Netzbildende Wechselrichter in Verbundnetzen - Abschließende Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt VerbundnetzStabil

Sönke Rogalla[1], Rebekka Denninger[1], Philipp Ernst[1], Andreas Greulich[2], Hendrik Lens[3], Ammar Salman[1], Thomas Schaupp[4], Roland Singer[1], Jakob Ungerland[1]

[1] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg, Tel.: 0761-4588 5454
Email: soenke.rogalla@ise.fraunhofer.de, Internet: www.ise.fraunhofer.de
[2] KACO new energy GmbH, Neckarsulm
[3] Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK)
[4] TransnetBW GmbH, Stuttgart

Kurzfassung

Bei der Integration von netzbildenden Wechselrichtern (NBWR) (*engl. grid-forming converters* GFC) in das Stromversorgungssystem ist es nicht damit getan die Regelung des Wechselrichters (WR) von einem stromeinprägenden auf ein spannungseinprägendes Regelkonzept umzustellen. Vielmehr müssen alle Aspekte der Dynamik eines Verbundnetzes berücksichtigt werden, um ein geeignetes Verhalten von NBWR festzulegen. Nur so können die netzbildenden und netzstabilisierenden Eigenschaften von Synchrongeneratoren (SG) umfassend durch NBWR ersetzt werden. Im Rahmen des Forschungsprojektes *VerbundnetzStabil* haben die Partner KACO new energy, TransnetBW, Universität Stuttgart und Fraunhofer ISE in den letzten vier Jahren die Stabilität von Verbundnetzen mit hohem WR-Anteil untersucht, ein spannungseinprägendes Regelungskonzept entwickelt und dabei relevante Fortschritte bei der Netzregelung mittels NBWR erzielt. Dieser Beitrag fasst die Arbeit des Projektteams und seine wichtigsten Ergebnisse zusammen.

1. Einleitung

Aus Systemsicht war bereits zu Beginn des Forschungsprojektes *VerbundnetzStabil* bekannt, dass NBWR eine entscheidende Rolle für die Stabilität zukünftiger Stromnetze spielen werden. Darüber hinaus lagen bereits umfangreiche Erfahrungen mit spannungseinprägenden Regelungskonzepten für WR-basierte Microgrids vor. Durch ihr profundes Know-how auf dem Gebiet der dynamischen Netzregelung und mit den tiefgreifenden Kenntnissen im Bereich der Leistungselektronik bilden die beteiligten Projektpartner ein einzigartiges Konsortium. Diese Ausgangsbasis erlaubte es den Partnern geeignete Regelungskonzepte zu bewerten und zu entwickeln, die einen zuverlässigen und stabilen Netzbetrieb zu jeder Zeit gewährleisten können, ohne auf das Vorhandensein von SG angewiesen zu sein. Die jahrelange Zusammenarbeit hat zu

einem tiefen Verständnis der Wechselwirkungen zwischen der WR-Regelung und dem dynamischen Verhalten von Verbundnetzen geführt.
Die wesentlichen Ergebnisse des Projekts werden in diesem Beitrag wie folgt präsentiert: Abschnitt 2 fasst die wesentlichen Anforderungen an die NBWR aus Netzsicht zusammen. Abschnitt 3 beschreibt den Demonstrator und die netzbildende Regelung, die im Rahmen des Projekts entwickelt wurden. Abschnitt 4 und 5 geben einen Einblick in die definierten Testprozeduren zur Bewertung des Verhaltens von NBWR in verschiedenen Netzszenarien. Abschnitt 6 befasst sich mit der Modellreduktion von Verteilungsnetzen mit NBWR für die Nutzung in Stabilitätsuntersuchungen. Schließlich wird in Abschnitt 7 der Einfluss von NBWR auf die Stabilität des Stromnetzes und dessen Analyse diskutiert.
An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass einige der hier vorgestellten Inhalte bereits im internationalen Kontext präsentiert wurden (vgl. [1]). Ferner kann dieser Beitrag, der in Teilen einen Auszug aus dem Abschlussbericht des Projektes darstellt, nur einen groben Überblick über die Projektergebnisse geben. Ausführlichere Informationen finden sich im offiziellen Abschlussbericht und den zugehörigen Projekt-Fachberichten, die Anfang 2022 veröffentlicht werden.

2. Grundsätzliche Anforderungen an NBWR aus Sicht des Verbundnetzes

Um zukünftig auch bei sehr hoher Durchdringung mit WR-basierter Stromerzeugung ein stabiles Verbundsystemverhalten zu gewährleisten, muss der kontinuierlich sinkende Anteil an SG und der damit einhergehende zunehmende Verlust der Netzbildung durch diese kompensiert werden. Der vielversprechendste Lösungsansatz zur Substitution der Netzbildung durch SG basiert auf dem Einsatz von NBWR. Folgende Aspekte spielen für den Einsatz von NBWR im Verbundbetrieb eine wichtige Rolle:

- Definition der notwendigen Anforderungen an NBWR
- Anforderungen an das Verhalten von NBWR im strombegrenzten Betrieb
- Bewertung des Systembedarfs (notwendiger Mindestanteil netzbildender Betriebsmittel)
- Definition von Kriterien zur eindeutigen Bestimmung des netzbildenden Beitrags (z. B. Trägheitszeitkonstante)

Im Allgemeinen müssen spannungseinprägende Regelungskonzepte für NBWR die folgenden grundlegenden Anforderungen erfüllen. In erster Linie muss ein NBWR eine Wechselspannungsquelle mit einer definierten Quellenimpedanz darstellen. In einem zweiten Schritt dürfen sich Winkel, Frequenz und Amplitude der Grundschwingungskomponente der Stellspannung des NBWR nur mit einer definierten trägen Dynamik ändern. Die Anforderungen an diese Übergangsphase zwischen der instantanen Reaktion und dem stationären Verhalten müssen auf der Grundlage von Effektivwerten sowohl für die Wirk- als auch für die Blindleistung definiert werden.

Ähnlich wie bei einem SG hat diese Eigenschaft zur Folge, dass bei einem NBWR infolge von Netzereignissen, wie Kurzschlüssen, Amplitudensprüngen, Phasenwinkelsprüngen oder Wirkleistungsungleichgewichten, eine instantane Reaktion im Strom (und folglich in der Wirk- und Blindleistung) resultiert. Im Gegensatz zum SG sind NBWR jedoch nicht in der Lage Ströme zu liefern, die deutlich über ihren Nennstrom hinausgehen. Daher müssen Regelungskonzepte für NBWR eine wirksame Strombegrenzung zum Schutz der Leistungselektronik vor Überströmen besitzen. Im strombegrenzten Betrieb des NBWR reduziert sich folglich – zumindest temporär – dessen Beitrag bezüglich der oben genannten grundlegenden Anforderungen bzw. kann – abhängig von der Umsetzung – sogar ganz entfallen. Daher ist die Betrachtung von Netzfehlern, die beim NBWR zur Strombegrenzung führen, von größter Bedeutung. Wichtig ist bei der Umsetzung der Strombegrenzung, dass der NBWR schnellstmöglich in einen Betriebspunkt überführt wird, bei dem die netzbildenden Eigenschaften wieder bereitgestellt werden können. Jedoch sollten netzbildende Regelungskonzepte so umgesetzt sein, dass die NBWR nach einem Netzereignis in ihren ursprünglichen Arbeitspunkt zurückkehren.

Dabei bestimmt das Regelungskonzept des NBWR einerseits die instantane Reaktion und andererseits den Übergang zum stationären Verhalten (basierend auf Sollwerten von übergeordneten Reglern wie Spannungs-Blindleistungs- oder Frequenz-Wirkleistungs-Regelung). Dabei ist es sinnvoll, beim Übergangsverhalten zwischen einem Wirk- und einem Blindleistungsanteil zu differenzieren. Das Übergangsverhalten der Wirkleistung umfasst die Anpassung des Phasenwinkels (und der Frequenz) der Stellspannung des NBWR, die in direktem Zusammenhang mit der definierten Trägheit steht (z. B. Schwingungsgleichung mit Anlaufzeitkonstante T_{A}). Das Übergangsverhalten der Blindleistung beinhaltet die Anpassung der Amplitude der Stellspannung des NBWR (z. B. bestimmt durch die Dynamik einer Spannungs-Blindleistungs-Droop).
Die Ermittlung des Systembedarfs netzbildender Betriebsmittel liegt dabei – als Aspekt der Systemauslegung – in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Für die Ermittlung eines Mindestanteils netzbildender Betriebsmittel innerhalb des kontinentaleuropäischen Verbundsystems wurden als wesentlicher Aspekt dafür Systemauftrennungen (engl. System Splits) als die auslegungsrelevanten Störereignisse identifiziert. Quantitative Definitionen werden aktuell sowohl auf ENTSO-E-Ebene als auch auf nationaler Ebene seitens der ÜNB ermittelt. Ziel der Definition muss sein, bei Netzauftrennungen den Schwarzfall großer abgetrennter Teilnetze (≥ 50 bis 100 GW) bei der Auslegung konzeptionell zu verhindern. Analysen der vier deutschen ÜNB zeigen, dass ein signifikanter Mindestanteil netzbildender Betriebsmittel (SG oder NBWR) erforderlich ist, um relevante Systemauftrennungsszenarien auch in Zukunft sicher beherrschen zu können [12].

3. NBWR-Implementierung auf einer realen WR-Plattform

Ein Schwerpunkt des Forschungsprojekts *VerbundnetzStabil* war die Entwicklung eines spannungseinprägenden Regelkonzeptes mit einer überlagerten Leistungsregelung und einer unterlagerten Strombegrenzung. Die entwickelte Regelung wurde auf der 50-kVA-Batterie-WR-Plattform vom Typ *blueplanet gridsave 50.0 TL3-S* der Firma KACO new energy implementiert.

Das spannungseinprägende Regelungskonzept beinhaltet neben dem Spannungsregler auch eine virtuelle Impedanz. Diese ist notwendig, um den NBWR auch an starken sowie stark ohmschen Netzanschlusspunkten stabil zu betreiben. Ferner wird die virtuelle Impedanz für die Leistungsaufteilung zwischen mehreren NBWR im instantanen Zeitbereich benötigt. Die Leistungsregelung basiert auf dem Prinzip der Droop-Regelung [2]. Durch weitere Anpassungen des Konzeptes stellt der NBWR jedoch – im Gegensatz zu der klassischen Droop-Regelung – seine Wirkleistung proportional zu einem Frequenzgradienten und nicht proportional zu einer Frequenzabweichung bereit. Dadurch speist der NBWR selbst bei einer stationären Abweichung zur Nennfrequenz seine Sollwirkleistung ein. Das Resultat ist die Bereitstellung von Momentanreserve, nicht aber von Primärregelleistung. Die Blindleistungsregelung erfolgt in analoger Weise zur Wirkleistungsregelung. Hinsichtlich der Blindleistungsregelung kommt ebenfalls das angepasste Droop-Konzept zum Einsatz. Der NBWR liefert eine Blindleistung proportional zu einem Gradienten der Mitsystemspannung. Stationär wird auch bei einer von der Nennspannung abweichenden Mitsystemspannung die Sollblindleistung eingeregelt. Da das Droop-Konzept einige Nachteile in Bezug auf die Strombegrenzung aufweist, wurden zusätzliche Funktionalitäten hinzugefügt, die einen möglichen Verlust der Netzsynchronität selbst bei kritischen Netzfehlern verhindern und das netzbildende Verhalten als Spannungsquelle in solchen Fällen auch im strombegrenzten Betrieb gewährleisten.

Das Ergebnis ist eine netzbildende Regelung, die zur Netzrobustheit und Netzqualität beiträgt, Trägheit zur Verfügung stellt und bei Netzstörungen mit oder ohne Erreichen der Stromgrenze stabil bleibt.

4. Prüfverfahren für die Eigenschaften von NBWR

Eine wesentliche Voraussetzung für die Einführung von NBWR ist die Einigung auf eine genaue Definition der Netzbildungsfähigkeit und die Spezifikation des elektrischen Verhaltens von NBWR sowie die Festlegung geeigneter Konformitätsbewertungsverfahren. Für NBWR, die im Labor getestet werden können, bedarf es einer standardisierten Prüfrichtlinie zur Bewertung der relevanten Anforderungen. Daher haben das Fraunhofer ISE, KACO new energy und das IFK der Universität Stuttgart gemeinsam mit Partnern aus dem britischen Projekt *Battery VSM* einen Entwurf für ein Prüfverfahren von NBWR erarbeitet. Die vorgeschlagenen Tests sind so konzipiert, dass der NBWR als Blackbox betrachtet werden kann. Damit kann eine Bewertung hinsichtlich des verwendeten netzbildenden Regelungskonzepts technologieneutral

erfolgen und eine Offenlegung des genauen Regelverfahrens ist nicht notwendig, was für den Schutz des geistigen Eigentums des Herstellers vorteilhaft ist.

Das vorgeschlagene Prüfverfahren basiert darauf, vier Eigenschaften zu bewerten, die als notwendig für die Klassifizierung eines WR als netzbildend erachtet werden. Zu den vier Eigenschaften zählen die Spannungsquelleneigenschaft, der Beitrag zur Netzspannungsqualität, die Bereitstellung von Momentanreserve und das Verhalten im Überlastfall (vgl. Abbildung 1).

Mit der Prüfung der Spannungsquelleneigenschaft wird die Dynamik der Spannungsregelung sowie die wirksame Innenimpedanz des NBWR bestimmt. Ein NBWR muss als Quelle/Senke für Oberschwingungen und Asymmetrien wirken. Ob der NBWR-Prüfling eine positive Auswirkung auf die Netzspannungsqualität besitzt, wird durch die Bewertung des Stroms festgestellt, den der Prüfling im Falle einer unsymmetrischen oder oberschwingungsbehafteten Netzspannung liefert. Dazu muss ein NBWR der vorgegebenen Unsymmetrie bzw. der Spannungsverzerrung entgegenwirken. Ferner wird als wichtiges Qualitätsmaß für einen NBWR der Frequenzbereich identifiziert, in dem der NBWR in der Lage ist, Oberschwingungen zu kompensieren [7].

Im Gegensatz zu den ersten beiden Eigenschaften, die sich in erster Linie auf das Verhalten eines NBWR im Momentanwertbereich beziehen, erfolgt die Bewertung der Momentanreserve auf Grundlage des dynamischen Verhaltens im Effektivwertbereich. Hierbei wird die Fähigkeit eines NBWR nachgewiesen, Trägheit und Dämpfung bereitzustellen. Da dieses Verhalten bei NBWR kaum auf den physikalischen Eigenschaften beruht, sondern im Wesentlichen regelungstechnisch bestimmt ist, kann das Trägheitsverhalten bei verschiedenen Netzereignissen (z. B. Spannungswinkelsprünge, RoCoF) unterschiedlich ausfallen. Aus diesem Grund muss das Verhalten eines NBWR in verschiedenen Szenarien analysiert werden, wie z. B. mittels eines Spannungswinkelsprung- oder eines Inseltests [8].

Von grundlegender Bedeutung für die Bewertung von NBWR ist das Verhalten im strombegrenzten Betrieb. Entscheidend ist hierbei die Bewertung des NBWR-Verhaltens bei großen Amplituden- oder Phasenwinkelsprüngen der Netzspannung, die einen NBWR in den strombegrenzten Betrieb bringen. Ein NBWR muss in diesen Situationen in der Lage sein, die Netzsynchronität aufrecht zu erhalten [9].

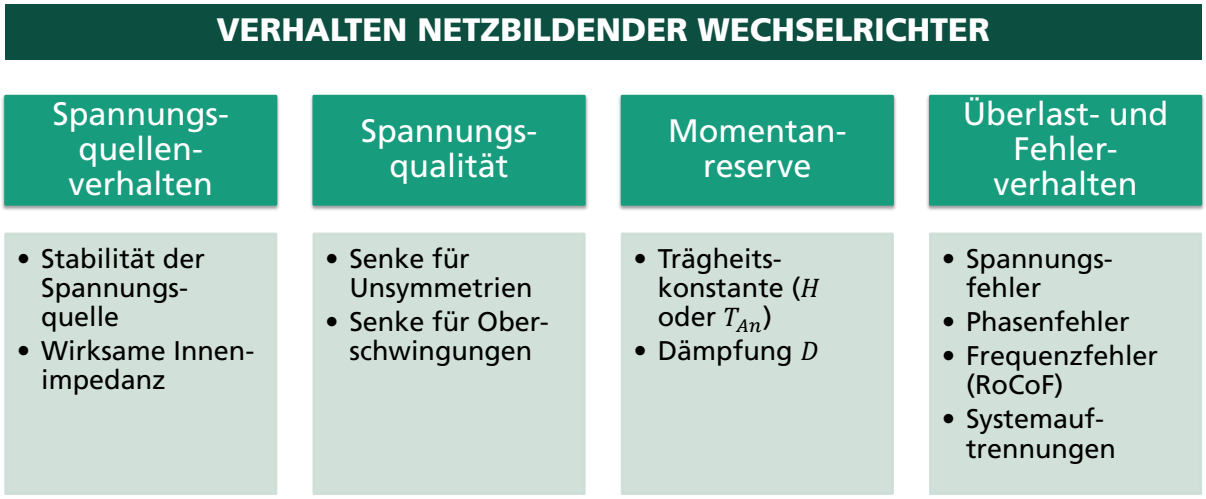


Abbildung 1 Eigenschaften eines NBWR, die im Rahmen der Konformitätsprüfung zu untersuchen sind.

5. Messtechnischer Nachweis des Verhaltens von NBWR bei verschiedenen Netzszenarien

Im Rahmen des Projekts wurden typische Netzereignisse auf den Megawattbereich herunterskaliert. Dies ermöglichte es, die Auswirkungen von NBWR auf den Verbundnetzbetrieb im Multi-Megawatt Lab am Fraunhofer ISE nachzustellen und messtechnisch zu untersuchen.

Für die Testkampagne kamen zwölf WR der Firma KACO new energy zum Einsatz. Die Geräte konnten wahlweise mit der standardmäßigen netzfolgenden Regelung oder mit der im Rahmen des Projektes entwickelten netzbildenden Regelung betrieben werden. Der Netzanschluss des Versuchsaufbaus erfolgte über einen 40-MVA-Transformator an das 110-kV-Netz. Für die Versuche standen zwei 20-kV-Sammelschienen zur Verfügung, die als Netzknoten dienten. Die niederspannungsseitigen Erzeuger und Lasten konnten über vier Transformatoren wahlweise an einen dieser Netzknoten angeschlossen werden (vgl. Abbildung 2). Die WR-Prüflinge wurden in zwei Cluster à sechs WR aufgeteilt und jeweils über einen Transformator angeschlossen. Für den Test der Wechselwirkung zwischen WR und SG kam ein Dieselgenerator mit einer Nennleistung von 100 kVA zum Einsatz. Das Aggregat wurde über einen separaten Transformator an das Netz angeschlossen. Die Last des Systems wurde mittels einer ohmsch-induktiven Lastbank mit einer konfigurierbaren Leistung von bis zu 1,85 MVA nachgebildet. Die Lastbank wurde über den vierten Transformator an das Netz angeschlossen. Darüber hinaus standen für die Tests zwei Fault-Ride-Through (FRT)- Prüfeinrichtungen zur Verfügung. Diese wurden genutzt, um das Verhalten der NBWR bei Netzfehlern in verschiedenen Netzkonstellationen zu testen. Außerdem konnten mittels der Impedanzen der FRT-Prüfeinrichtungen die Leitungsimpedanz in verschiedenen Netzszenarien emuliert werden.

In folgenden Netzszenarien wurde das Verhalten der NBWR sowohl im Normalbetrieb als auch im strombegrenzten Betrieb untersucht:

- Wirk- und Blindlaständerungen in netzgekoppelter Konfiguration
- Wirk- und Blindlaständerungen in der Inselnetzkonfiguration
- Über- und Unterspannungsereignisse
- Phasenwinkelsprungereignisse
- System-Split-Ereignisse

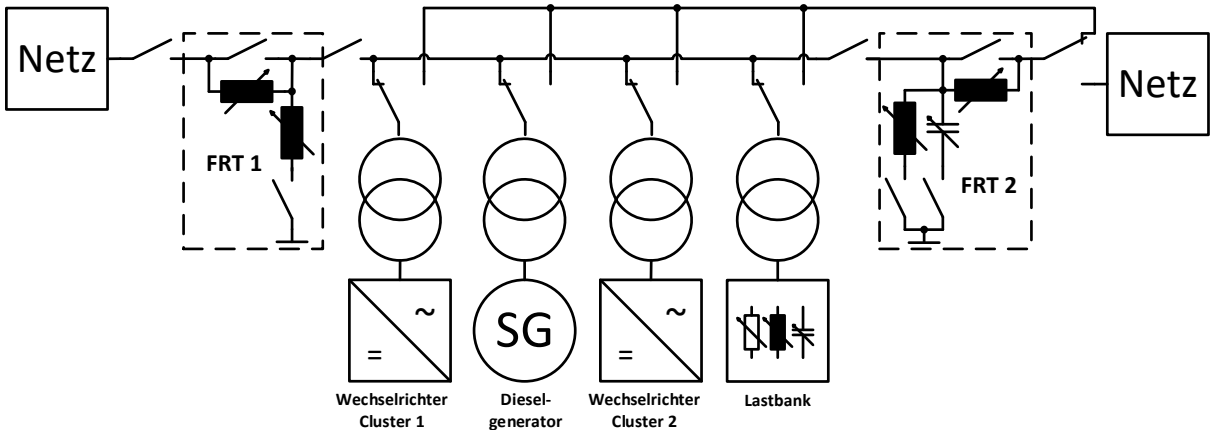


Abbildung 2: Testaufbau der Messkampagne.

Für die Tests konnte das Verhältnis zwischen WR- und SG-basierter Erzeugung durch den Anschluss einer entsprechenden Anzahl an WR verändert werden. Der Anteil der netzbildenden zu den netzfolgenden WR wurde durch die entsprechende Auswahl des jeweiligen Regelungskonzepts der WR variiert.

Für das Herunterskalieren der Netzszenarien wurden nicht nur die Nennspannung und -leistung der angeschlossenen Geräte angepasst, sondern auch die Impedanzen des Versuchsnetzes. Die Längsimpedanzen wurden dabei so eingestellt, dass die Phasenwinkeldifferenzen zwischen den Netzknoten vergleichbar mit den Leitungswinkeln in typischen Betriebsszenarien von Übertragungsnetzen sind.

Abbildung 4 zeigt ein beispielhaftes Messergebnis eines Phasenwinkelsprungtests in einem Zweiknotenaufbau. Der Phasenwinkelsprung wurde durch den Anschluss einer Last am ersten Knoten induziert (vgl. Abbildung 3). In jedem Cluster war nur ein NBWR in Betrieb, jeweils mit einem Wirk- und Blindleistungssollwert von Null. Die Lastzuschaltung führte zu einem Phasenwinkelsprung von -0,1° für Knoten 2 und -0,5° für Knoten 1. Beide WR reagieren instantan mit einer Wirkleistungsänderung, die dem Phasenwinkelsprung entgegenwirkt. Die Reaktion entspricht qualitativ dem Verhalten eines SG.

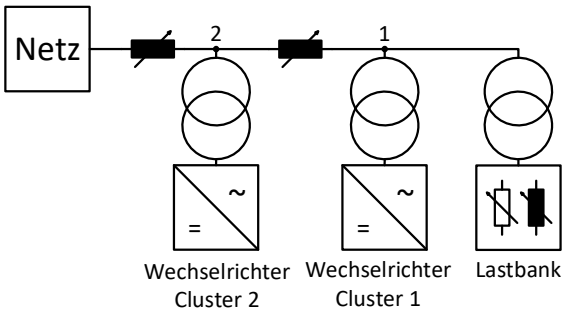


Abbildung 3: Testaufbau für die Untersuchung der Reaktion von NBWR auf einen Phasenwinkelsprung.

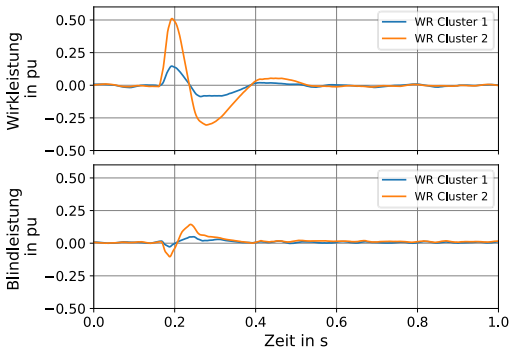


Abbildung 4: Wirk- und Blindleistungsreaktion auf einen Phasenwinkelsprung von zwei NBWR an verschiedenen Netzknoten.

Abbildung 5 zeigt den Testaufbau für die Untersuchung des Verhaltens während System-Split-Ereignissen. Hierfür wurde das Testnetz im Labor vom öffentlichen Versorgungsnetz mittels des Schalters S_{Netz} getrennt. Wie oben beschrieben wurde das Verhältnis von NBWR, NFWR und SG über die Auswahl des Regelverfahrens der WR sowie die Anzahl aktiver WR für verschiedene Szenarien variiert. Durch die Auswahl der Last sowie die Sollwerte der Erzeuger wurde ein entsprechender Lastfluss vor Eintritt der Systemauftrennung eingestellt.
In Abbildung 6 sind die Messergebnisse eines System-Split-Ereignisses dargestellt. In diesem Fall waren je Cluster fünf WR in Betrieb, welche alle mit der netzbildenden Regelung betrieben wurden, dies entspricht einem Anteil von 83 % der Erzeugung aus NBWR. Die Last wurde auf einen Wert von 55 % der Erzeugerleistung eingestellt. Alle NBWR speisen eine Wirkleistung von 100 % ein, der SG eine Wirkleistung von 50 %, daraus ergibt sich ein Export von ~37 % der Erzeugerleistung des Teilnetzes.
Im abgetrennten Teilnetz war keine Primärregelung aktiv. Bei allen Erzeugern war der sog. Limited Frequency Sensitive Mode (LFSM) gemäß deutscher Netzanschlussrichtlinien für die jeweilige Erzeugungsart aktiv.

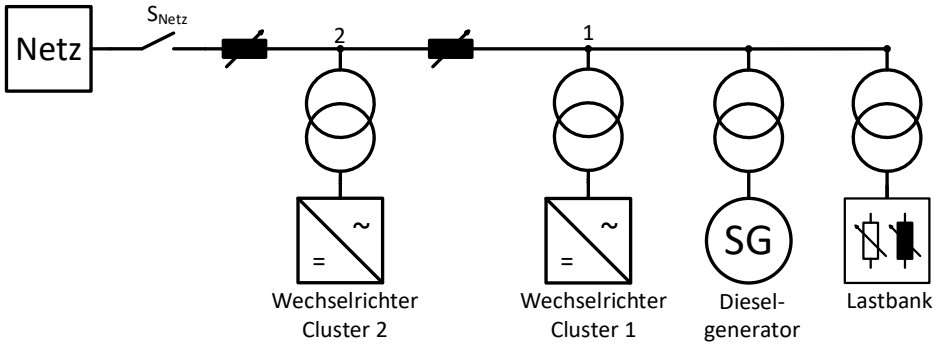


Abbildung 5: Testaufbau für die Untersuchung des Verhaltens von NBWR während System-Split-Ereignissen.

Zum Zeitpunkt 1,2 s in Abbildung 6 wird der Schalter S_{Netz} geöffnet. Instantan reduzieren die NBWR die eingespeiste Wirkleistung und übernehmen die Last im Teilnetz. In

Abbildung 7 sind zusätzlich die Momentanwerte der Spannungen und Ströme im Zeitraum der Netzauftrennung dargestellt.
Ebenfalls zu erkennen ist die unterschiedlich starke Reaktion der NBWR-Cluster zum Zeitpunkt der Auftrennung, welche durch eine unterschiedlich starke Lastflussänderung an den jeweiligen Knoten verursacht wird.
Aufgrund der Trägheit der NBWR wird die maximale Frequenzabweichung auf einen Wert von deutlich unter 0,3 Hz limitiert, welcher aufgrund der Reaktion der LFSM-Funktion stationär auf einen Wert von knapp über 0,2 Hz einschwingt.

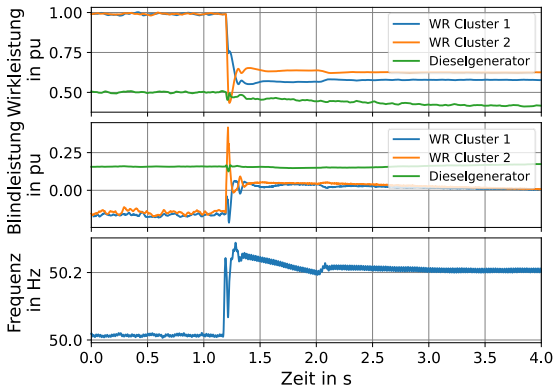


Abbildung 6: Verhalten von Wirk- und Blindleistung sowie der Frequenz während eines System-Split-Ereignisses mit einer Exportleistung von etwa 37% der Erzeugerleistung.

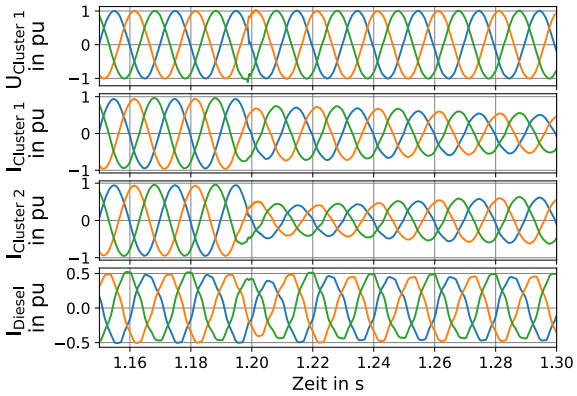


Abbildung 7: Momentanwerte von Strömen und Spannungen während der Auftrennung des Netzes.

Zum Zeitpunkt 2 s wird der Wert von 50,2 Hz kurzzeitig unterschritten. Dies führt dazu, dass der Regelbereich der LFSM-Funktion kurzzeitig verlassen wird. Da im Teilnetz keine Primärregelung vorhanden ist, hat dies einen erneuten Anstieg der Frequenz zur Folge.

6. Berücksichtigung von NBWR in äquivalenten Verteilungsnetzmodellen

Die zunehmende Bedeutung WR-basierter Erzeugung in Verteilungsnetzen macht eine adäquate Abbildung derselben in Netzmodellen für Stabilitätsanalysen erforderlich. Im Gegensatz zur Übertragungsebene ist das Verteilungsnetz selbst jedoch bisher nicht von besonderem Interesse für die Stabilitätsuntersuchung. Aus diesem Grund sowie wegen des hohen Rechenaufwands und der unzureichenden Datenverfügbarkeit können detaillierte Verteilungsnetzmodelle im Rahmen von Systemstabilitätsanalysen durch äquivalente Modelle ersetzt werden. Die Stabilitätsanalyse konzentriert sich auf das Übertragungsnetz, in dem die relevanten Fehler auftreten, weswegen dieses im Detail modelliert wird. In früheren Arbeiten [3] wurde die Eignung von gray-box Parameteridentifikationsmethoden zur Erfassung der dynamischen Reaktion

WR-dominierter Netze in entsprechenden äquivalenten dynamischen Modellen untersucht. Mit der Einführung von NBWR ergeben sich jedoch neue Herausforderungen für die Erstellung von äquivalenten dynamischen Modellen [4].
Die Reaktion des NBWR hängt in hohem Maße von der Stärke des Netzes am Anschlusspunkt (NAP) des NBWR und der elektrischen Entfernung zum Fehlerort ab. Diese beiden Abhängigkeiten können im äquivalenten Netzmodell dadurch berücksichtigt werden, dass Spannungssensitivitäten am NAP des NBWR im äquivalenten Netzmodell denen am NAP des korrespondierenden NBWR im detaillierten Netzmodell entsprechen. Die neu entwickelte Methode zur Erstellung eines äquivalenten Netzmodells unter Berücksichtigung von NBWR lässt sich in folgende Schritte unterteilen: Zunächst werden die Knoten des detaillierten Netzmodells nach Spannungsebene, Erzeugungstechnologie und Regelungsstrategie geclustert. Sowohl die Lasten als auch die netzfolgenden Wechselrichter (NFWR) werden dann entsprechend den Clustern aggregiert und an einem äquivalenten Knoten angeschlossen. Dieser wird über einen äquivalenten Transformator und den sogenannten Grenzknoten mit dem Übertragungsnetzmodell verbunden. Schließlich wird jeder NBWR des detaillierten Modells durch einen korrespondierenden NBWR im äquivalenten Modell dargestellt. Diese werden jeweils über eine Impedanz mit dem äquivalenten Knoten verbunden. Diese Impedanzen werden dahingehend parametriert, dass am NAP des äquivalenten NBWR die gleichen Spannungssensitivitäten erreicht werden wie am NAP des korrespondierenden NBWR im detaillierten Netz. Außerdem wird eine zusätzliche „Slack“-Last parametriert, um denselben stationären Leistungsfluss am Grenzknoten des äquivalenten Modells zu erreichen wie am Grenzknoten des detaillierten Modells.
Die Leistungsfähigkeit der vorgeschlagenen Methode wird im Folgenden durch Simulationsergebnisse analysiert. Als Testnetzmodell wird ein strahlenförmiges 10-kV-Verteilungsnetz des open source Tools DINGO [5] verwendet. Die Gesamtlast beträgt 40 MW und 10 Mvar. 99 % der Last werden durch WR-basierte Erzeugung abgedeckt. Die WR-basierte Erzeugung selbst wird zu 60 % von sechs verteilten NBWR erbracht. Das externe Netz wird als Spannungsquelle modelliert, die über eine 50 km lange Übertragungsleitung mit dem Verteilungsnetz verbunden ist. Die Spannungsquelle induziert bei t = 0 s einen Spannungswinkelsprung von 10°. In Abbildung 8 sind die Wirkleistungsflüsse an den Grenzknoten sowohl des detaillierten als auch des äquivalenten Netzmodells dargestellt. Das dynamische Verhalten des äquivalenten Modells kommt dem des detaillierten Modells sehr nahe, obwohl das äquivalente Modell nur aus sieben Knoten besteht (detailliertes Modell: 195 Knoten). Außerdem konnte die Simulationsdauer des äquivalenten Modells im Vergleich zum detaillierten Modell um 97,3 % reduziert werden. Diese beispielhafte Simulation kann für andere Fehler, z. B. Frequenzänderungen oder Kurzschlussfehler, mit ähnlichen Ergebnissen durchgeführt werden. Daher eignet sich die vorgeschlagene Methode sehr gut, um äquivalente Netzmodelle zu erstellen, die das dynamische Verhalten des detaillierten Netzes inklusive der darin befindlichen NBWR abbilden können.

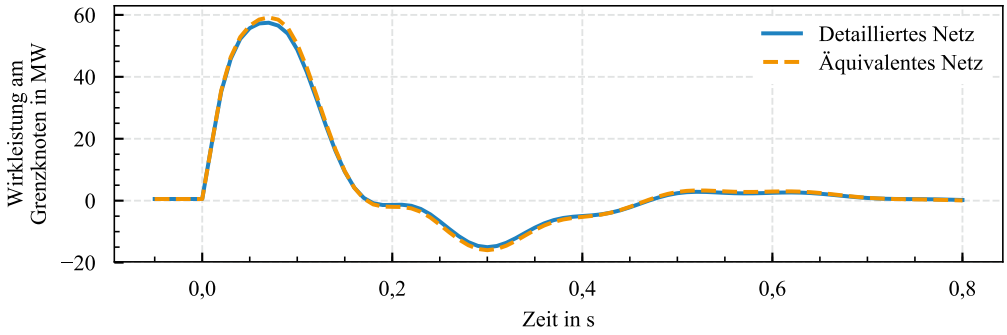


Abbildung 8: Wirkleistung am Grenzknoten des detaillierten und des äquivalenten Netzmodells nach einem Phasenwinkelsprung von 10 °.

7. Einfluss von NBWR auf die Stabilität des Verbundsystems

Zwar besitzen NBWR wesentliche Eigenschaften von SG in Bezug auf ihr Verhalten, ihre Hardware unterscheidet sich jedoch grundlegend. Während der SG eine Spannung mittels eines rotierenden Magnetfeldes induziert, generiert ein NBWR eine Spannung mittels leistungselektronischer Schalter. Im Gegensatz zu NBWR existieren für SG bereits detaillierte und validierte Simulationsmodelle. Um das Verhalten eines einzelnen NBWR zu untersuchen, bedarf es daher eines detaillierten Simulationsmodells, welches im Forschungsprojekt *VerbundnetzStabil* erstellt wurde. Dieses ist in der Lage, das reale Verhalten eines NBWR mit dem im Projekt entwickelten spannungseinprägenden Regelungskonzept mit einem sehr hohen Detailgrad wiederzugeben.

Wie schon zuvor bei der Modellierung von Verteilungsnetzen festgestellt, verbietet sich auch im Rahmen von Verbundsystemuntersuchungen die Komplexität solcher Modelle. Verschiedene Vereinfachungen des detaillierten Modells sind erforderlich, um komplexitätsreduzierte und generische Modelle zu erhalten, die in Stabilitätsuntersuchungen verwendet werden können. Das vereinfachte Modell muss die wesentlichen Dynamiken des detaillierten Modells hinreichend genau abbilden.

Zwei gängige Vereinfachungen sind dabei 1) die Verwendung eines Average Value Models (AVM), bei dem die Ausgangsspannung des NBWR eine kontinuierliche Spannung ist, wobei das hochfrequente Schalten der Leistungselektronik vernachlässigt wird, und 2) die Annahme, dass die Spannung im Gleichspannungszwischenkreis des NBWR konstant ist. Letztere Vereinfachung bedeutet, dass implizit ein unendlicher oder zumindest ausreichend dimensionierter Energiespeicher für jeden NBWR angenommen wird. Beide Annahmen werden im Rahmen von Studien zur Stabilität des elektrischen Energiesystems in der Regel als erfüllt angesehen.

Eine weitere häufig verwendete Vereinfachung ist die Darstellung der Ströme und Spannungen als Phasoren in einem rotierenden Koordinatensystem (in der Regel Park-Koordinaten). Ein darauf basierendes Simulationsmodell wird gewöhnlich als RMS-Modell bezeichnet. Ein wesentlicher Vorteil von RMS-Modellen besteht darin,

dass die Rotation der einzelnen Phasoren mit der Grundschwingungsfrequenz herausgerechnet wird und somit nur die viel langsamere relative Winkeländerung der entsprechend transformierten Phasoren zum Referenzkoordinatensystem zurückbleibt. Simulationen mit RMS-Modellen können daher mit wesentlich geringerem Rechenaufwand durchgeführt werden. Eine phasorbasierte Modellierung ist insbesondere dann gerechtfertigt, wenn sämtliche Systemgrößen nahezu sinusförmig sind, d. h. für SG, NFWR in starken Netzen und NBWR innerhalb der technischen Stromgrenzen. Dies gilt jedoch nicht für NBWR im strombegrenzten Betrieb. Die gestellte Spannung ist in diesem Fall möglicherweise nicht mehr sinusförmig und kann nicht mehr adäquat durch einen entsprechenden Phasor abgebildet werden. Die Auswirkungen von Strombegrenzungen auf die Systemstabilität können jedoch erheblich sein, wie in [9] und [10] gezeigt wurde. Das Gleiche gilt für NFWR in schwachen Netzen, wo Instabilitäten durch Wechselwirkungen zwischen der zugrundeliegenden Regelung und der Netzspannung bei anderen Frequenzen als der Grundfrequenz entstehen können. Aus diesem Grund wurden im Rahmen des Projekts elektromagnetische transiente Modelle (EMT-Modelle) für elektrische Netze mit begrenzter Komplexität entwickelt. Dabei werden die Spannungen und Ströme nicht als Phasoren dargestellt, sondern es werden die Zeitverläufe der physikalischen Größen verwendet. Mit diesen EMT-Modellen konnten die mit RMS-Modellen erzielten Simulationsergebnisse validiert und die Auswirkungen auf die Dynamik bedingt durch die Vereinfachungen der RMS-Modelle untersucht werden.

Die Verbundsystemsimulationen im Rahmen des Forschungsprojekts wurden unter Verwendung eines Benchmarknetzmodells, angelehnt an das baden-württembergische Übertragungsnetz, durchgeführt. Mit diesem Benchmarknetzmodell wurden Inselnetzbildungen mit einem Exportüberschuss von 30% bezogen auf die Netzlast untersucht. Ein System-Split-Ereignis mit einem Ungleichgewicht in dieser Größenordnung führt zu einem starken Anstieg der Netzfrequenz.

Die in den Simulationen aufgetretenen maximalen RoCoF-Werte sind in Abbildung 9 dargestellt. Der Anteil von SG, NBWR und NFWR wurde dabei in 10 %-Schritten variiert. Aus dem maximalen RoCoF wird der minimale Anteil von SG bzw. NBWR anhand eines maximal zulässigen RoCoF von 2 Hz/s abgeleitet. Dazu wurde der RoCoF über ein gleitendes 500-ms-Fenster ermittelt. Die Ergebnisse zeigen, dass NFWR im Gegensatz zu SG und NBWR nicht zur Trägheit des Netzes beitragen. Höhere Anteile von NFWR mit heutigen Regelungskonzepten führen daher zu einem höheren RoCoF. Zusammenfassend legen die simulationsbasierten Untersuchungen zur Ermittlung des notwendigen Mindestanteils an netzbildenden Erzeugern, d.h. entweder SG oder NBWR, einen Mindestanteil netzbildender Erzeuger von 40-50 % auf Basis des oben genannten Bewertungskriteriums nahe.

In Abhängigkeit von der konkreten Netzsituation, insbesondere bei einer schwachen Netzanbindung von NFWR, können auch bei einem höheren Anteil an netzbildenden

Erzeugern Instabilitäten auftreten. Dieses Ergebnis ist daher nur als grober Anhaltspunkt zu verstehen und ersetzt nicht die umfassende Beurteilung der individuellen Netzsituation.

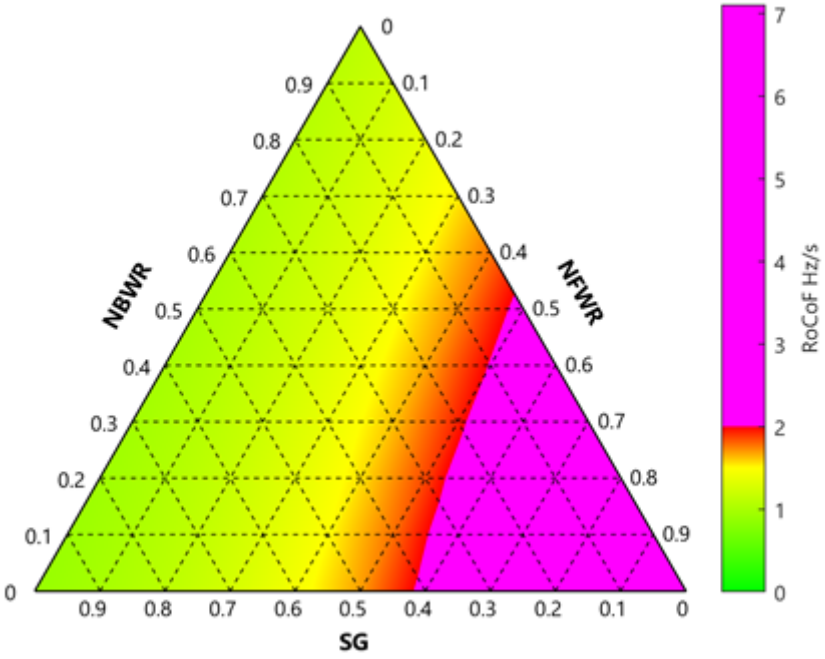


Abbildung 9: Dreiecksdiagramm mit maximalem RoCoF-Wert für unterschiedliche Anteile von SG, NFWR und NBWR nach einem Exportverlust von 30 %.

8. Zusammenfassung und Ausblick

Dank der umfangreichen Erfahrung im Bereich der Netz- und WR-Regelung sowie der fundierten Kenntnisse im Bereich der Leistungselektronik konnten die Partner im Forschungsprojekt *VerbundnetzStabil* die Hauptanforderungen an NBWR aus einer Systemperspektive und auf der Grundlage der gegebenen WR-Fähigkeiten erarbeiten. Dabei wurden relevante Aspekte zur Reaktion eines NBWR auf plötzliche Netzereignisse einschließlich des Überlastverhaltens sowie ein klar definiertes Verhalten während der Übergangsphase bis zu einem neuen quasistationären Betriebspunkt des NBWR berücksichtigt. Diese Erkenntnisse bildeten die Grundlage für die Entwicklung und Implementierung eines neuen spannungseinprägenden Regelungskonzepts für NBWR auf einer marktbasierten WR-Plattform. Das systemdienliche Verhalten dieses NBWR wurde durch intensive Labortests im Megawattmaßstab nachgewiesen. Zu diesem Zweck wurden spezifische Testszenarien definiert, die es ermöglichen das ordnungsgemäße Verhalten von NBWR im Normalbetrieb sowie im strombegrenzten Betrieb während Fehlersituationen zu bewerten. Ferner entwickelte das Konsortium Simulationsstrategien zur Untersuchung der Netzstabilität unter Berücksichtigung der Integration von NBWR in Übertragungs- und Verteilungsnetzen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass das Forschungsprojekt *VerbundnetzStabil* in den letzten vier Jahren zu einem wesentlich besseren Verständnis der

Netzstabilität bei einem sehr hohen Anteil an WR-basierter Erzeugung beigetragen hat. Damit sind die für einen stabilen Netzbetrieb relevanten Grundlagen der Wechselwirkungen zwischen Netz und WR gut verstanden. Dennoch wurden im Verlauf des Projektes neue Forschungsfragen aufgeworfen, die vor bzw. begleitend zur dringend benötigten Markeinführung von NBWR wissenschaftlich untersucht werden sollten. Dazu gehören z. B. die Betrachtung der Anforderungen der Gesamtanlage (DC-Seite, Speicherauslegung, Betriebsführung), Anforderungen an die Parametrierung aus Systemsicht (spezifische Trägheit, Bedarf an gespeicherter Energie, etc.) und Prüfung notwendiger Anpassungen der Leistungselektronik (Bereitstellung von Neutralleiterströmen, Überstromfähigkeit). Schlussendlich ist die Sammlung von Betriebserfahrung mit Pilotanlagen am öffentlichen Netz dringend empfohlen.

Danksagung

Die Arbeiten, die dieser Veröffentlichung zugrunde liegen, wurden gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages im Rahmen des Forschungsprojekts *VerbundnetzStabil* (FKZ 0350015).

Literaturverzeichnis

[1] S. Rogalla, A. Greulich, J. Lehner, H. Lens, P. Ernst, T. Schaupp, R. Singer, J,. Ungerland, C. Schöll, R. Denninger, A. Salman: Grid Forming Converters in Interconnected Systems - Final Results from the Joint Research Project VerbundnetzStabil. In *Conference Proceedings of the 20th Wind Integration Workshop*, 2021.

[2] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen and R. Belmans, "A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 22, no. 4, pp. 1107-1115, July 2007, doi: 10.1109/TPEL.2007.900456

[3] M. F. Valois-Rodriguez and J. Ungerland: Evaluation of Grid Reduction Techniques for Distribution Networks with a High Penetration of Inverter-based Generation. In *2020 IEEE PES ISGT-Europe*, pages 824-828, 2020.

[4] J. Ungerland and P. Pant: Challenges of Modelling Equivalent Active Distribution Grids under Consideration of Grid Forming Inverters. In *Conference Proceedings of the 19th Wind Integration Workshop*, 2020.

[5] J. Amme, G. Pleßmann, J. Bühler, L. Hülk, E. Kötter, and P. Schwaegerl: The eGo grid model: An open-source and open-data based synthetic medium-voltage grid model for distribution power supply systems. In *Journal of Physics: Conference Series*, volume 977, 2018.

[6] M. Kersic, T. Müller, R. Denninger, P. Ernst, S. Reichert, R. Singer, A. Dýsko, A. Egea Alvarez, Q. Hong, E. Lewis, A. Roscoe, H. Lens, C Schöll, T. Schaupp, and K. Jalili: Testing characteristics of grid forming converters part I: Specification and definition of Behavior. In *Conference Proceedings of the 19th Wind Integration Workshop*, 2020.

[7] R. Denninger, S. Reichert, S. Rogalla, and K. Jalili: Testing characteristics of grid forming converters part II: Voltage Source Properties and Contribution to Power Quality. In *Conference Proceedings of the 19th Wind Integration Workshop*, 2020.

[8] A. Dýsko, A. Egea Alvarez, Q. Hong,A. Khan, P. Ernst, R. Singer, and A. Roscoe: Testing characteristics of grid forming converters part III: inertial Behavior. In *Conference Proceedings of the 19th Wind Integration Workshop*, 2020.

[9] R. Singer, P. Ernst, R. Denninger, and K. Jalili: Testing characteristics of grid forming converters part IV: Overload Behavior and Response to Grid Faults. In *Conference Proceedings of the 19th Wind Integration Workshop*, 2020.

[10] C. Schöll and H. Lens: Instability Phenomena in Interconnected Power Systems Caused by Current Limitation of Grid-Forming Converters. In *Conference Proceedings of the 19th Wind Integration Workshop*, 2020.

[11] C. Schöll and H. Lens: Impact of Current Limitation of Grid-forming Voltage Source Converters on Power System Stability. In *IFAC-PapersOnLine* 53.2 (2020): 13520-13524, 2020.

[12] T. Hennig, J. Lehner, J. Weidner, and G. Deiml: Einfluss leistungselektronischer Betriebsmittel auf die Frequenzstabilität bei Teilnetzbildung. In *ETG Fachtagung Netzregelung und Systemführung*, 2019.