der Einsatz von zukünftigen Wechselrichtern mit netzbildenden Regelungsverfahren diskutiert, die durch ihre Spannungsquellencharakteristik mit einem geeigneten Energiespeicher oder kurzzeitiger Leistungsanpassung ebendiese Momentanreserve bereitstellen können. Um die Bedarfe decken zu können, müssen nahezu alle neuen Erzeugungsanlagen mit einer solchen Regelung ausgestattet werden. Da die Momentanreserve aktuell in der Regel in der Hoch- und Höchstspannung bereitgestellt wird, galt es zu klären, ob die Bereitstellung der Momentanreserve aus dem Verteilnetz und insbesondere aus dem Mittel- und Niederspannungsnetz zielführend ist.

Bei den Simulationen eines eingepprägten Phasenwinkelsprungs im Höchstspannungsnetz konnte gezeigt werden, dass die Ausbreitung im vorliegenden spannungsebenenübergreifenden Netz selbst bis in die Ausläufer der Niederspannungsnetze innerhalb von unter einer Millisekunde erfolgte. Damit liegt die Ausbreitungsverzögerung durch die Spannungsebenen deutlich unterhalb einer viertel Periode von fünf Millisekunden, die Häufig im Zeitbereich der Momentanreserve genannt wird. Demnach ist eine Reaktion aus zeitlicher Dimension möglich, um einen sinnvollen Beitrag zur Netzdynamik zu leisten und schnell genug die Momentanreserve bereitzustellen.

Nach der Ausbreitung des Phasenwinkelsprungs in einem rein passiven Netz als notwendige Voraussetzung der Bereitstellung von Momentanreserve wurden anschließend Simulationsreihen mit mehreren netzbildenden Wechselrichtern im Mittel- und Niederspannungsnetz durchgeführt. Hierbei zeigte sich ein konstruktives aggregiertes Leistungsverhalten bei der Erbringung der Momentanreserve. Zudem reagierten alle netzbildenden Wechselrichter bei gleicher Dimensionierung und Parametrierung gleichmäßig mit ihren Wirk- und Blindleistungsanteilen auf den Winkelsprung. Weitere Untersuchungen zum Leistungsverhalten bei einer Sensitivität durch die Anzahl an verbleibenden Synchrongeneratoren haben gezeigt, dass bei einer Abnahme der Synchrongeneratoren im Höchstspannungsnetz die bereitgestellte Leistung der netzbildenden Wechselrichter zunehmen. Daraus kann geschlossen werden, dass in Netzsituationen mit geringem Anteil konventioneller Kraftwerke netzbildende Wechselrichter verhältnismäßig stärker gefordert werden, als in Szenarien mit ohnehin vielen Netzbildnern auf der Höchstspannungsebene. Durch die fortschreitende Energiewende und dem einhergehenden Kern- und Kohleausstieg kann daraus abgeleitet werden, dass demnach solche Störungen, wie der Winkelsprung, auch im Verteilnetz sichtbar werden.

Abschließend kann auf Basis der getätigten Untersuchungen zusammengefasst werden, dass netzbildende Wechselrichter selbst im Niederspannungsnetz prinzipiell Momentanreserve bereitstellen können. Gleichzeitig müssen diese Komponenten für ebendiesen Einsatz in die Betriebsführung und Schutzkonzepte heutiger Verteilnetze integriert werden, um einen flächendeckenden Einsatz dieser Technologie zu ermöglichen.

Danksagung

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die vorliegenden Erkenntnisse wurden im Rahmen des BMWK-geförderten Verbundvorhabens „Netzregelung 2.0“ (Förderkennzeichen 0350023B) ermittelt. Die Autoren danken dem BMWK 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.

Literatur

- [1] D. Nelles, Netzdynamik - Elektromechanische Ausgleichvorgänge in elektrischen Energieversorgungsnetzen, Berlin: VDE Verlag, 2009.
- [2] A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, 5. Auflage, Hrsg., Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [3] D. Oeding und B. R. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, 8. Auflage Hrsg., Berlin: Springer-Verlag, 2016.
- [4] D. E.-A. dena, „Momentanreserve 2030 : Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030,“ dena, Berlin, 2016.
- [5] S. Laudahn, Dynamisches Verhalten von wechselrichterbasierten Erzeugungsanlagen im Kontext eines sicheren und stabilen Netzbetriebs, Braunschweig: Dissertation, 2017.
- [6] P. Unruh, M. Nuschke, P. Strauß, F. Welck, “Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods”. Energies 2020, 13, 2589. <https://doi.org/10.3390/en13102589>
- [7] Netzentwicklungsplan 2035 (2021), [Link](#)
- [8] Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU [Online]. Available: URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>. [Zugriff am 10 01 2022].
- [9] Bundesnetzagentur, Beschluss BK6-20-298 – „Ausnahmeentscheidungen von der marktgestützten Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen“, Dezember 2020, [Link](#)
- [10] ENTSO-E, „System separation in the Continental Europe Synchronous Area on 8 January 2021 - 2nd update“, 26 Januar 2021. [Online]. [Link](#) [Zugriff am 10 01 2022].

- [11] ENTSO-E, „Factual Report on the Separation of the Continental Europe Synchronous Area on 24 July 2021“ [Online]. [Link](#) [Zugriff am 10 01 2022].
- [12] VDE FNN, „FNN Studie Verhalten Fehlerfall,“ 11.10.2018 [Online]. Link. [Zugriff am 10 01 2022].
- [13] S. Altschäffl, Einfluss zunehmender Einspeisung aus Wechselrichtersystemen auf Kurzschlussauswirkungen im deutschen Übertragungsnetz, Dissertation, München, 2016.
- [14] T. Sauer, F. Tiedt, F. Rauscher, B. Engel, „Vergleich verschiedener Wechselrichterregelungen in Netzfehlersituationen im Netzdynamiklabor“, 17. Symposium Energieinnovation, 16.-18.02.2022, Graz/Austria
- [15] CIGRE Task Force C6.04, Hrsg. Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources. Technical Brochure no. 575. 2014
- [16] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstellen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen“. Dissertation. Technische Universität München, 2010.
- [17] M. Nuschke, „Frequenzstabilität im umrichterdominierten Verbundnetz“. Dissertation. Technischen Universität Braunschweig, 2021.