

Abschlussbericht

zum Forschungsprojekt

NextGrid

Neue Umrichter-Regelungskonzepte für
Energieversorgungssysteme mit 100% erneuerbaren Energien

Zuwendungsempfänger:

Universität Duisburg-Essen
Universitätsstr. 2
45141 Essen

Ausführende Stelle:

Universität Duisburg-Essen
Fakultät für Ingenieurwissenschaften
Fachgebiet Elektrische Energiesysteme

Projektleitung:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts

Förderkennzeichen:

0350058

Laufzeit des Vorhabens:

01.01.2019 – 31.12.2022

Autoren:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
Dr. Fekadu Shewarega
Dr. Mahshid Maherani
Marc Wöstefeld
Bader Sager

Berichtsdatum:

21.09.2023

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Fachgebiet
Elektrische
Energiesysteme

Univ.-Prof. Dr.-Ing.
Hendrik Vennegeerts
Fachgebietsleiter

Tel.: +49 (0)203 / 379 1032
Fax: +49 (0)203 / 379 2749
hendrik.vennegeerts@uni-due.de

Universität Duisburg-Essen
Campus Duisburg
Fakultät für
Ingenieurwissenschaften
Abteilung EIT
Fachgebiet EES
Raum BA 072
Bismarckstraße 81
47057 Duisburg

Bankverbindung
Konto 269 803
Sparkasse Essen
BLZ 360 501 05
IBAN:
DE40360501050000269803
SWIFT/BIC: SPESDE 3EXXX

Öffentliche Verkehrsmittel
Duisburg: Straßenbahn 901
Bus 924, 926, 933

www.uni-due.de

Die Verantwortung für den Inhalt der Veröffentlichung liegt beim Autor

Inhaltsverzeichnis

I. Kurze Darstellung	3
1. Aufgabenstellung.....	3
2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	4
3. Planung und Ablauf des Vorhabens	6
4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde	9
5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	11
II. Eingehende Darstellung	12
1. Verwendung der Zuwendung und Darstellung der erzielten Ergebnisse	12
2. Während der Durchführung des Vorhabens bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	37
3. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen des Ergebnisses	37
III. Zusammenfassung	38
IV. Literaturverzeichnis.....	40

I. Kurze Darstellung

1. Aufgabenstellung

Hintergrund und Motivation des Projektes NextGrid sind in Abbildung 1 zusammenfassend dargestellt. Die Motivation ergibt sich im Wesentlichen aus zwei aktuellen Entwicklungen im elektrischen Energieversorgungssystem [1]:

- dem steigenden Bedarf an großräumiger Übertragungskapazität durch die aufgrund der Dargebotsabhängigkeit des größten Teils der Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) regionale Konzentration dieser Anlagen
- der Stilllegung konventioneller Kraftwerke und damit dem absehbaren Verlust der systemstabilisierenden Eigenschaften der dort als Schnittstelle zum elektrischen System eingesetzten Synchrongeneratoren

Dies erfordert neue systemstabilisierende Regelungen, insbesondere netzbildende Umrichterregelungen sowie die Prüfung, ob die bisherigen Betriebsführungskonzepte in diesem Zusammenhang angepasst werden müssen. Für letztgenannten Aspekt konzentrierte sich das Projekt NextGrid auf die Übertragungsebene.

Laufende Entwicklungen	Resultierende Herausforderungen	Lösungen
<p>Hohe erforderliche Übertragungskapazität aufgrund regionaler Konzentration von EE* → Netzverstärkung und -ausbau → Hybrides System AC und DC</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hoher Bedarf an statischer und dynamischer Blindleistung ▪ Komplexe Betriebsführung sowie Systemstabilitätsüberwachung und -regelung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neue systemstabilisierende Regelungen ▪ Erweiterte Betriebsführungskonzepte (Überwachung, Methoden, Automatisierung)
<p>Stilllegung konventioneller Kraftwerke → weniger Synchrongeneratoren (SG) im Betrieb am Netz EE überwiegend umrichterbasiert (PV, Wind)</p>	<p>Ersatz der Systemstabilisierenden Eigenschaften von SG</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ (mechanische) Schwungmasse ▪ unverzögerte Bereitstellung von Blindleistung/-strom großer Quantität während transienter Vorgänge 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzbildende Umrichterregelungen

* EE: Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Quellen

Abbildung 1: Hintergrund und Motivation des Projektes NextGrid

Diese zum Projektstart festgehaltene Motivation hat sich im Projektverlauf nicht nur als weiterhin geltend erwiesen, sondern wurde durch aktuelle Entwicklungen im Energieversorgungssystem durch den beschleunigten EE-Ausbau und Kohleausstieg bestätigt und in der Dringlichkeit verstärkt (§ 56 KVBG, [2]).

Das Projekt NextGrid hat sich dabei auf folgende Schwerpunkte konzentriert:

- netzbildende Umrichterregelungen mit den Gestaltungszielen
 - universelle Anwendbarkeit mit einheitlicher Parametrierung unabhängig von Art und Leistung der EE-Anlage sowie der Bedingungen am Verknüpfungspunkt mit dem vorgelagerten Netz
 - unabhängige Parametrierung der verschiedenen netzbildenden und systemstabilisierenden Eigenschaften
 - sichere Einhaltung der durch den Umrichter vorgegebenen Stromgrenzen durch die Regelung selbst
- praktischer Nachweis des Nutzens für das elektrische Energieversorgungssystem sowie der stabilen und robusten Wirkung auch bei in der Realität stets vorhandene Messungenauigkeiten und Kommunikationslatenzen durch Power-Hardware-in-the-Loop-Tests (PHIL-Tests)
 - Systemnachbildung durch Echtzeitsimulation (Real-Time-Simulator RTS)
 - Aufgrund der in Laboren mit vertretbarem Aufwand nicht händelbaren Größen von EE-Anlagen oder auch nur deren Generatoren und Umrichtern Verwendung von Laborumrichtern, deren Microcontroller aber mit eigenen Regelungen flexibel bespielbar sind.

Zudem sollten die Einflüsse der netzbildenden Umrichterregelungen auf die Bewertung der Systemstabilität in sogenannten Dynamic Security Assessment-Systemen (DSA) untersucht werden, wie sie in der Netzbetriebsplanung und -führung in den nächsten Jahren eingeführt werden.

2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Mit Blick auf die aktuelle politische, wirtschaftliche und technologische Situation des deutschen elektrischen Energieversorgungsnetzes wird deutlich, dass Handlungsbedarf zur weiteren Sicherstellung der Sicherheit, Stabilität und Resilienz besteht. Durch die Dekarbonisierung und demzufolge der Substitution zentraler Kraftwerke durch EE-Anlagen entsteht eine immer diversifizierte Zusammensetzung verschiedener volatiler Energieträger. Damit ergeben sich entsprechend wechselnde Leistungsflüsse, die vielfache Maßnahmen zur Netzregelung erfordern. Aus Sicht der Erzeugungsanlagen betrifft dies insbesondere die Erbringung von Blindleistung. Zudem sind diese Leistungsflüsse aufgrund der Dargebotsabhängigkeit regenerativer Quellen wie Wind und Photovoltaik großräumig. Dies führt ebenfalls zu hohem statischen wie dynamischen Blindleistungsbedarf. Zudem können bei unbeabsichtigter Netzauftrennung (sogenannter System-Split) Teile des Übertragungsnetzes entstehen, in denen plötzlich große Wirkleistungsbilanzfehler vorliegen.

Konventionelle Kraftwerke dienen aufgrund der Energieumwandlung über Turbinen und Synchrongenerator inhärent auch als Schwungmasse zur Frequenzstabilisierung im Synchronverbund. Zudem erlaubt die kurzzeitige Überlastfähigkeit der Synchrongeneratoren hohe Kurzschlussströme und ebenfalls hohe Ströme bei anderen transienten Vorgängen im Netz, darunter auch dynamische, inhärente Blindleistungsbereitstellung bei Spannungsbetragsänderungen. Erzeugungsanlagen, die über eine Umrichter-basierte Schnittstelle zum Drehstromnetz verfügen (wie z.B. Windenergie- und Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher und auch STATCOM zur

Blindleistungsbereitstellung) sind derzeit mit netzfolgender Regelung ausgestattet. Dies bedeutet im Kern, dass die Umrichterregelung ausgehend von einer gemessenen und daher durch das System bereitzustellenden Spannung an den Klemmen der Erzeugungsanlage einen Strom einregelt, der die Anforderungen nach Wirk- und Blindleistung erfüllt [3]. Eine Bereitstellung von inhärenten und intrinsischen elektrischen Größen (Schwungmasse – gemeint ist dämpfende Wirkung auf Frequenzänderungen durch zusätzliche Leistungsaus- bzw.-einspeicherung –, dynamische und instantane Blindleistungsbereitstellung, unmittelbare Kurzschlussstrombereitstellung) ist damit praktisch nicht vorhanden. Ebenso steht durch die wirtschaftlich motivierte starke Beschränkung der Stromüberlastfähigkeit der Halbleiterbauteile im Vergleich zu den konventionellen Kraftwerken mit Synchrongeneratoren auch kurzzeitig deutlich weniger freie Bandbreite zur Verfügung [4, 5].

Durch das Fehlen von inhärenter Bereitstellung von Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung, speziell Momentanreserve, oder Spannungshaltung können Netzzustände entstehen, welche entweder nicht sicher, d.h. stabil sind oder außerhalb der zulässigen Systemzustände liegen [6, 7].

Für die Beherrschung auch von außergewöhnlichen Störungsereignissen sind von den Übertragungsnetzbetreibern sowie auf europäischer Ebene Systemschutzpläne und Mechanismen vorhanden, um das Elektrizitätsversorgungssystem zu stabilisieren und wieder in einen dauerhaft zulässigen Betriebszustand mit Versorgung aller Kunden zu überführen. Deren Umsetzung benötigen jedoch eine gewisse Vorlauf- und Umsetzungszeit, die dementsprechend gewährleistet werden muss, ohne dass das Energieversorgungsnetz Betriebsgrenzen verletzt, die zu weiteren Schutzabschaltungen und in kaskadenartiger Ausbreitung zu großflächigen Blackouts führen. Im Fall der Frequenzhaltung und -stabilität ist die Momentanreserve von großer Bedeutung, damit sich die Frequenz nicht mit zu großen Gradienten ändert, die – über den Gradienten oder der Folge großer absoluter Abweichungen von der Nennfrequenz – zur Auslösung von Notmaßnahmen führen oder gar deren Wirkung beeinträchtigen. Analoges gilt für die inhärente Spannungsstützung bei Spannungsbetragsänderungen, mit denen ein zu schnelles Absinken von Spannungen verhindert wird.

Netzbildende Umrichter sind in der Lage diese netzstabilisierenden Funktionen instantan bereitzustellen. Der Unterschied zu den netzfolgenden Umrichter-basierten Anlagen liegt dabei explizit in der augenblicklichen, unverzögerten, weil inhärenten Bereitstellung dieser Systemdienstleistungen. Dabei soll der netzbildende Umrichter das Verhalten einer gedämpften Spannungsquelle mit verzögerter Synchronisierung bzw. Reaktion, ähnlich eines Synchrongenerators, imitieren [8].

Der Lehrstuhl elektrische Energiesysteme (eES) unter der Leitung von Univ. Prof. Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts, vorher Elektrische Anlagen und Netze (EAN) geleitet von Univ. Prof. Dr. habil. István Erlich, entwickelte schon früh einen Ansatz der netzbildenden Regelung für Umrichterbasierte Anlagen (die sogenannte DVC, Direct Voltage Control). Dieser Ansatz zeigte im Fall von blockierendem Verhalten von Kopfstationen von HGÜ-Leitungen im Offshore-Windpark infolge von Überspannungen eine Teilnetzbetriebsfähigkeit, welche eines der Kriterien für netzbildende Umrichtersysteme darstellt. Dieses Regelungskonzept wurde in verschiedenen Veröffentlichungen des Lehrstuhls und einer Dissertation publiziert, aber auch von anderen

Forschungseinrichtungen wie Simulationsplattformanbietern für deren Arbeit aufgegriffen. Allerdings ist die DVC selbst unter Maßgabe der bisher nur qualitativ und nicht eindeutig definierten Eigenschaften, die von einer netzbildenden Umrichterregelung erwartet werden, nicht vollständig dieser Kategorie zuzuordnen. Insbesondere ist die Dynamik, mit der die Regelung auf unterschiedliche Änderungen der Spannung nach Betrag, Winkel und Frequenz im Netz reagiert, nur durch die Dynamik einer Phasenregelschleife zur Bestimmung des Spannungswinkels am Netzanschluss bestimmt und demnach nicht gezielt parametrierbar. Sehr wohl hatte die Regelung, wie beschrieben, das Interesse der Fachwelt aus Wissenschaft und Praxis gefunden, so dass für das Projekt Vertreter aus der Praxis für den wissenschaftlichen Beirat gewonnen werden konnten.

Darüber hinaus verfügt der Lehrstuhl eES aufgrund eines langjährigen Forschungsschwerpunkts über umfangreiche Expertise zu allen Fragen der Systemstabilität. Dies dokumentiert sich in zahlreichen Dissertationen, Veröffentlichungen sowie Auftragsarbeiten. Exemplarisch sei die während der Projektlaufzeit durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber angefragte wissenschaftliche Unterstützung bei der Erstellung eines Gutachtens zu den Folgen des Kohleausstiegs gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetz für die Systemstabilität genannt. Auch aus diesem Gutachten wurde herausgearbeitet, dass die langfristig sinnvolle systemische Lösung für die Herausforderungen, die durch den Verlust der Synchrongeneratoren in den Kohlekraftwerken durch den Kohleausstieg nunmehr beschleunigt sichtbar werden, in der Entwicklung und zügigen Ausbringung netzbildender Umrichterregelungen besteht.

3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Vorhaben NextGrid wurde in folgenden wesentlichen Arbeitsschritten geplant und durchgeführt:

- Analyse und Definition von Anforderungen an zukünftige netzbildende Umrichterregelungen
- Aufbereitung bestehender Ansätze, deren Innovation und Modellierung für EMT-Simulationen
- Auswahl und Modellierung von Netztopologien und Übertragungsaufgaben zur Demonstration der Leistungsfähigkeit der Regelungen
- Aufbau des PHiL hinsichtlich RTS, Verknüpfung mit Laborgeräten, erforderlicher Informations- und Kommunikationstechnologie sowie DSA
- Anwendung des PHiL zum Nachweis der Leistungsfähigkeit der neuen Umrichterregelungen

Die Arbeitsschritte decken sich nicht eins-zu-eins mit den Arbeitspaketen in Projektantrag, stellen aber den Inhalt der Arbeiten am einfachsten nachvollziehbar dar.

Die Analyse und Definition von Anforderungen an zukünftige netzbildende Umrichterregelungen erfolgte ausgehend von eigenen Vorarbeiten und Expertise (s. vorheriger Abschnitt) durch umfassende Literaturrecherche, die durch die Aktualität des Themas auch im internationalen Umfeld sowie dem Austausch mit anderen Projekten (s. Abschnitt 5) erleichtert wurde, aber auch entsprechend großen Umfang und Tiefe erforderte.

Ausgangspunkt für die Auswahl von Netztopologien und Transportaufgaben zur Demonstration der Funktion und Leistungsfähigkeit zukünftiger Regelungen wurden, aufbauend auf der Analyse und Definition von Anforderungen, zwei stark unterschiedliche Netze ausgewählt und modelliert, wobei die Abbildung aufgrund der verschiedenen im Projekt verwendeten Simulationssoftwarepakete für 3 Plattformen erfolgen musste:

- Zum Einen wurde ein vereinfachtes Modell des Übertragungsnetzes im Synchronverbund Continental Europe der ENTSO-E ausgewählt. Dieses Netz wurde in verschiedenen nationalen (z.B. DynaGrid) wie internationalen Forschungsprojekten (z.B. EU-Projekt e-Highway2050) in ähnlicher Form verwendet und erlaubt somit Vergleiche und Erfahrungsaustausch. Ausschlaggebend für die Verwendung war jedoch vor allem die Abbildung der mitteleuropäischen Situation eines stark vermaschten Netzes mit verteilter Erzeugung und Last, in dem aufgrund der EE-Anlagen dennoch große Transportentfernungen auftreten können.
- Ferner wurde ein Modell des äthiopischen Übertragungsnetzes als Beispiel eines ausgedehnten, nur schwach vermaschten Netzes gewählt, in dem strukturell hohe Entfernungen zwischen Erzeugungsanlagen und Lastzentren vorliegen.

Parallel zum Aufbau des PHiL wurden verschiedene Umrichterregelungen untersucht, Ansätze für neue netzbildende Regelungen entwickelt und getestet und schließlich zu einem vielversprechenden Ansatz verdichtet. Dieser wurde ebenfalls für verschiedene Simulationsplattformen sowie für die Programmierung von Microcontrollern in der Demonstrationsanlagen aufbereitet.

Die Demonstrationsanlage muss über die üblichen Simulationsmöglichkeiten hinaus die Möglichkeit aufweisen, in Echtzeit interaktionsfähig betrieben zu werden. Zu diesem Zweck wurde die Simulationsplattform auf einen Echtzeitsimulator verlegt. Darüber hinaus soll zur Einbindung unvermeidbarer Ungenauigkeiten sowie Latenzen der Demonstrator im PHiL-Konzept ausgeführt werden. Somit ist die Möglichkeit gegeben herunterskalierte Leistungselektronik mit echten Regelungskomponenten in eine reine Simulationsumgebung mit einzubeziehen und somit eine realitätsnähere und evidente Darstellung zu ermöglichen. Zur echtzeitfähigen Interaktion mit dem gesamten Demonstrator wird ein Kontrollstand benötigt, welcher die entsprechenden Datenverbindungen zu den jeweiligen Komponenten enthält. Die Komponenten des Demonstrators sollen herunterskalierte, jedoch realitätsnahe Abbildungen von typischen im Energieversorgungsnetz eingesetzten Anlagen umfassen. Diese wurden von der Firma Lucas-Nülle beschafft. Dazu soll eine sogenannte Typ-1-Erzeugungseinheit (EZE mit Synchrongenerator) in Kombination mit verschiedenen Typ-2-EZE (EZE mit umrichterbasierter Netzschnittstelle) eingesetzt werden. Diese unterteilen sich in PV samt Speichereinheit, Onshore (DFIG) und Off-Shore (FSC) Windanlagen und einer HVDC zur Kopplung von verschiedenen Sektoren. Als Lastnachbildungen wird eine Kombination aus einer dynamischen sowie statischen Last eingesetzt. Abbildung 2 zeigt den Aufbau der Demonstrationsanlage mit dem Echtzeitsimulator, dem 4-Quadranten-Verstärker als Schnittstelle zu den realen Geräten sowie die Kommunikationsstruktur zum Kontrollzentrum.

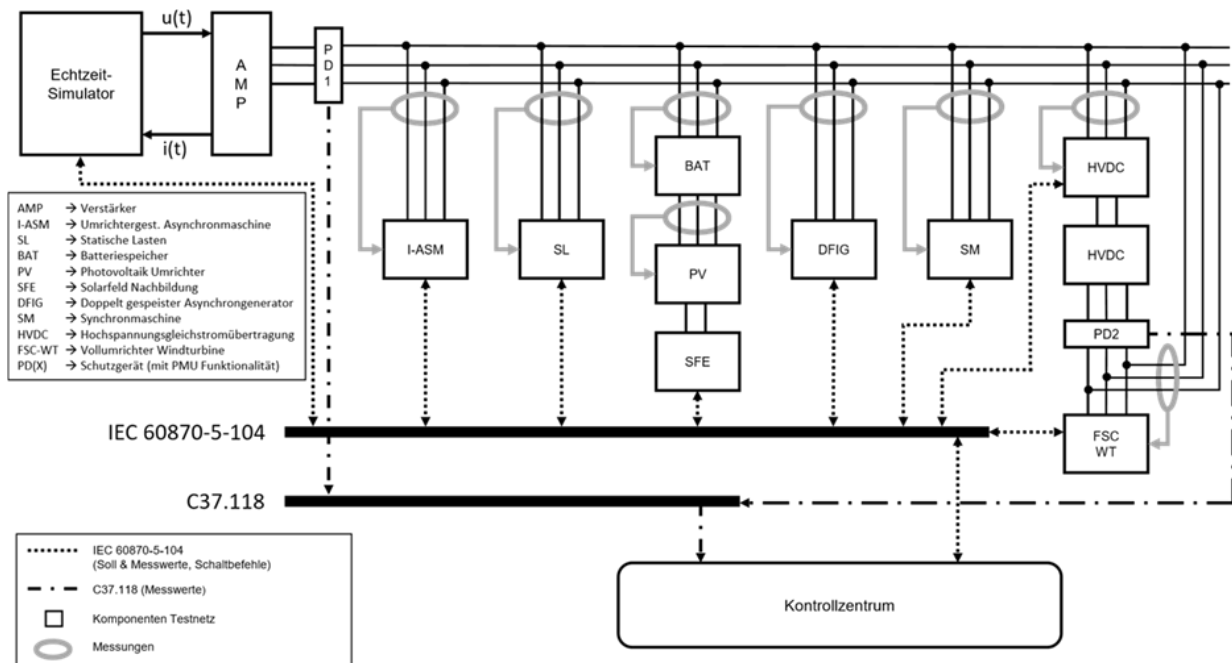


Abbildung 2: Übersicht Aufbau Demonstrationsanlagen hinsichtlich RTS, Laborgeräten und Kontrollzentrum

In der Projektplanung war ein zweiter RTS für die Programmierung von Routinen für das DSA vorgesehen. Dieser wurde im Projektverlauf funktionsgleich mit mittlerweile kommerziell erhältlichen Systemen und zugehörigen WAMS (Wide-Area-Monitoring-Systemen) ersetzt. Dazu wurde der Demonstrator um entsprechende Mess- und Auswertefunktionen erweitert. Die Messung erfolgte dabei in simulativer und auch hardwaretechnischer Form. Die Einbindung in die Gesamtanlagen sowie die verwendeten Kommunikationsverbindungen untereinander und mit dem Kontrollzentrum zeigt Abbildung 3.

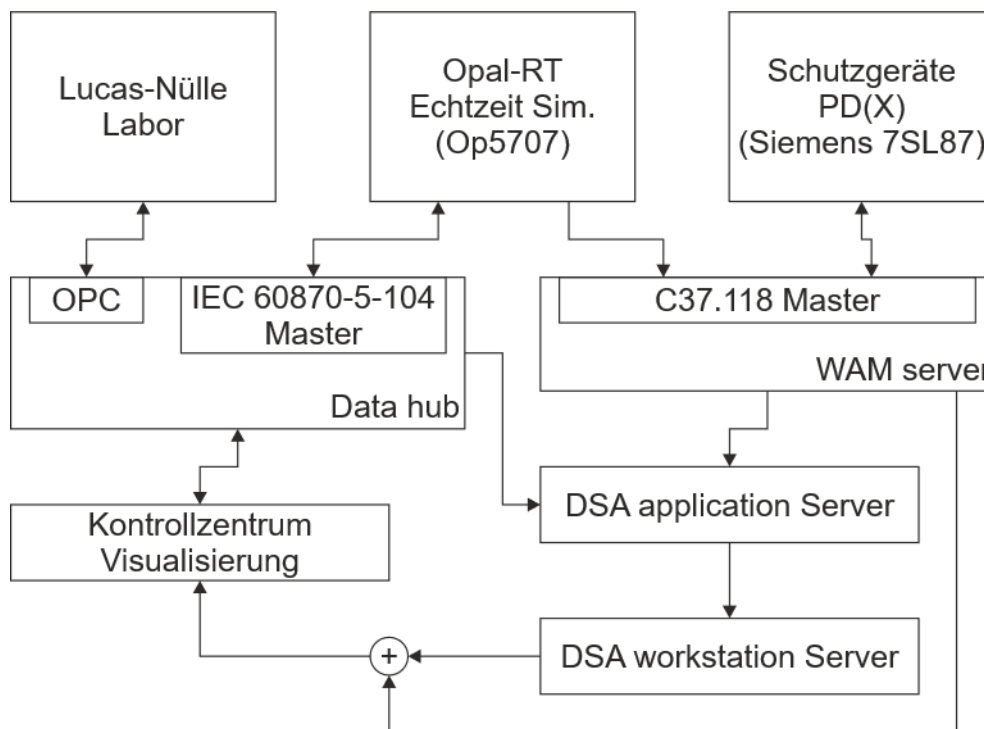


Abbildung 3: Informations- und Kommunikationstechnik in der Demonstrationsanlage und Einbindung des DSA

4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Zur diversifizierten Betrachtung der netzbildenden Regelkonzepte werden mehrere bisher existierende Konzepte und Ansätze untersucht und – auch durch Modellierung und Simulation – untereinander verglichen. Durch geeignete Klassifizierung entstehen Gemeinsamkeiten und Unterschiede in entsprechenden Teilaspekten abstrahierter Reglerfunktionsblöcke. Dies verhilft zur Erkenntnis, dass gemeinsame Schwächen und Stärken in Gruppen von netzbildenden Reglerkonzepten existieren.

Die Hauptkonzepte sind dabei virtuelle Synchronmaschinen, kaskadierte Regler- und Spannungsregelungskonzepte. Die virtuelle Synchronmaschine ist dadurch motiviert, das Verhalten der netzbildenden Umrichterregelungen möglichst dicht an das bekannte Verhalten der Synchronmaschine heranzuführen, auf denen das heutige Systemverhalten maßgeblich beruht und nach dem das System in Auslegung und Betrieb stark geprägt ist. Virtuelle Synchronmaschinen wurden in zahlreichen, verschiedenen Detailgraden und Adaptionen vorgestellt [9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 8, 16, 17]. Unsere Analysen haben zur Erkenntnis geführt, dass diese Varianten zumeist die in den Veröffentlichungen adressierten speziellen Probleme lösen, jedoch in der vorgestellten Form nicht universell anwendbar sind, zumal sie oftmals nur bei einer sehr beschränkten Bandbreite der Parametrierung sicher stabil bleiben. Zudem besteht eine Hauptproblematik dabei in der Komplexität der Schutzmechanismen gegen Überschreitung der hardwaretechnischen Limitierungen bei gleichzeitiger Sicherung der Umrichterstabilität [18, 19, 20, 21]. Im Kern wird durch zu starke direkte Orientierung an der Synchronmaschine die dort auch vorhandene Gefahr einer transienten Winkelinstabilität nicht nur übernommen, sondern oftmals sogar erhöht, da bei umrichterbasierten Erzeugungsanlagen nur geringe Energiespeicher

vorhanden sind. Regelungstechnisch wird dies durch den – nur bezogen auf die Regelung – Charakter entsprechend eines offenen Regelkreises deutlich. Vielfältige bisher vorhandene Vorschläge zu Gegenmaßnahmen führen zu neuen Problemen. Als Beispiel seien mögliche Umrichter-Umrichter-Interaktionen bei Anwendung virtueller Impedanzen genannt [22, 23].

Um diese Probleme zu adressieren werden in kaskadierten Reglerkonzepten die offenen Regelkreise durch Stromrückführungen geschlossen [15]. Mit Stromreglern ist eine einfachere Implementierung der zuvor genannten Schutzmechanismen möglich. Der Nachteil ergibt sich dabei aus der Komplexität und potenziell hohen Anzahl der Einstellparameter. Zusätzlich sind Interaktionen zwischen den einzelnen Reglerblöcken möglich und es wird eine genaue Abstimmung an das Gesamtsystem nötig, welches die allgemeine Anwendbarkeit und Robustheit eingeschränkt [24, 25]. Grundsätzlich können Statik-basierte Kennlinienvorgaben, wie sie heute für verschiedene Regelungszwecke (wie $P(f)$ oder $Q(U)$) in den Netzanschlussregeln gefordert werden, in Konzepte mit virtuellen Synchronmaschinen wie auch kaskadierten Regelungskonzepten eingebunden werden.

Spannungsregelungskonzepte hingegen bedienen sich der physikalischen Annäherung an eine Spannungsquelle mit Innenimpedanz und synchronisieren sich über geeignete Winkelerfassungsmethoden. Diese können auch eine einfache Adaption der Schwingungsgleichung der Synchronmaschine wie bei der virtuellen Synchronmaschine, eine Weiterentwicklung der Phasenregelschleife oder gar Kombinationen enthalten. Zu Lösen ist dabei aber das Problem, dass der zu limitierende oder nach aktuellen Netzanschlussregeln gar auf bestimmte Werte für die vollständige dynamische Netzstützung einzuregelnde Strom als Größe in der Regelung nicht vorliegt und somit nicht direkt geregelt werden kann.

Schließlich können verschiedene Bezugssysteme für die Regelung verwendet werden. Eine getrennte Regelung von Wirk- und Blindleistung erlaubt die entkoppelte Regelung im sogenannten dq-Bezugssystem mit Orientierung an der Klemmenspannung des Umrichters nach dem Eingangsfiler. Daher wird diese auch in bestehenden Umrichterregelungen zumeist verwendet. Eine Orientierung daran würde also auf bekannte Strukturen aufbauen.

Die am Lehrstuhl eES entwickelte DVC (Direct Voltage Control) reiht sich in die Regelungskonzepte der Spannungsregelung im dq-Bezugssystem ein. Sie basiert auf der klassischen netzfolgenden Regelung und wurde durch Anpassungen teilnetzbetriebsfähig ausgestaltet [26, 27, 28] (s. Abschnitt 2).

Als Informations- und Dokumentationsdienst für die umgehende Analyse von bestehenden Ansätzen für neue und insbesondere netzbildende Umrichterregelungen wurde vorwiegend auf die Recherchemöglichkeiten der Bibliothek der Universität Duisburg-Essen zurückgegriffen. Damit bilden veröffentlichte Konzepte die Grundlage unserer Arbeiten, so dass keine Schutzrechte verletzt wurden. Auch die angesprochene DVC als Vorarbeit wurde wissenschaftliche mehrfach publiziert und adaptiert, es liegen also keine zu beachtenden Schutzrechte vor.

5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Wie im Projektantrag ausgeführt, wurde für die Begleitung des Projektes aus der Praxis ein Beirat aus folgenden Personen gebildet:

- Hannah Bünten, PTJ
- Prof. Dr.-Ing. Rainer Krebs, Siemens AG
- Andreas Menze, TenneT Offshore GmbH
- Dr.-Ing. Jörn Runge, RWE Renewables GmbH

Dieser Beirat wurde im Projektverlauf aufgrund sich aus der Diskussion der Projektergebnisse ergebenden Kontakten noch um Herrn Tobias Neumann, Amprion GmbH erweitert.

Zudem haben den 3 ganztägigen Treffen teilweise nach Abstimmung mit den festen Beiratsmitgliedern mehrere Vertreter der Unternehmen teilgenommen. Selbstverständlich nahmen die am Projekt beteiligten Personen Dr.-Ing. Friedrich Koch, WP&More Consulting GmbH sowie Prof.-Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts sowie die im Projekt beschäftigten Mitarbeiter an den Beiratstreffen teil.

Die Treffen fanden in Präsenz an folgenden Zeitpunkten statt, die zwischenzeitliche Lücke ergab sich infolge der Corona-Pandemie sowie den in den Zwischenberichten dargestellten Verzögerungen beim Aufbau des PHiL mit der notwendigen Performanz:

- 11. Dezember 2019
- 2. November 2021
- 5. Oktober 2022

Ferner haben wir mit dem vom BMWK geförderten Projekt Netzregelung 2.0 interagiert. Zum einen haben wir zu Projektstart wechselseitig Ziele und Ansätze der Projekte mit dem Fraunhofer IEE vorgestellt und diskutiert. Vor allem aber haben Projektteammitglieder an den im Rahmen von Netzregelung 2.0 stattfindenden von VDE-FNN veranstalteten Workshops am 6. November 2020 (Online) sowie am 26. März 2021 und 23./24. Juni 2022 teilgenommen.

Außerdem wurden Erkenntnisse aus den Forschungsarbeiten über die Gremienarbeit von Prof. Vennegeerts beim FNN sowie in einem Arbeitskreis bei der FGH eingebracht. Schließlich haben wir uns auf Wunsch der beteiligten Lieferanten Opal RT und Lucas-Nülle an Präsentationen des PHiL sowie dessen Verwendung zum Test netzbildender Umrichterregelungen beteiligt (Opal RT Learning Journey, 9. Februar 2021; 56th Universities Power Engineering Conference (UPEC 2021) – Teesside University UK, 31. August bis 3. September 2021), wobei Beiträge wie auch das PHiL dort jeweils online präsentiert wurden. Daraus haben sich jeweils Rückmeldungen aus dem Zuhörerkreis sowohl zum Erfahrungsaustausch mit derartigen Laboren wie auch der Fragestellung netzbildender Umrichterregelungen ergeben.

II. Eingehende Darstellung

1. Verwendung der Zuwendung und Darstellung der erzielten Ergebnisse

Ausgangspunkt

Die Transition von fossilen Brennstoffen zu Umrichter-basierten EE-Anlagen bringt neue Herausforderungen für die Stabilität und den Betrieb des elektrischen Energieversorgungsnetzes mit sich. Umrichter-basierte EE-Anlagen verfügen – ohne die Installation expliziter Speicher – nur über eine sehr geringe intrinsische Energiespeicherkapazität, was dazu führt, dass sie nur bedingt an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Momentanreserve und synchronisierender Leistungen/Momente partizipieren können [4, 5]. Zusätzlich können sie nicht, oder nur im geringen Maße, temporär mit höherem als dem dauerhaft zulässige thermischen Grenzstrom belastet werden [19, 20, 18]. Beide Eigenschaften sind bei der Gestaltung netzbildender Umrichterregelungen zwingend zu berücksichtigen und abhängig von den Geräten und Prozessen der primärseitigen Energiebereitstellung und Umwandlung parametrierbar zu gestalten.

Derzeit dominieren überwiegend Synchrongeneratoren das dynamische Verhalten im elektrischen Energieversorgungssystem. Insbesondere wirken sie als Spannungsquelle, die über ein synchronisierendes Verhalten intrinsisch sich an Änderungen des Spannungswinkels am Netzanschluss anpasst. Dies ermöglicht Umrichter-basierten Anlagen die Synchronisierung und Betrieb am Netz über spannungsbasierte Netzwinkelbestimmungsverfahren (wie z.B. Phasenregelkreis, PLL). Die Regelungen stellen basierend auf Vorgaben für Wirk- und Blindleistung und der gemessenen komplexen Spannung entsprechende Ströme ein, so dass diese Anlagen netzfolgend und als Stromquellen agieren [3]. Der Betriebspunkt kann durchaus gemäß TARs kurzzeitig zur Netzstabilisierung (z.B. Blindstrombereitstellung) eingestellt werden, was allerdings jeweils die Vorgabe von Sollwerten für Wirk- und Blindanteile von Leistungen oder Strömen erfordert.

Mit der Zunahme der Umrichter-basierten Anlagen und gleichzeitig geringerer Anzahl von Synchrongeneratoren sowie der stark limitierten Möglichkeit von netzfolgenden Anlagen, eine eigene Spannungsreferenz bereitzustellen, kann die Systemstabilität in zukünftigen Systemen nicht mehr gewährleistet werden [29]. Es besteht also Bedarf, dass zukünftig zumindest anteilig netzbildende Umrichterregelungen eingesetzt werden. Diese Regelungen müssen selbstständig eine Wechselspannung mit gegebener Frequenz und Amplitude am Anschlusspunkt formen und sich über diese fortlaufend mit dem System synchronisieren. Im Gegensatz zu den netzfolgenden Umrichtern können netzbildende Umrichter durch eine Spannungsquelle abstrahiert werden, so dass sie inhärent, wie Synchronmaschinen, einen Beitrag zur Spannungs- und Frequenzstabilität leisten können [6, 7]. Damit sind aber die konkreten erforderlichen Eigenschaften an netzbildende Umrichterregelungen noch bei weitem nicht festgelegt.

Die weitere Darstellung folgt den wesentlichen Arbeitsschritten aus Abschnitt I.3.

Analyse der Definition von Anforderungen an zukünftige netzbildende Umrichterregelungen

Aus der Analyse der Definition von Anforderungen an zukünftige netzbildende Umrichterregelungen zu Projektbeginn musste festgehalten werden, dass diese nur sehr unscharf umrissen sind. Grundsätzliche qualitative Anforderungen an ein netzbildendes Verhalten wie Spannungsquellenverhalten, die Wirkung als Senke für Unsymmetrien und Oberschwingungen, eine intrinsische Reaktion auf Winkel-/Frequenzänderungen bei der Wirkleistung sowie auf Spannungsbetrags- und Netzimpedanzänderungen beim Strom sind in der Literatur und aus Forschungsprojekten international wie auch für Deutschland diskutiert und breit akzeptiert. Allerdings lagen konkretere Forderungen nicht vor und haben sich auch im Projektverlauf (s. dazu Ausführungen in Abschnitt 2 unten) nur bedingt ergeben. Insbesondere ist zu klären, in welchem Umfang aus systemtechnischer Sicht eine direkte Orientierung am Verhalten der Synchronmaschine zielführend ist. Dabei werden die Möglichkeiten einer gezielten Programmierung des Umrichterhaltens nicht vollständig genutzt. Beispielsweise kann bei der Erbringung der Momentanreserve erwogen werden, dass – analog zu Synchronmaschine – eine Ausspeisung von Energie nicht quadratisch zum Frequenzrückgang erfolgt, sondern nach anderer Funktion oder unter Berücksichtigung weiterer Kriterien, wie etwa dem Frequenzgradienten. Ferner erscheint das resultierende schwingende PT2-Verhalten nicht systemfreundlich.

Aus der umfassenden Analyse bestehender Ansätze mittels Literaturrecherche sowie exemplarischen Umsetzungen und Anwendungen ergaben sich folgende Kernerkenntnisse, die in die Ausgestaltung der verbesserten Regelung eingeflossen sind:

- Die intuitive Lösung des Problems, die Regelung der Umrichter so zu gestalten, dass sie die Differential-Modellgleichungen der Synchronmaschine erfüllen, hat zwar zur Entwicklung der oben bereits angesprochenen virtuellen Synchronmaschinen geführt, die in zahlreichen Varianten mit unterschiedlichem Modellierungsgrad ausgeführt wurden [9, 10, 11, 12, 8, 13, 14, 15]. Allerdings weisen diese Ansätze insbesondere die folgenden Schwächen auf:
 - In der oftmals gewählten einfachen Implementierung nur der Trägheit und Dämpfung der Synchronmaschine können zwar unter Hinzunahme eines Blindleistungs- oder Spannungsreglers direkt Sollwerte für die Pulsmuster für die Umrichterventile erzeugt werden. Diese einfache Reglerstruktur erlaubt aber mangels vorhandener Stromgröße in der Struktur keine Implementierung einer Strombegrenzung und weiteren Schutzfunktionen [16, 17].
 - Als Gegenmaßnahme sowie zur Begegnung des Sachverhalts, dass bei diesen Regelungen und geringer Energiespeicher eine große Gefahr der transienten Winkelinstabilität besteht, werden vielfach hohe Dämpfungen in den Modellen verwendet. Diese führen aber de facto aufgrund ihrer Wirkung auf Frequenzabweichungen zu einem Verhalten wie die Regelung für die Frequency Containment Reserve (FCR) und widersprechen im Kern einem netzbildenden Verhalten mit instantaner Reaktion hoher Dynamik [21].
- Die aufgrund dieser Restriktionen entwickelten Regelungen mit kaskadierenden in Reihe geschalteten Spannungs- und Stromreglern weisen eine hohe Anzahl von Parametern auf, deren Wahl für eine robuste und stabile Regelung aufwendig ist [15, 24, 25]. Dies gilt oftmals auch für weitere Ansätze wie etwa Oszillator-basierte Regelungen [30, 31].

- In der Literatur wie auch Diskussionen auf Konferenzen wird regelmäßig behauptet, dass der Einsatz einer PLL – oder eines anderen Verfahrens zur Ermittlung des aktuellen Spannungswinkels bzw. der Netzfrequenz – für ein netzbildendes Verhalten grundsätzlich schädlich sei. Hintergrund ist, dass ein solches Verfahren stets eine gewisse Zeitspanne (üblicherweise (deutlich) weniger als 100 ms) zur Ermittlung des aktuellen Spannungswinkels am Netzanschlusspunkt des Umrichters benötigt. Einerseits ermöglicht aber gerade dieses Verhalten bei einer Spannungsregelung wie der DVC eine intrinsische Reaktion auf Veränderung der komplexen Spannung am Netzanschluss und der Netzfrequenz, wobei allerdings nachteilig ist, dass dieses gewünschte Verhalten von der Dynamik des spannungsbasierten Netzwinkelbestimmungsverfahrens dominiert wird und somit nicht unabhängig davon eingestellt werden kann. Andererseits ist für eine Ermittlung der Netzfrequenz für darauf wirkende Regelungen der Einsatz eines solchen Verfahrens unumgänglich. Selbst für die auf die Differenz zwischen aktueller Netzfrequenz und interner – im Synchrongenerator der elektrischen Drehzahl entsprechender – Frequenz ist eine solche Methode erforderlich.
- Eine entkoppelte Regelung von Wirk- und Blindleistung durch Wahl eines dq-Bezugssystems ist für die Regelung sowie der Anlehnung an bestehende Strukturen netzfolgender Regelungen sinnvoll, zumal es die gezielte Priorisierung von Wirk- und Blindkomponenten erlaubt. Dies schließt verschiedene andere Ansätze aus.

Unter Beachtung dieser Erkenntnisse, der Diskussionen mit dem Projektbeirat sowie unter Beachtung der sich allmählich herauskristallisierenden geforderten Eigenschaften netzbildender Umrichterregelungen während des Projektverlaufs (s. Abschnitt 2) ergaben sich für die Weiterentwicklung im Projekt folgende Anforderungen und Gestaltungsziele:

- Robuste, im Idealfall einmalig zu setzende Parameter, die ein stabiles Verhalten weitgehend unabhängig von den Verhältnissen am Netzanschlusspunkt erlauben. Damit wird eine für die Sicherheit der Systemstabilität notwendige schnelle Durchdringung mit netzbildenden Umrichterregelungen erleichtert.
- Getrennte Parametrierungsfähigkeit der netzbildenden Eigenschaften: Insbesondere muss die vom Umrichter vorgesehene Momentanreserve auf Größe und Dynamik des Energiespeichers hinter dem Umrichter weitgehend unabhängig von der instantanen Reaktion auf Spannungsbetragsänderungen anpassbar sein.
- Die Stromlimitierung zum Schutz der Umrichterventile muss direkt durch die Umrichterregelung sichergestellt werden, damit Umrichter-seitige Mechanismen wie das „Current Clipping“ mit in der Folge hohen Oberschwingungen nur für außergewöhnliche Situationen als Notfallschutz greifen müssen. Sie darf aber das netzbildende Verhalten nicht unterlaufen. Auch sollte zur Sicherung der Stabilität und der Beobachtbarkeit des Systems keine Umschaltung innerhalb der Regelung erfolgen.
- Wenn auch derzeit in der TAR nicht vorgesehen, ist für die maximale dynamische Spannungsstützung im Netz der Beitrag nicht ein reiner Blindstrom als Beitrag zum Kurzschlussstrom vorzusehen, sondern die Einspeisung entsprechend der resultierenden Netzimpedanz zwischen Umrichter und Fehlerstelle. Dies entspricht dem Verhalten einer Spannungsquelle, die eine netzbildende Umrichterregelung charakterisiert.
- Der Regelungskern sollte den Einsatz verschiedener Synchronisierungsmethoden erlauben.

- Virtuelle Impedanzen zur Dämpfung sollten möglichst vermieden werden, da sie eine Quelle für unerwünschte Interaktionen zwischen Umrichtern darstellen.
- Übernahme von Methoden zur Bestimmung von aktuellem Spannungswinkel und Netzfrequenz sowie Regelung im dq-Bezugssystem aus der klassischen netzfolgenden Regelung sind durchaus sinnvoll.
- Um Szenarien mit ausschließlicher Einspeisung aus EE-Anlagen zu gewältigen, muss die Umrichterregelung sowohl ohne Synchrongeneratoren im Netz als auch parallel zu diesen robust und stabil funktionieren.

Aufbereitung bestehender Ansätze, deren Innovation und Modellierung für EMT-Simulationen

Unter dieser Maßgabe wurden verschiedene Regelungen entwickelt und getestet. Dabei hat sich die im folgenden dargestellte Realisierung als die - hinsichtlich der Anforderungen und Forderung in den Grid Codes - naheliegendste herausgestellt. Die Regelung baut auf der DVC und damit einer der heutigen netzfolgenden Regler ähnlichen Struktur auf, erweitert sie aber um einen Synchronisierungsmechanismus, eine einstellbare virtuelle Schwungmasse sowie verschiedene Methoden zur Strombegrenzung. Wesentliche Eigenschaften werden anhand der Darstellungen der Regelungskerne erläutert:

- ▪ Gemäß Abbildung 4 erfolgt eine leistungsbasierte Synchronisierung auf Basis der Schwingungsgleichung der Synchronmaschine mit sehr geringer Trägheit, um eine schnelle Synchronisierung und damit eine möglichst genaue Orientierung des dq-Bezugssystems und demzufolge entkoppelte Regelung von Wirk- und Blindleistung zu erreichen. Entsprechend liefert dieser Regelungsteil nur einen sehr kleinen Beitrag zur Momentanreserve und die Dämpfung k_{d1} auf Basis der Differenz zwischen aktueller Netzfrequenz ω_{grid} und interner Frequenz ω_{fast_swing} wird hoch eingestellt. Mit der Dämpfung k_{ω} kann zusätzlich ein FCR-Verhalten eingestellt werden.
- ▪ Die Ermittlung der aktuellen Netzfrequenz ω_{grid} erfordert eine entsprechende Methode. Aus den Analysen hat sich, aufgrund der guten Eigenschaften hinsichtlich Schnelligkeit und Robustheit gegenüber Oberschwingungen und Unsymmetrie, eine zweistufige Sliding Fourier Transformation (SFT) als hinreichend gute Lösung ergeben.
- ▪ Der Faktor k_{lim} stabilisiert die Regelung hinsichtlich der Vermeidung transienter Winkelinstabilität, die insbesondere dann droht, wenn der Umrichter vor einer Änderung des Spannungswinkels oder der Netzfrequenz bereits in der Nähe des Grenzstroms betrieben wird. Damit wird eine spannungsbasierte Komponente in die Synchronisierung eingebracht.
- Mit der in Abbildung 4 grau eingezeichneten zusätzliche Regelschleife wird die Erbringung der Momentanreserve erreicht und kann unabhängig eingestellt werden. Damit wird ein zum Frequenzgradienten, der über die interne Frequenz ω_{slow_swing} direkt und damit inhärent ohne Messung vorliegt, proportionaler Leistungsbeitrag als Momentanreserve erbracht, deren Dämpfung zudem über k_{d2} parametrisiert werden kann.
- Die äußeren Regelschleifen nach Abbildung 5 bilden zum einen die langsame, quasistationär wirkende Blindleistungsregelung ab, die über die hier angesetzte proportionale Regelung $Q(U)$ hinaus flexible gestaltet werden kann. Außerdem kann eine proportional zur

Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt wirkende dynamische Spannungsstützung ergänzt werden. Dies entspricht dem aus der TAR geforderten Verhalten, es kann alternativ auch eine Regelung auf Kurzschlussstrombeiträge entsprechend der Netzimpedanz – hier nicht dargestellt – eingestellt werden. Zum anderen wird die Wirkleistung entsprechend des Dargebots geregelt, wobei hier eine vereinfachte, aber durchaus realitätsnahe Dynamik eines Gleichspannungszwischenkreises über u_{DC} -Regelung nachgebildet ist. Die Orientierung des dq-Bezugssystems folgt gemäß Θ_{sync} aus Abbildung 4.

- Die inneren Regelschleifen nach Abbildung 5 sind für netzfrequente Anteile lediglich eine Umrechnung der Stromsollwerte in Spannungsvorgaben für die Ventilregelung des Umrichters. Allerdings wird ein washout-Filter (Hochpass-Filter) zur Dämpfung hochfrequenter transientser Signalanteile eingesetzt.
- Für die erforderliche Strombegrenzung können mehrere Optionen flexibel in der Regelung eingesetzt werden (Abbildung 6):
 - Soll eine mit aktuellen TAR kompatible vollständige dynamische Netzstützung durch von der plötzlichen Spannungsänderung abhängigen Blindstromeinspeisung eingesetzt werden, kann eine Strombegrenzung durch Einsatz der rot eingezeichneten Reglerzusätze erreicht werden. Der Faktor k_u kann dabei so hoch gewählt werden, dass bereits bei geringen Spannungsänderungen der Umrichter seine Grenzströme erreicht. Diese werden anschließend über den hinreichend groß zu wählenden Faktor k_1 limitiert.
 - Eine vorzugsweise gemäß des Spannungsquellenverhaltens zu realisierenden Stromwinkel im Verhältnis zum Spannungswinkel, der sich aus der Impedanz zwischen Umrichter und Fehlerstelle ergibt, kann mit den grün eingezeichneten Reglerzusätzen realisiert werden. Hier erfolgt eine indirekte Kontrolle der Stromhöhe über den komplexen Spannungsabfall $\Delta \underline{u}_{con}$ an der Reaktanz des Vorfilters des Umrichters. In den mit „Lim“ bezeichneten Limiterblöcken erfolgt eine Berechnung dieses Spannungsabfalls basierend auf der notwendigen Stromreduzierung sowie dem aus aktueller Spannung und Strom errechneten Impedanz, die der Umrichter in das Netz hinein sieht.

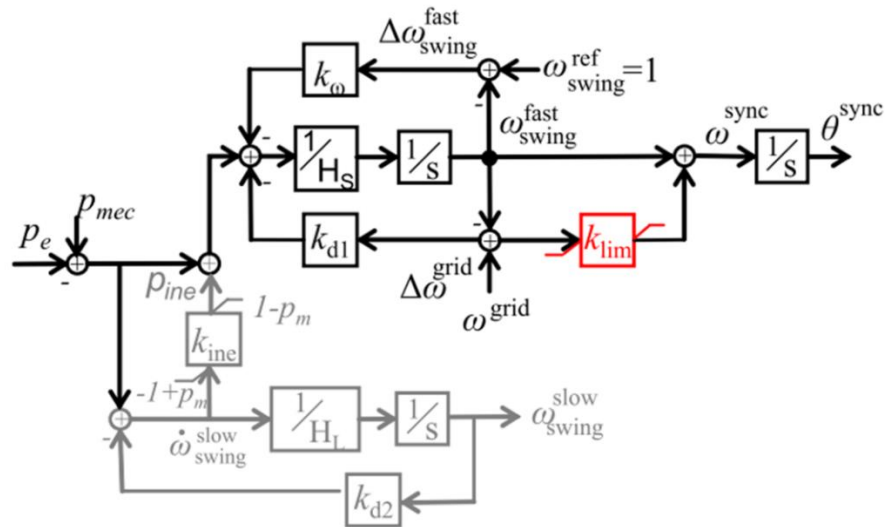


Abbildung 4: Getrennte Regelungsschleifen für Synchronisierung und Momentanreserve (p_e : gemessene elektrische Leistung an den Umrichterklammern / p_{mec} : bereitgestellte Leistung hinter dem Umrichter, sofern vorhanden / H_S, H_L : virtuelle Trägheitskonstanten für schnelle Synchronisierung bzw. Erbringung von Momentanreserve)

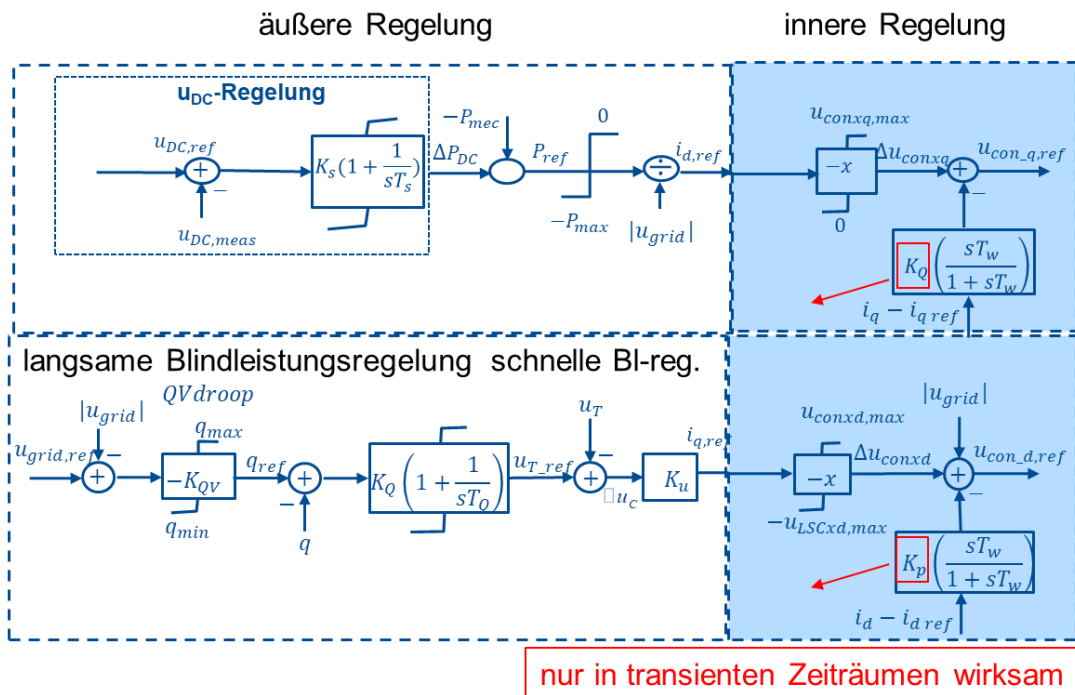


Abbildung 5: Äußere entkoppelte Regelschleifen im dq-Bezugssystem (u_{grid} : gemessener Spannungsbetrag an den Umrichterklammern / $i_{q,ref}, i_{d,ref}$: aus der Regelung resultierende Sollwerte für Blind- bzw. Wirkstrom / $u_{con,q,ref}, u_{con,d,ref}$: errechnete Sollwerte für die Spannung direkt am Converter / T_w : Parameter des Washout-Filters / i_q, i_d : errechneter aktueller Blind- bzw. Wirkstrom / x : Reaktanz des Eingangsfilters am Umrichter)

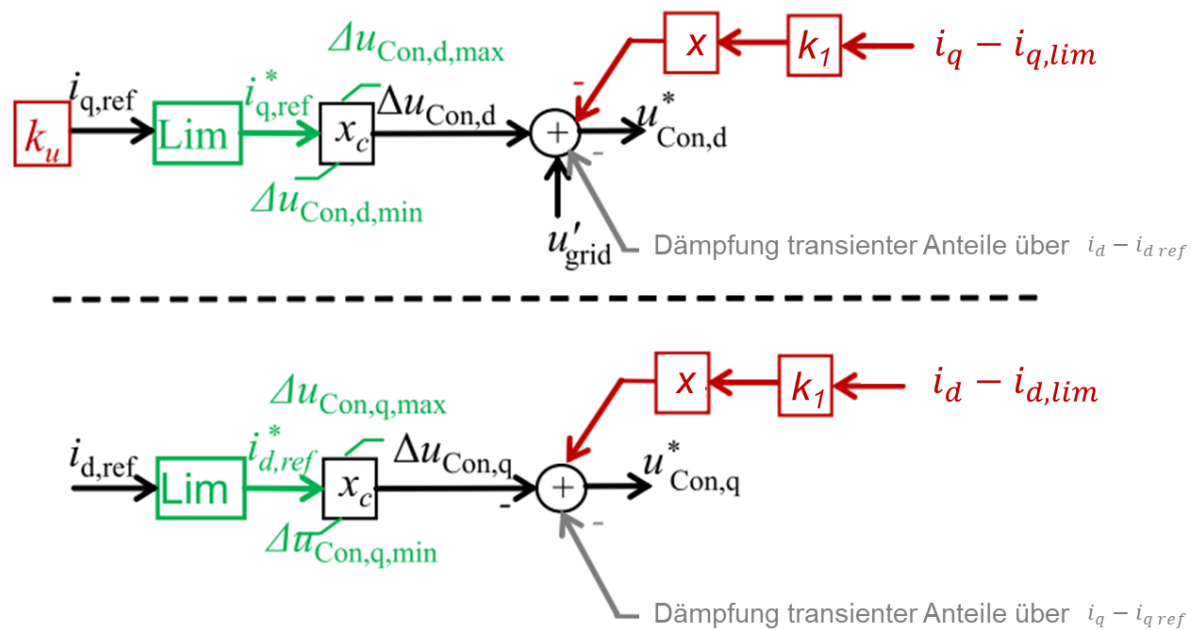
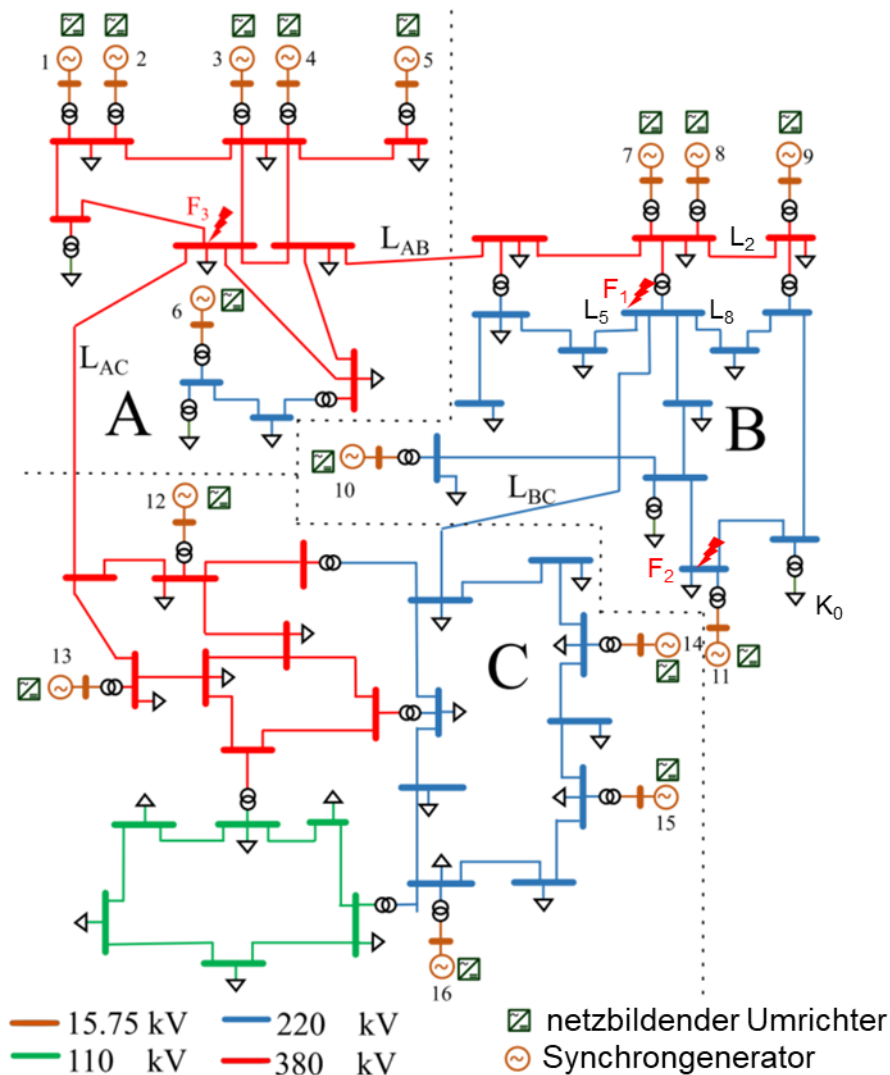


Abbildung 6: Innere Regelschleife ergänzt um Funktionalitäten zur Stromlimitierung ($i_{d,lim}$ und $i_{q,lim}$ entsprechen den notwendigen Stromreduktionsanteilen und werden aus den aktuellen Strömen unter Berücksichtigung einer etwaigen Priorisierung von Wirk- oder Blindstrom errechnet)

Um den Nachweis des netzbildenden Verhaltens der entwickelten Regelungen – auch ohne die in der Branche noch in Diskussion befindlichen konkrete Eigenschaften und Prüfverfahren – sowie den Nachweis über die Gewährleistung der Systemstabilität zu erbringen, wurden im projektverlauf umfangreiche dynamische Simulationen durchgeführt, die dann (s. weitere Abschnitte unten) um Anwendungen im PHIL ergänzt wurden. Neben den im folgenden Abschnitt erläuterten und bereits in Abschnitt I.3 eingeführten Netztopologien und Übertragungsaufgaben erfolgten Simulationen auch in einem am Fachgebiet eES langjährig für Stabilitätsanalysen entwickelten und verwendeten Beispielnetz (PST-16) [32], da dieses Netz aufgrund der geringeren Komplexität ohne Miteinbezug weiterer notwendiger Simulationshardware untersucht werden kann. Dabei handelt es sich um ein vermaschtes Übertragungsnetz mit 3 Regelzonen, die wechselseitig über wenige Kuppelleitungen schwach miteinander verbunden sind. Es beinhaltet 16 Erzeugungsanlagen, 66 Knoten, 28 Transformatoren und 52 Übertragungsleitungen mit einer Last von insgesamt 15,5 GW. Abbildung 7 zeigt die Topologie und die Verteilung der Erzeugungsanlagen und Lasten. Jede der 16 Erzeugungsanlagen wird dabei je nach Untersuchung als Synchrongenerator oder als netzbildender Umrichter modelliert.



	<i>Erzeugung</i>	<i>Last</i>
<i>Regelzone A</i>	4840 MW	2000 MW
<i>Regelzone B</i>	5640 MW	6100 MW
<i>Regelzone C</i>	5450 MW	7465 MW
<i>Summe</i>	15930 MW	15565 MW

Abbildung 7: PST-16 Modellnetz

An diesem Netz wurden Simulationen zum **Netzwiederaufbau**, zum **System Split**, zur **Inselnetzbildung**, mit **Winkelsprüngen**, zur **Frequenzstabilität** nach plötzlichen Leistungsbilanzfehlern sowie **Kurzschlussversuche** zur Betrachtung der transienten System- und generatorbezogenen Winkelstabilität durchgeführt. Diese Anwendungsfälle decken – mit Ausnahme der Betrachtung einer Senke für Unsymmetrie und Oberschwingungen - sämtliche Anforderungen an netzbildende Umrichter sowie die aus Sicht der Systemstabilität kritischsten Ereignisse ab.

Der **Netzwiederaufbau** erfolgt ausgehend von schwarzstartfähigen Erzeugungsanlagen, von denen aus kleine Inselnetze aufgebaut werden. Die ersten Schritte bis zur Integration weiterer Erzeugungsanlagen sowie zum Versorgungswiederaufbau durch Zuschaltung erster Lasten sind dabei für die Stabilität besonders kritisch, da nur ein sehr schwaches System mit wenig Momentanreserve vorliegt. Daher erfolgten diese Simulationen für Ausschnitte des PST-16-Netzes. Abbildung 8 zeigt das für die hier gezeigten Ergebnisse verwendete Netz. Der ebenfalls mit netzbildender Umrichterregelung modellierte Batteriespeicher (BESS kick starter) dient zum Aufbau der Eigenversorgung für die Umrichter-basierte Erzeugungsanlage Con 16. Die Ergebnisse in Abbildung 9 demonstrieren, dass das System wie auch die Umrichter in allen Phasen (Start der Batterie um 0 s; Lastaufnahme 3,75 MW um 5 s; Synchronisation Con 16 um 15 s; Trennung der Batterie zur Sicherung der Schwarzstartfähigkeit für etwaige weitere Versuche um 20 s; weitere Lastaufnahme um 26 s; Synchronisation Con 15 bei 38 s und anschließende Lastaufteilung zu gleichen Anteilen aufgrund gleicher Primärregelstatiken und Bemessungsleistungen der Umrichter-basierten Erzeugungsanlagen; weitere Lastaufnahme um 50 s) stabil bleiben und die Stromgrenzen der Umrichter eingehalten werden. Die entwickelten Regelungen können also ein Inselnetz in Abwesenheit von Synchrongeneratoren aufbauen und stabil auf stationäre Arbeitspunkte führen. Zudem erfolgt bei Lastsprüngen ein gewünschtes FCR-Verhalten und auftretende Frequenzgradienten werden durch Momentanreserve begrenzt.

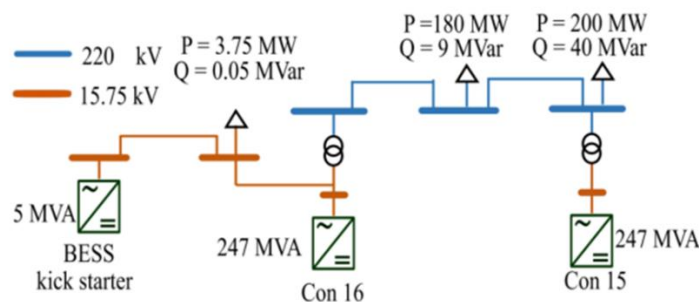


Abbildung 8: Verwendeter Netzausschnitt für die Simulation des Netzwiederaufbaus

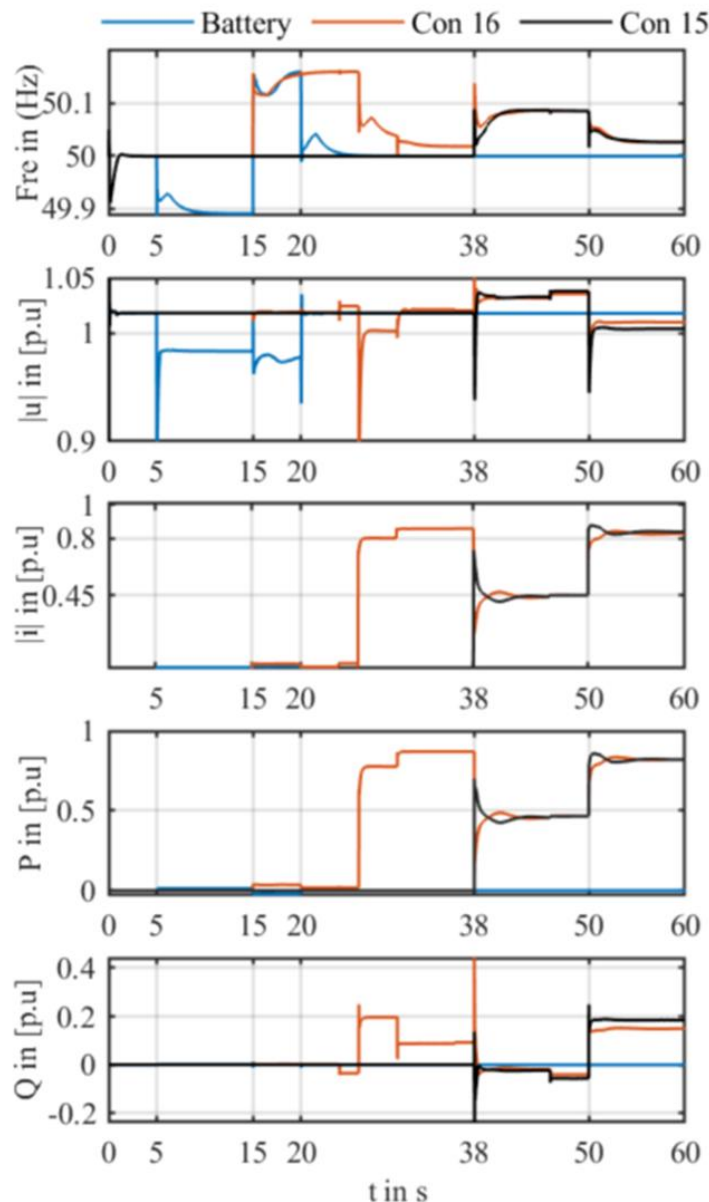


Abbildung 9: Ergebnisse bei der Simulation eines Netzwiederaufbaus für die Konstellation in Abbildung 8

Die Fähigkeit **zum System-Split und Inselnetzbildung** wird exemplarisch durch Trennung der Regelzone (Area) B durch Öffnen der beiden Kuppelleitungen L_{AB} und L_{BC} zum Simulationszeitpunkt 5 s im PST-16-Modellnetz aufgezeigt. Dadurch entsteht schlagartig eine Unterdeckung der Wirkleistungsbilanz in Regelzone B von 450 MW. Alle Erzeugungsanlagen im System sind dabei Umrichter-basiert mit netzbildender Regelung modelliert. Die auftretende Frequenzabnahme wird gemäß Abbildung 10 erfolgreich abgefangen und das Inselnetz stabilisiert. Es gelingt eine erfolgreiche Resynchronisation um 20s, die auftretenden Schwingungen der Frequenz und damit der internen Winkel sind deutlich gedämpft. Stromgrenzen der Umrichter werden eingehalten, insbesondere auch für die mit gelben und orangen Kurven dargestellten Umrichter, die als einzige mit größeren Beiträgen zur Momentanreserve parametrisiert wurden.

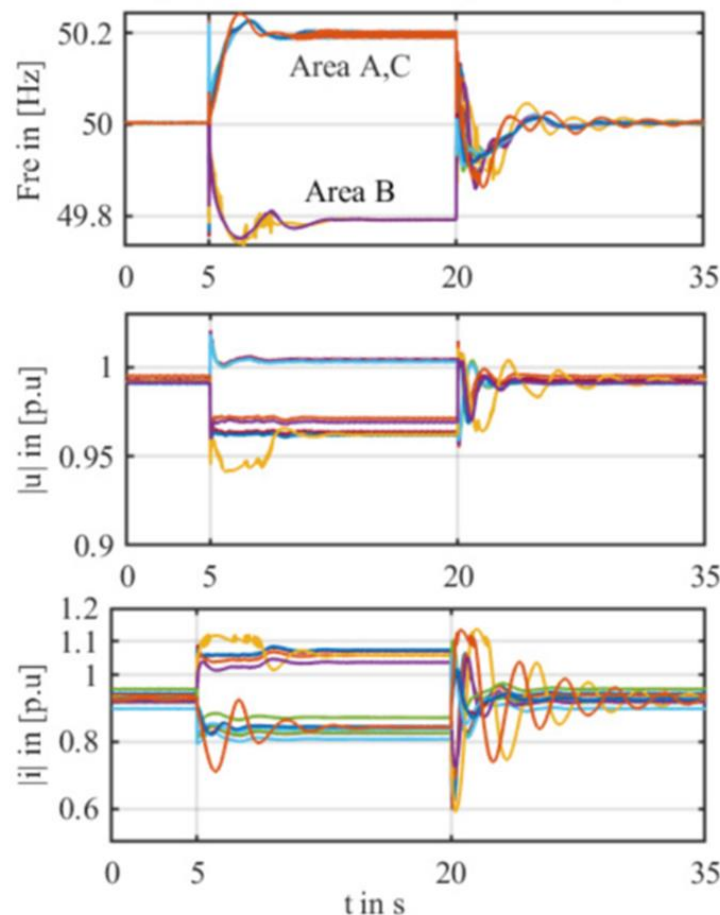


Abbildung 10: Ergebnisse bei der Simulation eines System-Splits mit der Folge einer Inselnetzbildung sowie bei Resynchronisation an das Verbundnetz

Das Spannungsquellenverhalten von netzbildenden Umrichterregelungen erfordert einen Synchronisiermechanismus, der es erlaubt, im vorgesehenen Betriebspunkt die vorgegebene Leistung in das Netz einzuspeisen. Bei Änderungen der komplexen Spannung am Netzanschlusspunkt der netzbildende Umrichter jedoch inhärent durch eine gewisse Trägheit der Spannungsquelle dieser Änderung entgegenwirken. Durch Winkelsprünge im Netz, wie sie insbesondere bei Schalthandlungen auftreten – stetige Winkeländerungen treten fortlaufend durch veränderte Leistungsflüsse auf – entstehen in Netzen mit hohen Reaktanz/Resistanz-Verhältnissen, wie sie in Übertragungsnetzen oder hinter einem Blocktransformator einer Erzeugungsanlage vorliegen, instantane Änderungen der Wirkleistung. Im Hinblick auf tatsächlich zu beherrschende Szenarien stellt der maximale **Winkelsprung** in aktuell ein besonders kontrovers diskutiertes Thema dar, wie auch die Diskussion im Projektbeirat bestätigt hat. Kritisch für netzbildende Umrichterregelungen wirkt dabei die Stromlimitierung, da diese ein synchronisierendes Moment, wie es bei Synchrongeneratoren vorliegt, stark begrenzen kann. Damit besteht die Gefahr, dass der netzbildende Umrichter transient instabil wird. Die Höhe des zu verkraftende Winkelsprungs hängt auch stark von der Aus- und Einspeicherkapazität des Prozesses hinter dem Umrichter ab. In Simulationen wurde jedoch der worst-case eines Winkelsprungs von bis zu 180° untersucht. Exemplarisch ist ein Ergebnis für diesen maximal denkbaren Winkelsprung gezeigt, wobei nach Abtrennung eines nur aus netzbildenden Umrichterregelungen gespeisten Teilnetzes der Regelzone B (Knoten 9, 10, 11) mittels der Leitungen L_{BC} , L_2 , L_5 und L_8 eine

Wiederzuschaltung der Leitung L_8 zum Zeitpunkt 15,51 s erfolgt. Es ist sowohl eine instantane Reaktion zu erkennen wie auch ein stabil verlaufender Resynchronisierungsprozess ohne Verletzung von Stromgrenzen.

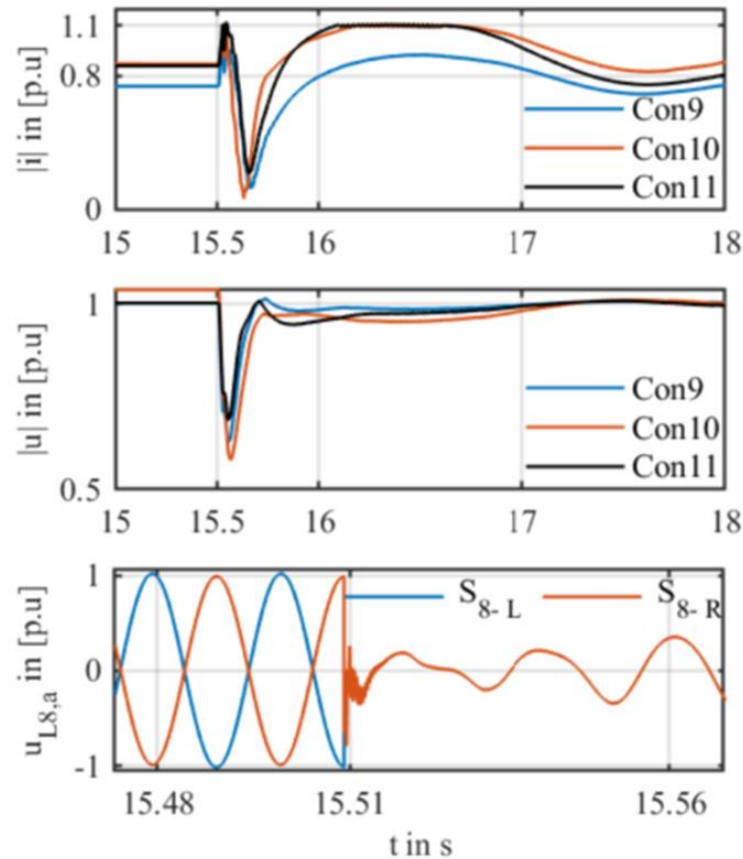


Abbildung 11: Ergebnisse bei Simulation eines Winkelsprungs von 180° für ein kleines Teilsystem mit ausschließlich netzbildenden Umrichterregelungen

Netzbildende Umrichterregelungen sind prädestiniert zum instantanen Beitrag bei Frequenzänderungen, wobei der Umfang von dem vorliegenden Primärprozess abhängt. Allerdings können Umrichter im Gegensatz zu klassischen fossil betriebenen Großkraftwerken grundsätzlich sehr viel schneller die Wirkleistung anpassen und - vorausgesetzt die Primärenergie ist vorhanden – mit nur kurzer Verzögerung eine schnelle FCR erbringen. Dies geschieht zusätzlich zu der instantanen Reaktion in Form von Momentanreserve, die zusätzlich zur **Frequenzstabilität** beiträgt. Exemplarisch sind in Abbildung 12 Simulationsergebnisse für eine positiven Lastsprung von 350 MW am Knoten K_0 zum Zeitpunkt 20 s aufgeführt. Es wird ersichtlich, dass ein ausreichender Anteil an netzbildenden Umrichtern mit entsprechender Parametrierung wesentlich zur Reduzierung des Frequenzgradienten beitragen kann. Aufgrund der schnelleren Primärregelung wird ebenfalls der charakteristische Frequenzunterschwinger deutlich reduziert. Interaktionen zwischen den netzbildenden Umrichtern sind nicht zu erkennen, auch wird durch die Dämpfung des Regelkreises und zusätzliche spannungsbasierte Synchronisation ein Einschwingverhalten wie bei den Synchrongeneratoren vermieden.

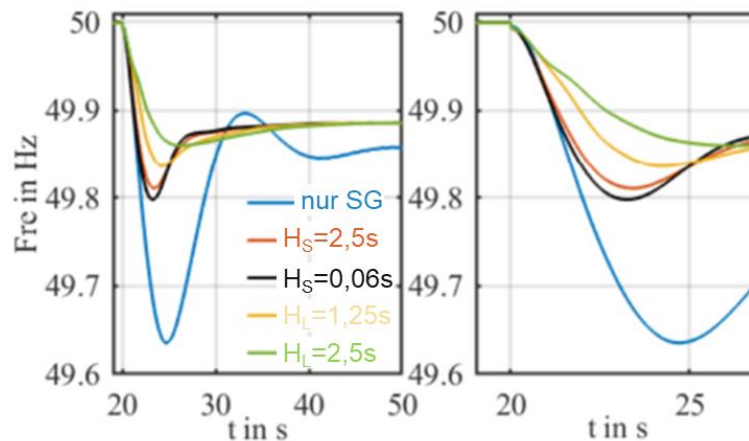


Abbildung 12: Ergebnisse für unterschiedliche Parametrierungen der virtuellen Trägheitskonstanten der netzbildenden Umrichterregelungen an den Knoten 9, 10 und 11 im Vergleich zum Verhalten des Systems, wenn nur Synchrongeneratoren vorhanden sind (Simulation nur für Regelzone B)

Letztlich muss das Energieversorgungsnetz auch während und nach **Kurzschlüssen** stabil betrieben werden und die Umrichter-basierten Anlagen müssen weiter stabil am Netz bleiben. Letzteres ist bereits heute eine TAR-Forderung. Durch die geringere Spannungsstützung aufgrund der geringeren Kurzschlussstrombeiträge bei Umrichter-basierten Anlagen ist die Systemstabilität aber bei hoher Durchdringung mit derartigen Erzeugungsanlagen besonders zu betrachten. Exemplarisch sind in Abbildung 13 für die Fehlerstelle F_3 (s. Abbildung 7) Spannungen an den Netzanschlusspunkten und Ströme der Umrichter dargestellt, wobei am gesamten Netz ausschließlich Umrichter mit netzbildender Regelung betrieben werden, deren Kurzschlussstrombeiträge entsprechend der gemessenen Netzimpedanz eingespeist werden. Erkennbar ist eine instantane Reaktion auf den Spannungseinbruch infolge des dreipoligen Kurzschlusses zum Zeitpunkt 1 s und dessen Klärung durch Schutzabschaltung nach 150 ms. Der Strom wird zudem durch die Regelung auf den vorgegebenen Grenzwert eingegrenzt. Nach Fehlerklärung werden schnell neue stationäre Arbeitspunkte erreicht und es sind keine stabilitätsgefährdenden Interaktionen zwischen den Umrichtern erkennbar.

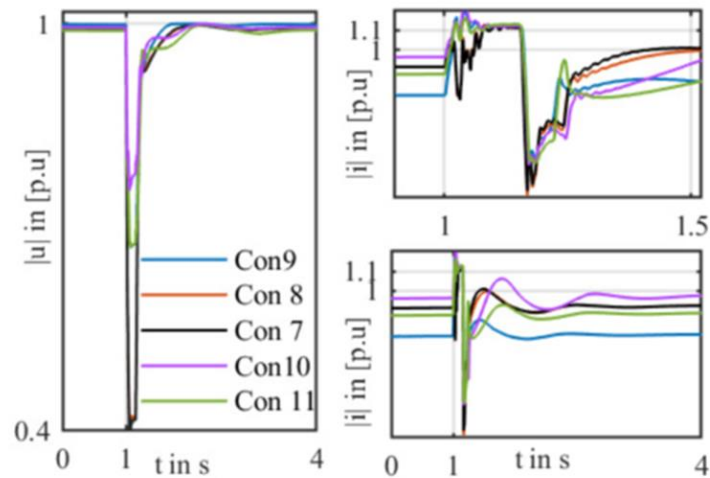


Abbildung 13: Ergebnisse von Spannungen und Strömen exemplarischer, elektrisch benachbarter Umrichter bei dreipoligem Kurschluss an Stelle F_3 im PST-16 Modellnetz

Zur Verdeutlichung, dass die entwickelte Regelung robust und ohne Umparametrierung weitgehend unabhängig von den Eigenschaften am Netzanschlusspunkt eingesetzt werden kann, zeigt Abbildung 14 Ergebnisse für einen Umrichter der mit sehr kleiner Bemessungscheinleistung von 10 MVA am Knoten K_0 angeschlossen wurde. Da auch der Blocktransformator auf diese Leistung dimensioniert wird, ist der Umrichter schwach über eine große Impedanz an das Netz angeschlossen. Bei identischer Parametrierung zeigt sich auch hier keine Instabilität für die Fehlerorte F_1 und F_2 , die elektrisch relativ nahe am betrachteten Umrichter besonders kritische Fälle darstellen. Der Umrichterstrom erreicht schnell und lange seine Grenze, die Regelung bleibt aber dennoch stabil.

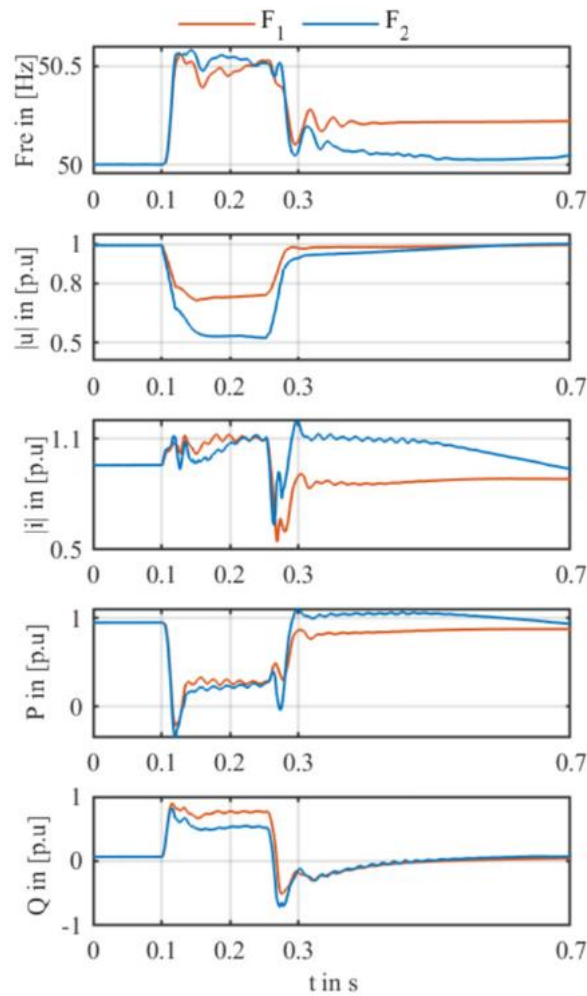


Abbildung 14: Ergebnisse der Spannungen und Ströme eines schwach angebundenen netz-
 bildenden Umrichters am Knoten K_0 bei dreipoligen Kurzschlüssen an den
 Fehlerorten F_1 und F_2

Auswahl und Modellierung von Netztopologien und Übertragungsaufgaben zur Demonstration der Leistungsfähigkeit der Regelungen

Die zwei bereits in Abschnitt I.3 motivierten Netztopologien zur Validierung der Leistungsfähigkeit der verwendeten Regelungen (vereinfachtes Modell des europäischen Verbundnetzes und reales Übertragungsnetz aus Äthiopien) wurden für alle im Projekt verwendeten Simulationsplattformen (RTS: Matlab Simulink / DSA: PSSE-Sincal / weitere Simulationen: PowerFactory) aufbereitet. Tabelle 1 verdeutlicht anhand der Betriebsmittellanzahl die Größe dieser Netze.

Tabelle 1: Beschreibende Daten der für den RTS aufbereiteten Netze

	Europäisches Netz (400 kV)	Äthiopisches Netz (132, 230, 400 und 500 kV)
Synchrongeneratoren	58	19
Transformatoren	58	46
Leitungen	156	158
Lasten	35	136
Blindleistungskompensationsanlagen	22	35
PV-Anlagen	35	
Windenergie Anlagen	32	3
Knoten	58	171

Die notwendige Aufbereitung auf verschiedenen Simulationsplattformen wurde dazu genutzt, Vergleiche zwischen den Ergebnissen anzustellen, die die verschiedenen Berechnungsplattformen liefern. Aufgrund unterschiedlicher Modellierungsansätze ergeben sich zwangsläufig Unterschiede. Für quasistationäre Leistungsflussberechnungen, für die als kritisch bei hoher Netzbelastung ausgewählten Übertragungsaufgaben, lagen diese für die komplexen Knotenspannungen durchweg bei weniger als 5%. Diese Abweichungen können auf Unterschiede in der Nachbildung der Blindleistungsbereitstellung durch spannungsregelnde Betriebsmittel wie Synchrongeneratoren und SVC zurückgeführt werden. Außerdem ergaben sich besondere Herausforderungen bei der für die Leistungsflussberechnungen zur Rechenzeitverringerung einzelne Umrichter-basierte Erzeugungsanlagen angestrebten vereinfachten Modellierung Umrichter-basierter Erzeugungsanlagen mit negativen Lasten, die unter Matlab Simulink nicht umsetzbar war und daher nur als Spannungsquelle modelliert werden konnten.

Bei der dynamischen Simulation ergaben sich insbesondere in transienten Übergangsbereichen Abweichungen, die aber auch 10% nicht überstiegen. Dennoch motiviert dies die Notwendigkeit, bei auf Simulationen basierenden Stabilitätsnachweisen eine „Security Margin“ einzuplanen. Die ist nicht nur wegen verfahrensinterner Unterschiede zwischen Berechnungsplattformen erforderlich, sondern auch, weil das tatsächliche Verhalten einzelner Komponenten im Netz, etwa das spannungs- und frequenzabhängige Verhalten der realen Lasten bestenfalls näherungsweise bekannt ist.

Eine besondere Herausforderung im Projektverlauf war es, die Netze auf dem RTS performant mit der für den angestrebten Zweck notwendigen Simulationsschrittweite von maximal 50 μ s simulieren zu können. Bereits für die Ausgangsnetze konnte dies erst nach Erhöhung der RTS-Rechenkapazität erreicht werden. Nach Einbau der komplexeren netzbildenden Umrichterregelungen, der Erhöhung Ihrer Durchdringung oder unter Berücksichtigung der für Auswertungen und insbesondere der Gewinnung von Eingangsdaten für den DSA notwendigen Messungen (einschließlich simulierter Phasor Measurement Units – Synchrophasor Messeinheiten) waren neben weiterer Erhöhung der Rechenkapazität Aggregationen in den Modellen zur Verringerung der Modellkomplexität erforderlich. Diese Tätigkeiten einschließlich dem für die Simulation einzelner Ereignisse (Einzelausfall von Zweigen, Generatoren, etc.) notwendigen Disaggregation und Einbau von Schaltern haben deutlich mehr Zeit als geplant in Anspruch genommen. Zwar hat die Erhöhung der Rechenkapazität durch Verwendung weiterer Rechenkerne einen positiven Effekt gehabt, die effiziente Aufteilung der Subsysteme auf zuletzt neun Rechenkerne erforderte eine aufwendige iterative Optimierung und intensiven Austausch mit dem RTS-Lieferanten.

Aufbau des PHIL hinsichtlich RTS, Verknüpfung mit Laborgeräten, erforderlicher Informations- und Kommunikationstechnologie sowie DSA

In diesem Forschungsprojekt wurde ein Demonstrator errichtet, der Eigenschaften von netzbildenden Regelungen und neue Betriebsführungskonzepte visualisieren kann. Zu diesem Zweck muss der Demonstrator jederzeit in der Lage sein interaktionsfähig zu bleiben, ohne z.B. Modellsimulationen anzuhalten. Zudem sollen für PHIL-Prüfungen reale Betriebsmittel, wenn auch in der Leistung herunterskalierter Bemessung eingebunden werden. Dies ermöglicht zum einen die Berücksichtigung der Auswirkungen von unvermeidbaren Messungenauigkeiten, Toleranzen sowie von Kommunikationslatenzen. Zum anderen wird die Belastbarkeit der simulativ erzielten Aussagen verstärkt, wenn auf Laboranlagen eben diese neuartigen Regel- und Betriebsführungskonzepte implementiert und erfolgreich getestet werden. Abschließend soll zusätzlich mit der DSA ein Hilfsmittel zur Bewertung der dynamischen Stabilität im Netzbetrieb einbezogen werden, um zu prüfen, ob neuartige Regelkonzepte mit bestehenden, handelsüblichen, Tools kompatibel sind.

Für die Interaktionskompatibilität über IKT-Netze muss der Simulationsprozess echtzeitfähig sein. Zu diesem Zweck wurde eine Echtzeit-Simulationsplattform benutzt. Dieser Echtzeitsimulator ist mit diversen Schnittstellen ausgestattet um digitale binäre, analoge und netzwerktechnische Signale zu empfangen und senden. Durch die Anbindung an ein physikalisches Labor wird eine Umsetzung von simulierten Echtzeitergebnissen zu physikalisch messbarer Spannung nötig. Die Ströme, welche sich aus der umgesetzten gemessenen Spannung ergeben müssen wieder in die Simulation gespeist werden – so latenzarm wie möglich. Diese umsetzende Einheit ist ein 4-Quadranten Steller, welcher ebenfalls über eine Schnittstelle an den Echtzeitsimulator angebinden wird. Der Laboraufbau besteht aus herunterskalierten, aber realitätsnahen, Bauteilen/Anlagen, welche mit der Simulation über realen Energieaustausch gekoppelt werden können. Einige Anlagenteile/Betriebsmittel können dynamisch parametrisiert oder gar umprogrammiert werden, wodurch die Möglichkeit besteht diverse Betriebskonzepte zu testen. Der Laboraufbau, der bereits in Abbildung 2 vorgestellt wurde, besteht aus folgenden Betriebsmitteln:

- Echtzeitsimulator und 4-Quadranten Steller
- Statische und dynamische Lastnachbildungen
- Solaranlagenachbildung
- Batteriespeicher
- Synchrongenerator
- Onshore-Windenergieanlage (DFIG)
- HVDC
- Offshore-Windenergieanlage (FSC)

Für die Einbindung des DSAs bzw. die zusätzlich verfügbaren großflächigen Messsysteme (WAM-Systeme) müssen weitere Messgrößen erfasst werden, welche über Zeitsignale synchronisiert werden. Daher umfasst der Laboraufbau zusätzlich eine Zeiterfassung (GPS) und Synchronphasor-Messeinheiten. Diese Funktionen werden durch Standard-Schutzgeräte (PD) bereitgestellt und im Messaufbau verteilt.

Die statische Lastnachbildung besteht aus ohmschen, kapazitiven und induktiven Lasten. Diese können manuell verstellt werden. Die ohmsche Last kann stufenlos und die induktive und kapazitive Last in dedizierten Stufen eingestellt werden. Zusätzlich kann nach Bedarf an geeigneter Stelle eine schaltbare Kondensatorbank installiert werden, um den Leistungsfaktor anzupassen. Die dynamische Last besteht aus einer Asynchronmaschine. Belastet wird die Maschine durch eine gekoppelte Servomaschine, welche in allen Betriebsarten/Quadranten dynamisch betrieben werden kann.

Die Solaranlagenachbildung umfasst eine Gleichspannungsquelle, welche anhand verschiedener Solarzellenspezifikationen bzw. Kennlinien, und Kennwerte der Sonneneinstrahlung, statisch und auch dynamisch angepasst werden kann. Diese Gleichspannung wird von einem handelsüblichen Solarwechselrichter in das Versuchsnetz eingespeist. In Kombination mit dem Batteriespeicher kann eine Ein- und Ausspeicherung von Energie realisiert werden, die dynamisch, computergestützt zusätzliche Regelenergie bereitstellen kann. Beide Wechselrichter sind nicht manuell programmierbar, sondern nur in ihren vorgesehenen Betriebsmodi betreibbar. Durch die Einbindung des Kontrollcenters und damit verbundenen Mess- und Sollwerten können jedoch in eben diesen Regelungsroutinen hinterlegt werden, die neuartige Betriebskonzepte konzeptionell umsetzungsfähig einbinden können.

Zur Umsetzung diverser Typ1 EZE wird eine Synchronmaschine in das Versuchsnetz eingebunden. Diese wird auch über einen angeschlossenen Servomotor angetrieben und ist hier im Stande, bidirektional zu operieren – unter anderem zur Abbildung von Pumpspeicherkraftwerken. Die Steuerung erfolgt durch eine softwaretechnische speicherprogrammierbare Steuerung (SPS), welche auch die Emulation von physikalischen Größen, wie z.B. Schwungmasse, möglich macht. Zusätzlich können statische Betriebspunktvorgaben ebenso durch das Kontrollcenter oder vor Ort erfolgen. Da beide Wellenenden der Modell-Synchronmaschine ausgeführt sind ermöglicht ein zusätzlicher Servomotor die dedizierte Emulation einer größeren Schwungmasse. Der Vorteil liegt darin, dass dieser Servomotor durch eine direkte Mikrocontroller-Steuerung geregelt wird und damit flexibel programmierbar ist. Sonst werden die Servomotoren

standardmäßig über eine USB-Schnittstelle mit der Versuchsstandsteuerung verbunden und die Regelung basiert auf die SPS, welche Zykluszeiten von ca. 10-15 ms aufweist. Die Erregung wird über einen Spannungssteller gesteuert, der wiederum durch ein Multifunktionsmessgerät gesteuert wird, das die Stellwertbefehle über das Netzwerk von der SPS empfängt.

Zur Einbindung von Windtechnik sind beide heute gängige Windkraftanlagentypen DFIG und Vollumrichter im Labor vorhanden. Die Vollumrichteranlage (FSC) entspricht mit einer permanent erregten Synchronmaschine als Generator der üblichen Umsetzung. Für große Offshore-Anlagen kann zusätzlich zur Abbildung der Übertragung großer Leistungen auf langen Leitungswegen, eine HVDC dazwischengeschaltet werden. Die DFIG-Anlage kann nur begrenzt (aufgrund des physikalischen Aufbaus und der Rechenkapazität) modifiziert/umprogrammiert werden, so dass hauptsächlich nur ein Betrieb in den herstellertypischen vorgegebenen Betriebsmodi gewählt werden kann. Die HVDC hingegen kann - in den Grenzen der verfügbaren Rechenkapazität des Microcontrollers - frei programmiert/ergänzt werden. Der Vollumrichter wurde während der Projektlaufzeit in Zusammenarbeit mit dem Hersteller des restlichen Equipments weiterentwickelt. Daher ist eine externe Steuerung durch das Kontrollzentrum nicht möglich. Das Regelungskonzept lässt sich jedoch auch auf die HVDC übertragen und diese so umfunktionieren.

Der 4-Quadrantensteller ist über eine Kommunikationsschnittstelle mit sehr geringer Latenz an den Echtzeitsimulator angebunden. Diese und die durch die hardwaretechnische Stellzeit der Ausgangsstufe verursachten Latenzen sorgen in einem geschlossenen Regelkreis für mögliche Instabilitäten im Betrieb. Dieser geschlossene Regelkreis tritt bei Einsatz in einem PHIL auf, da nicht nur Spannungswerte übertragen werden, sondern auch die entstehenden Ströme gemessen und zurück übertragen werden müssen. Zusätzlich sind bei der Strommessung weitere Ungenauigkeiten einzubeziehen. Diese beiden Gründe führen dazu, dass für einen zuverlässigen Betrieb die Betrachtung von Schnittstellen-Algorithmen unumgänglich ist. Dazu wurde im Projektverlauf verschiedene Algorithmen erprobt, um letztendlich eine effiziente Lösung auswählen zu können. Unter dem Schlagwort der Interface-Algorithmen wird dieses Problem in der Literatur behandelt. Dabei gibt es verschiedene Ansätze und resultierende Probleme. Entscheidungskriterium hierbei ist häufig das Verhältnis der simulierten Netzimpedanz zur Labor Netzimpedanz, welche sich aber gerade in der dynamischen Betrachtung durchaus ändern kann (Kurzschluss, Leistungsflussänderung, ...). Im vorliegenden Fall erwies sich letztendlich eine relativ einfache Umsetzung mit der „ideal transformer method“ aufgrund der Übersetzungsverhältnisse zwischen simuliertem Übertragungsnetzprozess im RTS und der Bemessung des Laborequipments als ausreichend.

Alle Anlagen können über separate Abgänge eines Doppelsammelschienenmodells mit Querverbinder und 7 Abgängen dynamisch zu- und abgeschaltet werden.

Die Messgeräte für das WAM-System und schließlich für das DAS-System werden an mögliche Knotenpunkte angeschlossen. Diese Messfunktion der Schutzgeräte (Synchrophasor Messung, über Prof. Krebs als Beiratsmitglied durch Siemens unentgeltlich zur Verfügung gestellt) benötigt dabei die Einbindung aktueller, hochpräziser Zeitangaben. Zu diesem Zweck wurde in den Echtzeitsimulator eine GPS-Zeitmessung integriert. Da diese Messsysteme auch in der Simulation umgesetzt werden, sind die Zeitsignale auch dort notwendig. Somit können durch die

zeitsynchronisierte Messung und Auswertung im Kontrollcenter über das ganze simulierte und im Labor betriebene Netz umfassende zeitgleiche Messungen ausgeführt werden und somit Analysen des dynamischen Verlaufs unter Berücksichtigung etwaiger Interaktionen durchgeführt werden. Dabei kann ein möglicher Knotenpunkt die Sammelschiene (Ausgang des 4-Quadrantenstellers) sein, sodass inhärent auch die Zeitverzögerungen/Winkeländerungen der Spannungsstellung gemessen werden können.

Für die IKT-Struktur wurden alle Kommunikations- und Messsignalwege in Betracht gezogen werden und nach standardisierten und üblichen Protokollen ausgewählt. Für die Messwertübertragung aus dem Simulator und die Einbindung in das Kontrollcenter wird das Standardprotokoll IEC-60870-5-104 verwendet. Dieses kann netzwerkbasierend für die Fernwirkleittechnik verwendet werden und unterstützt Messsignale und Sollwerte in ausreichender Präzision. Dieses Protokoll wird jedoch nicht von den Laboraufbauten unterstützt. Daher wurde hier das OPC-Protokoll verwendet. Dieses ermöglicht bei ähnlicher Datensicherheit, die Performanz ähnlich zum IEC-60870-5-104 zu wählen, sodass beide Anbindungen an das Kontrollcenter gleichgestellt sind. Für die Anbindung der PMU-Messwerte wird das Standardprotokoll C37.118 für Synchrophasoren verwendet, da dieses für den performanten und großflächigen Einsatz eben dieser Messgrößen gedacht ist. Dieses Protokoll ist neben dem Einsatz im Echtzeitsimulator auch in dem Laboraufbau verwendet worden.

Anwendung des PHiL zum Nachweis der Leistungsfähigkeit der neuen Umrichterregelungen

Um die netzbildenden Eigenschaften von ausgewählten Regelungen in der Realität zu zeigen wurden zusätzlich zu den Simulationen auch Versuche mit dem PHiL-Labor durchgeführt. Diese umfassen exemplarische Untersuchungen zu Winkelsprüngen, Frequenzereignissen und FRT-Verhalten, d.h. das stabile Verbleiben am Netz während und nach Spannungseinbrüchen/Überschreitungen (wie z.B. bei Kurzschlüssen). Das verwendete Laborequipment umfasst Messeinrichtungen, wie Messgeräte der Netzqualität oder ein Oszilloskop, den Verstärker für die Kopplung mit dem Echtzeitsimulator und die zu untersuchende Hardware (Umrichter-Systeme).

Da das simulierte Netzwerk auf jede Änderung des PHiL-Systems empfindlich in der Frequenzantwort reagieren kann, wird das System so abgestimmt, dass bei Verwendung der einstellbaren ohmschen Last im PHiL-Betrieb statisch die Sollfrequenz von 50 Hz erreicht wird. Die netzbildende Regelung wird auf einen 2-Level Wechselrichter, nämlich der HVDC-Nachbildung, im Laborsystem implementiert.

In diesem Abschlussbericht werden Ergebnisse für die Anbindung des netzbildenden Umrichters auf DVC-Basis an einem Knoten der deutschen Regelzone im europäischen Modellnetz gezeigt, von dem ein Teil im RTS detailliert nachgebildet wurde, der verbleibende Synchroneratoren enthält. Eine Stromlimitierung ist hierbei in der DVC-Regelung nicht aktiv. Diese Untersuchungen sollen exemplarisch aufzeigen, dass sich die entwickelten Regelungen auch im PHiL-Aufbau als leistungsfähig und robust erwiesen haben.

Wie bereits oben bei den exemplarischen Ergebnissen der reinen Simulation angesprochen, stellen Winkelsprünge und Spannungseinbrüche kritische und daher besonders intensiv diskutierte Anwendungsfälle für netzbildende Umrichterregelungen dar. Daher werden hier im

Abschlussbericht Ergebnisse für positive und negative **Winkelsprünge**, die durch Leitungsschaltungen im Modellnetz realisiert wurden, sowie für exemplarische **Spannungseinbruchereignisse** gezeigt. Ferner werden netzbildende Umrichter als systemische Lösung für die Frequenzstabilität diskutiert, so dass ebenfalls das Verhalten bei **Frequenzänderungen** aufgezeigt wird.

Abbildung 14 unterstreicht, dass sich die Umrichterregelung auf der Hardware bei **Winkelsprüngen** wie geplant netzbildend verhält. Das Bild in der Mitte zeigt als vergrößerten Ausschnitt aus dem Spannungsverlauf der Phase 1 den jeweils erzeugten Winkelsprung von $\pm 10^\circ$, die übrigen Bilder die Stromantwort des Umrichters.

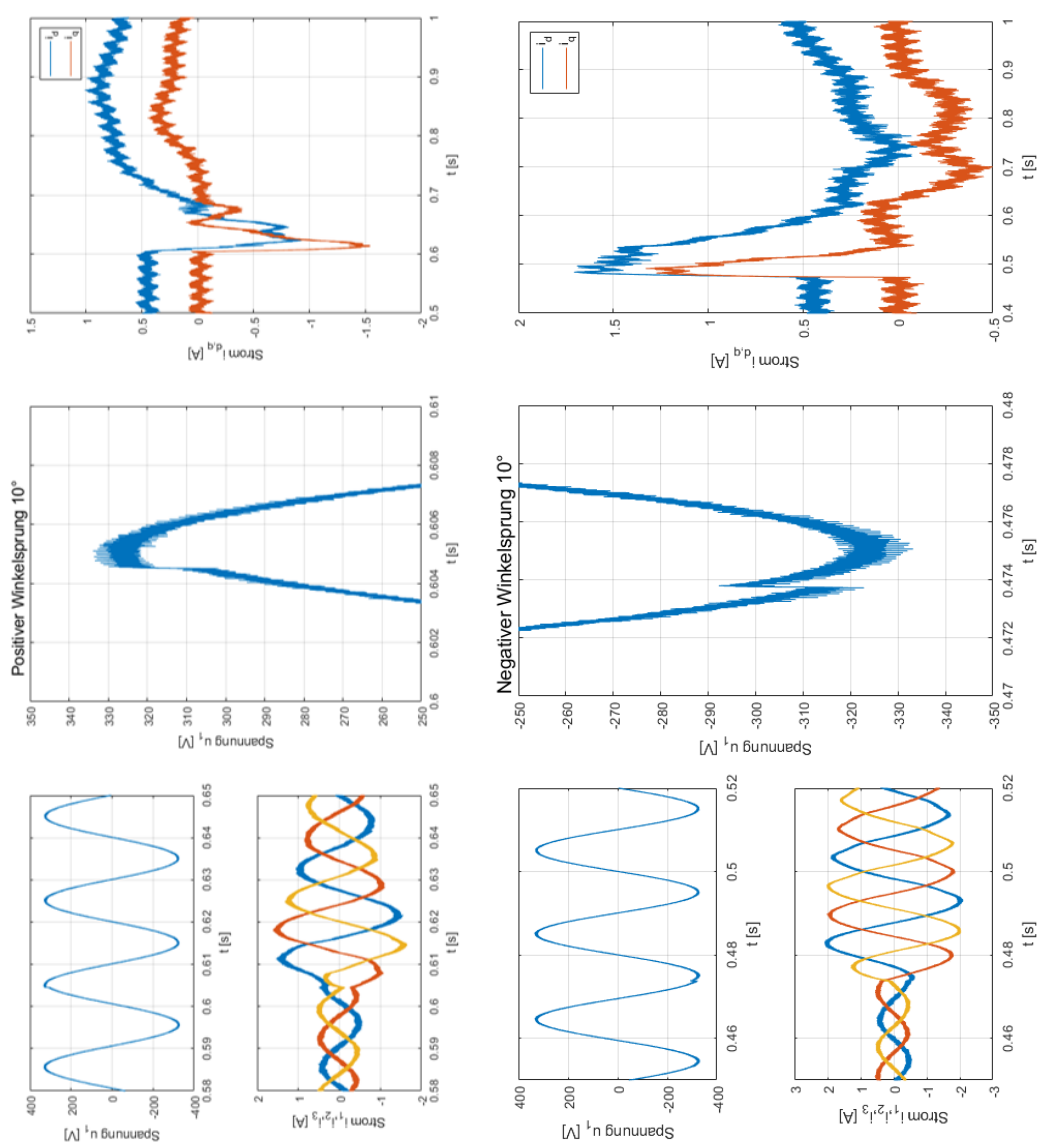


Abbildung 15: Verhalten der netzbildenden DVC-Regelung beim Test auf Laborequipment im PHIL bei Winkelsprüngen.

Die virtuelle Trägheit des netzbildenden Umrichters wird dahingehend ersichtlich, als dass sie je nach Richtung des Winkelsprungs beschleunigt oder abgebremst werden muss. Wie gefordert ändert sich nach dem Winkelsprung instantan die Magnitude des Stroms, und damit auch

die Steigung innerhalb der Teilhalbwelle. Mit Hilfe der dq-Zerlegung (rechte Seite der Darstellungen) wird erkenntlich, dass beim positiven Winkelsprung der Wirkleistungsbetrag (d-Anteil) des Stromes abnimmt und in diesem Fall sogar negativ wird. Eine verringerte Einspeisung, oder anders herum höhere Einspeicherung ist gleichbedeutend mit der Beschleunigung der virtuellen Schwungmasse. Diese ist notwendig, damit der Umrichter mit entsprechender Verzögerung dem vorausgeeilten Winkel folgt und unter den alten Arbeitspunkten die interne Frequenz wieder synchron zur Netzfrequenz verläuft. Beim negativen Winkelsprung stellt sich der jeweils umgekehrte Fall ein. Der in beiden Fällen zu verzeichnende Anstieg in dem q-Anteil, also der Blindleistung, lässt sich über eine Superposition von zwei Effekten beschreiben. Zum einen sieht der Regelungsalgorithmus hochdynamisch eine Reduzierung der Spannungsamplitude, auf die im Sinne eines Spannungsquellenverhaltens instantan reagiert wird. Zum anderen wirkt sich durch das relativ hochdimensionierte Netzfilter – und auch dementsprechend wirksamer Resistanz – die Erhöhung der Stromamplitude (hier im d-Anteil) als ein höherer Spannungsfall aus. Daraus regelt der netzbildende Umrichter Blindleistung ein, um der Spannungsänderung entgegen zu wirken. Mit Abklingen der Reaktion im d-Kanal, klingt folglich auch die Reaktion im q-Kanal ab. Zusammenfassend veranschaulicht dies die träge Reaktion und Synchronisation der DVC bei Winkelsprüngen. Durch die Bereitstellung der virtuellen Trägheit ergibt sich die Möglichkeit, die Frequenzstabilität zu stützen.

Das betrachtete Szenario bei **Frequenzänderung** ist die Zuschaltung von einer zusätzlichen hinreichend großen Last im Labor. Abbildung 16 zeigt oben das Frequenzverhalten des Systems ohne DVC im Labor. Das untere Diagramm verdeutlicht, dass mit Einsatz des DVC-Umrichters der Frequenzgradient (Rocof) deutlich verringert wird. Während sich stationär eine Frequenz entsprechen des Zusammenspiels der FCR-Statiken aller beteiligten Erzeugungsanlagen im Netz ergibt, kann mit einem verringerten Rocof und schneller möglicher Primärregelung durch den netzbildenden Umrichter die maximal im dynamischen Vorgang auftretende Frequenzabweichung deutlich verringert werden. Das Umrichterverhalten lässt sich wiederum gut aus der Analyse der dq-Komponenten des Stromes analysieren (Abbildung 17), wo neben einer instantanen Reaktion im Wirkstrom i_d unmittelbar nach Lastzuschaltung die Erhöhung durch die FCR erkennbar wird. Der Messschrieb auf der Hardware-Seite des Umrichters (Abbildung 18) zeigt vor dem Ereignis einen positiven Offset, da dieser bereits vorher die ohmsche Last mitversorgt. Zum Endzeitpunkt des Frequenz-Events ist die Leistung negativ am Verstärker, so dass dieser Leistung aufnimmt, welche nur aus dem netzbildenden Umrichter – abzüglich ohmscher Last – stammen kann, hervorgerufen über die Primärregelung des netzbildenden Umrichters. Es ist ersichtlich, dass das netzbildende Verhalten und die Regelungen konzeptgemäß und robust funktionieren, obwohl durch die relativ geringe Taktfrequenz des Laborumrichters erhebliche Unruhe der elektrischen Größen zu verzeichnen ist. Auch führen die im Frequenzverlauf ersichtlichen Drehzahlschwingungen der Synchrongeneratoren nicht zu einem instabilen Systemverhalten.

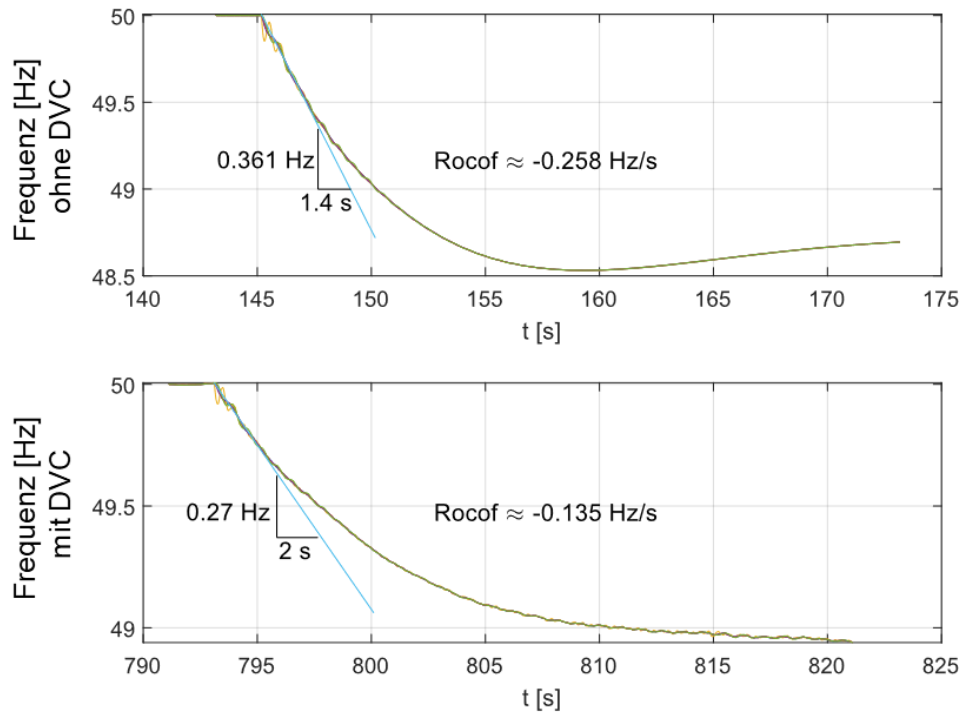


Abbildung 16: Frequenzverläufe bei Lastzuschaltung im PHiL mit und ohne DVC auf Laborequipment

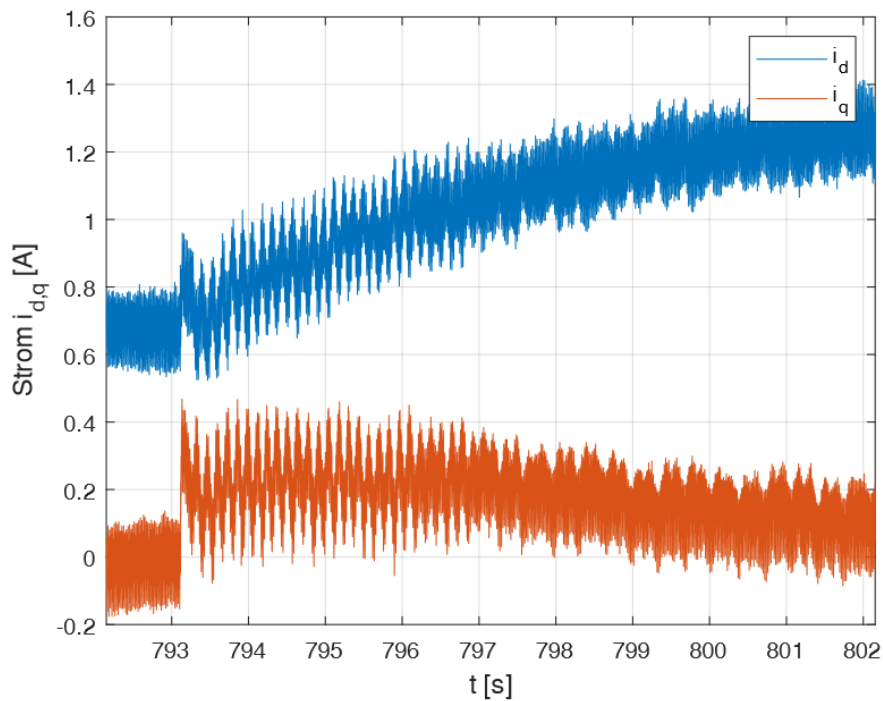


Abbildung 17: Ströme des Laborumrichters mit DVC-Regelung bei Lastzuschaltung

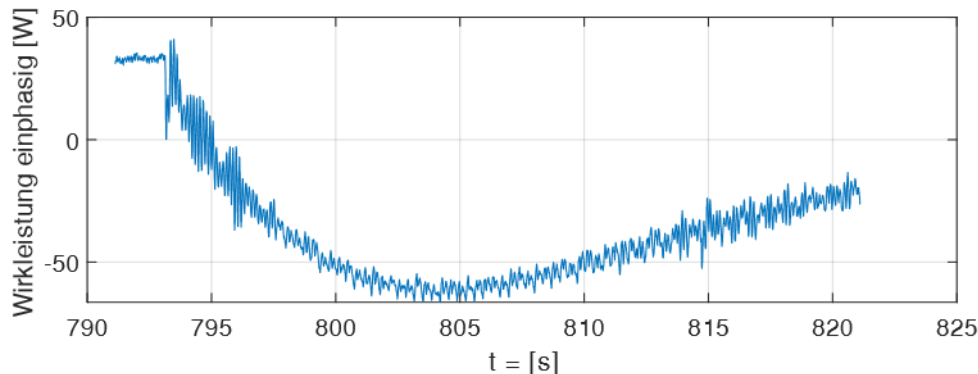
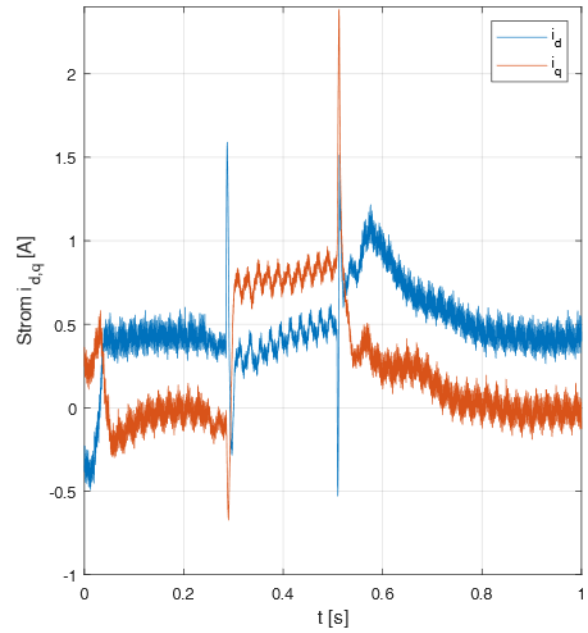
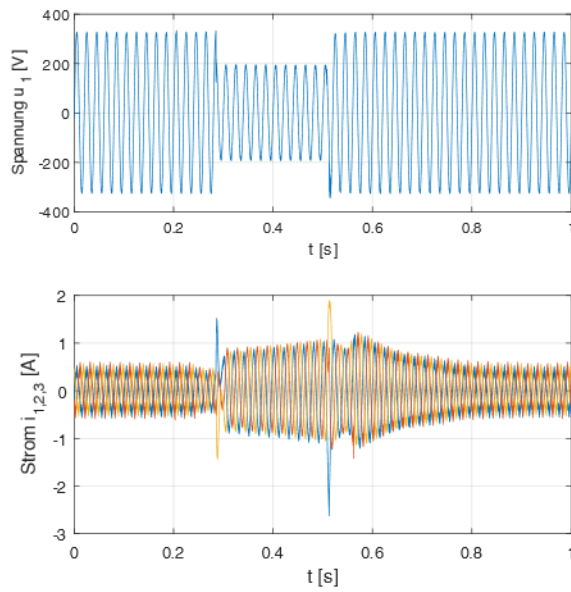


Abbildung 18: Einphasig gemessene Wirkleistung am Verstärker bei Lastzuschaltung im PHiL

Die in Abbildung 19 dargestellten Spannungseinbrüche wurden auf Hardwareebene mit Hilfe einer Fehlerbox erzeugt. Diese ermöglicht zu einem bestimmten Winkel im Sinus einen Amplitudensprung mithilfe eines induktiven Spannungsteilers zu erzeugen. Dargestellt sind exemplarische Untersuchungen für Spannungseinbrüche auf 60% für eine Dauer von 150 ms. Die zu erwartende Reaktion ist eine instantane Bereitstellung von Blindleistung, um die Netzspannung zu stützen und dem Spannungseinbruch entgegenzuwirken. Diese muss sich in einem entsprechend erhöhten Blindstrom i_q bei dq-Zerlegung des Umrichterstroms zeigen. Die DVC soll in der für diese Versuche verwendeten Umsetzung einen zusätzlichen Blindstrom proportional zur gemessenen Spannungsbetragsänderung mit einem Faktor k_U einregeln. Zur Analyse dieses Faktors wurde der Fehler mit zwei unterschiedlichen k_U -Werte – 1 und 4 – durchgeführt. Konzeptgemäß wird auch ein jeweils angepasster zusätzlicher Blindstrom eingeregelt. Die für netzbildende Umrichter exklusive instantane Reaktion bleibt dabei in beiden Fällen annähernd gleich, nur der statische Endwert der Blindleistung im Fehlerfall ändert sich. Die instantane Reaktion des Umrichters in der d-Achse beschreibt dabei die Beschleunigung und sofortige Verzögerung der virtuellen Masse, welche sich aus der Frequenzfassung und Synchronisation ergibt. Unmittelbar nach Spannungseinbruch wird die Amplitudenänderung als Winkelsprung interpretiert, woraus dieses Verhalten resultiert. Dies wird jedoch in weniger als eine Netzperiode wieder durch Verzögerung kompensiert und schlussendlich während des Fehlers ein recht konstanter Arbeitspunkt für die Wirkleistung gefunden. Im Fall $k_U = 4$ wird der Grenzstrom praktisch vollständig durch den Blindstrom belegt, so dass der Wirkstrom gegen Null tendiert. Bei hier simulierter konstanter mechanischer Antriebsleistung bedeutet dies, dass die virtuelle Masse beschleunigt. Daher muss dies durch eine erhöhte Wirkleistungsabgabe nach dem Fehler kompensiert werden. Grundsätzlich verdeutlicht dies die Gefahr der Analogie zur transienten Instabilität wie bei Synchronmaschinen, wird aber in der DVC durch das Synchronisierungskonzept abgefangen – wobei entsprechende Speichermöglichkeiten im Primärprozess vorhanden sein müssen.

$k_U=1$



$k_U=4$

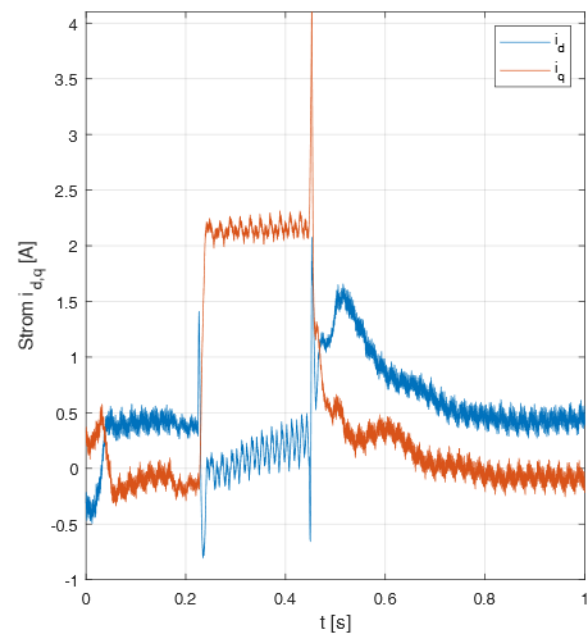
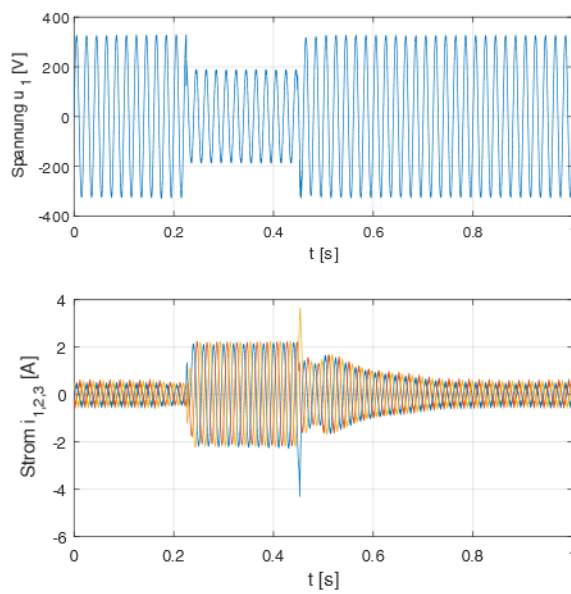


Abbildung 19: Spannungen und Ströme am Umrichter mit netzbildender DVC-Regelung bei hardwareseitig erzeugten Spannungseinbrüchen auf 60% der Nennspannung und unterschiedlichen k_U -Faktoren

2. Während der Durchführung des Vorhabens bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Aufgrund des hochaktuellen Themas in der Politik, Wirtschaft und Forschung wurden parallel zu dieser Forschung an anderen Stellen Ergebnisse zu ähnlichen oder gleichen Themen veröffentlicht. Diese haben wir während des Forschungsvorhabens in die Analyse für unsere Arbeiten berücksichtigt. Besonders hervorzuheben sind hier Papiere:

- VDE FNN Hinweis – Netzbildendes und systemstützendes Verhalten von Erzeugungsanlagen [33]
- VDE FNN Hinweis – Spannungseinprägendes Verhalten von HGÜ-Systemen und nichtsynchrone Erzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung [34]
- 4-ÜNB-Papier zu Anforderungen an netzbildende Umrichter [35]
- ENTSO-E Technical Report – High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters [36]
- Papiere aus dem Projekt Netzregelung 2.0 [37 - 57]

Herauszustellen ist dabei, dass alle Papiere und Projekte darin übereinstimmen, dass das netzbildende Verhalten einen möglichen Lösungsansatz bildet, um die zukünftig absehbaren Herausforderungen für die Systemstabilität in einem von EE-Anlagen dominierten System zu lösen. Ebenso hat sich im Projektverlauf ein wissenschaftlicher Konsens zum grundsätzlichen Verhalten netzbildender Umrichter etabliert.

Mit dem 4-ÜNB Papier beziehen die ÜNB Stellung und postulieren mögliche Forderungen von Kerneigenschaften der netzbildenden Anlagen. Der technische ENTSO-E Bericht liefert dafür die Grundlage und zeigt die Notwendigkeit dafür auf. Ein VDE FNN Hinweis konzentriert sich auf das spannungseinprägende Verhalten von HVDC-Anlagen und deren Prüfmöglichkeit, wohingegen der andere FNN-Hinweis sowohl Typ1- als auch Typ2-Erzeugungsanlagen betrachtet. Das Forschungsprojekt Netzregelung 2.0 hat dabei versucht, erste Schritte in Richtung der fehlenden und dringend benötigten Normungsgrundlage zu gehen und im gleichen Zug Nachweisverfahren vorzuschlagen.

All diese Ansätze, Erkenntnisse, Spezialisierungen und Forderungen widersprechen keinem Ansatz der in diesem Forschungsprojekt verfolgt wurde. Sehr wohl bestärken sie die Bedeutung der erzielten Ergebnisse und den Bedarf weiterer Forschung auf diesem Gebiet.

3. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen des Ergebnisses

Im Projektverlauf wurden folgende Veröffentlichungen erstellt:

- Denecke, J.; Maherani, M. & Vennegeerts, H.: Current limitation in fully grid-forming direct voltage control. 20th Wind Integration Workshop – International workshop on large-scale integration of wind power into power systems as well as on transmission networks for offshore wind power plants, Berlin, September 2021

- Maherani, M. & Vennegeerts, H.: Current Limitation Control through the Angle of Grid Impedance for Grid-Forming Direct Voltage Control. IEEE PES ISGT EUROPE 2022, Novi Sad, Serbia
- Maherani, M.; Denecke, J. & Vennegeerts, H.: Current Limitation based on fast voltage control for fully grid-forming Direct Voltage Control. IEEE ENERGYCON 2022, Riga, Latvia
- Maherani, M.; Denecke, J. & Vennegeerts, H.: Flexible parameterizable grid-forming converter control by separated fast synchronization and slow inertia response control loops of Direct Voltage Control. IFAC-CPES 2022, 11th Symposium on Control of Power and Energy Systems, Moscow, Russia
- Maherani, M. & Vennegeerts, H.: Complementary Current Limitation Control for Grid-Forming Direct Voltage Control. SEGE 2022, 10th International Conference on Smart Energy Grid Engineering, Ontario, Canada
- Maherani, M.; Denecke, J. & Vennegeerts, H.: A Comprehensive Study of the Full Grid Forming Direct Voltage Converter Control. Submission as an IET Research Journal Paper for IET Generation, Transmission & Distribution (under Review)

Ferner wurde auf Gremiensitzungen in Form von Vorträgen unterschiedlicher Dauer über das Projekt berichtet.

III. Zusammenfassung

In einem zukünftigen Energieversorgungssystem mit 100% auf erneuerbaren Quellen basierenden Erzeugungsanlagen müssen diese zumeist über Umrichter in das Netz einspeisende Anlagen die Systemstabilität sicherstellen, die heute noch vor allem auf der Existenz hinreichend vieler und im Netz verteilter Synchrongeneratoren beruht.

Als eine systemische Lösung für diese Herausforderung werden in der Branche netzbildende Umrichterregelungen angesehen, da sie in der Lage sind, die erforderlichen netzstabilisierenden Funktionen instantan und intrinsisch bereitzustellen. Grundsätzliche qualitative Anforderungen an ein netzbildendes Verhalten wie Spannungsquellenverhalten, die Wirkung als Senke für Unsymmetrien und Oberschwingungen, eine intrinsische Reaktion auf Winkel-/Frequenzänderungen bei der Wirkleistung sowie auf Spannungsbetrags- und Netzimpedanzänderungen beim Strom sind anerkannt, die genauen Anforderungen aber noch nicht detailliert ausformuliert. Außerdem haben bisher publizierte Ansätze jeweils spezifische Schwächen, insbesondere in der universellen Einsatzbarkeit und Stabilität.

im Projekt NextGrid wurden daher netzbildende Regelungskonzepte unter der Gestaltungsziel eines robusten Einsatzes mit gleicher Parametrierung unabhängig vom Einsatzort, getrennter Parametrierungsfähigkeit der netzbildenden Eigenschaften, Gewährleistung der Stromlimitierung durch die Umrichterregelung, stabiles Zusammenwirken untereinander und im Parallelbetrieb mit Synchrongeneratoren sowie dem flexiblen Einsatz unterschiedlicher Synchronisierungsmethoden und der Einstellung des Winkel des Fehlerstrombeitrags entwickelt. Diese wurde in umfangreichen Simulationen getestet und optimiert. Zudem wurden in einem dafür aufgebauten Power-Hardware-in-the-Loop-Labor diese Regelungen unter realitätsnahen

Bedingungen von unvermeidbaren Messfehlern, verzerrten Eingangsspannungen und etwaigen Kommunikationslatenzen getestet. Im Ergebnis kann nachgewiesen werden, dass die Systemstabilität in zukünftigen umrichterdominierten System mit derartigen Regelungen sichergestellt werden kann.

IV. Literaturverzeichnis

- [1] 50Hertz, Amprion und T. TenneT, „Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045,“ 2023.
- [2] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, „Teilpaket 1 Abschlussbericht Studie - Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte im Rahmen der Langfristanalysen gemäß §34(1) des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG),“ 2020.
- [3] Qoria, T., Li, C., Oue, K., Gruson, F., Colas, F., Guillaud, X., „Direct AC voltage control for grid-forming inverters,“ *Journal of power electronics*, pp. 198-211, 2020, 20.
- [4] Fang, J., Li, H., Tang, Y. and Blaabjerg, F., „On the Inertia of Future More-Electronics Power Systems,“ in *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2019, 7.
- [5] Dreidy, M., Mokhlis, H. and Mekhilef, S., „Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources,“ in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017.
- [6] Milano, F., Dörfler, F., Hug, G., Hill, D. and Verbič, G., „Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems,“ in *Proc. of the Power Systems Computation Conference (PSCC)*, June 2018.
- [7] Pan, D., Wang, X., Liu, F., and Shi, R., „Transient Stability of Voltage-Source Converters With Grid-Forming Control: A Design-Oriented Study,“ in *IEEE journal of emerging and selected topics in power electronics*, 2020, (8), 2.
- [8] Zhang, W., Remon, D. and Rodriguez, P., „Frequency support characteristics of grid-interactive power converters based on the synchronous power controller,“ *IET Renewable Power Generation*, pp. 470-479, 2017, (11), 4.
- [9] Chen, M., Zhou, D., and Blaabjerg, F., „Modelling, Implementation, and Assessment of Virtual Synchronous Generator in Power Systems,“ *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, pp. 39-144, 2020 (8), 3.
- [10] R. Hesse, D. Turschner und H.-P. Beck, „Micro grid stabilization using the virtual synchronous machine (VISMA),“ *Renewable Energy and Power Quality Journal*, pp. 676-681, 2009 (1), 7.
- [11] Y. Chen, R. Hesse, D. Turschner und H.-P. Beck, „Dynamic properties of the virtual synchronous machine (VISMA),“ *Renewable Energy and Power Quality Journal*, pp. 755-759, 2011, (1), 9.
- [12] Chen, Y., Hesse, R., Turschner, D. and Beck, H.-P., „Comparison of methods for implementing virtual synchronous machine on inverters,“ *Renewable Energy and Power Quality Journal*, pp. 734-739, 2012, (1), 10.
- [13] Peng, Z., Wang, J., Bi, D. et al., „The application of microgrids based on droop control with coupling compensation and inertia,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp. 1157-1168, 2018, (9), 3.

- [14] Zhang, C.-H., Zhong, Q.-C., Meng, J.-S. et al., „An improved synchronverter model and its dynamic behaviour comparison with synchronous generator,“ in In Proc. of the 2nd IET Renewable Power Generation Conference (RPG 2013), Beijing, China, Sept. 2013.
- [15] D’Arco, S., Suul, J. A. and Fosso, O. B., „A virtual synchronous machine implementation for distributed control of power converters in smartgrids,“ *Electric Power Systems Research*, pp. 180-197, 2015, 122.
- [16] Zhong, Q.-C., Weiss, G., „Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators,“ *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, pp. 1259-1267, 2011, (58),4.
- [17] Shintai, T., Miura, Y., Ise, T., „Reactive Power Control for Load Sharing with Virtual Synchronous Generator Control 2-5 June 2012,“ in in Proc. of the 2012 IEEE 7th International Power Electronics and Motion Control Conference – ECCE Asia, Harbin, China, 2-5 June 2012.
- [18] Denis, G., Prevost, T., Debry, M.-S., Xavier, F., Guillaud, X. and Menze, A., „The Migrate project: The challenges of operating a transmission grid with only inverter-based generation. A grid-forming control improvement with transient current-limiting control,“ *IET Renewable Power Generation*, p. 523–529, 2018, (12), 5.
- [19] Sadeghkhan, I., Golshan, M. E. H., Guerrero, J. M. and Mehrizi-Sani, A., „A current limiting strategy to improve fault ride-through of inverter interfaced autonomous microgrids,“ *IEEE Trans. Smart Grid*, (8), 5, pp. 2138-2148, 2017.
- [20] Paquette, A. D. and Divan, D. M., „Virtual Impedance Current Limiting for Inverters in Microgrids With Synchronous Generators,“ *IEEE Transactions on Industry Applications*, pp. 1630-1638, March-April 2015, vol. 51, no. 2.
- [21] Qoria, T., Gruson, F., Colas, F., Denis, G., Prevost, T. and Guillaud, X., „Critical Clearing Time Determination and Enhancement of Grid-Forming Converters Embedding Virtual Impedance as Current Limitation Algorithm,“ *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2020 (8), 2.
- [22] Schöll, C. and Lens, H., „Impact of Current Limitation of Grid-forming Voltage Source Converters on Power System Stability,“ 2020 IFAC-PapersOnLine (53), pp. 13520-13524, 2020.
- [23] Taul, M. G., Wang, X., Davari, P. and Blaabjerg, F., „Current Limiting Control With Enhanced Dynamics of Grid-Forming Converters During Fault Conditions,“ *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, (8), 2, pp. 1062-1073, 2020.
- [24] Rocabert, J., Luna, A., Blaabjerg, F., Rodríguez, P., „Control of Power Converters in AC Microgrids,“ *IEEE Transactions on Power Electronics*, pp. 4734-4749, 2012, (27), 11.
- [25] D’Arco, S., Suul, J. A. and Fosso, O. B., „Control System Tuning and Stability Analysis of Virtual Synchronous Machines,“ in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, Denver, USA, September 2013.
- [26] Neumann, T., Erlich, I., Paz, B. et al., „Novel direct voltage control by wind turbines,“ in *IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, 2016.

- [27] Erlich, I., Korai, A. and Neumann, T., „New Control of Wind Turbines Ensuring Stable and Secure Operation Following Islanding of Wind Farms,“ IEEE Transactions on Energy Conversion, pp. 1263-1271, 2017, (32), 3.
- [28] Korai, A., Denecke, J., Rueda Torres, J. L. and Rakhshani, E., „New control approach for blackstart capability of full converter wind turbines with direct voltage control,“ IEEE Milan PowerTech, pp. 1-6, June 2019.
- [29] Paolone, M., Gaunt, T., Guillaud, X. et al, „Fundamentals of Power Systems Modelling in the Presence of Converter-Interfaced Generation,“ in Electric Power Systems Research, 2020.
- [30] Tayyebi, A., Dörfler, F., Kupzog, F., Miletic, Z. and Hribernik, W., „Grid forming converters-inevitability, control strategies and challenged in future grids application,“ in In Proc. of the CIRED Ljubljana Workshop on Microgrids and Local Energy Communities, 2018.
- [31] Tayyebi, A., Anta, A. and Dörfler, F., „Grid-Forming Hybrid Angle Control and Almost Global Stability of the DC-AC Power Converter,“ IEEE Transactions on Automatic Control, pp. 1-16, 2022.
- [32] Teeuwssen, S.P., Erlich, I. and El-Sharkawi, M.A., „Neural network based classification method for small-signal stability assessment,“ in In Proc. of the PowerTech, June 2003.
- [33] FNN-Hinweis, VDE, Netzbildendes und Systemstützendes Verhalten von Erzeugungsanlagen, VDE FNN Netztechnik/Netzbetrieb, 2021.
- [34] FNN-Hinweis, VDE, Spannungseinprägendes Verhalten von HGÜ-Systemen und nichtsynchonen Erzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, VDE FNN Netztechnik/Netzbetrieb, 2020.
- [35] 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, „4-ÜNB-Papier zu Anforderungen an netzbildende Umrichter,“ SG HoBA, 2022.
- [36] ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources, „ENTSO-E Technical Report – High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters,“ 2020.
- [37] P. Unruh, R. Brand, A. Seibel und M. Jung, „Enhanced Grid-Forming Inverters in Future Power Grids,“ in 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe), Riga, Latvia, 2018.
- [38] F. Rauscher, E. Rebak und B. Engel, „Impact of inverters with virtual synchronous machine control in low voltage grids,“ in Solar Integration Workshop, Stockholm, 2018.
- [39] O. Schömann, T. Bülo, C. Hardt, R. Hesse, A. Falk, P. R. Stankat, H. Sadri und W. Krüger, „Experiences with Large Grid-Forming Inverters on Various Island and Microgrid Projects,“ in 4th International Hybrid Power Systems Workshop, Crete, Greece, 2019.
- [40] A. Kannan, M. Nuschke und D. Strau-Mincu, „LFC model for frequency stability analysis of prospective power systems with high shares of inverter based generation,“ in 2019 IEEE Milan PowerTech, Milan, Italy, 2019.

- [41] 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,“ in NEIS 2019; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, Germany, 2019.
- [42] A. Knobloch, C. Hardt, A. Falk und T. Bülo, „Grid stabilizing control systems for battery storage in inverter-dominated island and public electricity grids,“ in 13. GMA/ETG-Fachtagung Netzregelung und Systemführung, Berlin, Germany, 2019.
- [43] T. Bülo, A. Knobloch, C. Hardt, A. Falk, O. Schömann und L. Grebe, „Next Generation Utility Scale PV- and Storage Systems: New Steps towards a 100% Renewable Generation“.
- [44] F. Rauscher, B. Winter, J. Seidel und B. Engel, „Bewertung verschiedener Regelungsansätze für Speichersysteme zur Verbesserung der Kurzzeitfrequenzstabilität,“ in 16. Symposium Energieinnovation 2020, Graz, Austria, 2020.
- [45] A. Knobloch, T. Bülo, C. Hardt, A. Falk und G. Bettenwort, „PV-Speichersysteme für den stabilen und sicheren Betrieb regenerativ dominierter Energienetze,“ in 35. PV-Symposium, Bad Staffelstein, Germany, 2020.
- [46] P. Unruh, M. Nuschke, P. Strauß und F. Welck, „Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods,“ MDPI Energies, Special Issue Modern Power System Dynamics, Stability and Control, Bd. 13, Nr. 10, 2020.
- [47] A. Kannan, M. Nuschke, B.-P. Dobrin und D. Strauß-Mincu, „Frequency Stability Analysis for Inverter Dominated Grids during System Split,“ in 21st PSCC 2020 Conference, Porto, Portugal, 2020.
- [48] L. P. Ospina und T. v. Cutsem, „Power Factor Improvement by Active Distribution Networks During Voltage Emergency Situations,“ in 21st PSCC 2020 Conference, Porto, Portugal, 2020.
- [49] J. M. e. al., „Advanced Laboratory Testing Methods Using Real-Time Simulation and Hardware-in-the-Loop Techniques: A Survey of Smart Grid International Research Facility Network Activities,“ MDPI Energies, Special Issue Advancements in Real-Time Simulation of Power and Energy Systems, Bd. 13, Nr. 12, p. 3267ff, 2020.
- [50] L. D. P. Ospina und T. V. Cutsem, „Emergency Support of Transmission Voltages by Active Distribution Networks: A Non-Intrusive Scheme,“ IEEE Transactions on Power Systems, Bd. 36, Nr. 5, pp. 3887-3896, 2021.
- [51] B. O. Winter und B. Engel, „Voltage imbalance resilience and mitigation using grid forming inverters in low-voltage distribution grids,“ in 10th Solar & Storage Integration Workshop, Darmstadt, Germany, 2020.
- [52] F. Rauscher, T. Sauer und B. Engel, „Experimental validation of current limitation methods for grid forming inverters,“ in Virtual 19th Wind Integration Workshop, Online, 2020.
- [53] L. D. P. Ospina, V. U. Salazar und D. P. Ospina, „Dynamic Equivalents of Nonlinear Active Distribution Networks Based on Hammerstein-Wiener Models: An Application for

Long-Term Power System Phenomena,“ IEEE Transactions on Power Systems, Bd. 37, Nr. 6, pp. 4286-4296, 2022.

- [54] M. Nuschke, B. Engel und F. Rauscher, „Determination of the frequency characteristic of grid forming inverters by laboratory measurements,“ in NEIS Conference, Hamburg, Germany, 2021.
- [55] N. Wiese, D. Duckwitz, M. Nuschke, Y. Zhang und M. Braun, „Fault operation of grid-forming converters with focus on a system stability,“ in 11th Solar & Storage Integration Workshop, Berlin, Germany, 2021.
- [56] A. Knobloch, C. Hardt, A. Falk, T. Bülo, S. Scheurich, C. Khalfet, R. Hesse, T. Becker und R. Bhattia, „Synchronous Energy Storage System with Inertia Capabilities for Angle, Voltage and Frequency Stabilization in Power Grids,“ in 11th Solar & Storage Power System Integration Workshop, Berlin, Germany, 2021.
- [57] J. Heid, W. Schitteck, C. Hachmann und Martin Braun, „Unsymmetrische Beiträge zur Momentanreserve durch Erzeugung, Verbrauch und Speicher,“ in Konferenz Zukünftige Stromnetze, Berlin, Germany, 2022.