

Verbundprojekt Netzregelung 2.0 | Regelung und Stabilität im stromrichterdominierten Verbundnetz

Philipp Strauß, Thomas Degner

Fraunhofer IEE

Verbundprojekt Netzregelung 2.0

Netzregelung 2.0 hat gezeigt, dass das elektrische Verbundnetz durch netzbildende Regelungsverfahren mit Stromrichteranteilen von bis zu 100% stabil betrieben werden kann. Sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien können so realisiert werden. Konventionelle Stromrichter, die nicht netzbildend sind, können nur bis zu einem maximalen Anteil von etwa 60%-70% integriert werden. Sie müssen durch netzbildende Anlagen ergänzt werden.

Heute werden vorwiegend die klassischen fossil befeuerten und nuklearen Kraftwerke mit ihren Synchrongeneratoren eingesetzt. Zukünftig können diese Kraftwerke durch stromrichtergekoppelte netzbildende Anlagen ersetzt werden.

Unter den Projektpartnern sind die wichtigsten Stakeholder für die Einführung der Technologie:

- Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber
- Hersteller von Stromrichtern
- VDE-FNN, das Forum für Netztechnik und Netzbetrieb
- DENA, die Deutsche Energie Agentur
- DERlab e.V. - das internationale Exzellenznetzwerk von Prüflaboren
- Forschungsinstitute

Gemeinsam wurde die Technik der netzbildenden Stromrichter weiterentwickelt, Simulationen und Labortests durchgeführt und die folgenden Forschungsfragen bearbeitet und diskutiert.

Forschungsfragen

A | Stabiler Betrieb der Stromrichter im Verbundnetz

Netzbildende Regelungsverfahren mit optimierten Strombegrenzungsverfahren wurden weiterentwickelt

B | Räumliche Verteilung netzbildender Stromrichter

Eine räumliche Verteilung ist notwendig. Momentanreserve kann im Übertragungs- und im Verteilungsnetz bereitgestellt werden

C | Vermeidung ungewollter Inselnetze

Neue Verfahren zur Inselnetzerkennung wurden entwickelt

D | Technologien zur Bereitstellung von Momentanreserve

Batteriesysteme, Windenergieanlagen, PV-Anlagen, rotierende Phasenschieber, Statcoms, Lasten usw. können beitragen

E | Maximaler Anteil an Stromrichtern

Reines Stromrichternetz durch netzbildende Regelung möglich. Nahtloser Übergang mit unterschiedlichen Anteilen an Synchronmaschinen realisierbar

F | Spezifikation und G | Prüfung netzbildender Stromrichter

Spezifikation und neue Prüfverfahren wurden entwickelt u.a. für Elektrische Trägheit, Netzbildung, Dämpfung



Projektsteckbrief

Netzregelung 2.0
Laufzeit: 12/2017-8/2022
Budget: ca. 10,5 Mio. €

Koordination Fraunhofer IEE:
Dr. Philipp Strauß, Dr. Thomas Degner
philipp.strauss@iee.fraunhofer.de
www.iee.fraunhofer.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.



Netzregelung 2.0 | Forschungsfrage A: Mit welchen netzbildenden Regelungsverfahren kann das Verbundnetz stabil betrieben werden? Wie können Stromrichter ihre Stromgrenzen einhalten?

Philipp Strauß, Peter Unruh

Fraunhofer IEE

Hintergrund

Die Stabilität des elektrischen Verbundsystems beruht im Wesentlichen auf der elektrischen Trägheit. Bis heute wird diese von den Synchrongeneratoren der Kraftwerke bereitgestellt. Stromrichtergekoppelte Anlagen mit netzbildendem Regelungsverfahren können die stabilisierenden Eigenschaften übernehmen und konventionelle Kraftwerke vollständig ersetzen.

Fragestellung

Mit welchen netzbildenden Verfahren lassen sich Stromrichter so regeln, dass sie zum einen robust und zuverlässig funktionieren und zum anderen die Systemstabilität geeignet unterstützen? Die Schlüsselfrage hierbei ist die der Strombegrenzung: Eine spannungseinprägende Regelung ohne Strombegrenzung würde bei größeren Spannungsabweichungen unzulässig hohe Ströme zulassen, welche die Leistungshalbleiter schädigen.

Elektrische Trägheit und Netzbildung durch Einprägung der Spannung

Beitrag zur Gesamtträgheit durch sofortige Leistungsänderung:

- Im spannungseinprägenden netzbildenden Betrieb stellt der Stromrichter eine netzsynchrone Sinusspannung.
- Bei transienten Spannungsänderungen am Netzanschluss wird die Stromrichterspannung verzögert und gedämpft nachgeführt.
 - synchronisierendes Moment
 - dämpfendes Moment
 - elektrisches Trägheitsmoment
- Überströme, die zur Beschädigung der Halbleiter führen, müssen vermieden werden: Strombegrenzung muss vorgesehen werden

Strombegrenzungsverfahren

Die SelfLim-Regelung berechnet den zulässigen Bereich für die Sollspannung des Wechselrichters. Dieser ist abhängig von der Spannung am Anschlusspunkt, der Impedanz und dem maximal zulässigen Strom. Sollspannungsamplitude oder -winkel können priorisiert werden. Das netzbildende Verhalten bleibt erhalten.

Literatur: Netzbildende Stromrichter

"Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods". Peter Unruh, Maria Nuschke, Friedrich Welck, Philipp Strauß, MDPI Energies, Special Issue Modern Power System Dynamics, Stability and Control, May 2020
<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/10/2589/html>

Gefördert durch:

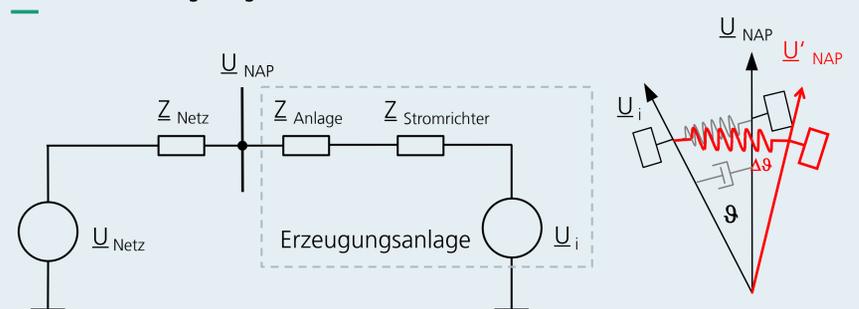


aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

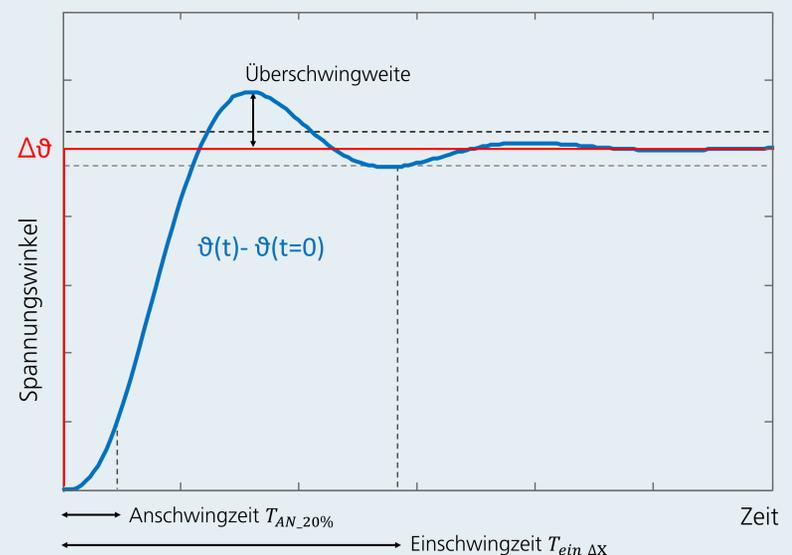
Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.



Nachführung des Spannungszeigers: Ersatzschaltbild zum Netzanschluss netzbildender Stromrichter mit Zeigerdiagramm



Träge und gedämpfte Nachführung des Spannungswinkels



Netzregelung 2.0 | Forschungsfrage B: Räumliche Verteilung netzbildender Anlagen

Thomas Degner¹, Florian Rauscher²

¹Fraunhofer IEE | ²elenia

Fragestellung

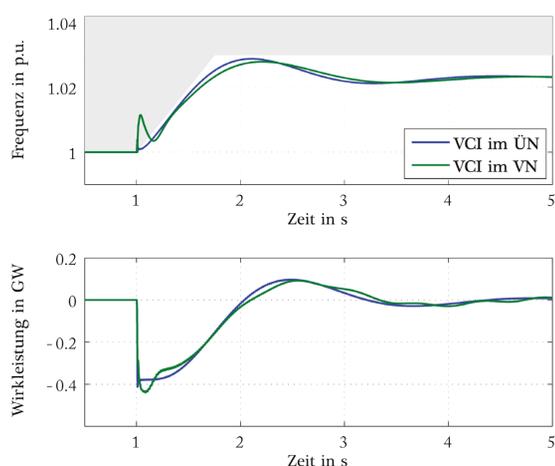
Netzbildende Stromrichter können viele Eigenschaften konventioneller, rotierender Generatoren übernehmen, die bisher für die Systemstabilität relevant waren. Batteriespeichersysteme, Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen sind bereits in großer Anzahl im Stromnetz angeschlossen, und zwar auf allen Spannungsebenen. Es stellt sich die Frage, ob netzbildende Stromrichter (VCI) in allen Neuanlagen eingesetzt werden sollten, oder ob nach Spannungsebenen differenziert werden sollte.

Ergebnisse

Diese Frage wurden unter dem Aspekt der Frequenzstabilität und der Erbringung von Momentanreserve untersucht. Als Störereignis wurde eine Netzauftrennung (System Split) betrachtet. Bei Netzauftrennungen tritt an der Trennstelle des Übertragungsnetzes (ÜN) ein Phasenwinkelsprung des Spannungszeigers auf. Die entstehende Wanderwelle breitet sich im Netz nahezu mit Lichtgeschwindigkeit aus.

Bereitstellung von Momentanreserve aus Hochspannungsnetzen

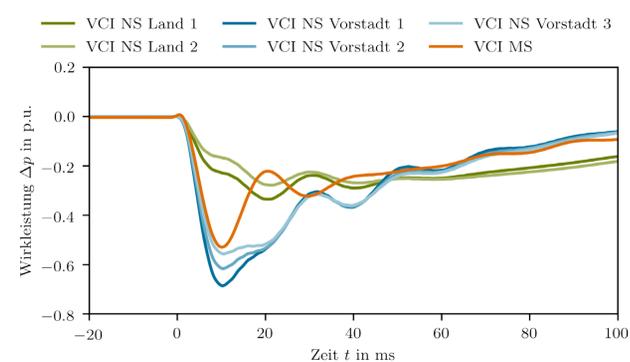
- In einem Testnetz wurde gezeigt, dass die notwendige Momentanreserve vollständig durch VCI am Hochspannungsnetz des Verteilungsnetzes (VN) erbracht werden kann.
- Ausschlaggebend für die Höhe des Beitrags ist die Impedanz zwischen netzbildender Anlage und dem Fehlerort – nicht die Spannungsebene.



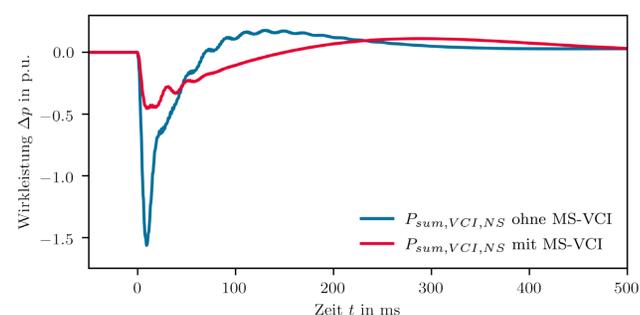
Simulationsergebnisse für Netzauftrennung im 100%-Umrichter-System, Vergleich VCI im ÜN und VCI im VN, gemessene Frequenz am NAP CCI (oben), Wirkleistungsaufnahme VCI (unten).

Bereitstellung von Momentanreserve aus MS- und NS-Netzen

- Untersuchungen in einem Testnetz, welches ein Übertragungsnetz (ca. 100 km Ausdehnung) sowie alle unterlagerten Netzebenen beinhaltet, zeigen, dass sich Phasenwinkelsprünge im gesamten Netz in weniger als einer Millisekunde ausbreiten.
- Die notwendige Bedingung für eine hinreichend schnelle Bereitstellung von Momentanreserve (in Diskussionen häufig < 5 ms) kann daher auch durch Anlagen aus NS-Netzen erfüllt werden.



Bei einem Phasenwinkelsprung reagieren netzbildende Stromrichter im Nieder-spannungsnetz (blau und grün) teilweise vor Anlagen im MS-Netz (orange). Dies hängt mehr von der Leitungslänge als von der Spannungsebene ab.



Netzbildende Einheiten in höheren Spannungsebenen führen dazu, dass (im gleichen Szenario) anteilig weniger Momentanreserve aus dem NS-Netz abgerufen wird.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

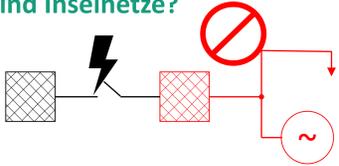


Netzregelung 2.0, Forschungsfrage C: Inselnetze

Winter, Björn Oliver¹

“Besteht ein Zielkonflikt zwischen den netzbildenden Eigenschaften spannungseinprägender Erzeugungsanlagen und der Anforderung auf Vermeidung ungewollter Inselnetze im Verteilnetz und wie ist dieser zu lösen?”

Was sind Inselnetze?



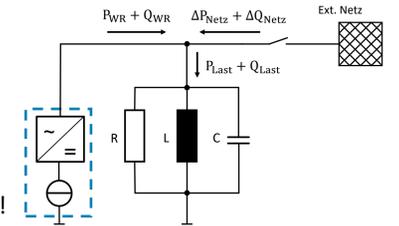
Lokaler ungewollter Weiterbetrieb eines Teilnetzes nach Ablösung vom Verbundnetz bspw. in Fehlerfolge

Wie wird dieser Herausforderung bis dato begegnet?

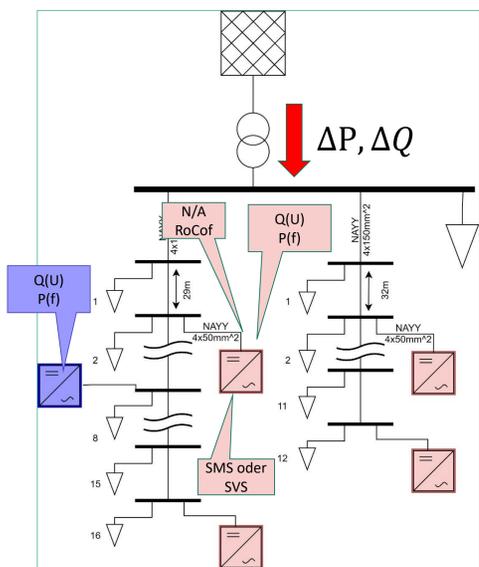
- TAR 4105:** Anforderung zur Implementierung wirksamer Erkennungsverfahren:
- NA-Schutz:** Trennt Umrichter vom Netz falls Spannung außerhalb d. Grenzwerte
- Passive & Aktive Erkennung:** Sensitiv für hohe RoCofs, OS, etc. in Inselnetzen
- Gezielte Destabilisierung der lokalen Insel im Falle der Bildung**

Wie werden diese Verfahren auf Wirksamkeit geprüft?

Prüfung im Schwingkreistest (DIN EN 62114)
Umrichter muss Inselung im Beisein eines Schwingkreises erkennen.
Nur indirekt über die Verschiebung des Stroms möglich!

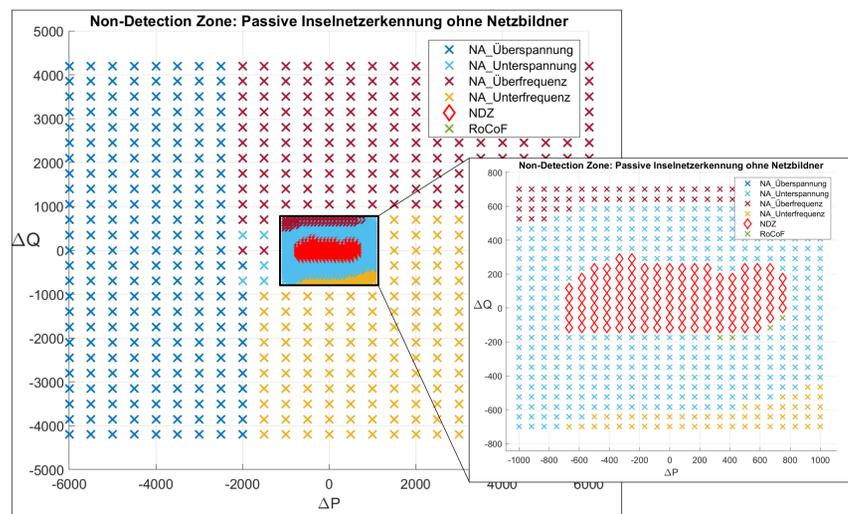


Wie wirken diese Verfahren im Netz?



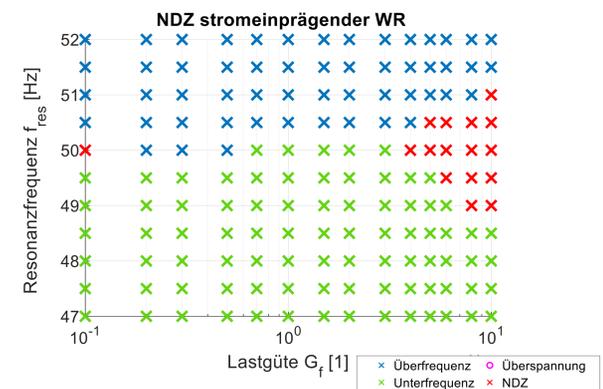
Benchmarknetz: Betrachtung komplexer Interaktionen in der Niederspannung

Passive Erkennung



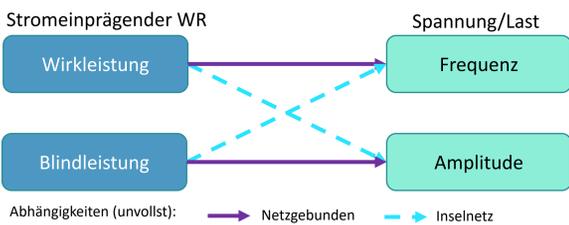
Einstellung einer spezifischen Austauschleistung ΔP , ΔQ mit dem Verbundnetz und anschließende Trennung. Löst der NA-Schutz oder die passive Erkennung aus, wird die Trennung erfolgreich erkannt. Falls nicht, stabilisiert sich die Insel (rote NDZ)

Aktive Erkennung:



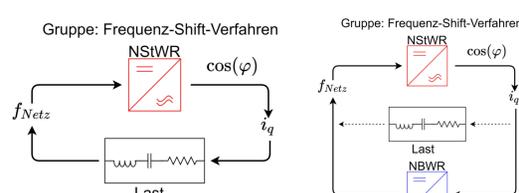
In diesem Fall erfolgt über die aktive Inselnetzerkennung eine Destabilisierung der Insel. Abhängig von der Charakteristik von Netz und Last ist dies nicht immer erfolgreich (rote NDZ). Stromeinprägende Umrichter müssen hierfür die Spannung über der Last durch Verschiebung ihres Stroms indirekt über die Grenzwerte treiben.

Welche Annahmen liegen akt. Erkennung zugrunde?



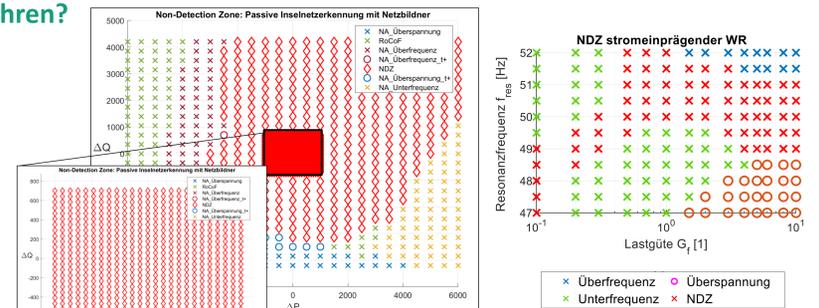
Lasten müssen spezielle Abhängigkeiten/Querverkopplungen aufweisen. Diese werden von Umrichtern ausgenutzt. Bei Hinzunahme eines Netzbildners werden diese stark abgeschwächt

Welche Auswirkung hat die Präsenz netzbildender Regelung auf Bestandsverfahren?



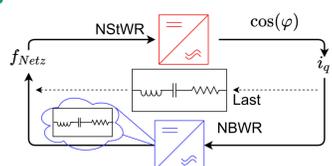
Bei Präsenz eines Netzbildners übernimmt dieser die aktive Regelung von Frequenz und Amplitude. Wesentliche Voraussetzungen des Inselverhaltens für aktive Erkennung werden hierdurch umgangen

Wie wirkt sich dies auf die Inselnetzerkennung aus?



Die Effektivität sowohl passiver als auch aktiver bestehender Inselnetzerkennung kann durch Präsenz von Netzbildnern ohne passende Regelung stark verringert werden.

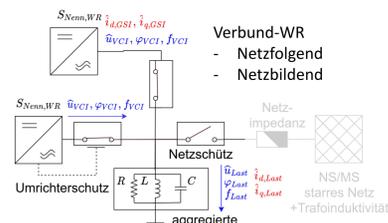
Wie kann eine wirksame Erkennung im Verbund mit Netzbildnern weiter gewährleistet werden?



Netzbildner müssen Inselnetzbildungen selbstständig erkennen und dürfen die Effektivität von Bestandsverfahren nur minimal beeinträchtigen.

Konzept: Charakteristika eines Schwingkreises an einer Stromquelle in Netzbildner-Regelung integrieren.

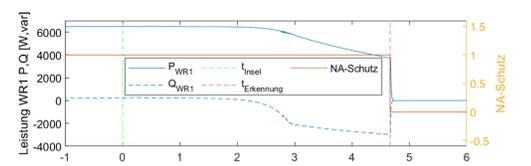
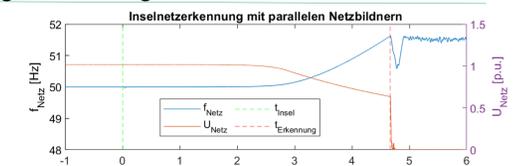
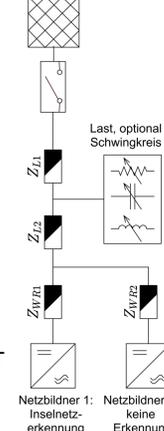
Wie müssen diese Verfahren zukünftig geprüft werden?



allerdings keine Aussage auf ihre Fähigkeit zur Erkennung im Verbundbetrieb. Daher: Erweiterung des Aufbaus um Verbund-WR mit:

- 1) Stromeinprägender Regelung und Test d. Beeinflussung durch DUT
- 2) netzbildender Regelung und Test der Wirkung des Verfahrens auf dem DUT

Wie wirken diese im Verbundbetrieb?



Exemplarische Tests: Schwingkreis-Charakteristik kann zur aktiven Inselnetzerkennung durch Netzbildner auch im Beisein weiterer Spannungsquellen genutzt werden. Führen beide Umrichter das Verfahren aus, verkürzt sich die Erkennungsdauer.

Gefördert durch:



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



Netzregelung 2.0 | Forschungsfrage D: Welche Technologien eignen sich zur Bereitstellung von positiver und negativer Momentanreserve?

Florian Rauscher¹, Walter Schitteck²

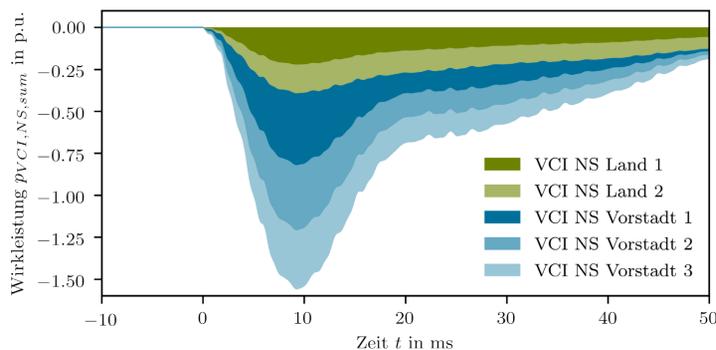
¹elenia | ²Universität Kassel

Motivation und Ziel der Forschungsfrage

Nach dem Netzentwicklungsplan (2021) wird die benötigte Momentanreserve 2035 nur noch zu knapp 10% aus konventionellen Kraftwerken gedeckt. Der übrige Bedarf muss daher über Erzeugungsanlagen, Lasten, Speicher und weitere Betriebsmittel im Netz gedeckt werden. Anhand der Forschungsfrage wurde im Rahmen des Projektes untersucht, welche Quellen zur Deckung des Bedarfs von Momentanreserve zur Verfügung stehen. Mittels Simulationen und Laboruntersuchungen wurden Randbedingungen analysiert und Lösungen auf ihre Wirksamkeit geprüft.

Symmetrische aggregierte Bereitstellung aus Heimspeichern

Neben Batteriegroßspeichern wurde zur Forschungsfrage auch der Einsatz von Heimspeichern untersucht. Ziel war es, die Anwendbarkeit für eine aggregierte Bereitstellung von Momentanreserve zu prüfen.



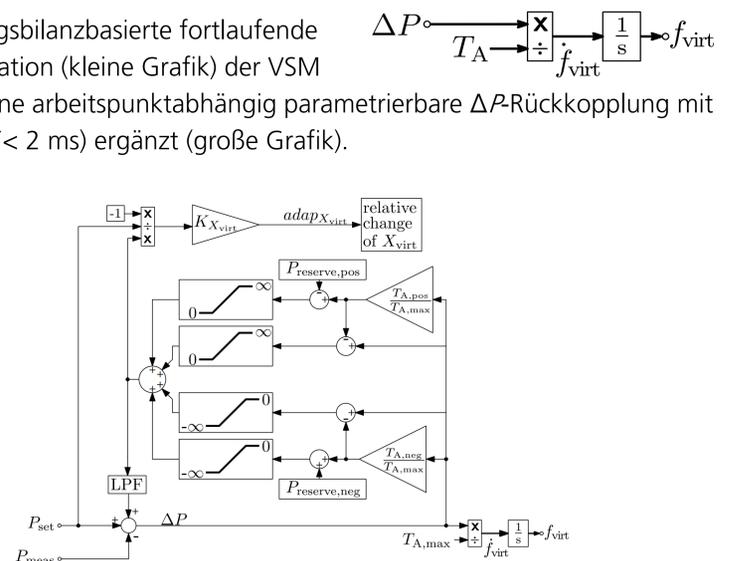
- Um dieser Frage nachzugehen, wurden Netzstudien in einem Netz von der Höchstspannung bis in die Niederspannung durchgeführt.
- Mehrere netzbildende Stromrichter aus zwei Niederspannungsnetzen haben gemeinsam und aggregiert auf einen Winkelsprung im Höchstspannungsnetz von 10° mit einer Bereitstellung von Momentanreserve reagiert.
- Die Bereitstellung, selbst aus dem Niederspannungsnetz, erfolgt dabei deutlich unter einer Viertel-Periode von 5 ms.
- Der dezentrale Ansatz unterstützt die Anforderung einer flächendeckenden Verteilung von Momentanreserve als Trägheit der lokalen Netzstabilität.
- Ohnehin stehen die Heimspeicher für eine Energieverschiebung in den Abend und die Nacht zur Verfügung und haben ungenutztes Potenzial in ihrer kurzzeitigen Leistungsbereitstellung.

- Herausforderungen im Bereich des Einsatzes in Mittel- und Niederspannungen liegen vor allem noch in der Betriebsführung und in Fragestellungen des Netzschutzes.

Asymmetrische Bereitstellung von Momentanreserve aus Lasten und Erzeugungsanlagen

Ein alternatives Konzept ist die Bereitstellung von Momentanreserve aus leistungselektronisch angekoppelten Einspeisern, Lasten und Speichern unter Ausschöpfung der aus dem jeweiligen Arbeitspunkt resultierenden Variationsmöglichkeiten der Wirkleistung. Modifikationen des Regelschemas einer generischen virtuellen Synchronmaschine (VSM) machen diese Beiträge nutzbar, die i.d.R. **asymmetrisch** für ansteigende und abfallende Frequenz sind, und setzen die Einhaltung von Leistungsgrenzen durch:

- Die leistungsbilanzierte fortlaufende Synchronisation (kleine Grafik) der VSM wird um eine arbeitspunktabhängig parametrierbare ΔP -Rückkopplung mit Tiefpass ($T < 2$ ms) ergänzt (große Grafik).



- Indizes pos, neg für RoCoF-Vorzeichen (rate of change of frequency).
- $P_{reserve,pos}$ und $P_{reserve,neg}$ spiegeln max. P -Variationsmöglichkeiten wider.
- Anlaufzeitkonstanten $T_{A,pos}$ und $T_{A,neg}$ so wählen, dass alle erwarteten RoCoFs innerhalb von $P_{reserve,pos}$ und $P_{reserve,neg}$ abgedeckt werden.
- $T_{A,max} = \max(T_{A,pos}, T_{A,neg})$
- Bei $T_{A,...} < T_{A,max}$ anteilige Rückkopplung über einen der mittleren Limiter.
- Oberhalb $|P_{reserve,...}|$ vollständige Rückkopplung durch oberen bzw. unteren Limiter. Sonderfall $P_{reserve,...} = 0$ ergibt Verhalten entsprechend $T_{A,...} = 0$.
- Der obere Zweig in der Grafik dient der Optimierung der Performance durch dynamische Anpassung des Wertes der virtuellen Reaktanz X_{virt} .

Gefördert durch:



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



Netzregelung 2.0 | Forschungsfrage E: Maximaler Anteil an Stromrichtern

Maria Nuschke, Simon Eberlein, Thomas Degner

Fraunhofer IEE

Fragestellung

Werden Kraftwerke, die mit Synchrongeneratoren Strom erzeugen, vom Netz genommen, stellt sich die Frage, welche Typen von Erzeugungsanlagen (Synchrongeneratoren, strom- und spannungseinprägend geregelte Stromrichter) in welcher Zusammensetzung erforderlich sind, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Diese Frage wurde unter dem Aspekt der Frequenzstabilität und der Kurzzeitspannungsstabilität¹ untersucht.

Ergebnisse

Untersuchungen zur Frequenzstabilität zeigen:

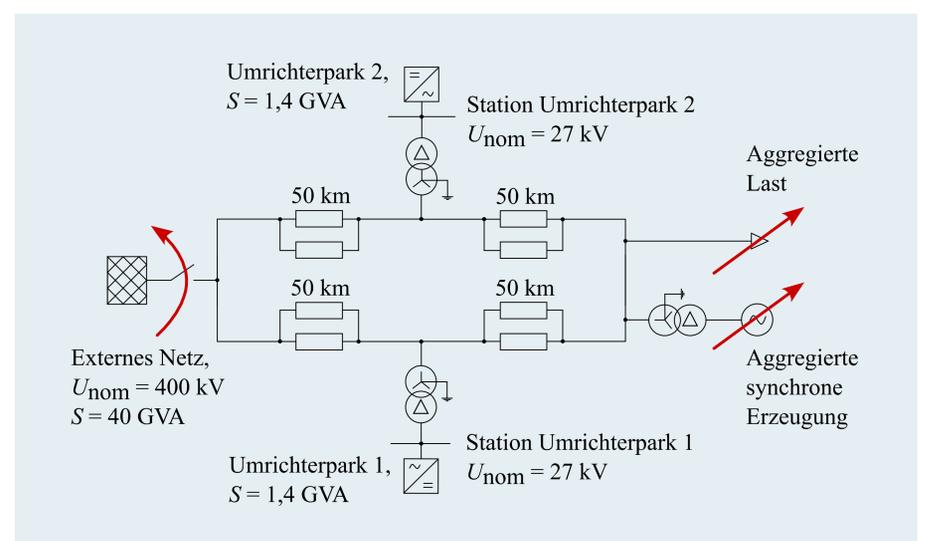
- Konventionelle Kraftwerke mit Synchrongeneratoren können gänzlich durch umrichterbasierte Anlagen ersetzt werden.

Voraussetzungen sind:

- Verwendung von netzbildenden Verfahren für einen Mindestanteil der Umrichter.
- Bereitstellung einer genügend hohen Trägheitszeitkonstante.

Die vorzuhaltende Reserveleistung netzbildender Einheiten je Regelzone richtet sich nach dem relevanten Auslegungsereignis, wohingegen die mindestens verfügbare Trägheitszeitkonstante zusätzlich vom Zeitverhalten der restlichen Anlagen im Netz bestimmt wird.

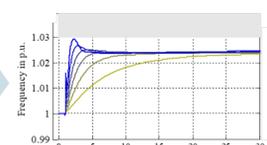
Spannungseinprägend geregelte Lasten eröffnen eine weitere Möglichkeit bei Störereignissen mit Leistungsdefizit Momentanreserve bereitzustellen.



Verwendetes Testnetz² für Untersuchungen zur Netzauftrennung (System Split) in Bezug auf Frequenzstabilität bei verschiedenen Anteilen von netzbildenden und konventionell geregelten Stromrichtern.

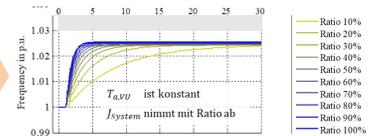
Stromeinprägend geregelte Umrichter

Maximale Durchdringung von Parametern abhängig, zwischen 20% und 60%

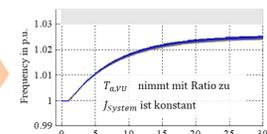


Spannungseinprägend geregelte Umrichter

- Führen zu einem gedämpften Frequenzverhalten
- 100% Durchbringung aus Sicht der Frequenzstabilität im Testsystem möglich.



- Kompensation fehlender Massenträgheit durch angepasste Parametrierung möglich - Trägheitsmoment im System für alle Ratio gleich



Simulative Untersuchungen für ein System Split Szenario: Vergleich netzbildender (spannungseinprägender) Umrichter mit konventionell (stromeinprägend) geregelten Umrichtern.

¹ Poster „Short-term dynamics in inverter-dominated grids, L. Pabón

² K. Vennemann et al., “Systemic Issues of Converter-based Generation and Transmission Equipment in Power Systems”, Wind Integration Workshop, vol.17., Stockholm, Sweden, 2017

Gefördert durch:



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



Netzregelung 2.0 | Forschungsfrage F/G: Eigenschaften und Prüfung netzbildender Stromrichter

Philipp Strauß, Thomas Degner, Gunter Arnold, Thorsten Reimann

Fraunhofer IEE

Fragestellung

In Untersuchungen wurde gezeigt, dass netzbildende elektrische Anlagen anstelle von konventionellen Kraftwerken mit Synchrongeneratoren wesentliche Funktionen zur Sicherstellung der Systemstabilität übernehmen können.

Diese Funktionen sind allerdings keine intrinsischen Eigenschaften der Stromrichter sondern im Wesentlichen durch deren Regelung realisiert. Um sicherzustellen, dass netzbildende Anlagen diese Funktionen auch tatsächlich erbringen, müssen die Anforderungen an diese Anlagen in einer möglichst technologieoffenen und implementierungsneutralen Art beschrieben und geeignete Nachweisverfahren entworfen werden. Die Frage lautet daher:

Wie sind netzbildende elektrische Anlagen aus Sicht des Stromnetzes zu spezifizieren und zu prüfen?

Eigenschaften

Anlagen mit netzbildenden Stromrichtern wurden im Projekt so spezifiziert, dass sie notwendige **stabilisierende Eigenschaften von Synchronmaschinen** haben. Netzbildende Stromrichter stellen einen Spannungszeiger und zeigen ein netzsynchrones Verhalten mit geeigneter Dämpfung. Durch eine verzögerte Nachführung des Spannungszeigers können sie auch Momentanreserve bereitstellen.

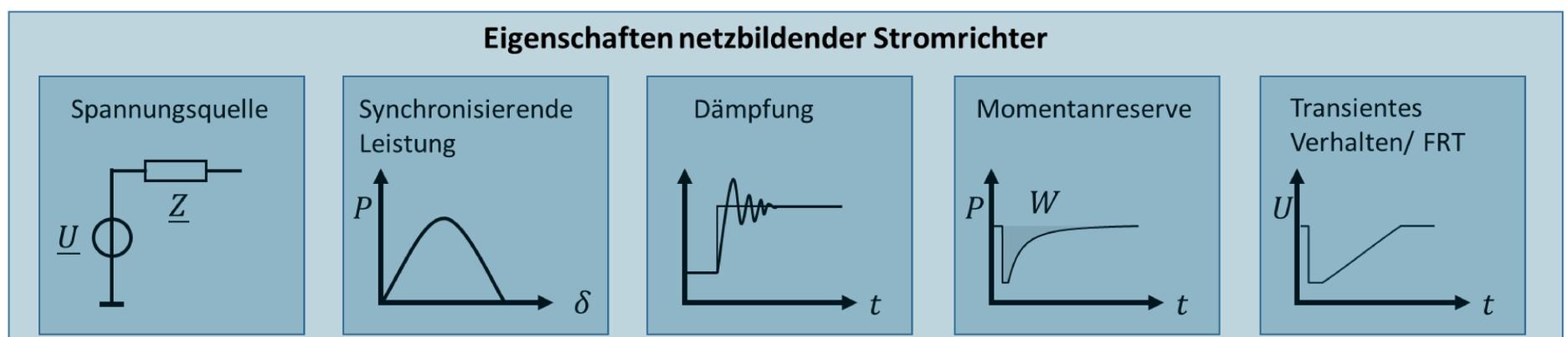
Dazu stellen spannungseinprägende netzbildende Anlagen einen netzsynchronen Spannungszeiger so ein, dass die Anlage, bei Frequenzabweichungen oder Spannungswinkelsprüngen im elektrischen Netz, positive oder negative Leistungsreserven bereitstellt, welche der Abweichung unmittelbar entgegenwirkt.

Prüfung

Für die Prüfung netzbildender Stromrichter sollten die Prüfrichtlinien konventioneller, stromeinprägender Stromrichter durch neue Prüfverfahren ergänzt werden. Im Projekt wurden folgende Prüfverfahren bezüglich der netzbildenden Eigenschaften erarbeitet:

- Bereitstellung von Momentanreserve
- Netzbildung
- Verhalten bei ungewollter Inselnetzbildung
- Verhalten bei kurzzeitigen Netzfehlern (Spannungsereignissen)
- Statik der Primärregelung

Für die neu entwickelten Prüfverfahren können in der Regel vorhandene Laborinfrastrukturen und Prüfeinrichtungen für konventionelle netzstützende Stromrichter weiterverwendet werden. Insbesondere im Megawatt-Bereich bieten sich auch hybride oder modellbasierte Nachweisverfahren an.



Gefördert durch:



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



Netzbildende Stromrichter - Beispiele für Anwendungen und Größenordnungen

Philipp Strauß

Fraunhofer IEE

HVDC PLUS Converter (ALEGrO) | Siemens Energy

Größenordnung: Gigawatt (Höchstspannung)

- ALEGrO: Erste HGÜ-Verbindung zwischen Deutschland (Amprion) und Belgien (Elia Group) zur Stärkung des Europäischen Strombinnenmarkts
- Leistung: ca. 1000 MW
- Netzbildende Fähigkeit: Schwarzstartfähigkeit (demonstriert in realem Testszenario)
- 90 km HGÜ-Erdkabelverbindung

Mehr zum Thema: [s.fhg.de/siemens-hvdc](https://www.fhg.de/siemens-hvdc)



HVDC PLUS Converter (ALEGrO, Oberzier) | Bildquelle: Siemens Energy

SMA Sunny Central Storage | SMA Solar Technology AG

Größenordnung: Megawatt (Mittelspannung)

- Stromrichtersystem mit aufeinander abgestimmten Komponenten zur Bereitstellung netzbildender Systemdienstleistungen in Inselsystemen und großen öffentlichen Verbundnetzen
- Netzbildender Wechselrichter
- Mittelspannungstransformator
- Mittelspannungsschaltanlage

Mehr zum Thema: [sma.de/produkte/systemloesungen-und-pakete.html](https://www.sma.de/produkte/systemloesungen-und-pakete.html)



SMA Sunny Central Storage | Bildquelle: SMA Solar Technology AG

RICOSO Stromrichter | Fraunhofer IEE

Größenordnung: 10..250 Kilowatt (Niederspannung)

- Rapid Prototyping für Regelungsverfahren von Stromrichtern
- Bibliothek Regelungsverfahren für netzbildende SR
- Schnelle Fehlererkennung
- SelfSYNC (plus)
- Strombegrenzung virt. Impedanz
- Strombegrenzung SelfLIM (netzbildung während Strombegrenzung)
- 4-Leg-ANPC Topologie, SiC



RICOSO Rapid Prototyping Stromrichter | Bildquelle: Fraunhofer IEE

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.





Short-term dynamics in inverter-dominated grids



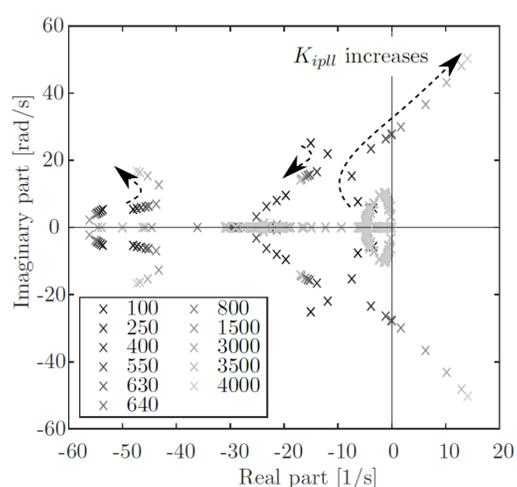
Luis David Pabón Ospina

Fraunhofer IEE | Department System Stability and Control | Phone +49 561 7294-249 | luis.david.pabon.ospina@iee.fraunhofer.de

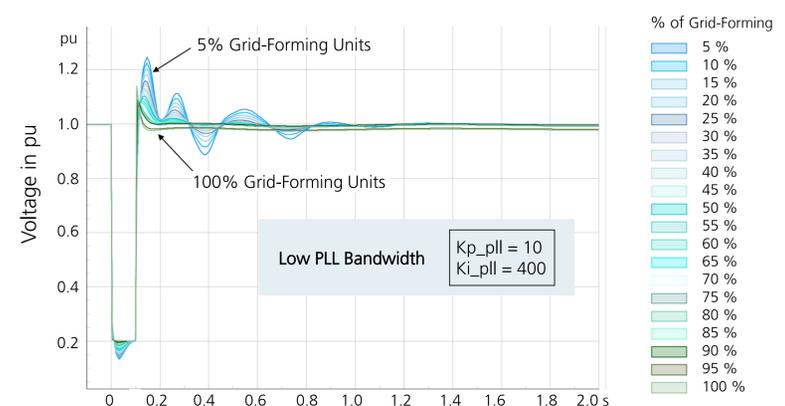
Counteraction of converter-driven oscillations with grid-forming units taking into account PLL bandwidth of existing grid-following inverters

- The PLL dynamics of grid-following units can cause short-term instability in inverter-dominated grids even in the presence of grid-forming units if the PLL bandwidth of existing following units is not properly considered.
- This instability has been classified by the IEEE PSDP committee as slow-interaction converter-driven instability.
- An extended IBG model was implemented in order to capture the phenomenon. The model is inspired by the WECC REGC version C that considers PLL and inner current control dynamics.
- A methodology for the estimation of the required amount of grid-forming units has been proposed.
- The methodology takes into account several variables, including the PLL bandwidth of existing grid-following units.
- A paper is currently under review. "Plausibility and implications of converter-driven oscillations induced by unstable long-term dynamics". IEEE Transactions on Power Systems.

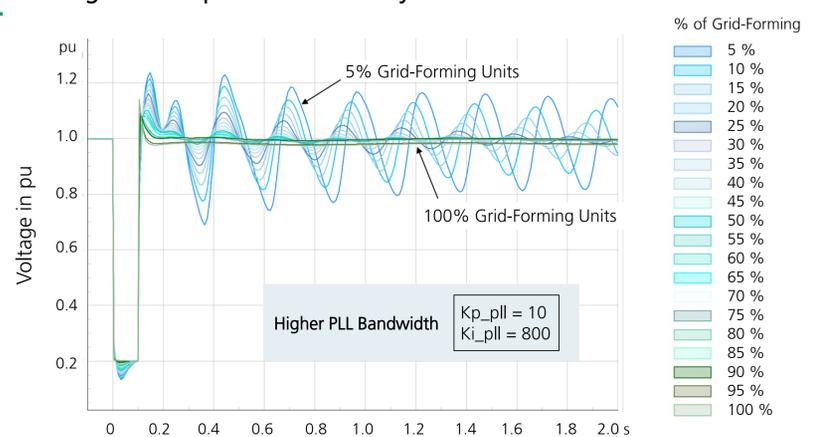
Root-locus with increased PLL bandwidth



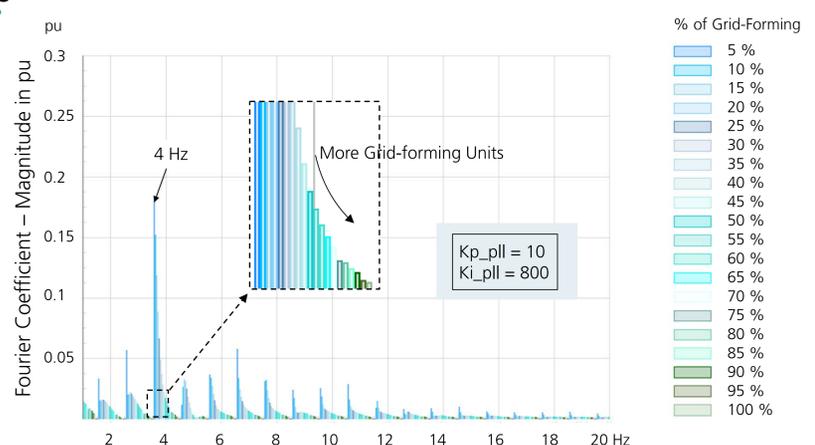
PCC voltage after 3-phase fault nearby the IBGs



PCC voltage after 3-phase fault nearby the IBGs



Higher PLL Bandwidth – FFT



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.



Long-term dynamics in inverter-dominated grids

Luis David Pabón Ospina

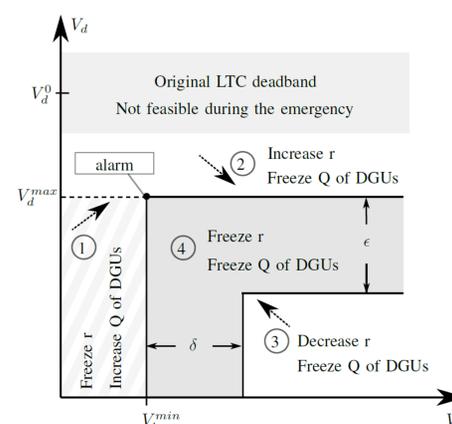
Fraunhofer IEE | Department System Stability and Control | Phone +49 561 7294-249 | luis.david.pabon.ospina@iee.fraunhofer.de

Emergency support of transmission voltages by active distribution networks

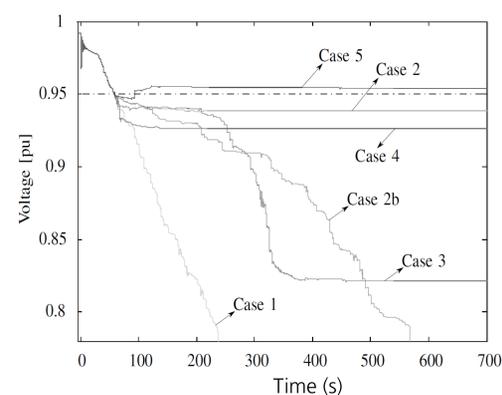
- A novel voltage emergency control against long-term voltage instability was designed.
- It coordinates the control actions of Distributed Generation Units (DGUs) and the LTCs of distribution transformers to support the transmission network in emergency situations.
- The control scheme has been published in the IEEE Transactions on Power Systems¹.
- Patent Pending.
- The control is designed to meet the following characteristics:

1. Non-intrusive. The scheme supports transmission **voltages without affecting the Distribution Network (DN) voltages or overusing its assets**.
2. Adaptive. The control adapts itself to the severity of the disturbance at transmission level, i.e. **less critical situations lead to milder control actions**.
3. Local. The scheme **does not require a dedicated exchange of information** with transmission nor between Active Distribution Networks (ADNs).
4. The number of inputs is small to simplify the implementation. It requires only the distribution voltage V_d and the transmission voltage V_t .
5. The control is **effective regardless of the transmission system characteristics** at the ADN connection point, e.g. short circuit power or voltage sensitivity to reactive power variations.
6. The control is effective regardless of the ADN load characteristics, i.e. type of loads and their dependency to voltage.

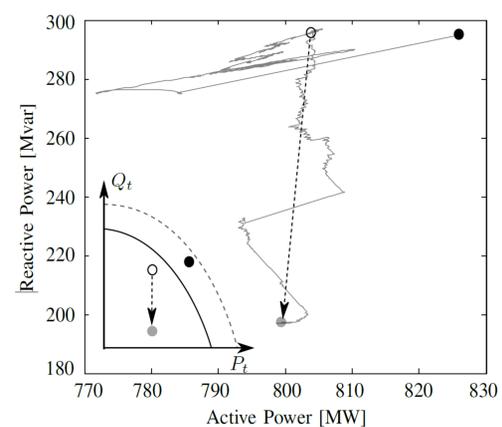
Control logic in the V_d - V_t space



Control performance (Case 5)



Load power space trajectory



¹ L. D. Pabón Ospina and T. Van Cutsem. "Emergency support of transmission voltages by active distribution networks: a non-intrusive scheme". IEEE Transactions on Power Systems.

Gefördert durch:



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



IEE SelfSync+ Modellimplementierung in PowerFactory

Simon Eberlein, Peter Unruh, Maria Nuschke, Diana Strauß-Mincu, Thomas Degner

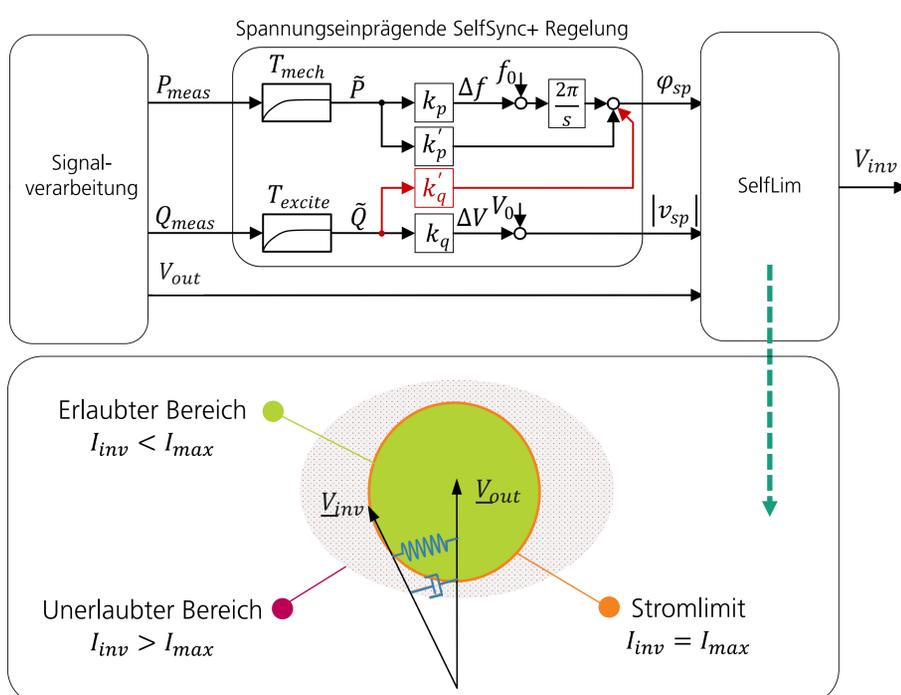
Kontakt: Dr. Simon Eberlein | Fraunhofer IEE | Systemstabilität und Netz-integration | Tel. +49 561 7294-1602 | simon.eberlein@iee.fraunhofer.de

Motivation

- SelfSync+ ist eine spannungseinprägende Regelung für Wechselrichter dezentraler Anlagen, die seit vielen Jahren am Fraunhofer IEE entwickelt und in Forschung und Praxis eingesetzt wird.
- Die Modellimplementierung für EMT-Simulationen in der Netzberechnungssoftware DigSILENT PowerFactory® macht das Reglermodell einer breiten Anwenderschaft zur Durchführung von Netzstudien verfügbar.
- Das Reglermodell basiert auf der SelfSync+ Implementierung in Matlab/Simulink®, aus welcher auch der Embedded Controller Code für die Wechselrichter-Hardware generiert wird. Somit ist ein realistische Verhalten des PowerFactory®-Modells gewährleistet.

SelfSync+¹ Regelung

- P(f)-Droop mit k_p und Q(V)-Droop mit k_q .
- Phasenvorsteuerung mit k'_p zur verbesserter Synchronisation paralleler Wechselrichter nach transienten Ereignissen.
- Zusätzliche Phasenvorsteuerung mit k'_q zum verbesserten dyn. Verhalten bei vorwiegend resistiven Netzen (R/X-Verhältnis > 1).

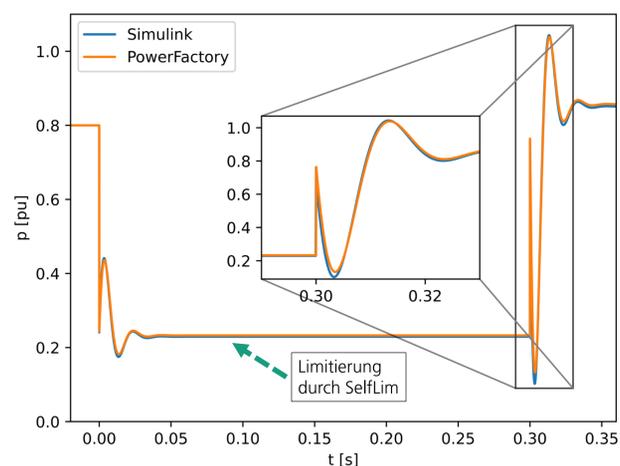


Regelung SelfSync+ und SelfLim

SelfLim² Regelung

- Berechnung eines erlaubten Bereichs für die Sollspannung V_{inv} des Wechselrichters, abhängig von der Spannung am Anschlusspunkt V_{out} , der dazwischenliegenden Impedanz sowie dem maximal zulässigen Strom I_{max} .
- Priorisierung der Sollspannungsamplitude oder des -winkels möglich.
- Spannungseinprägendes Verhalten bleibt während Limitierung erhalten.
- Anti-Windup zur Verbesserung des dyn. Verhaltens nach Fehlerklärung.

Simulationsergebnisse



Wirkleistungseinspeisung bei Spannungseinbruch auf 0.3 pu für 300ms

Fazit und Ausblick

- Eine „State-of-the-Art“-Regelung für spannungseinprägende Wechselrichter (SelfSync+) wurde, anhand einer hardwarenahen Vorlage, in PowerFactory® modelliert.
- Erste Tests zeigen eine gute Übereinstimmung der Simulationsergebnisse beider Software.
- In einer zukünftigen Veröffentlichung sollen weitere Benchmark-Tests folgen.
- Im Sinne einer guten wissenschaftlichen Praxis soll das PowerFactory®-Modell als Open Source Modell veröffentlicht und somit für Netzstudien verfügbar gemacht werden.

1 Patentnummer DE 102016203123
2 Entwickelt im Projekt „PnP Netze“ (FKZ 03VP04170)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.





EMT-HIL-System zur Analyse des Parallelbetriebs von netzbildenden Stromrichtern im Verbundnetz



Thomas Degner, Simon Eberlein, Luis David Pabón Ospina, Diana Strauß-Mincu

Kontakt: Dr. Thomas Degner | Fraunhofer IEE | Abteilungsleiter Systemstabilität und Netzintegration | Tel. +49 561 7294-232 | thomas.degner@iee.fraunhofer.de

Hintergrund

Die Veränderungen im Energieversorgungssystem sind gekennzeichnet durch den Rückgang synchroner, zentraler Erzeugungsanlagen / Kraftwerke und die massive Zunahme an Betriebsmitteln und Anlagen, die über Leistungselektronik an das Netz gekoppelt werden. Für die detaillierte Analyse des Energieversorgungssystems werden zunehmend Simulationen, die auf elektromagnetischen transienten (EMT) Modellen basieren, eingesetzt. Dies ist unter anderem erforderlich, weil traditionelle RMS basierte Simulationen nicht mehr ausreichend sind, oder zumindest gegen genauere Simulationen validiert werden müssen.



Ein Rack mit 15 unabhängigen Recheneinheiten.

Merkmale des EMT-HIL Analyse Systems

- Analysesystem zur erweiterten Stabilitätsanalyse von Übertragungs- und Verteilnetzen
- 6 Analyzer Racks mit je 15 Rechenblades, in Summe 180 FPGA und 360 Mikroprozessoren
- Basistakt der Rechnungen 2 μ s
- Import der Netz- und Regelungseigenschaften aus Standardtools (z.B. Powerfactory®, Matlab/Simulink®)
- Jede Einheit („Rechenblade“) beherbergt die Steuerung einer Erzeugungseinheit oder eines Stromnetzteil.
- Die implementierte Steuerungssoftware kann generisch oder ein digitaler Zwilling der ursprünglichen Steuerung sein.
- Möglichkeit Regler-Hardware einzubinden über analoge und digitale Schnittstellen:
 - Anlagenregler
 - stromrichtergekoppelte Erzeugungsanlagen, Speichersysteme und Lasten



Die Einbindung von Controller Hardware ist möglich

Anwendungen

Das System eignet sich besonders gut für die Echtzeitanalyse von Netzen mit vielen, aktiven Komponenten und ihren zugehörigen Regelungen in einer hohen Detailstufe.

Beispiele:

- Übertragungsnetze mit Komponenten von HGÜ Systemen
- Stromrichterdominierte Verteilungsnetze, z.B. 110 kV Netze mit vielen Wind- und Photovoltaikparks
- Untersuchungen zur Reglerstabilität und Spannungsqualität in Hardware-in-the-Loop und Controller-in-the-Loop Tests.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.





Demonstration des Betriebs netzbildender Stromrichter im Verteilungsnetz



Gunter Arnold

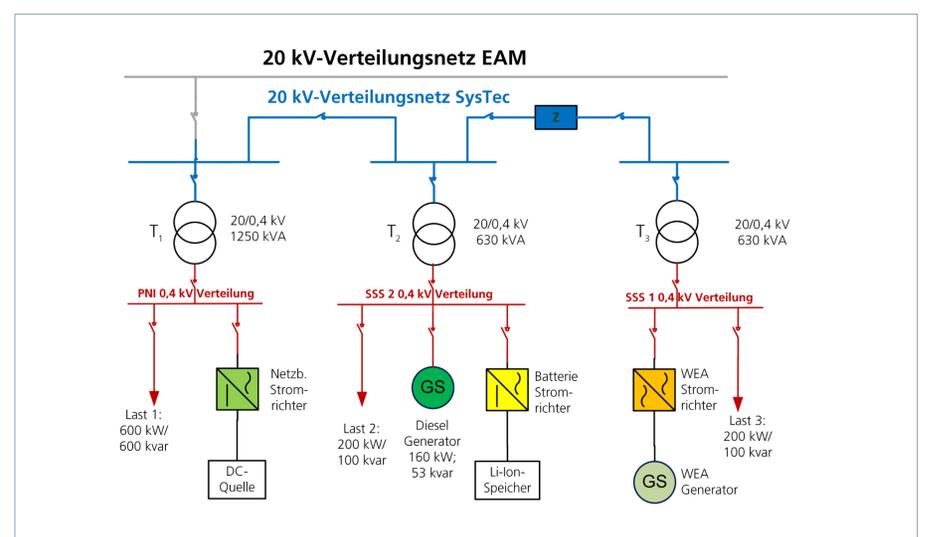
Fraunhofer IEE | Geschäftsfeld Mess- und Prüfdienstleistungen | Tel. +49 561 7294-231 | gunter.arnold@iee.fraunhofer.de

Im Fraunhofer IEE Testzentrum für Intelligente Netze und Elektromobilität (SysTec) wird demonstriert, welche Eigenschaften spannungseinprägende, netzbildende Stromrichter in Kombination mit konventionellen Erzeugungseinheiten (Wind, PV, Speicher, BHKWs) und Verbraucheranlagen im Verteilungsnetz haben.

Untersuchungsziele des Feldtests

- Transiente Spannungsereignisse
 - Spannungseinbrüche (UVRT)
 - Spannungserhöhungen (OVRT)
- Transiente Netzfrequenzänderungen
 - Frequenzrampen mit pos. & neg. ROCOF-Werten
- Ungewollte Netzauftrennung
 - auf gleicher Spannungsebene (horizontal)
 - zwischen unterschiedlichen Spannungsebenen (vertikal)
- Änderung der Netzkonfiguration
 - Übergang Netzparallelbetrieb --> Inselbetrieb
 - Übergang „starkes“ Netz --> „schwaches“ Netz
- Leistungsaufteilung unterschiedlicher Erzeugungsanlagen
 - Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz (LFSM-O/U)
 - Blindleistungsreaktion bei Über- und Unterspannung (Q/U)
- Monitoring Netzurückwirkungen im „Normalbetrieb“
 - Spannungsschwankungen und Flicker
 - Oberschwingungen

Übersicht der Prüfinfrastruktur



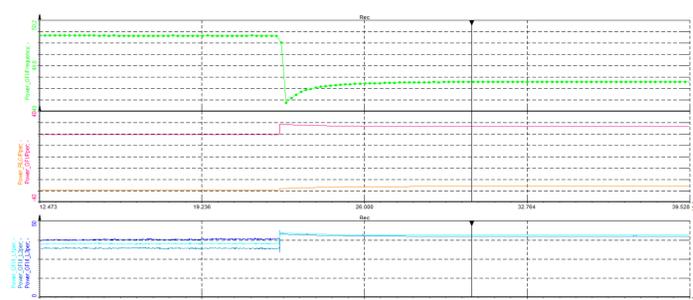
Schematischer Übersichtsplan der Prüfinfrastruktur im Testzentrum SysTec



Hybridsystem-Prüfstand im Außenbereich des Testzentrums SysTec



Prototyp eines netzbildenden Stromrichters (links) und steuerbare DC-Versorgung (rechts)



Islanding-Test mit einem netzbildenden 43,5 kVA Stromrichter an einer Lastbank

Gefördert durch:



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

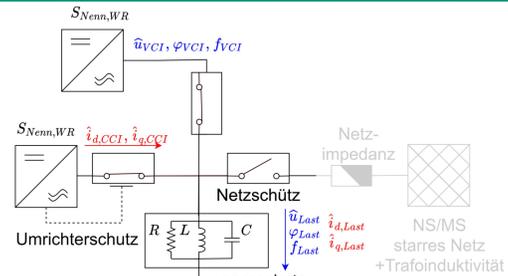
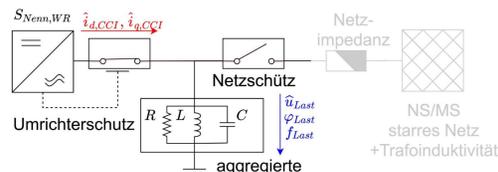
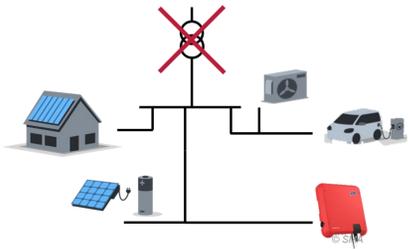
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



Effektive Inselnetzerkennung mit netzbildenden Umrichtern in Niederspannungsnetzen

Björn Oliver Winter | elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme | bjoern.winter@tu-braunschweig.de

Hintergrund



Inselnetze in Niederspannungsnetzen:

- lokaler ungewollter Weiterbetrieb eines Teilnetzes infolge eines Netzfehlers
- Hierfür: Verbrauch \approx Erzeugung
- Hierfür: schwingungsfähige, lineare Last

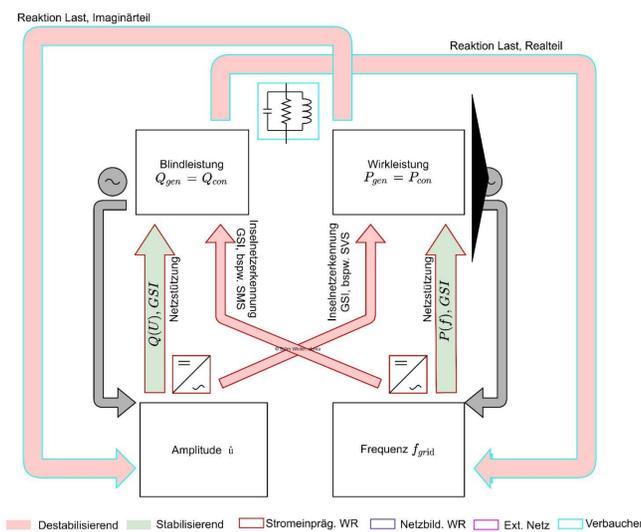
Inselnetze mit stromeinprägenden Umrichtern

- Umrichterregelung: GSI speist Strom auf extern angenommene Netzspannung ein
- Insel: Eigenschaften der von Stromquelle versorgten passiven Last definiert Spannung
- Inselnetzerkennungsverfahren nutzen Unterschiede in Reaktion dieser zum Netz zur gezielten Destabilisierung aus

Hinzunahme netzbildender Umrichter

- Netzbildner ersetzt Spannungsreferenz, sehr ähnlich Netz
- Voraussetzungen für herkömmliche Inselnetzerkennung nicht mehr gegeben, verringert Effektivität der Erkennung stark
- NBWR fördert Bildung von Inseln

Modellierung

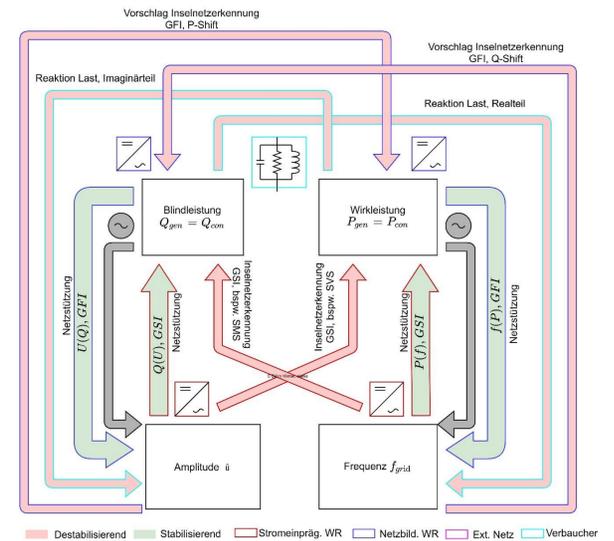


Herkömmliche Inselnetzerkennung durch GSI

- Am Verbundnetz: Abhäng. U von Q, f von P
- Stromeinpr. stützt diese durch P(f), Q(u) Insel: Lasten als Spannungsreferenz führen Abhängigkeit f von Q, u von P ein (Querkopplung)
- Erkennung: Gezielte Destabilisierung durch positive Rückkopplung dieser Abhängigkeit falls existent

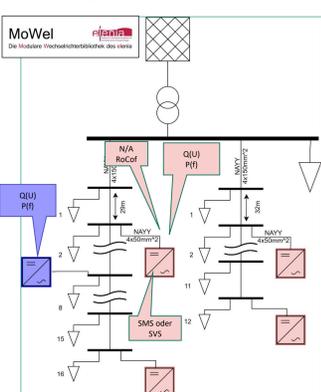
Inselnetzerkennung mit Netzbildnern

- Spannungsquelle: Schwächt Querkopplung durch Vorgabe der Spannungsreferenz GSI finden keine Rückkopplung für Erkennung
- Eigene Netzstützung durch GFI wahrscheinlich
- Vorschlag: Einführung von Regelungen auf GFI, die Querkopplungen von Lasten ersetzen/wesentliche Charakteristika emulieren

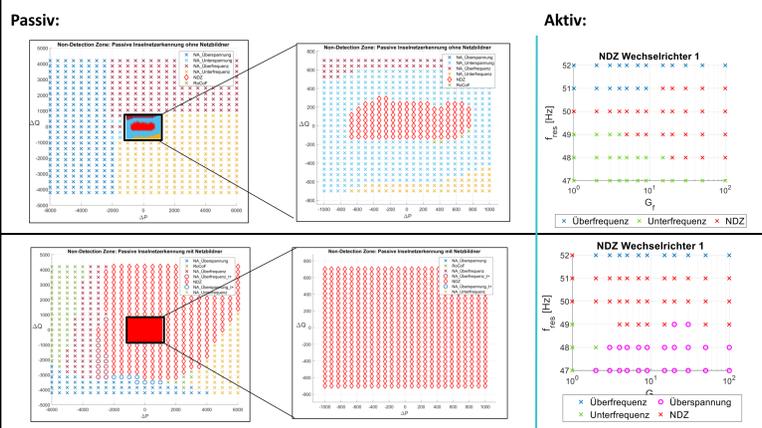


Simulation

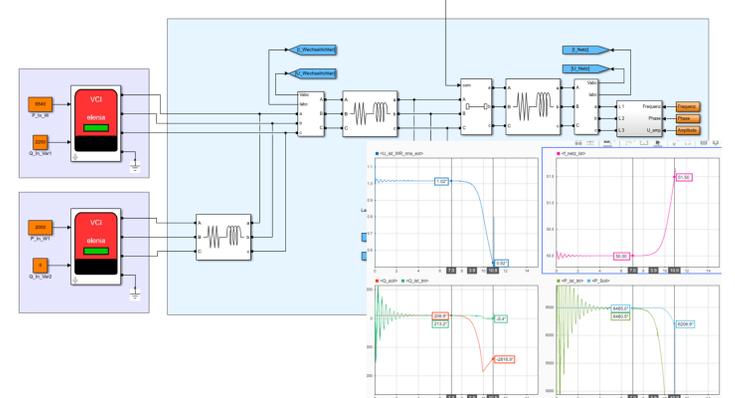
Modell: Kernnetz mit GSI, GFI, Inselung



Verschlechterung der herkömmlichen Inselnetzerkennung

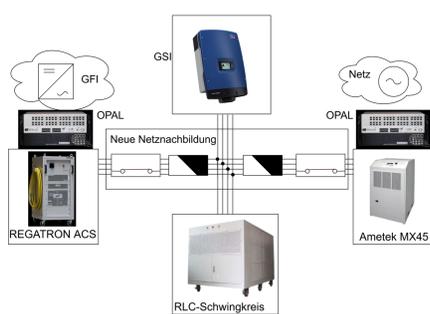


Lösungsansatz: Implementierung Lastverhalten in einem netzbildenden Umrichter



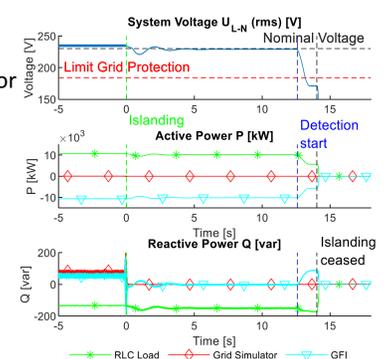
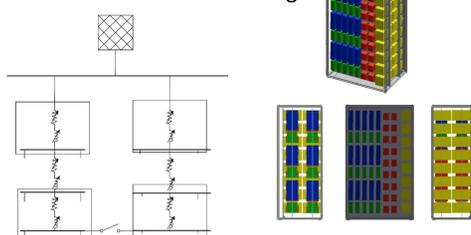
Labor - Verifikation

Verifikation der Erkennungsproblematik und -lösungsansätze im Labor



- Aufbau einer Labor-Netznachbildung mit geregelter Impedanz und variablem Aufbau von NS-Strängen

- Echtzeit-Ausführung des Wechselrichtermodells im HIL
- Direkte Ausführung der Regelung und Erkennung im Labor



Gefördert durch:



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

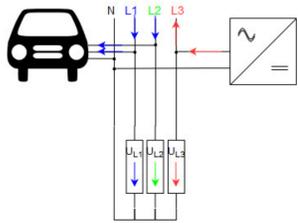
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



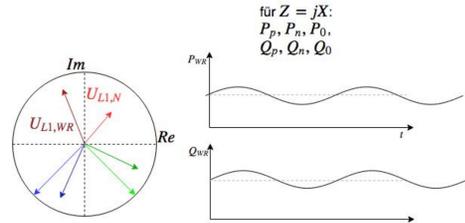
Robuster Betrieb von Netzbildnern und Verbesserung der Spannungsqualität in unsymmetrischen Netzen

Björn Oliver Winter | elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme | bjoern.winter@tu-braunschweig.de

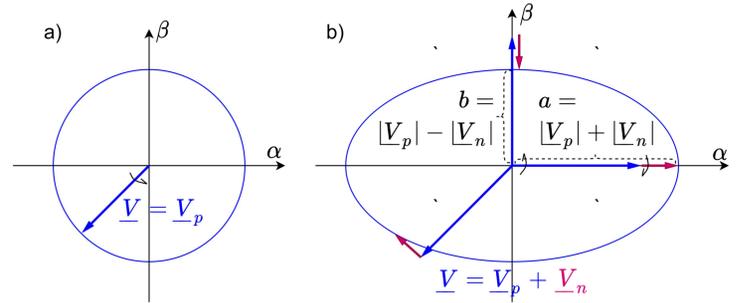
Hintergrund



Dreiphasiges Niederspannungsnetz: konstanter instantaner Leistungstransport über alle Phasen
 Kleinere Geräte im Netz: ein-/zweiphasiger Anschluss.
 Schwankende Leistungsaufnahme und unterschiedliche Stromaufnahme über alle drei Phasen, zulässig bis 4.6kVA in Deutschland

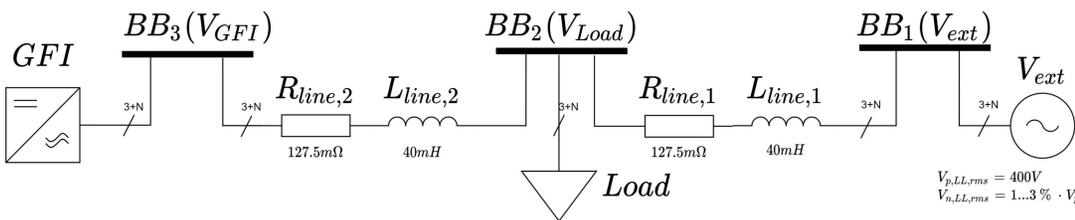


Unsymmetrische Belastung der Leitungen: verursacht unsymmetrische Spannung, abhängig von der Netzimpedanz
 Folge: Beanspruchung von rotierenden Geräten, Transformatoren, Versorgungseinrichtungen
 Erwartete Zunahme: Verbreitung von dezentralen Energieressourcen und Ladestationen
 Hier: Fokus auf stationäre Unsymmetrie



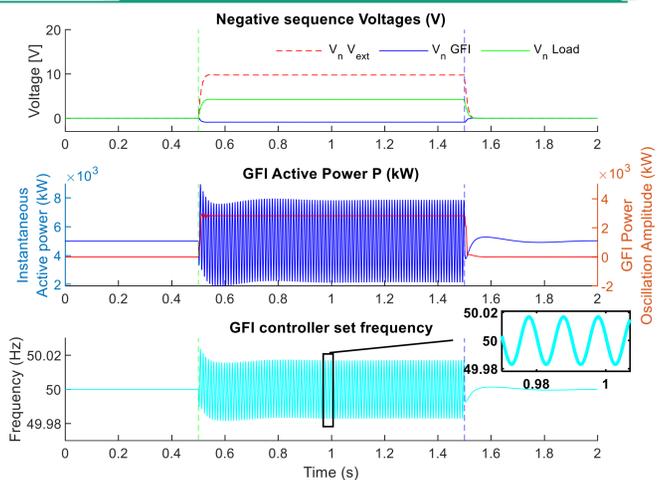
Symmetrische Komponenten zur Beschreibung und Regelung
 a) symmetrischer und b) unsymmetrischer Spannungen und Ströme. Mitsystem (V_p)- und Gegensystem (V_n)-Spannungen (hier vernachlässigt: Nullsystem)

Test/Problemstellung

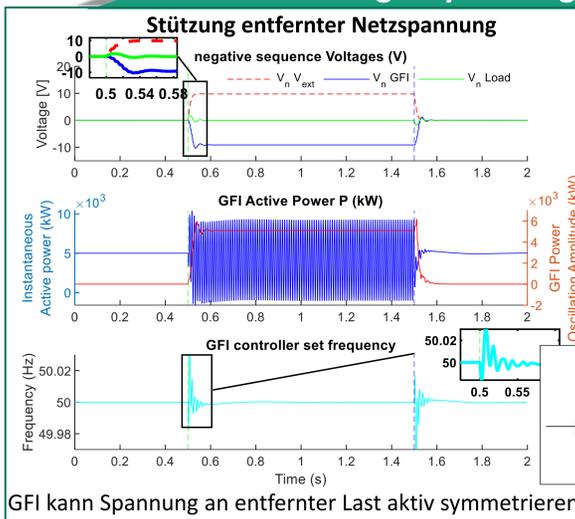


Modellaufbau

- Netzbildender Umrichter, betrieben in Niederspannungsstrang
- Externe Netzspannung – Prägt Unsymmetrie ein
- „Empfindliche Last“, 500 m Leitung zwischen jeder Station
- Unsymmetrie ($V_n = 3\% \cdot V_p, t = [0,5 \dots 1,5 \text{ s}]$): charakteristische 100-Hz-Leistungsschwingung im Wechselrichter
- Ohne weitere Maßnahmen: GFI-Regler überträgt Spannungsungleichgewicht in Frequenzschwingung



Active Gegensystemregelung

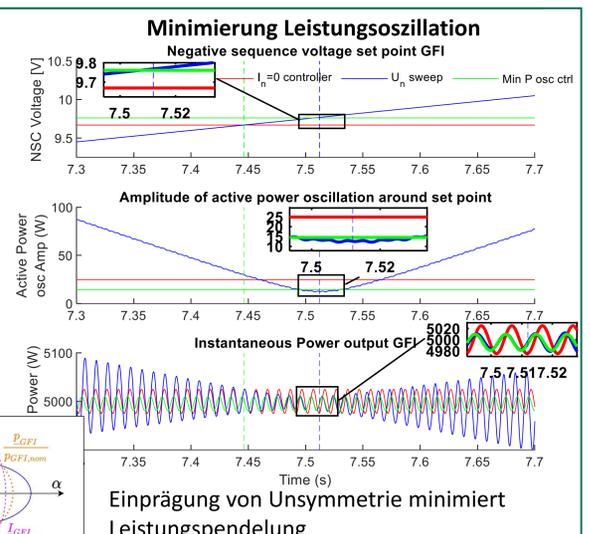


Verwendung von Gegenstrominformationen:

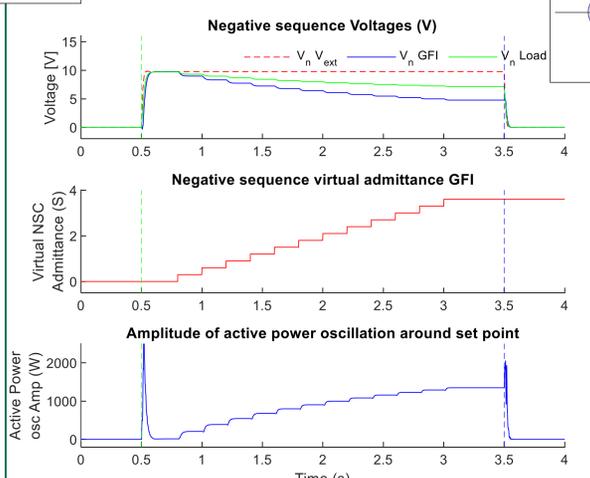
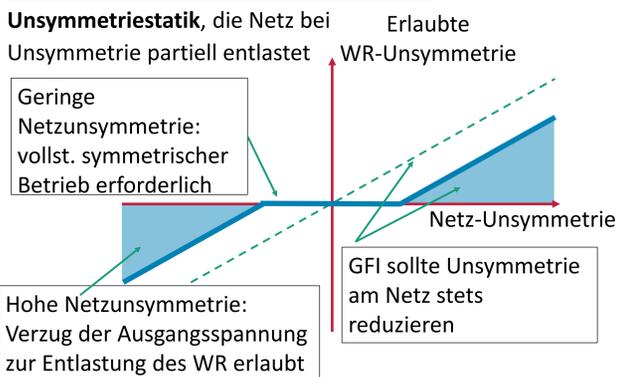
- Gegensystemregelung kann verschiedene Betriebsziele im Netz bedienen
- Der GFI-Unsymmetrieregler kann der Ausgangsspannung eine Gegensystemkomponente hinzufügen, um diese umzusetzen:



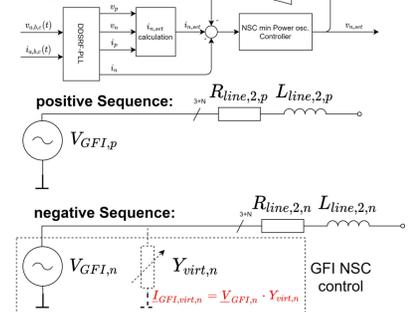
Mischbetrieb: virtuelle Gegensystemadmittanz ermöglicht stufenloses „sliding“ in der Unsymmetrie



Mögliche sinnvolle Forderung für die TAR:



Virt: Gegensystemadmittanz: implementierung als Rückführung im Gegensystemregler



Gefördert durch:



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages





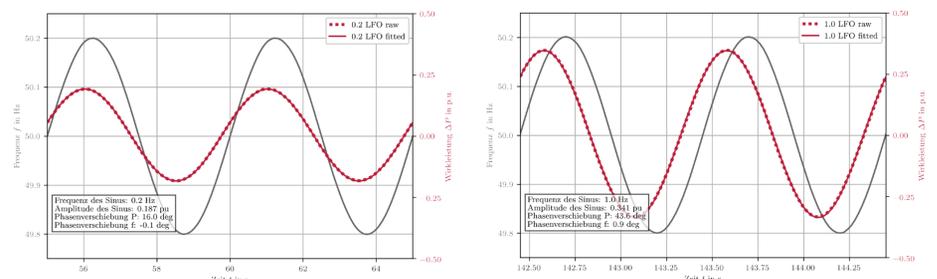
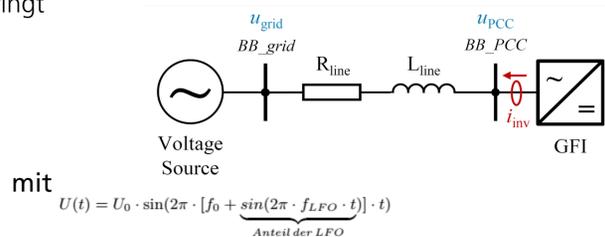
Bewertung des Dämpfungspotenzials subsynchroner Frequenzoszillationen verschiedener Wechselrichterregelungen im Labor



Florian Rauscher

Motivation und Methodik

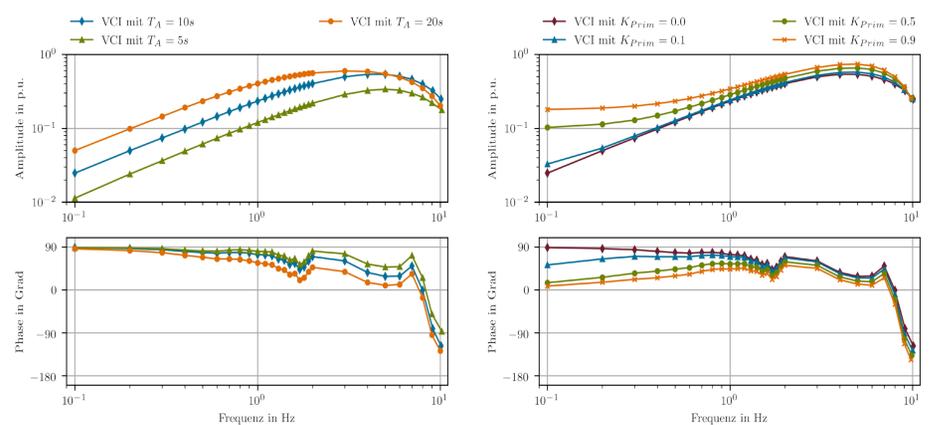
- Simulative Analysen zur Dämpfung bereits in den Untersuchungen im High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS)
- Nachweis des Dämpfungsverhaltens über einen geeigneten Test, der eine stufenweise subsynchrone Frequenzoszillationen (LFO) in das Labornetz einbringt



- Frequenz- und Wirkleistungsverlauf (VZS) als Sinus-Schwingungen nach subsynchronen Frequenzoszillationen von 0,2 Hz (links) und 1,0 Hz (rechts)
- Bei linearer Wirkleistungsabgabe wird diese über einen Sinus angenähert
- Aus beiden Schwingungen wird der Betrag und die Phase ermittelt und diese als einzelner Datenpunkt im Bode-Diagramm aufgenommen

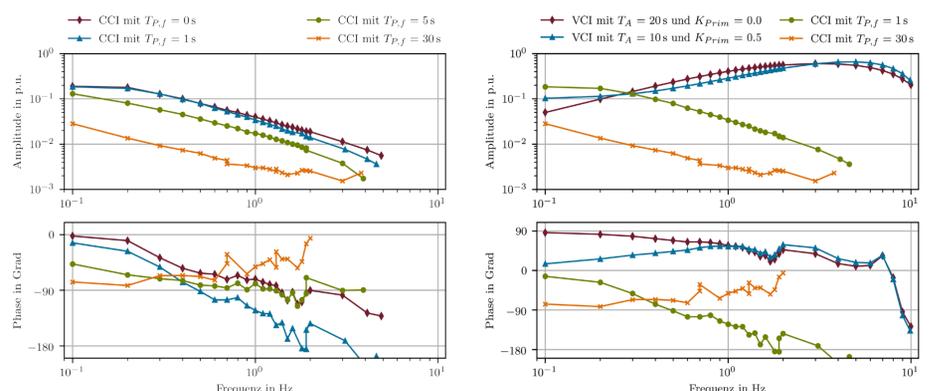
Dämpfung von netzbildenden Stromrichtern

- Variation der Trägheit bzw. Anlaufzeitkonstante T_A
 - Höheres T_A führt zu höherer Amplitude
 - Phasenlage von $+90^\circ$ bleibt konstant, da differenzierendes Verhalten über df/dt
- Variation der Dämpfung /Primärregelstatik K_{Prim}
 - Amplitude und Phase zeigt mit höherem K_{Prim} eine bessere Bedämpfung bei ca. < 1 Hz
 - Über 1 Hz kaum Unterschiede feststellbar
- Ab Schwingungsfrequenzen von > 8 Hz sind Ergebnisse der Phasenlage aufgrund weniger Datenpunkte eingeschränkt interpretierbar



Vergleich mit netzfolgenden Stromrichtern

- Netzfolgender Wechselrichter (CCI) über eine Solarwechselrichter mit P(f)-Charakteristik
- Verwendung der FCR-Bereitstellung mit verschiedenen Bereitstellungszeitpunkten $T_{p,f}$
- Die schnelle Primärregelleistung bzw. fast FCR mit einer Aktivierungszeit von 1 s bedämpft
- Die reguläre Primärregelleistung, FCR, zeigt kaum bis kein dämpfendes Verhalten
- Das netzbildende Verhalten mit Primärregelstatik K_{Prim} zeigt das beste Dämpfungsverhalten



Gefördert durch:



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages





Power Hardware-in-the-Loop System des Netzdynamiklabors für transiente Netzstabilitätsuntersuchungen

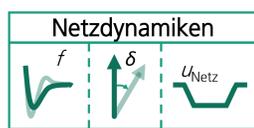


T. Sauer¹, F. Tiedt, F. Rauscher, B. Engel, S. Walujski, S. Klöpping, M. Gand

¹Kontakt: TU Braunschweig, elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme | +49 531 391 7721 | t.sauer@tu-braunschweig.de

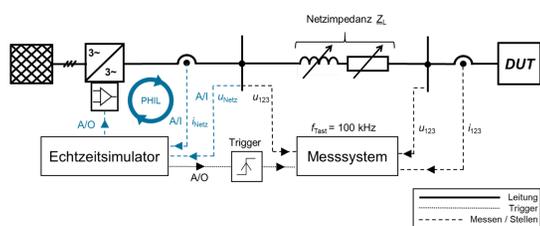
Motivation

- Aufbau eines Labors für reproduzierbare transiente Stabilitätsuntersuchungen
- Eindeutige Umsetzbarkeit von normativen Prüfanforderungen
- Untersuchung verschiedener Device Under Tests (DUT) bei gleichem Testszenario
- Untersuchung verschiedener anormaler Netzereignisse
 - Bestimmung der Trägheit
 - Rate of Chance of Frequency (RoCoF)
 - Einprägung beliebiger Phasenwinkelsprünge
 - Netzfehleruntersuchungen (Fault-Ride-Through, FRT)



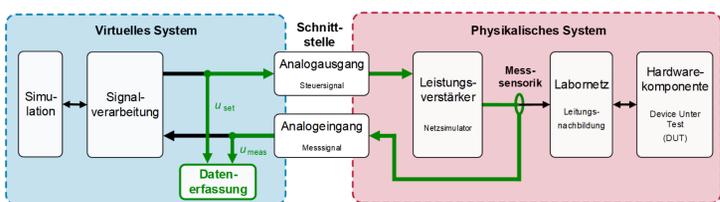
Laborarchitektur zur Umsetzung standardisierter Prüfverfahren

- Netzsimulator und Echtzeitrechner sind über eine analoge Schnittstelle gekoppelt
 - Steuerung des Netzsimulatorausgangs
 - Erweiterung zum PHIL System durch Rückführung von u_{Netz} und i_{Netz}
- Kopplung des Netzsimulators und des (DUT) über eine Leitungsnachbildung
- Messsystem sowie Datenleitungen für schnellen Triggerimpuls der Ereignisse



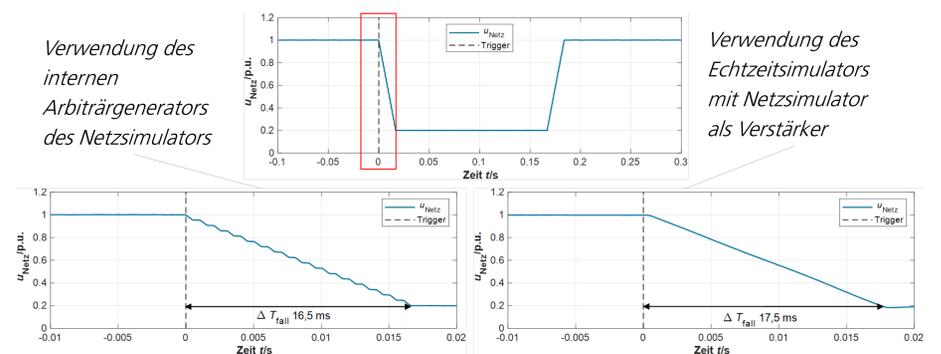
Power Hardware-in-the-Loop System (PHIL) im Netzdynamiklabor

- Erweiterung zum Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) System durch Rückkopplung der Messsignale u_{Netz} und i_{Netz} in den Echtzeitrechner
- PHIL kombiniert virt. mit physikalischem System über eine analoge Schnittstelle
- Weitergehende Untersuchungsmöglichkeiten bei Schrittweiten unter 50 μs :
 - Tests in komplexeren Stromnetzen
 - Untersuchungen des DUT unter künstlich berechneten Netzereignissen



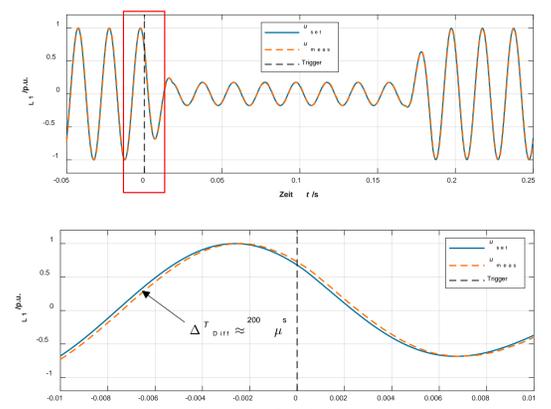
Eignung der Laborgeräte für dynamische Stabilitätsuntersuchungen

- Eingepprägter Spannungseinbruch auf 0,2 p.u. nach FGW TR3 Prüfvorschrift
- Interner **Arbiträrgenerator** des Netzsimulators stellt den Gradienten beim Fehlereintritt stufig anstatt linear
 - ΔT_{fall} von 16,5 ms anstatt der vorgeschriebenen 17,5 ms
 - Zudem streut ΔT_{fall} bei Wiederholungen in einem signifikanten Bereich
- Durch die Kopplung des Netzsimulators mit einem **Echtzeitrechner** wird der Gradient beim Fehlereintritt linear gestellt
 - ΔT_{fall} beträgt reproduzierbar die vorgeschriebenen 17,5 ms



Eignung des PHIL für dynamische Netzstabilitätsuntersuchungen

- Spannungseinbruch auf 0,2 p.u. für 150 ms nach FGW TR3 Prüfvorschrift
- Auswertung der Latenzzeit ΔT_{Diff} zwischen gestellter und gemessener Spannung
- Die Latenzzeit ΔT_{Diff} beträgt etwa 200 μs
- Latenzzeit ΔT_{Diff} ist kleiner als der Zeitbereich von Netzfehlern



Fazit: Eine Eindeutige Verifizierung des elektr. Verhaltens von Stromrichtern in anormalen transienten Netzsituation ist mit dieser Laborarchitektur realisierbar. Mit der Power Hardware-in-the-Loop Anwendung sind künstliche Parametervariationen signifikanter Netzgrößen durchführbar.

Veröffentlichung: Sauer, T., Tiedt, F., Rauscher, F., Engel, B.: „Vergleich verschiedener Wechselrichterregelungen in Netzfehlersituationen im Netzdynamiklabor“, Enlnov2022 - 17. Symposium Energieinnovation, Graz, 16.-18. Februar 2022

Gefördert durch:



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



Kurzschlussverhalten stromlimitierter netzbildender Wechselrichter im Parallelbetrieb mit Synchronmaschinen

Kai Fischbach¹, Nils Wiese^{1,2}, Martin Braun^{1,2}

¹Universität Kassel | ²Fraunhofer IEE

Kontakt: Kai Fischbach | Universität Kassel, Fachgebiet "Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze,, | kai.fischbach@uni-kassel.de

Motivation

Das Ersetzen von Synchrongeneratoren (SG) durch leistungselektronische Einspeiser verlangt die Präsenz von netzbildenden Wechselrichtern (NBWR, engl. GFC) mit stromlimitierenden Regelungen. Insbesondere bei länger anhaltender Limitierungen kann die Systemstabilität anderenfalls gefährdet sein. Vorgestellt und untersucht wird eine Kombination aus netzbildender Regelung (*Selfsync*) und dauerhaft aktiver Spannungs- und Stromregelung zur Limitierung des Brückenstroms (siehe Abb. 1).

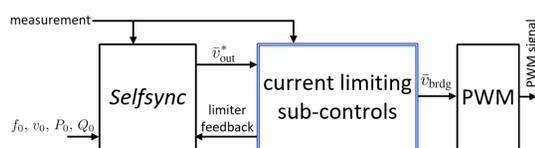


Abbildung 1: Struktur der Gesamtregelung.[2]

Netzbildende Regelung

Als netzbildende Regelung wird der angepasste *Selfsync* [1] genutzt (siehe Abb. 2).

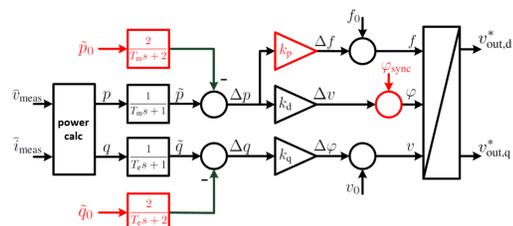


Abbildung 2: Selfsync-Regelung mit Anpassungen in rot.[2]

Anpassungen:

- Setpoint-Anpassung bei Limitierung
- Kennlinien-Anpassung bei Limitierung
- Winkelanpassung bei Limitierung durch bspw. ext. Phasensprünge

Stromlimitierung

Limitierung durch Sättigung des vom Spannungsregler ausgegebenen Stroms \bar{i} (siehe Abb. 3). Der Stromregler regelt die sich aus $i^* \cdot e^{j\varphi}$ ergebende und durch die PWM zu stellende Brückenspannung \bar{v}_{brdg} (Abb. 1 und 3).

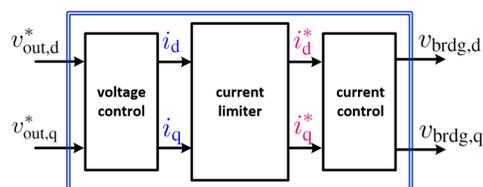


Abbildung 3: Stromlimitierende Sub-Controls.[2]

Ergebnisse der simulativen Fallstudie

Das für die Studie genutzte Modell eines generischen Höchstspannungsnetzes (siehe Abb.4), sowie die Simulationsfälle mit SG, Phasenschieber (engl. SC), sowie GFC (siehe Tab. I) werden in [2] detailliert beschrieben. Untersucht wird das dynamische Verhalten bei dreiphasigem Erdschluss über 200 ms. Die Ergebnisse sind in Tab. II gegenüber gestellt und Erkenntnisse im Folgenden aufgeführt.

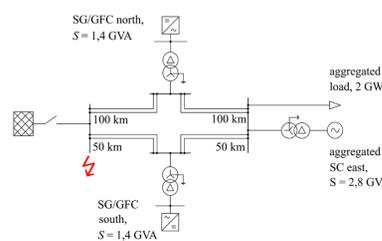


Abbildung 4: Generisches Höchstspannungsnetz [2].

Scenario	External Grid	Synchronous Condenser	North	South
a	✓	x	SG	SG
b	x	✓	SG	SG
c	x	x	SG	SG
1	✓	x	GFC	GFC
2	x	✓	GFC	GFC
3	x	x	GFC	GFC
4	x	✓	SG	GFC
5	x	x	SG	GFC

Tabelle I: Simulationsfälle der Studie.[2]

Erkenntnisse

- Regelung erzielt erfolgreiche Limitierung des Brückenstromes ohne Verlust netzbildender Eigenschaft (siehe Abb. 5).
- Beteiligung von GFC erhöht die CCT (siehe Tab. II).
- Ersetzen von SG durch GFC erniedrigt Restspannung im Fehlerfall.
 - Effekt kann durch Einsatz von SC entgegengewirkt werden (siehe Tab. II, Szenario 2 & 4).
- Die Zuträglichkeit des vorgestellten Frequenzverhaltens, bezogen auf größere und komplexere Systeme muss weiter untersucht werden.
- Die Regelung ist für unsymmetrische Fehlern näher zu untersuchen.

Scenario	v _{load} /v _{EHV,b}	t _{settle} in ms	CCT in ms
a	0.16	3300	350
b	0.33	1500	390
c	0.16	600	> 3000
1	0.07	388.3	675
2	0.25	549.3	> 3000
3	0.07	77.1	> 3000
4	0.29	550.1	430
5	0.11	832.9	515

Tabelle II: Simulationsergebnisse [2]

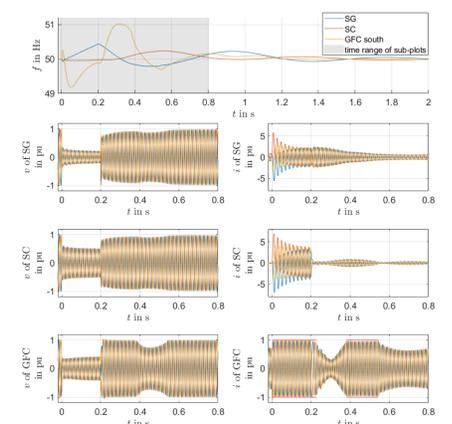


Abbildung 5: Frequenzen, Spannungen und Ströme in Szenario 4.[2]

[1] A. Engler, „Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen“: Zugl.: Kassel, Univ., Diss., 2001, vol. 539 of Dissertation.de Premium. Berlin: dissertation.de, als ms. gedr ed., 2002.
[2] K. Fischbach, N. Wiese, Y. Zhang, M. Braun, „Continuous Grid-Forming Control with Transient Current Limitation“, NEIS 2022 (Fullpaper eingereicht)

Gefördert durch:



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



Stromlimitierung einer netzbildenden Regelung bei Kurzschluss im Mit- und Gegensystem

N. Wiese^{1,2}, K. Fischbach¹, M. Braun^{1,2}

¹Universität Kassel | ²Fraunhofer IEE

Kontakt: Nils Wiese | Universität Kassel, Fachgebiet "Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze,, | nils.wiese@uni-kassel.de

Netzbildende Regelung

Als netzbildende Regelung wird eine virtuelle Synchronmaschine (VSM) eingesetzt, Abb. 1.

Zerlegung ins Mit- und Gegensystem

Die gemessenen dreiphasigen Strom- und Spannungssignale werden ins Mit-(+) und Gegensystem(-) zerlegt, wie in Abb. 2 gezeigt. Für die Leistungsberechnung werden die ungefilterten Größen (i^* usw.) verwendet.

Strombegrenzung

Zur Strombegrenzung wird eine temporäre Umschaltung auf eine Stromregelung (CC) vorgenommen. Die Stromregelung benutzt das im Fehlerfall eingefrorene Referenzsystem der VSM.

Bei Fehleranfang werden die Sollwerte im Hinblick auf Blindstrom einspeisung berechnet. Bei Fehlerklärung werden die Vorfehlerwerte durch die Stromregelung eingestellt. Wenn die Sollwerte erreicht sind, wird die VSM re-initialisiert. Der Ablauf ist in Abbildung 3 dargestellt.

Re-Initialisierung

Der virtuelle Rotor wird dahingehend neu ausgerichtet, dass die gleiche Spannung, wie durch die Stromregelung eingestellt, gestellt wird, siehe Abb. 4. Hierbei erfolgt auch eine Anpassung des Leistungssollwertes der VSM. Im Gegensystem wird ebenfalls eine Spannung entsprechend der, der Stromregelung, gestellt. Alle verwendeten Filter und Integratoren werden neu initialisiert. Durch dieses Verfahren ist der Umrichter netzbildend während des Kurzschlusses.

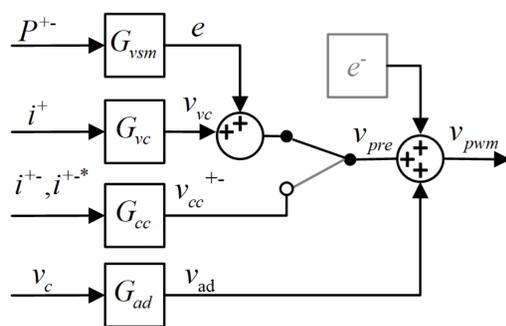


Abb. 1 Umrichterregelung

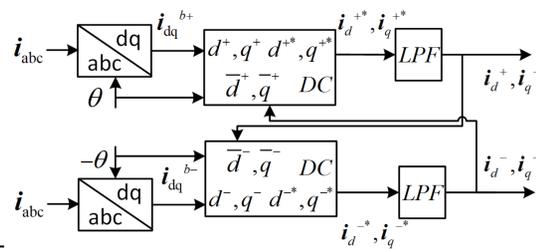


Abb. 2 Zerlegung in Mit- und Gegensystem

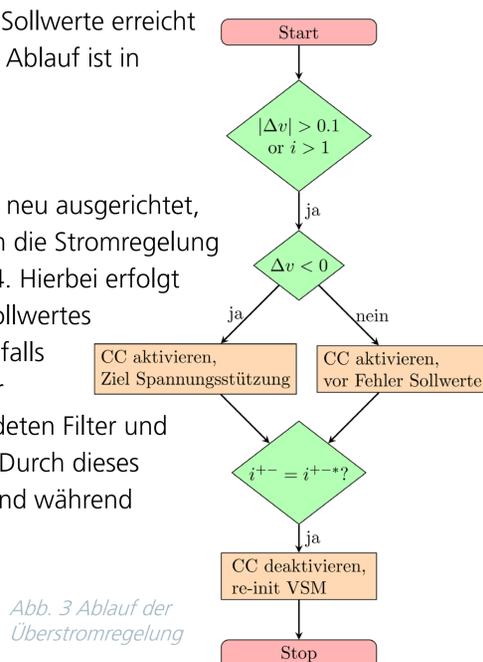
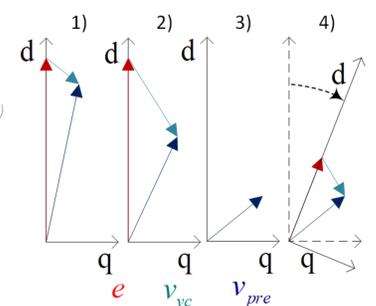


Abb. 3 Ablauf der Überstromregelung

Abb. 4 Spannungszeiger der VSM im Normalbetrieb (1), Fehlereintritt (2), Stromregelung (3) und Re-Initialisierung VSM (4)



Simulationsergebnisse

Der Umrichter ist mit einem steifen Netz verbunden. Leitungs- und Netzimpedanzen sind berücksichtigt. Der Kurzschluss erfolgt zwischen zwei Phasen.

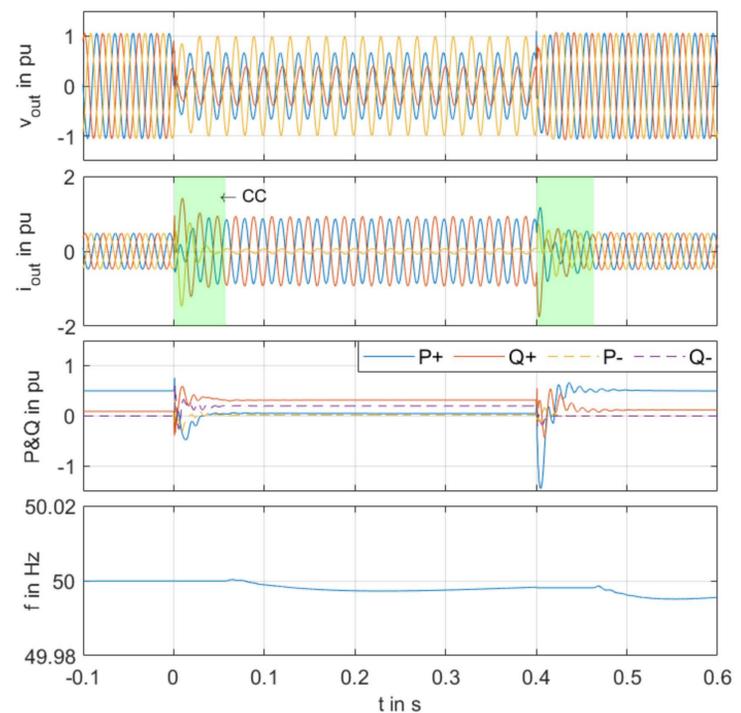


Abb. 6 Zeitverläufe der Simulationsergebnisse

Zusammenfassung

Mit der vorgestellten Regelung können Überströme erfolgreich begrenzt werden. Die temporäre Stromregelung ist in der Lage Blindstrom priorisiert im Mit- und Gegensystem einzuspeisen. Danach kann die VSM diese Einspeisung aufrechterhalten. Die Anpassung des Leistungssollwertes führt zu einem Halten der Nennfrequenz im Kurzschluss.

Veröffentlichung

N. Wiese, K. Fischbach and M. Braun, "Overcurrent Protection for Grid-Forming Converter under Unbalanced Faults", Wind Integration Workshop, 2022 (Abstract eingereicht)

Gefördert durch:



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



Zusammenwirken von stromeinprägenden und netzbildenden Wechselrichtern mit der Regelung von Synchronmaschinen

Y. Zhang¹, N. Wiese^{1,2}, K. Fischbach¹, M. Braun^{1,2}

¹Universität Kassel | ²Fraunhofer IEE

Kontakt: Dr.-Ing. Yonggang Zhang | Universität Kassel, Fachgebiet "Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze,, | yonggang.zhang@uni-kassel.de

Hintergrund und Ziel

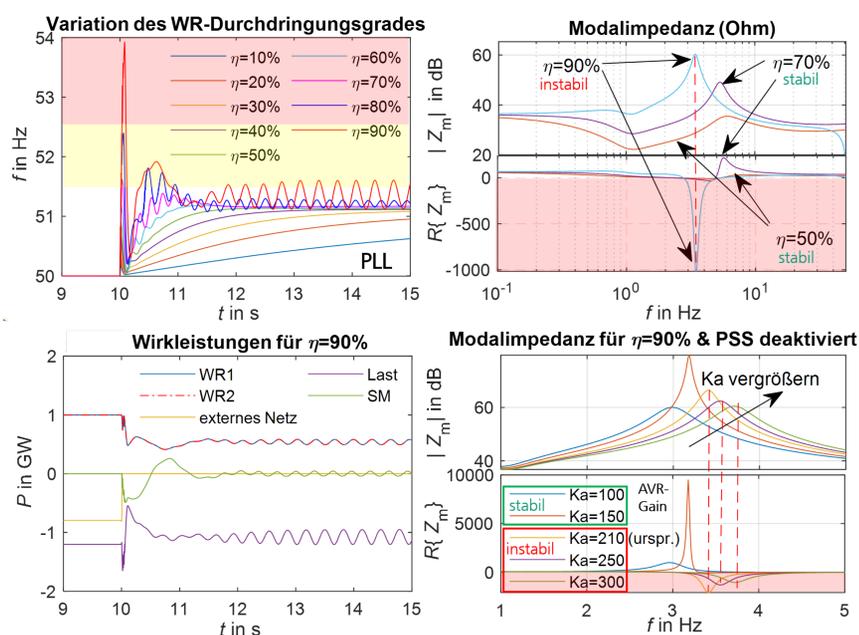
- Generationswechsel von Synchronmaschinen(SM)-dominiertem Netz zu Wechselrichter(WR)-dominiertem Netz
- Mehr netzfolgende WR (NFWR) im Netz mit wenigen Trägheit motiviert die Integration von netzbildenden WR (NBWR)
- Negative Effekte der Wechselwirkungen von WRs mit SM identifizieren und neue Einblicke in die Schwingungsstabilität der zukünftigen Systemen gewinnen

Untersuchungsmethode und Testszenarien

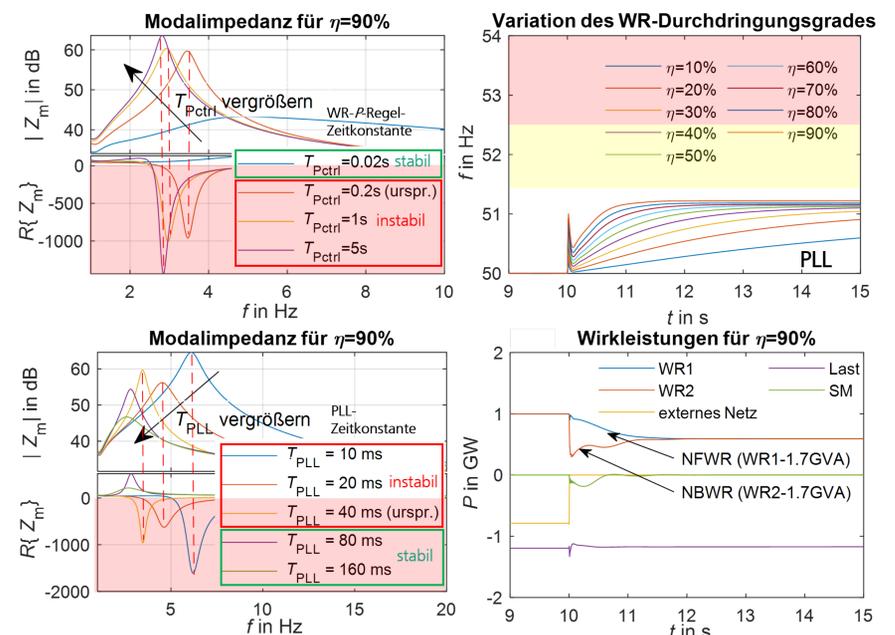
- EMT-Simulationen mit detaillierten Modellen für WR und SM
- Kleinsignal-Stabilitätsanalyse mit Modalimpedanz-basierter Methode [1], [2]
- Inselnetzbildung für ein Übertragungsnetz-Testmodell [3]
- Durchdringungsgrad (η) der WR zwischen 10% und 90%
- Variation der Regelparametern von WR und SM
- WR-Konfigurationen (WR1/WR2): NF-/NFWR, NF-/NBWR, NB-/NBWR

Beispielhafte Ergebnisse

NFWR+SM:



NFWR+SM+NBWR:



Zusammenfassung

- Impedanz-Modellierung von NFWR, NBWR und SM unter Berücksichtigung detaillierter Regeldynamik werden durchgeführt und durch EMT-Simulationen validiert [1], [2]
- bei sehr hohem WR-Durchdringungsgrad besteht ein unerwartetes Zusammenwirken von NFWR und SM, welche durch entsprechende Parametrierung von AVR, PLL und Leistungsregelung u. s. w. vermindert werden können [2], aber die erneute Parametrierung könnte andere Stabilitätsproblemen, z.B. Synchronisierungsstabilität, hervorrufen
- Aufgrund der extra Dämpfung von virtuellen Impedanz und Winkelkompensation des verwendeten netzbildenden Regelungsverfahrens (virtuelle Synchronmaschine), ist das Testsystem in den Fällen NFWR+SM+NBWR und SM+NBWR bei hohem WR-Durchdringungsgrad stabil [2]

[1] Y. Zhang, D. Duckwitz, N. Wiese and M. Braun, "Extended Nodal Admittance Matrix Based Stability Analysis of HVDC Connected AC Grids," in *IEEE Access*, 2022.

[2] Y. Zhang et al., "On the Control Interaction of Synchronous Machine and Converter-Interfaced Generation during System-Split Situation," in the Special issue of *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* on "Control Interactions in Power Electronic Converter Dominated Power Systems", 2022 (in Bearbeitung und die Einreichung bis August geplant).

[3] M. Nuschke et al., "Power System Stability Analysis for System-Split Situations with Increasing Shares of Inverter Based Generation", NEIS Conference 2019, Hamburg

Gefördert durch:



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

