

VERGLEICH VERSCHIEDENER WECHSELRICHTERREGELUNGEN IN NETZFEHLERSITUATIONEN IM NETZDYNAMIKLABOR

Timo SAUER*, Frederik TIEDT, Florian RAUSCHER, Bernd ENGEL

TU Braunschweig, elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme,
Schleinitzstr. 23, 38106 Braunschweig, +49 531 391 7721, t.sauer@tu-braunschweig.de,
<https://www.tu-braunschweig.de/elenia>

Kurzfassung: Die zukünftige regenerative Energieversorgung wird nicht mehr auf dem Betrieb von Synchrongeneratoren, sondern hauptsächlich auf dem Betrieb von Wechselrichtern basieren. Für ein stabiles Stromnetz müssen Wechselrichter dann wie Synchrongeneratoren Momentanreserve bereitstellen können. Daher sollen Wechselrichter mit netzbildender Regelung im Verbundnetz eingesetzt werden, die dieses Betriebsverhalten nachbilden. Diese unterscheiden sich im Vergleich mit konventionellen netzstützenden Wechselrichtern in ihrem dynamischen Verhalten bei Netzstörungen. Beide Regelungsarten werden hinsichtlich ihres Verhaltens in Netzfehlersituationen unter Einhaltung normativer Prüfvorschriften miteinander verglichen. Fokussiert wird sich auf die Reproduzierbarkeit der Netzfehlertests in einer Laborumgebung. Dazu wird zunächst die Eignung der dazu eingesetzten Laborgeräte hinsichtlich normativer Prüfanforderungen aufgezeigt. Anschließend werden beide Wechselrichterregelungen hinsichtlich Reaktions- und Anschlagzeit der Blindströme bei Fehlereintritt sowie der Zeit bis zur Wirkstromwiederkehr nach Fehlerklärung verglichen. Es wird einerseits gezeigt, dass netzbildende Wechselrichter aufgrund ihres inhärenten Spannungsquellenverhaltens schneller Blindströme zur Spannungsstützung einspeisen und andererseits auch eher zum Vorfehlerwirkstromwert nach der Fehlerklärung zurückkehren.

Keywords: Fault-Ride-Through, FRT, Prüfstand, Netzsimulator, Netzdynamik, FGW TR3, netzbildende Wechselrichter, netzstützende Wechselrichter, PHIL, normative Prüfvorschrift, transiente Stabilität, Power Hardware-in-the-Loop System, Blindstrom(-statik), PLL

1 Motivation und Problemstellung

Zur Einhaltung der Klimaziele wird der Anteil an erneuerbaren Energien an der Gesamtheit des deutschen Strommix immer weiter zunehmen. Gleichzeitig werden konventionelle Großkraftwerke aufgrund des beschlossenen Ausstiegs aus der Kernkraft und der Kohleverbrennung stark abnehmen. Dies führt zu einem voranschreitenden Strukturwandel der eingesetzten Erzeugungstechnologien. [1] Während konventionelle Großkraftwerke über Synchrongeneratoren an das Verbundnetz angeschlossen werden, speist der Großteil der erneuerbaren Energien die elektrische Leistung über Wechselrichter in das Stromnetz ein. Historisch bedingt erfolgt die Netzregelung vor allem mittels Synchrongeneratoren. Zukünftig müssen Wechselrichter die Aufgaben der Netzregelung übernehmen und einen stationär und transient stabilen Netzbetrieb gewährleisten. [2] Die bereits im Verbundnetz eingesetzten Wechselrichter sind so geregelt, dass sie vorrangig die erzeugte Leistung effizient in das Netz einspeisen, sodass diese Stromquellenverhalten aufweisen. Sie werden als netzstützende Wechselrichter (engl. Grid Supporting Inverter, GSI) bezeichnet, da diese zusätzlich

Netzfunktionen wie beispielsweise dynamische Netzstützung (Fault-Ride-Through) erfüllen müssen. Allerdings können diese Wechselrichter aufgrund ihrer Regelung nicht instantan auf Änderungen des Netzzustandes reagieren, sodass diese keine Momentanreserve bereitstellen können. [3] Da die Betriebsweise von Wechselrichtern jedoch maßgeblich von der übergeordneten Regelungsstrategie abhängt, ist es grundsätzlich möglich, Wechselrichter so zu regeln, dass diese wie Synchrongeneratoren Spannungsquellenverhalten aufweisen und so u. a. die Momentanreservebereitstellung von Synchrongeneratoren ersetzen können. Diese werden als netzbildende Wechselrichter (engl. Grid Forming Inverter, GFI) bezeichnet, da sie eine Spannung mit definierter Amplitude und Phasenlage stellen. [4]

Zur Wahrung der Versorgungskontinuität müssen Erzeugungsanlagen in der Lage sein, Netzstörungen durchfahren zu können und zur transienten Netzstabilität beizutragen. Eine dieser Störungen sind Netzfehlersituationen, zu denen beispielsweise elektrische Kurzschlüsse zählen. Diese rufen einen trichterförmigen Spannungseinbruch um die Fehlerstelle hervor, was zur hohen Beanspruchung von elektrischen Anlagen und Komponenten führen kann. Es ist notwendig, dass aufgrund des Strukturwandels der Erzeugungstechnologie auch Wechselrichter Kurzschlüsse durchfahren (Fault-Ride-Through) und das Netz durch eine dynamische Blindstromeinspeisung stützen, um die Spannung an und um den Fehlerort anzuheben [5]. Aufgrund der unterschiedlichen Regelungscharakteristiken von netzstützenden und netzbildenden Wechselrichtern ergeben sich auch Unterschiede im dynamischen Netzfehlerverhalten.

Ziel ist es, das netzdynamische Verhalten beider Wechselrichterregelungen unter Anwendung normativer Prüfvorschriften zu analysieren und zu vergleichen. Dazu wird im Netzdynamiklabor des *elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme* ein Testaufbau errichtet und Netzfehleruntersuchungen durchgeführt. Zunächst wird das allgemeine Regelungsverhalten von netzstützenden und netzbildenden Wechselrichtern miteinander verglichen. Anschließend wird die verwendete normative Prüfvorschrift für Netzfehleruntersuchungen erläutert (Kapitel 2.2). Danach erfolgt eine detaillierte Beschreibung der für die Untersuchung relevanten Komponenten des Labors. Zudem wird hierbei die Eignung der eingesetzten Laborkomponenten für Netzfehleruntersuchungen aufgezeigt, da diese im Bereich von Millisekunden wirken und somit ein besonderer Anspruch an die Repräsentanz der Untersuchungen besteht (Kapitel 3). Aufbauend auf diesen Ergebnissen werden Netzfehleruntersuchungen durchgeführt, die darauf abzielen, die Anschlagzeiten der Blindströme und die Wirkstromwiederkehr der unterschiedlichen Wechselrichterregelungen zu vergleichen (Kapitel 4). Abschließend erfolgt ein Ausblick, welche weiteren dynamischen Netzstabilitätsuntersuchungen im Netzdynamiklabor des *elenia* durchgeführt werden können (Kapitel 5), sowie eine Zusammenfassung.

2 Verhalten von unterschiedlichen Wechselrichterregelungen in Netzfehlersituationen

In diesem Abschnitt werden zunächst die grundlegenden Unterschiede sowie die Unterschiede bei Netzfehlersituationen zwischen netzstützender und netzbildender Wechselrichterregelung erläutert. Anschließend werden normative Prüfvorschriften für das Netzfehlerverhalten der Anlagen vorgestellt.

2.1 Vergleich von netzstützender und netzbildender Wechselrichterregelung

Netzstützende Wechselrichter (Grid Supporting Inverter, GSI)

Die meisten Wechselrichter, die zurzeit im Energieversorgungsnetz in Photovoltaik-Anlagen oder Windenergieanlagen eingesetzt werden, sind netzstützende Wechselrichter (GSI) [6]. Das Regelungskonzept des GSI beruht hauptsächlich darauf, Leistung effizient in das Energieversorgungsnetz einzuspeisen. Dazu wird das Klemmverhalten des Wechselrichters so geregelt, dass dieser das Verhalten einer Stromquelle aufweist und somit der gewünschte Strom in Amplitude und Phasenlage eingespeist werden kann [3].

Entsprechend der Netzanschlussrichtlinien und Normen sind im Wechselrichter zusätzlich netzstützende Funktionen implementiert, die die Netzstabilität stützen [7]. Eine dieser Funktionen ist die *Dynamische Netzstützung (Fault-Ride-Through, FRT)*, die das Verhalten während Netzfehlersituationen vorgibt. Hierbei wird vorgeschrieben, dass GSIs während eines Netzfehlers je nach Spannungseinbruchtiefe und Dauer am Netz verbleiben müssen. Ab der Mittelspannung ist in der Regel die *vollständige dynamische Netzstützung* erforderlich, bei der zusätzlich in Abhängigkeit der Spannung am Netzanschluss ein Blindstrom i_q eingespeist werden muss, um die Netzspannung zu stützen und die räumliche Ausbreitung eines Spannungstrichters zu begrenzen. [7] Die Aktivierung der dynamischen Netzstützung erfolgt über das Detektieren des Fehlers. Je nach vom Hersteller eingesetzten Verfahren dauert dies unterschiedlich lange, wobei dieser Zeitraum häufig im Bereich von 10 - 20 ms liegt, sodass die dynamische Blindstromeinspeisung nicht instantan erfolgt. Bis zur Auslösung versucht der Wechselrichter die stationären Leistungsvorgaben in das Netz einzuspeisen. [8] Wenn der Wirkstrom zur dynamischen Netzstützung abgesenkt wurde, muss dieser bei Rückkehr der Netzspannung so schnell wie möglich auf den Vorfehlerwert gesteigert werden [7].

Netzbildende Wechselrichter (Grid Forming Inverter, GFI)

Im Wesentlichen unterscheiden sich netzstützende und netzbildende Wechselrichter (GFI) durch ihre übergeordnete Regelungsstruktur [3]. Im Allgemeinen ist das Regelungskonzept von netzbildenden Wechselrichtern so ausgelegt, dass die Ausgangsklemmen Spannungsquellenverhalten aufweisen. Das bedeutet, dass GFI in der Lage sind, eine Spannung mit definierter Amplitude und Phase zu stellen, weshalb diese idealisiert als Wechselspannungsquelle mit niedriger Ausgangsimpedanz dargestellt werden können. Wie beim Synchrongenerator resultieren die eingespeisten Ströme aus der Differenz zwischen gestellter Spannung und Netzanschlussspannung. Da die Regelungsstruktur auf der Dynamik des Spannungswinkels und der Spannungsamplitude basiert, passt sich die Ausgangsleistung bei Lastschwankungen unverzüglich dem neuen Belastungszustand an, wodurch GFIs wie Synchrongeneratoren zur Netzstabilität beitragen. [4], [6]

Für netzbildende Wechselrichter gibt es bisher keine direkten normativen Anforderungen an das Verhalten in Netzfehlersituationen. Aufgrund des inhärenten Spannungsquellenverhalten von GFI reagieren diese auch in Netzfehlersituationen instantan auf den neuen Netzzustand, indem sich die Ausgangsströme den neuen Netzverhältnissen anpassen. Jedoch führt dies in der Regel zu mehrfachen Überströmen der Anlage. Wechselrichter im Allgemeinen sind durch ihre Leistungselektronik jedoch auf ihren Nennstrom begrenzt, wodurch für einen praxistauglichen Einsatz im Verbundnetz die Notwendigkeit besteht, die Ströme

regelungstechnisch zu begrenzen. [9] Mögliche Konzepte hierzu sind in [9], [10] oder [11] beschrieben.

2.2 Normative Prüfanforderungen in Netzfehlersituationen

Bevor elektrische Anlagen übereinkommend mit dem zuständigen Netzbetreiber in den Betrieb am öffentlichen Netz gehen dürfen, sind definierte Zertifizierungsprozesse nötig, um den netzkonformen Betrieb in allen geforderten Bereichen nachzuweisen. Grundsätzlich gelten hierbei für Deutschland die VDE Anwendungsregeln VDE AR-N-4105-4130 der jeweiligen Netzebene, an welcher die geplante Anlage in Betrieb genommen wird. Die zu den Anwendungsregeln dazugehörigen Prüfvorgaben sind in den Prüfvorschriften der FGW TR 3 der *Fördergesellschaft Windenergien und andere dezentrale Energien* für Anlagen ab der Mittelspannung verordnet. Auf Basis der Inhalte wurden die Prüfsequenzen zur Testung der Geräte im Labor realisiert. In der Prüfvorschrift selbst sind dezidierte Vorgaben an die Umsetzung und den Messaufbau, sowie Anforderungen an die Messtechnik und die allgemeinen Prüfbedingungen definiert. Der für diese Arbeit relevante Teil der Prüfvorschrift bezieht sich auf das *Verhalten von elektrischen Anlagen bei Störungen im Netz*. [12]

Prinzipiell werden zwei Arten zur Prüfung normativer Anforderung von elektrischen Erzeugungsanlagen bei Unterspannungsereignissen angewendet. Einerseits können *Fault-Ride-Through-Container (FRT-Container)* verwendet werden, deren Funktionsprinzip auf der Basis eines Spannungsteilers beruht. Andererseits können leistungselektronische Netzsimulatoren als ausgeführte *Active Front End* zur Synthetisierung von Unterspannungen eingesetzt werden. [13] Bei beiden wird zur Prüfung ein sogenannter Fehlerkorridor erzeugt, indem die Spannung am Netzanschlusspunkt (engl.: Point of Common Coupling, PCC) der zu testenden Anlage kontrolliert auf einen dezidierten Wert geführt und das Leistungsverhalten der Anlage geprüft wird. Der Verlauf des Korridors (Abbildung 1) leitet sich dabei aus dem Verhalten der Netzspannungen während eines Kurzschlussereignisses ab.

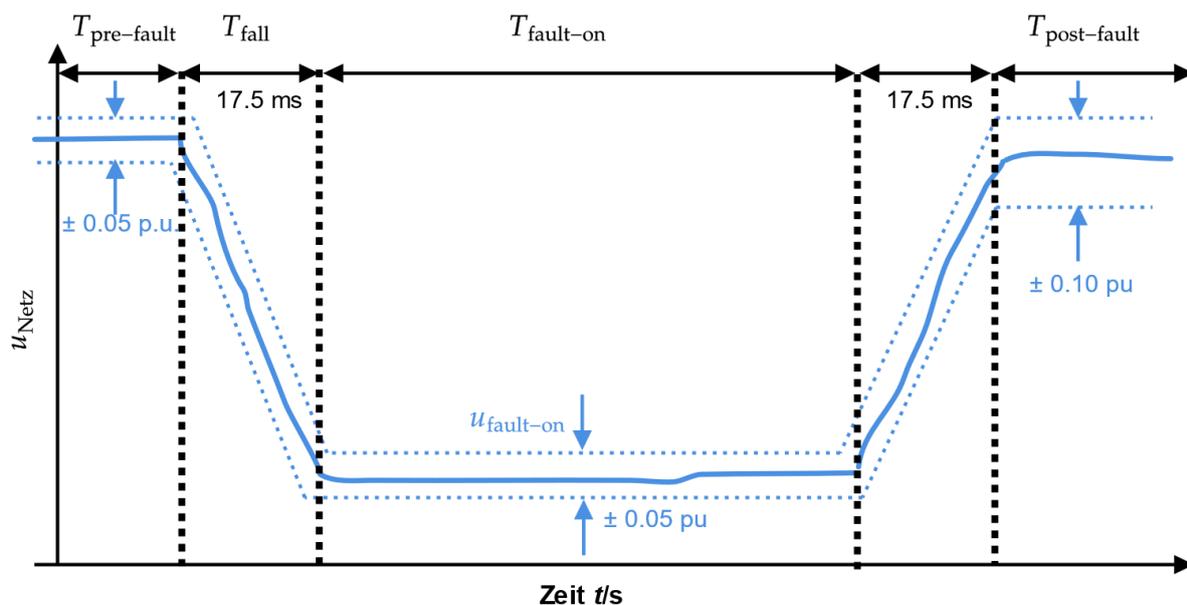


Abbildung 1: Vorgabe für Spannungseinbruchstests nach FGW TR3 [12]

In Abbildung 1 wird der Verlauf der Raumzeigerspannung für ein dreiphasiges symmetrisches Unterspannungsereignis dargestellt. Die Spannung muss nach einer definierten Vorfehlerzeit mit einem Gradienten von $T_{\text{fall}} = 17,5$ ms auf den Zielwert der geforderten Fehlerspannung absinken. Für eine festgelegte Dauer muss dieser Wert gehalten werden, bevor die Spannung auf den Vorfehlerwert zurückgeführt wird. Eine Clusterung kann in die Bereiche Vorfehlerzeit, Zeit während des Fehlers und Zeit nach dem Fehler erfolgen. Zudem sind Toleranzbänder der Fehlerspannung von $\pm 0,05$ p.u. bzw. $\pm 0,10$ p.u. nach dem Fehler zugelassen. [12]

Der Vorfehlerbereich gibt Aufschluss darüber, ob der Belastungszustand der Anlage vor Eintreten des Fehlers in Form eines stationären Zustands vorgelegen hat. In den Bereichen während des Eintretens und Anhaltens des Fehlers kommt es aufgrund der stark verringerten Spannung am Netzanschlusspunkt für die zu testende Anlage zu einer quasi instantanen Änderung des Leistungsgleichgewichts. Nach der Wiederkehr der Betriebsspannung soll idealerweise möglichst schnell der Betriebszustand vor dem Fehler erreicht werden. Dies bedeutet in der Regel eine schnelle Wirkstromwiederkehr. Dies gewährleistet, dass vom Spannungseinbruch betroffene Anlagen im Verbundsystem möglichst schnell zu einem Leistungsgleichgewicht im Verbundnetz beitragen und somit ein frequenzstabiles System gewährleisten. [12]

In der Prüfvorschrift FGW TR3 sind die Prüfparameter mit starker Sensitivität unterteilt. Hierbei erfolgt eine Feinabstufung bei der Fehlerspannung $U_{\text{fault-on}}$ und der Fehlerdauer $T_{\text{fault-on}}$. Zusätzlich wird zwischen zwei- und dreipoligen Fehlern unterschieden. [12] Dieses Paper zeigt Untersuchungen mit einer Fehlerspannung $U_{\text{fault-on}} = 0,2$ p.u. und einer Fehlerdauer $T_{\text{fault-on}} = 150$ ms bei dreipoligen Fehlern.

3 Umsetzung und Eignung des Laboraufbaus für Netzfehler tests

Im Netzdynamiklabor des *elenia* können dynamische Netzstabilitätsuntersuchungen durchgeführt und analysiert werden. Je nachdem welche Modellfunktionen getestet oder welche Vorgänge analysiert werden sollen, steht eine umfangreiche Auswahl an Laborkomponenten zur Verfügung. In diesem Kapitel wird zunächst die Eignung des Laboraufbaus bzw. der eingesetzten Geräte für Untersuchungen unter normativen Prüfvorschriften von transienten Netzereignissen der Anlagen bzw. Geräten dargelegt. Die Eignung wird hier exemplarisch für symmetrische Netzfehlerereignisse anhand der FGW TR3 gezeigt.

3.1 Laboraufbau zur Umsetzung standardisierter Prüfverfahren

Zunächst wird die Laborumgebung des *elenia* Netzdynamiklabors für dynamische Netzstabilitätsuntersuchungen beschrieben. Dabei wird für die Untersuchungen ein Netzsimulator mit angekoppelter Netznachbildung verwendet. Zur Verifizierung des transienten Verhaltens der verschiedenen Wechselrichterregelungen unter Variation der Sensitivitätsparameter wurde der in Abbildung 2 dargestellte Laboraufbau realisiert. Da vor allem das Verhalten der Wechselrichter in sehr kurzen Zeitbereichen weniger Millisekunden miteinander vergleichbar gemacht werden muss, wurde im Laboraufbau ein besonderer Fokus auf die Reproduzierbarkeit und zeitdiskrete Ereignisabbildungen gelegt.

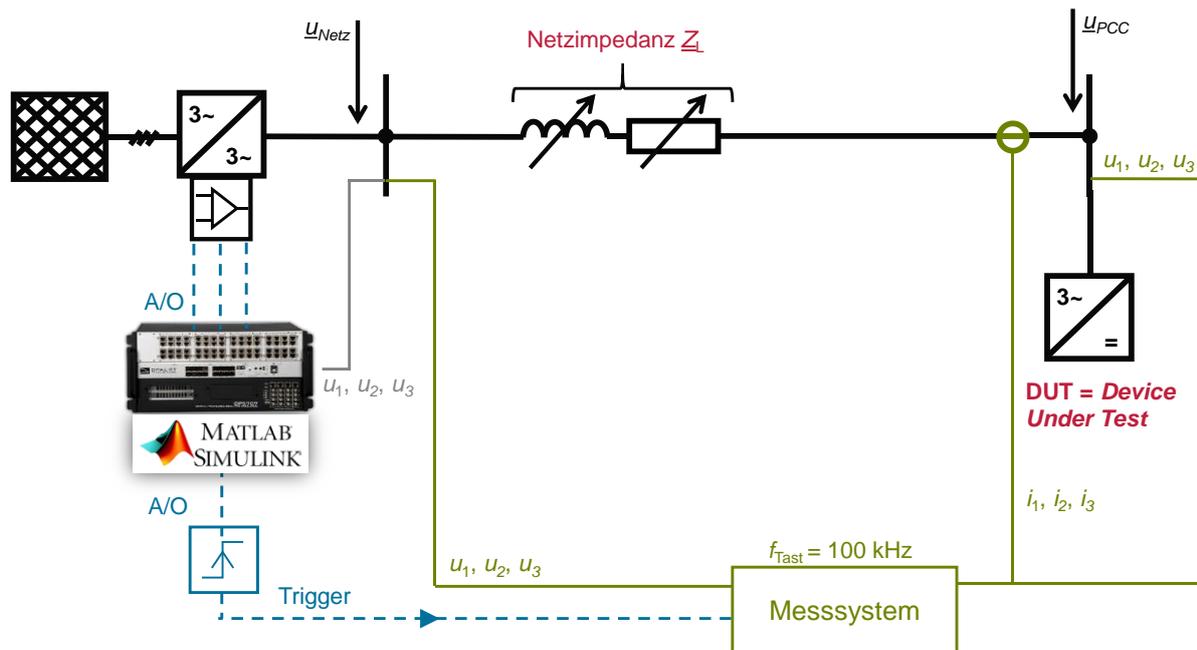


Abbildung 2: Prinzipschaltbild der Prüfanordnung im Netzdynamiklabor

Der grundsätzliche Laboraufbau besteht aus einem Netzsimulator mit Verstärkermodul und Echtzeitsimulator zur genauen Steuerung der Ausgangsspannungen, einer Netznachbildung mit frei einstellbaren Drosseln und Leistungswiderständen, einem Messsystem zur Spannungs- und Strommessung an verschiedenen Punkten des Laboraufbaus, einer Datenleitung zur Erfassung des Triggersignals im Messsystem, dem jeweiligen zu prüfendem Gerät (engl.: Device Under Test, DUT) sowie DC-Quellen zur Versorgung des PV-Wechselrichters aus Serienproduktion. Der Netzsimulator zusammen mit dem Echtzeitsimulator sind zudem so miteinander verknüpft, dass diese zusammen ein Power Hardware-in-the-Loop System (PHIL-System) bilden können. Das Potential und die möglichen Anwendungsfälle eines PHIL-Systems werden in den Kapiteln 3.3 und 5 erläutert.

3.2 Vergleich zwischen den gestellten Ausgangsspannungen des internen Arbiträrgenerator- und des Verstärkermoduls des Netzsimulators

Die Anforderungen an Spannungseinbruchttests, welche in Kapitel 2.2 vorgestellt wurden, sind eindeutig definiert. Bezüglich der Toleranzen der gestellten netzseitigen Ausgangsspannung sind Abweichungen lediglich um wenigen Millisekunden und per-unit Bereiche zulässig. Im verwendeten Netzsimulator befindet sich ein intern verbauter Arbiträrgenerator, mit dem es möglich ist, beliebige transiente Signalverläufe der Spannung in Betrag und Phase zu generieren. Dadurch können beispielsweise bestimmte Gradienten oder Sprünge der Spannungsamplitude durchgeführt werden. Der Netzsimulator muss in der Lage sein, die Prüfanforderungen umsetzen zu können, um ein reproduzierbares Verhalten des untersuchten DUT zu gewährleisten. Zur Validierung eines konformen Betriebs wird ein dreiphasiger negativer Spannungsgradient, welcher nach 17,5 ms den Fehlerspannungsendwert 0,2 p.u. erreicht, in den Arbiträrgenerator des Netzsimulators implementiert und u_{Netz} im Leerlauf in der Netznachbildung dreiphasig gemessen. Der dabei resultierende zeitliche Spannungsverlauf von u_{Netz} in Raumzeigerdarstellung in p.u. wird in Abbildung 3 gezeigt, wobei die Fehlerdauer 150 ms beträgt. Während im oberen Diagramm der gesamte Verlauf

dargestellt ist, ist im unteren Diagramm der detaillierte Bereich des negativen Spannungsgradienten bei Fehlereintritt abgebildet.

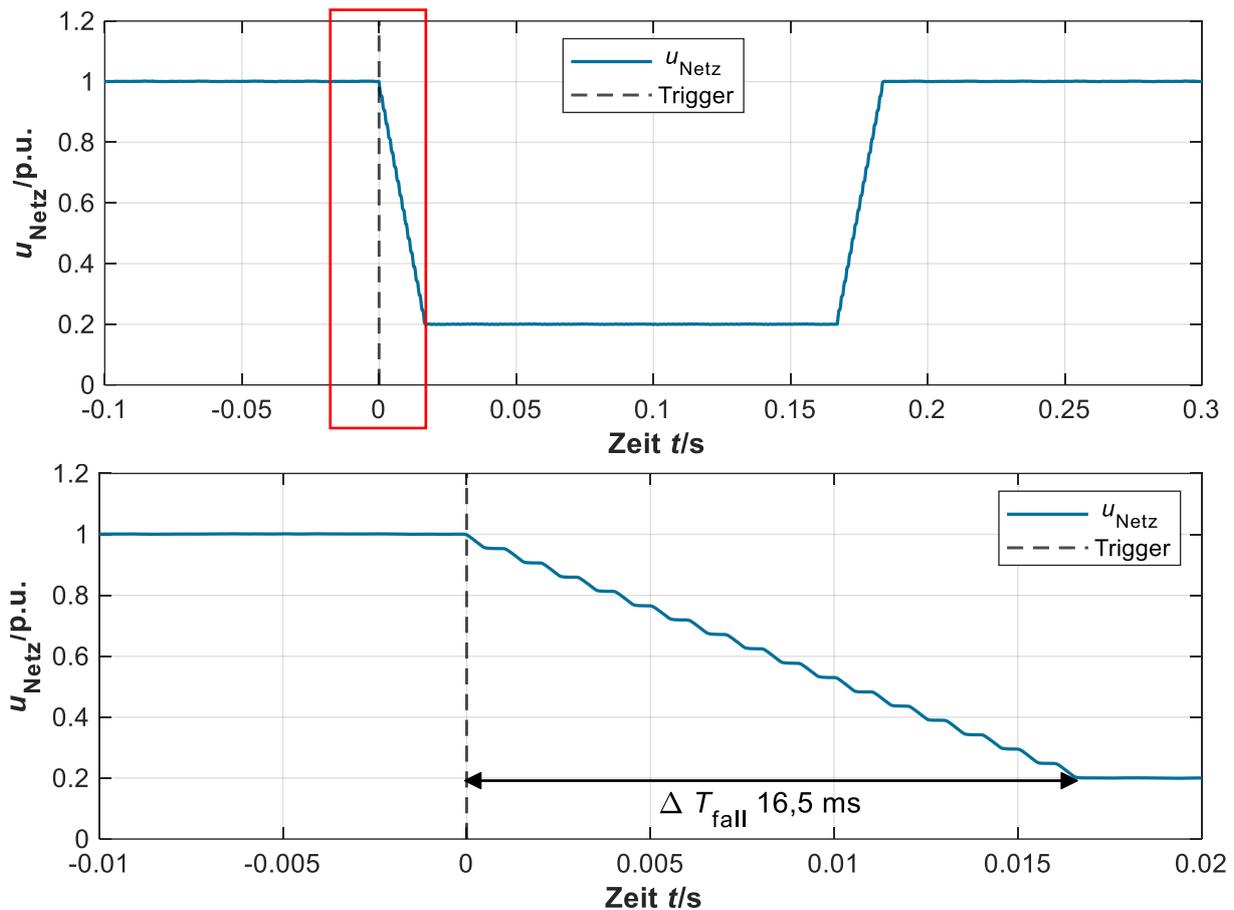


Abbildung 3: Gemessener Spannungsverlauf u_{Netz} bei Nutzung des Arbiträrgenerators des Netzsimulators

Im Zeitverlauf der Grafik wird deutlich, dass der Spannungsraumzeiger zwar den Restfehlerwert quantitativ erreicht, aber keinen linearen Verlauf aufweist. Denn im unteren Diagramm wird deutlich, dass der Arbiträrgenerator des Netzsimulators den Gradienten beim Fehlereintritt nur stufig stellen kann. Zudem wird die Steigung des Gradienten nicht korrekt gestellt. Der Verlauf weist eine Fallzeit ΔT_{fall} von 16,5 ms anstatt der vorgeschriebenen 17,5 ms auf, welche in der Prüfvorschrift vorgegeben ist. Zusätzlich hat sich bei der mehrfachen Wiederholung dieses Versuchs gezeigt, dass der Wert von ΔT_{fall} variierte, und in den Zeitbereichen signifikant gestreut hat. Der Arbiträrgenerator weist dementsprechend kein dezidiertes und reproduzierbares Klemmenverhalten auf, welches transienten Netzfehleruntersuchungen genügt.

Für die Prüfung wird daher nicht der interne Arbiträrgenerator des Netzsimulators verwendet. Stattdessen wird der Netzsimulator mit einem Echtzeitrechner gekoppelt. In dieser Konfiguration sind beide Geräte über eine analoge Schnittstelle miteinander verknüpft, wobei nun das Verstärkermodul des Netzsimulators verwendet wird. Das Echtzeitrechensystem ist aufgrund seiner hohen zeitdiskreten Performanz mit einer Simulationsschrittweite von $T_{\text{Sim}} = 50 \mu\text{s}$ dazu befähigt auch transiente Ereignisse zu berechnen und diese in Form von analogen $\pm 10 \text{ V}$ Signalen an seinem Ausgang zu stellen. Diese analogen Steuersignale werden vom Verstärkermodul des Netzsimulators zu der gewünschten Labornetzspannung

umgewandelt. Zur Überprüfung der Eignung wird wieder ein dreiphasiges Unterspannungereignis, wie es in der Prüfanforderung vorgeschrieben ist, als Steuersignal aus dem Echtzeitsimulator dem Verstärker übergeben. Das Ergebnis ist in Abbildung 4 analog zur vorherigen Abbildung 3 dargestellt.

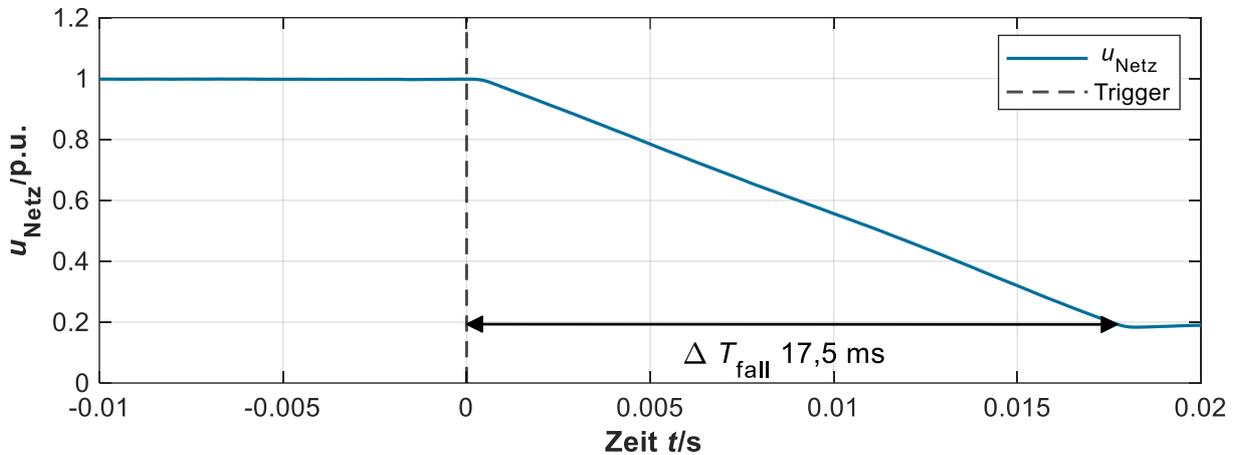


Abbildung 4: Gemessener Spannungsverlauf u_{Netz} bei Steuerung durch einen Echtzeitsimulator

Es ist deutlich erkennbar, dass die Raumzeigerspannung nun einen linearen Verlauf im Spannungsgradienten aufweist. Der Zielwert der Raumzeigerspannung wird ebenfalls reproduzierbar im geforderten Korridor von $\Delta T_{\text{fall}} = 17,5 \text{ ms}$ erreicht. Weitere Durchführungen mit veränderter Steigung des Gradienten haben gezeigt, dass ein schnellerer Einbruch ebenfalls möglich wäre, sofern die Anforderungen zukünftig angepasst würden. Eine Prüfung des jeweiligen DUT in der Kombination aus Echtzeitrechensystem und Leistungsverstärker ist dementsprechend zu empfehlen und wird für die folgenden Laborversuche verwendet.

3.3 Erweiterung der Komponenten zu einem Power Hardware-in-the-Loop System und dessen Eignung für transiente Netzfehleruntersuchungen

Mit den im *elenia* vorhandenen Komponenten Echtzeitsimulator und Netzsimulator als Leistungsverstärker lassen sich nicht nur gesteuerte Spannungsvorgaben im Labornetz erzeugen, sondern beide Geräte können auch zu einem Power Hardware-in-the-Loop System erweitert werden. Dazu bedarf es einer Rückführung der gemessenen Spannung u_{Netz} und Strom aus dem Labornetz in den Echtzeitsimulator.

Ein PHIL System zeichnet sich durch die Kopplung von virtuellen Netzsimulationen und physikalische Anlagen über eine Schnittstelle aus, da aufgrund der hohen Rechengeschwindigkeit des Echtzeitrechners die zeitlich synchrone Äquivalenz beider Systeme gegeben ist. Durch die Kombination von Simulationen mit Hardwarekomponenten lässt sich das Verhalten von existierenden Netzkomponenten innerhalb eines vordefinierten simulierten Energieversorgungsnetzes überprüfen, beurteilen und optimieren. [14] Der Aufbau des PHIL Systems ist in Abbildung 5 vereinfacht dargestellt. Speziell für Untersuchungen von Netzfehlern ist es beispielsweise möglich, die verschiedenen Wechselrichterregelungen in Netzfehlersituationen nicht nur durch einen bloßen Spannungseinbruch zu testen, sondern es können Kurzschlüsse innerhalb eines elektrischen Netzes artifiziell im Echtzeitrechner berechnet und das DUT unter den erzeugten elektrischen Parametern getestet werden.

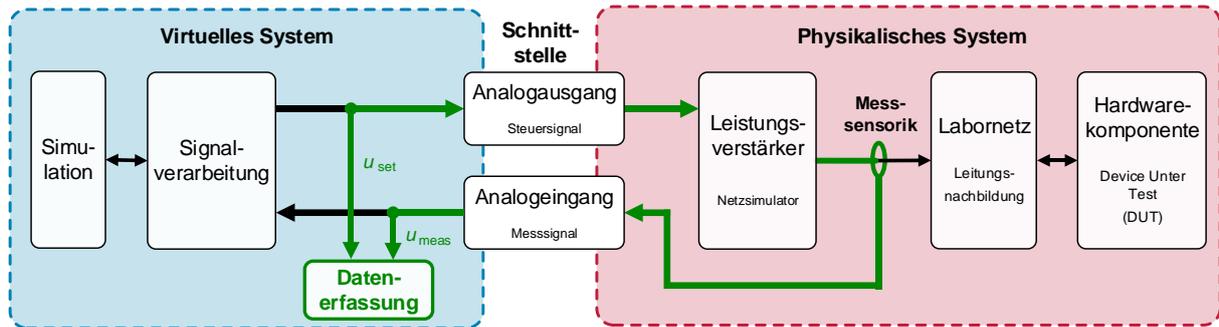


Abbildung 5: Messkette zur Beurteilung der Eignung transienter Untersuchungen mit dem PHIL System

Da Netzfehlersituationen im Bereich von Millisekunden wirken, stellt sich an das PHIL System die Anforderung, die gesteuerten und gemessenen Signale hinreichend schnell zu verarbeiten. Das bedeutet, dass die Verzögerungszeit zwischen Steuersignal u_{set} und Messsignal u_{meas} kleiner als der Zeitraum sein muss, in dem Netzfehler auftreten. Zur Beurteilung wird die Latenzzeit der relevanten Messkette, welche in Abbildung 5 dargestellt und grün markiert ist, aufgenommen und ausgewertet. Dafür wird im virtuellen System eine Spannung u_{set} vorgegeben, die über den Analogausgang dem Leistungsverstärker übergeben wird. Am Ausgang des Leistungsverstärkers wird über die Messsensorik die Spannung u_{meas} gemessen und über den Analogeingang der PHIL-Schnittstelle dem virtuellen System zurückgeführt. Dort werden beide Spannungswerte mit Hilfe einer Echtzeitdatenerfassung aufgenommen.

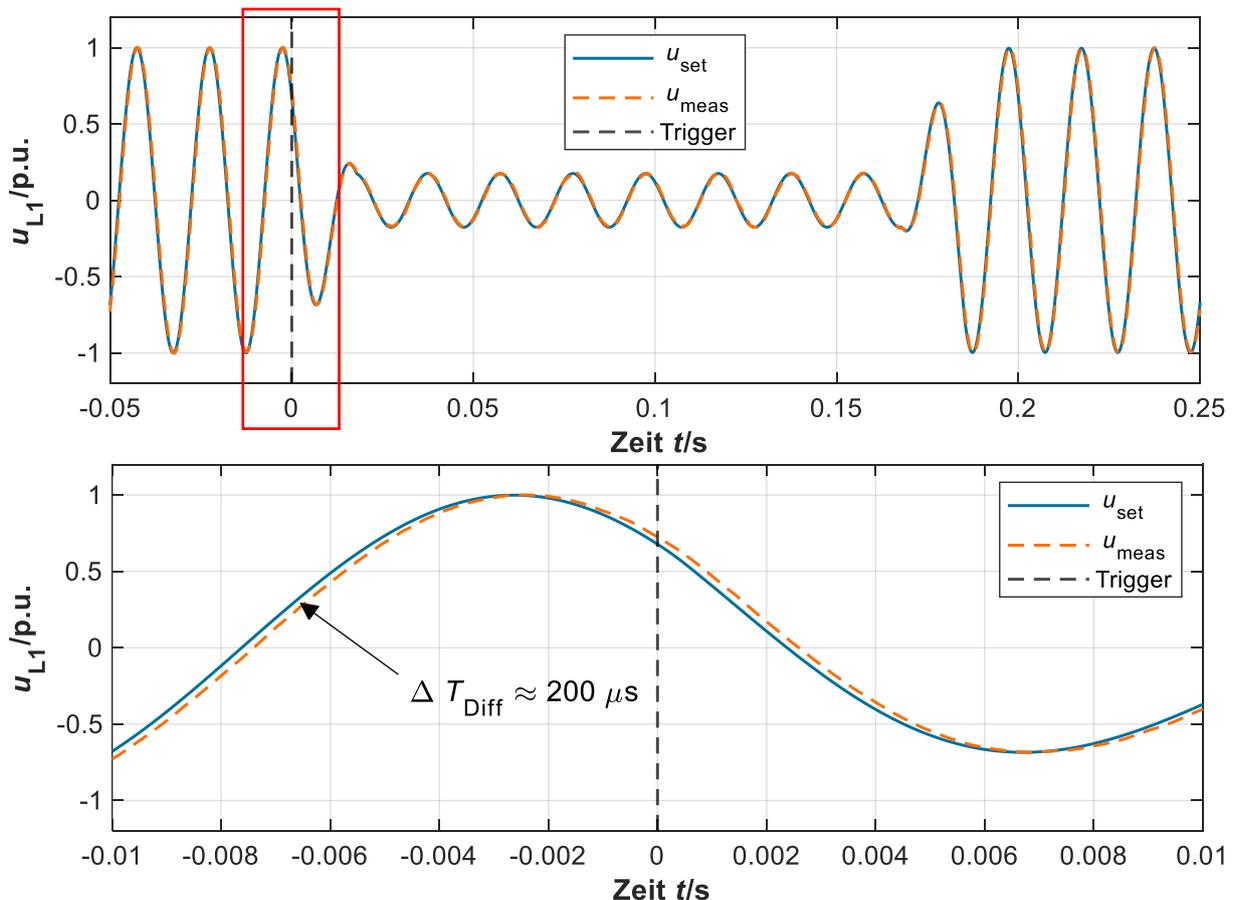


Abbildung 6: Bestimmung der Latenzzeit ΔT_{Diff} zwischen der gestellten Spannung und rückgeführten gemessenen Spannung im PHIL System

Zur Beurteilung der Latenzzeit zwischen der gestellten Spannung u_{set} und der rückgeführten gemessenen Spannung u_{meas} wird die zeitliche Verzögerung der Sinusgrößen der Spannung ausgewertet. In Abbildung 6 ist exemplarisch eine Phase der Netzspannung u_{L1} (normiert auf den Amplitudenwert) dargestellt, wobei im unteren Diagramm der markierte Ausschnitt aus dem oberen Diagramm in einem kleineren Zeitbereich abgebildet ist.

Wieder erfolgt zum Zeitpunkt $t = 0$ s ein Spannungseinbruch auf 0,2 p.u. nach der Prüfvorschrift. Zunächst zeigt sich, dass vor des Fehlereintritts eine Verzögerungszeit ΔT_{Diff} von ca. 200 μs vorherrscht. Bei Betrachtung des Zeitraums des Fehlerereignisses zeigt sich, dass die Latenzzeit ebenfalls im 200 μs -Bereich liegt. Somit ist die Verzögerungszeit ΔT_{Diff} kleiner als der maßgebende Zeitbereich von Netzfehlern, der in der Regel ab 1 ms beginnt. Somit ist die Verwendung des PHIL Systems für Untersuchungen von Netzfehlersituationen als repräsentativ zu bewerten.

4 Durchführung des standardisierten Prüfverfahrens für Netzfehleruntersuchungen im Labor

Nachdem in Kapitel 2.1 die Unterschiede im allgemeinen Regelungskonzept und speziell bei Netzfehlern von netzbildenden und netzstützenden Wechselrichtertypen erörtert wurden, sollen nun unmittelbare Vergleiche zwischen den beiden Konzepten bei Unterspannungsereignissen gezogen werden. Dazu erfolgen Labortest nach dem standardisierten Prüfverfahren, das in Kapitel 2.2 vorgestellt wurde. Untersucht werden die Anschwingzeiten der Blindstromanteile bei Eintreten des Fehlers sowie die Wirkstromwiederkehr nach der Fehlerklärung.

Um eine Vergleichbarkeit der beiden Wechselrichter sicherzustellen, sind die dargestellten Spannungen und Ströme normiert. Die Wirkleistung vor dem Fehlerbeginn beträgt bei beiden Wechselrichtern 1 p.u., während die Blindleistungseinspeisung auf 0 p.u. eingestellt ist. Zudem wird angenommen, dass die Ausgangsströme der Wechselrichter im Fehlerfall 1,5 p.u. betragen können, ohne dass die eingesetzte Leistungselektronik Schaden nimmt. Es erfolgt somit eine Begrenzung des Ausgangstroms auf 1,5 p.u. im Fehlerfall. Des Weiteren werden die Widerstände und Induktivitäten der Netznachbildung im Labor (siehe Abbildung 2) so eingestellt, dass ein X/R -Verhältnis von 3 vorliegt. Die Auswertung der Prüfergebnisse erfolgt im Erzeugerzählpeilsystem. Abgegebene Wirkleistung und kapazitive Blindleistungsabgabe werden somit jeweils positiv gezählt [15].

4.1 Vergleich des Anschwingverhaltens der Blindströme bei Fehlereintritt

Zunächst werden die Blindströme bei Fehlereintritt analysiert. Dazu sind in Abbildung 7 drei Diagramme dargestellt, die ein Netzfehlerereignis auf 0,2 p.u. zum Zeitpunkt $t = 0$ s bis $t = 0,15$ s zeigen. Abgebildet sind der Spannungsraumzeiger am Netzanschlusspunkt (oben), der Blindstrom i_q des netzbildenden und netzstützenden Wechselrichters (mitte) sowie ein Ausschnitt der Blindströme zum Zeitpunkt des Fehlereintritts (unten).

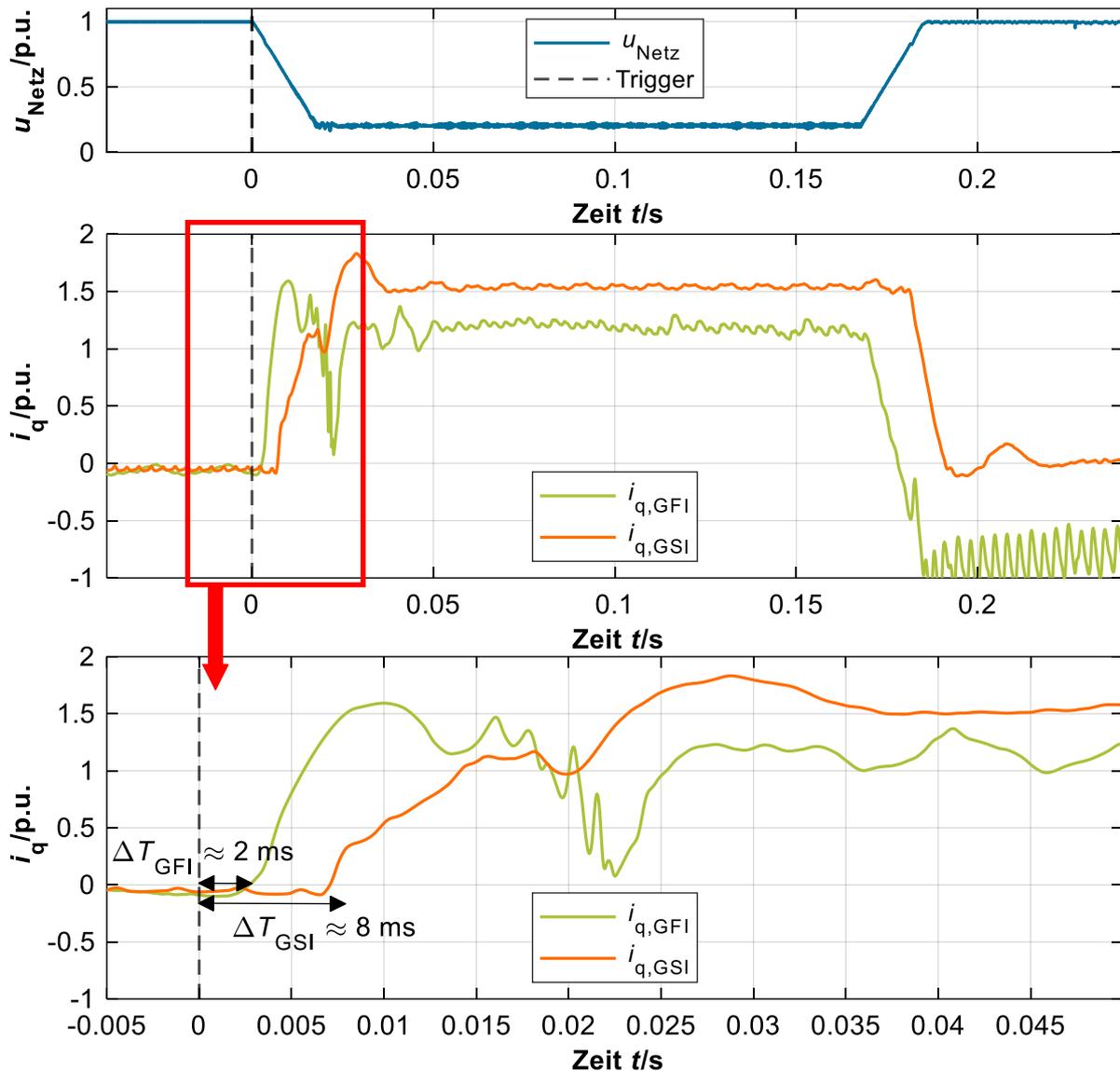


Abbildung 7: Vergleich der Wechselrichterregelungen hinsichtlich der Reaktionszeit der Blindstromeinspeisung bei Unterspannungsereignissen

Zunächst ist festzustellen, dass sowohl der netzbildende als auch der netzstützende Wechselrichter auf den Spannungseinbruch mit einer dynamischen Blindstromeinspeisung reagiert. Unterschiede ergeben sich jedoch vor allem in der anfänglichen Reaktionszeit. Der netzstützende Wechselrichter weist mit 2 ms eine deutlich geringere Reaktionszeit als der netzstützende Wechselrichter mit 8 ms auf. Das inhärente Verhalten ist hierbei auf das spannungsstellende Regelungsverhalten zurückzuführen. Ändert sich innerhalb weniger Millisekunden die Spannung am Netzanschlusspunkt, so wird unmittelbar ein Teil des Ausgangsstroms in Form von Blindstrom eingespeist. Dies ist begründet in dem physikalisch elektrischen Verhalten des netzbildenden Wechselrichters als Spannungsquelle und der Ankopplung über die dominierend induktiven Netzimpedanz. Demgegenüber resultiert die zeitverzögerte Reaktion beim netzstützenden Wechselrichter auf dem implementierten übergeordneten Regelungsverhalten als Stromquelle. Denn der netzstützende Wechselrichter berechnet zunächst aus der intern ablaufenden Messung aller drei Außenleiterspannungen die für die Regelung notwendigen Parameter. Anschließend werden diese beispielsweise mit einer Phase-Locked-Loop (PLL) ausgewertet. Erst nach der eindeutigen Erkennung, dass es

sich um ein Netzfehlerereignis handelt, wird die Funktion der vollständigen dynamischen Netzstützung (FRT) aktiviert und ein Blindstrom zugunsten des Wirkstroms eingespeist. [8] Auch wenn der netzstützende Wechselrichter hier trotz der verzögernden Elemente eine Reaktionszeit von 8 ms aufweist, so ist dies immer noch als stark dynamisch zu beurteilen. Eine Reaktion erfolgt in weniger als einer Halbwelle der anliegenden Sinusspannung bei einer Nennfrequenz f_{Nenn} von 50 Hz.

Die Analyse zeigt des Weiteren, dass die netzbildende Wechselrichterregelung in Bezug auf die Anschlagzeit des gestellten Blindstromes performanter ist. Im unmittelbaren Vergleich erreicht diese 90 % des stationären Endwertes (hier 1.5 p.u.) mit einer Anschlagzeit von 7 ms und ist damit etwa dreimal so schnell wie die netzstützende Regelung ($\Delta T_{\text{AN},90\%} \approx 22 \text{ ms}$) [7]. Relevanz weist dies dahingehend auf, dass eine schnellere Blindstrombereitstellung das transiente Rotorwinkelverhalten von konventionellen Erzeugungsanlagen stabilisierend stützen könnte, sofern hierdurch die Netzspannung im räumlichen Fehlerbereich zeitnah angehoben würde als mit bereits bestehenden netzfolgenden Regelungen. [16]

4.2 Gegenüberstellung der Wirkstromwiederkehr nach der Fehlerklärung

Als nächstes wird die Wirkstromwiederkehr des netzbildenden und netzstützenden Wechselrichters nach der Spannungswiederkehr gegenübergestellt. Dazu werden die Wirkströme i_d betrachtet. Diese sind in Abbildung 8 im unteren Diagramm dargestellt, während in dem oberen Diagramm erneut der Spannungseinbruch der Netzspannung gezeigt wird. Die Testbedingungen sind identisch Kapitel 4.1.

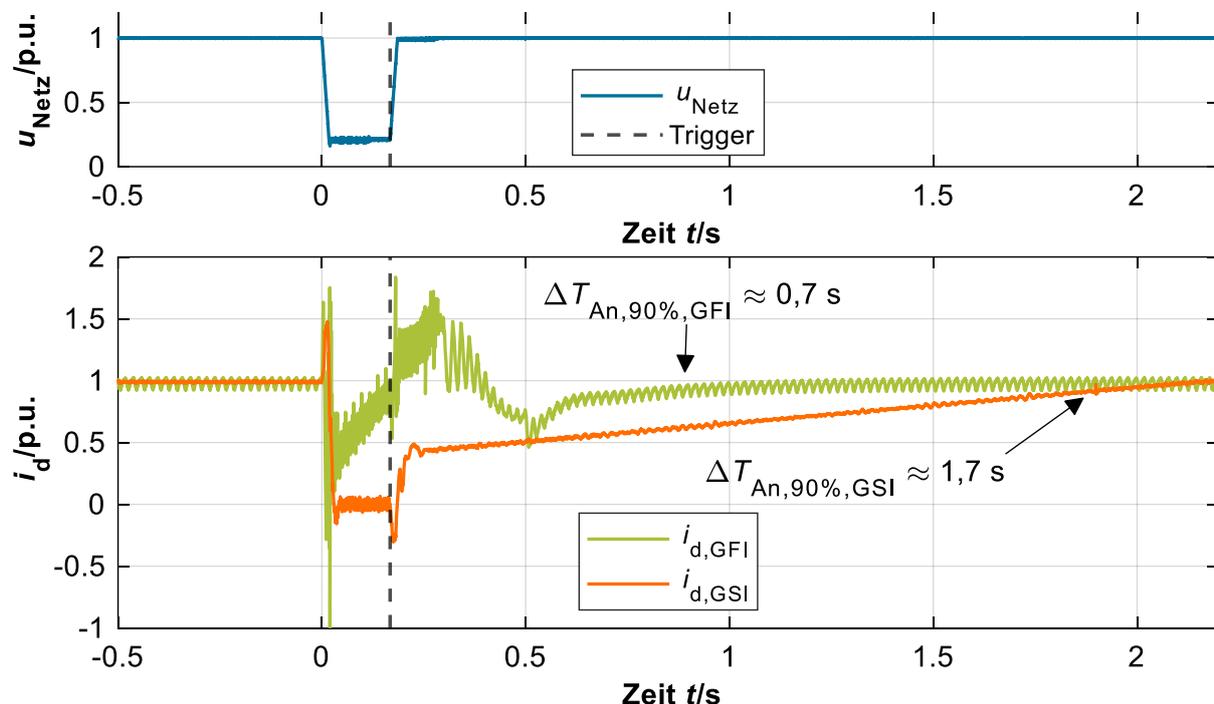


Abbildung 8: Gegenüberstellung der Wirkstromwiederkehr nach Fehlerklärung für GFI und GSI

Bei Betrachtung der Wirkströme fällt zunächst auf, dass der netzstützende Wechselrichter seine Wirkstromeinspeisung zugunsten der Blindstromeinspeisung auf 0 p.u. während des Fehlers reduziert. Nach der Fehlerklärung erfolgt das langsame Zurückregeln des Wirkstroms auf den Vorfehlerwert. Der netzstützende Wechselrichter benötigt eine Zeit von 1,7 s bis 90 %

des stationären Endwerts erreicht sind. Der netzbildende Wechselrichter benötigt auch hier eine geringere Zeit bis dieser Wert erreicht wird. Dieser liegt bei 0,7 s.

Zudem wird der Wirkstrom beim GFI während des Fehlers nicht zu Null geregelt. Dies liegt an der verwendeten Strombegrenzungsfunktion, die keine aktive Regelung der parktransformierten Ströme vorsieht. Auch das Einschwingen nach der Fehlerklärung ist abhängig von der Regelung während des Fehlers. Da hierfür noch keine Richtlinien existieren, kann hier ein anderer Verlauf des $i_{d,GFI}$ inklusive anderem Wert für $\Delta T_{AN,90\%,GFI}$ durch die Regelung im Fehlerfall vorgegeben werden. Eine schnellere oder langsamere Wirkstromwiederkehr des netzbildenden Wechselrichters ist prinzipiell möglich.

5 Potential für weitere Netzstabilitätsuntersuchungen im elenia Netzdynamiklabor

Der vorgestellte Laboraufbau im *elenia* Netzdynamiklabor bietet die Möglichkeit, weitere dynamische Netzstabilitätsuntersuchungen durchzuführen. Bisher wurde die Eignung des Laboraufbaus vor allem hinsichtlich der Untersuchung von Netzfehlerereignissen dargelegt. Das in Kapitel 3.3 vorgestellte Power-Hardware-in-the-Loop System bietet jedoch im Allgemeinen die Möglichkeit das Verhalten von Hardwarekomponenten bei verschiedensten Testszenarien zu untersuchen, die sich in einem elektrischen Energieversorgungsnetz ergeben. Dabei bietet die Verwendung des PHIL Systems den Vorteil der Flexibilität, Steuerbarkeit und Realitätsnähe. Zudem ist dadurch sowohl die Reproduzierbarkeit von Testszenarien gegeben (dargestellt in Kapitel 3.3), als auch das Erzeugen von (Worst-Case) Bedingungen möglich. Hinzu kommt, dass Untersuchungen unter Bedingungen, die aktuell nicht in Feldversuchen geschaffen werden können (Großstörungen), ebenfalls durchführbar sind. Generell wird durch den Einsatz von PHIL Systemen die Effizienz der Entwicklungsarbeit gesteigert, während Entwicklungszeit und -kosten gesenkt werden. [14]

Der Einsatz eines PHIL Systems ermöglicht es dem Anwender, verschiedenste Untersuchungen durchzuführen und unterschiedlichste Szenarien zu betrachten. Im Bereich der Stabilitätsuntersuchungen können z.B. die Auswirkungen von Lastschwankungen, Stufeneinstellungen von Transformatoren oder Blindleistungskompensationsmethoden auf die Spannungsstabilität analysiert werden. Ein weiteres Einsatzgebiet sind Untersuchungen zur Frequenz- und Polradwinkelstabilität. Die Anregung dieser Netzstörung kann hierzu über Frequenzgradienten, Phasenwinkelsprünge oder das Zu- oder Abschalten von Lasten oder weiteren Erzeugungseinheiten beliebig auf allen Phasen erfolgen. Netzstörungen treten in unterschiedlichen Zeitbereichen auf. Kapitel 3.3 zeigt, dass es mit dem Laboraufbau am *elenia* möglich ist Störungen, die ab dem Millisekundenbereich auftreten, geeignet untersucht werden können.

Dazu können einerseits, exakte normative Prüfsequenzen im Echtzeitsimulator provoziert, andererseits aber auch ein vordefiniertes Stromnetz im virtuellen System des Echtzeitrechners artifiziell simuliert und mit dem DUT gekoppelt werden. Dabei kann sowohl die Wirkungsweise der Hardwarekomponente auf den Betrieb des Versorgungsnetzes als auch die rückwirkende Beeinflussung des Netzes auf die Komponente analysiert werden. Des Weiteren ist es möglich beliebige Regelungsmodelle von Erzeugungsanlagen oder auch nur einzelne Funktionen

davon auf dem Echtzeitrechner zu implementieren und mit einem weiteren Netzsimulator als gesteuerte Spannungsquelle im Labor zu testen.

6 Zusammenfassung

Eine der wichtigsten Herausforderungen der regenerativen Energieversorgung, die hauptsächlich auf dem Betrieb von Wechselrichtern basieren wird, ist das Sicherstellen einer stabilen Netzregelung. Damit auch ohne Synchrongeneratoren Momentanreserve zur Wahrung der Stabilität im Netz bereitgestellt werden kann, sollen netzbildende Wechselrichter im Verbundnetz eingesetzt werden, die das Betriebsverhalten von Synchrongeneratoren nachbilden. Das Regelungsverhalten von netzbildenden Wechselrichtern unterscheidet sich daher von netzstützenden Umrichtern und birgt für die Netzintegration ersterer neue Herausforderungen.

Die Netzregelung wird durch Netzfehler wie Kurzschlüsse gestört, die einen trichterförmigen Spannungseinbruch um die Fehlerstelle hervorrufen, wodurch die Stabilität eines Stromnetzes gefährdet wird. Zur Wahrung der Versorgungskontinuität ist es notwendig, dass Wechselrichter Netzfehler durchfahren und durch eine dynamische Blindstromeinspeisung den Spannungstrichter begrenzen.

Für die Netzintegration der Wechselrichter ist eine Prüfung nach aktuell gültigen Prüfvorschriften notwendig. In diesen sind für Netzfehlersituationen genau Vorgaben hinsichtlich des Fehlerspannungskorridors gegeben. Die Realisierung eines hierfür dezidierten Laboraufbau wurde im Netzdynamiklabor des *elenia* als durchführbar validiert. Durch den gekoppelten Aufbau eines Echtzeitrechensystems und elektrischem Leistungsverstärker konnten alle Prüfvorgaben hinsichtlich der abgeleiteten Sensitivitätsparameter Spannungseinbruchtiefe, Abfallzeiten und Fehlerdauer kombiniert und individuell anpassbar umgesetzt werden. Anforderungen an die gekoppelte Netzimpedanz ließen sich in Form von Leistungswiderständen und Drosseln umsetzen. Des Weiteren ist es möglich, den Laboraufbau so zu erweitern, dass ein Power Hardware-in-the-Loop System realisiert wird, mit dem weitergehende Untersuchungen wie bspw. „schwache“ Netzanschlusspunkte durchgeführt werden können. Die Latenzzeit des Systems lag dabei bei 200 μ s und ist somit repräsentativ für Netzfehleruntersuchungen. Zudem sind dadurch auch weitere Netzstabilitätsuntersuchungen zur Frequenz-, Polradwinkel- oder Spannungsstabilität durchführbar.

Die Durchführung des standardisierten Prüfverfahrens für Netzfehlersituationen im Labor hat Unterschiede zwischen den betrachteten Wechselrichterregelungen aufgezeigt. Beim netzbildenden Wechselrichter erfolgt schon nach ca. 2 ms die Einspeisung eines Blindstroms. Demgegenüber ist bei netzstützenden Wechselrichtern eine Erkennung der Unterspannung notwendig um die Funktion der dynamischen Netzstützung (Fault-Ride-Through) zu aktivieren. Dies führt zu einer Reaktionsverzögerung von ungefähr 8 ms. Dieses dynamische Verhalten der Blindstromeinspeisung erfolgt bei netzstützenden Wechselrichtern durch das aktive Regeln der Ausgangsströme. Demgegenüber resultiert das Einspeisen eines Blindstroms bei netzbildenden Wechselrichtern aufgrund des inhärenten Spannungsquellenverhalten der implementierten Regelungscharakteristik. Auch beim der Anschlagzeit ergeben sich Unterschiede. Während der netzbildende Wechselrichter 90 % des stationären Endwertes nach etwa 7 ms erreicht, benötigt die netzstützende Wechselrichterregelung hier ca. 22 ms.

Die Wirkstromwiederkehr nach der Klärung des Fehlers erfolgt ebenfalls zu unterschiedlichen Zeiten. Netzstützende Wechselrichter sollen möglichst schnell auf den Wirkstromwert zurückregeln, der vor dem Fehler herrschte. Hier wurden im Labor bis zum Erreichen von 90 % des stationären Endwertes 1,7 s gemessen, während dieser Wert bei der netzbildenden Wechselrichterregelung nach 0,7 s erreicht wurde.

Es konnte im Labor gezeigt werden, dass netzstützende und netzbildende Wechselrichter aufgrund unterschiedlicher Regelungscharakteristiken als Strom- bzw. Spannungsquelle unterschiedliches Netzfehlerverhalten aufweisen.

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.

7 Literatur

- [1] **BMWi**, “Öffentlich-rechtlicher Vertrag zur Reduzierung und Beendigung der Braunkohleverstromung in Deutschland”, 24.06.2020, [Link](#).
- [2] **Kannan, A.** et al. „Frequency stability analysis for inverter dominated grids during system split“, Electric Power Systems Research, 2020, [Link](#).
- [3] **Laudahn, S.** “Dynamisches Verhalten von wechsellrichterbasierten Erzeugungsanlagen im Kontext eines sicheren und stabilen Netzbetriebs”. Dissertation. Technische Universität Braunschweig & Verlag Dr. Hut, 2017.
- [4] **Unruh, P.** et al. “Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods”, Energies, 2020, [Link](#).
- [5] **G. Lammert** et al. "Impact of fault ride-through and dynamic reactive power support of photovoltaic systems on short-term voltage stability," 2017 IEEE Manchester PowerTech, 2017.
- [6] **Rocabert, J.** et al. “Control of Power Converters in AC Microgrids”, IEEE Transactions on Power Electronics 27.11, 2012.
- [7] **VDE Norm, DIN VDE-AR-N 4110.** „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)“, Berlin: VDE-Verlag, 2018.
- [8] **VDE Studie** „Weiterentwicklung der Anforderungen an Erzeugungsanlagen: Verhalten im Fehlerfall“, VDE-Verlag, 2014.

- [9] **Pholboon, S.** et al. "Virtual Synchronous Machine Control for Grid Transmission Compliance Studies", International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), 2019.
- [10] **Rauscher, F. et al.** "Experimental validation of current limitation methods for grid forming inverters, Virtual 19th Wind Integration Workshop, 2020, [Link](#).
- [11] **Paquette, A. D.** et al. "Virtual Impedance Current Limiting for Inverters in Microgrids With Synchronous Generators", IEEE Transactions on Industry Applications 51.2, 2015.
- [12] **FGW e.V.** "Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen, Teil 3 (TR3)", Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien, 01.09.2018.
- [13] **Bielemeier, J.** et al. „Comparison of multimegawatt LVRT testing setups for the certification of wind turbines“, IEEE, 2019.
- [14] **Brandl, R.** "Entwicklung einer Power Hardware-in-the-Loop-fähigen Echtzeit-Validierungsumgebung zur Stabilitätsuntersuchung von elektrischen Netzen", Dissertation, Universität Kassel & Fraunhofer Verlag, 2018.
- [15] **Brückl, O.** et al. „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit“ Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016.
- [16] **Coster, E. J.** „Distribution grid operation including distributed generation : impact on grid protection and the consequences of fault ride-through behavior“, Technische Universität Eindhoven, 2010, [Link](#).