

ImaStabil – Impedanzanalyse zur Sicherstellung eines stabilen und zuverlässigen Betriebs am Netz

Johannes Schröder*, Detlef Schulz

Professur für Elektrische
Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität/Universität
der Bundeswehr Hamburg
Hamburg, Deutschland

*johannes.schraeder@hsu-hh.de

Sebastian Kaiser

Fraunhofer Institut für Solare
Energiesysteme

Freiburg, Deutschland

Michael Jordan

morEnergy GmbH
Hamburg, Deutschland

Kurzfassung – Verfahren zur optimierten Netzanschlussplanung basierend auf dem impedanzbasierten Stabilitätskriterium liefern neue Daten in der Planung von wechselrichterbasierten Kraftwerken. Mit dem Verfahren der Impedanzspektroskopie von Wechselrichtern wurde bereits eine Methode zur Bestimmung des wirksamen Impedanzverlaufs und der internen OS-Quellen von Wechselrichtern entwickelt, womit sich das frequenzabhängige Verhalten einzelner Einheiten beschreiben lässt. Die zeit- und frequenzabhängige Netzimpedanz am Netzanschlusspunkt (NVP) konnte ebenfalls bereits erfolgreich in mehreren Messkampagnen an Mittel- und Niederspannungsnetzen gemessen werden. Durch koordinierte Anwendung der beiden Messverfahren soll zukünftig eine prädikative Oberschwingungsbewertung und dadurch eine hohe Planungssicherheit und Netzqualität, auch in Netzen mit einer hohen Durchdringung leistungselektronisch gekoppelter Anlagen, gewährleistet werden.

In dem im April 2023 gestarteten Projekt „ImaStabil“ soll nun die Methode der Impedanzspektroskopie zur Analyse von Resonanzen und Oberschwingungen von der Einheiten- auf die Anlagenebene weiterentwickelt werden. Durch Feldmessungen in realen PV-Kraftwerken und Netzen soll der Nutzen der Verfahren für die Qualitätssicherung bei der Planung von PV-Kraftwerken validiert werden.

Stichworte – *Oberschwingungen, Stabilitätskriterium, Impedanzspektroskopie, Netzimpedanzmessung, Netzanschlussbewertung, PV-Kraftwerke*

NOMENKLATUR

AP	Arbeitspunkt
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
DUT	Device Under Test
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
ESB	Ersatzschaltbild
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V.
GT	Greentech GmbH

HSU	Helmut-Schmidt-Universität
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
mE	morEnergy GmbH
NVP	Netzverknüpfungs/-anschlusspunkt
OS	Oberschwingung
PCC	Point of Common Coupling
PV	Photovoltaik
RPWM	Random Puls Width Modulation
TAR	Technische Anschlussregeln
WR	Wechselrichter

I. EINLEITUNG

Im Gegensatz zu konventionellen Großkraftwerken sind PV-Kraftwerke aus einer Vielzahl an Erzeugungseinheiten (EZE) aufgebaut. Die elektrischen Eigenschaften am NVP ergeben sich dabei vor allem aus dem Zusammenspiel der eingesetzten Wechselrichter (WR). Ferner spielen kraftwerksinterne Verkabelungen und Transformatoren hierbei eine entscheidende Rolle. Für die Stabilitäts- und Oberschwingungsanalyse solcher komplexer Anlagen am Netz bietet die Normung bis heute keine adäquaten Lösungen [1, 2]. Dies zeigt sich unter anderem durch unerwünschte Resonanzeffekte oder hohe Oberschwingungspegel (OS-Pegel), die trotz umfangreicher Netzanschlussverfahren immer wieder auftreten [3, 4]. Lösungsansätze für dieses Problem bieten Verfahren basierend auf Impedanzmessungen und Resonanzauswertungen welche in dem Projekt ImaStabil untersucht werden sollen.

Das Projekt ImaStabil ist ein Verbundvorhaben der Forschungseinrichtungen des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) und der Professur für Elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität (HSU), sowie den Industriepartnern morEnergy GmbH (mE) und greentech GmbH (GT). Das Projekt wird im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert. Unterstützt wird das Projekt durch die assoziierten Partner Westnetz GmbH, einem Netzbetreiber, und der

Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V. (FGW), Herausgeber der Zertifizierungsrichtlinien von dezentralen Erzeugungseinheiten und -anlagen. Im Folgenden sollen die Verfahren und Ziele des Projekts, sowie der aktuelle Stand der Wissenschaft vorgestellt werden.

II. STABILITÄT UND SPANNUNGSQUALITÄT

Die Einhaltung der Spannungsqualität, nach DIN EN 50160, beim Anschluss neuer Anlagen an das öffentliche Netz wird im Netzanschlussverfahren geprüft [5, 6]. Insbesondere bei der Konformitätsabschätzung von Netzzrückwirkungen durch die Emission von Oberschwingungen in das Netz, werden dabei Annahmen getroffen, welche das Systemverhalten nicht ausreichend oder nicht korrekt beschreiben und somit zu falschen Einschätzungen in der Bewertung führen können [2, 7, 8, 9, 10]. Diese zu sehr vereinfachenden Annahmen sind unter anderem,

- WR verhalten sich wie OS-Stromquellen,
- Phaseninformationen werden während der Typisierung nicht betrachtet,
- emittierte Oberschwingungsströme sind immer destruktiv,
- das Verhalten der Erzeugungsanlage (EZA) lässt sich durch das, in Abhängigkeit der geplanten Anlagenleistung S_A , linearisierte Verhalten der EZE beschreiben,
- der qualitative Verlauf des Spektrums der Netzimpedanz ist allgemein standardisiert und
- die den WR beeinflussenden Oberschwingungen im Netz können nicht berücksichtigt werden.

Simulative Verfahren zur Bewertung der frequenzabhängigen Robustheit des Netzes, welche über eine linearisierte Betrachtung der Kurzschlussleistung hinaus gehen, werden bereits untersucht [10]. Durch eine reglerbasierte Stabilitätsbewertung können simulativ bereits während der Planungsphase Instabilitäten der WR am Netz erkannt werden. Diese Verfahren erfordern allerdings genaue Informationen zum Design des WR und zum geplanten NVP, welche oft nicht zur Verfügung stehen. Eine alternative dazu bietet die impedanzbasierte Stabilitätsbewertung [11].

A. Impedanzbasiertes Stabilitätskriterium

Bei OS-Stabilitätsbetrachtungen von WR-gekoppelten Kraftwerken am Netz kann grundsätzlich zwischen quellengetriebenen und resonanzgetriebenen Oberschwingungen unterschieden werden. Impedanzen und OS-Quellen sind dabei jeweils frequenzabhängig zu betrachten.

Quellengeriebene Oberschwingungen entstehen durch den Stromfluss aufgrund der Spannungsdifferenz und der Impedanzsumme der beiden Quellen (Netz und WR). Diese quellengetriebenen Oberschwingungsströme werden dadurch begrenzt, dass die Leistung der Spannungsquellen limitiert und die Netzimpedanz ungleich Null ist. Nichtsdestotrotz können diese zu signifikanten Spannungsverzerrungen führen [7]. Um Rückwirkungen beurteilen zu können, ist es wichtig die internen Oberschwingungsquellen der geplanten WR vor dem Anschluss ans Netz zu kennen.

Besonders große Oberschwingungsströme können jedoch entstehen, wenn die Summe der Impedanzen von Netz und WR annähernd Null ist. Das wäre der Fall bei gleichen Impedanzbeträgen aber einer Phasenverschiebung von 180° (z.B. ein kapazitiver WR und ein induktives Netz). Schon sehr kleine OS-Quellen im System können hier zu Resonanzschwingungen und im schlimmsten Fall zu Schäden an WR und anderen Bauteilen führen [7].

Als prädikatives Bewertungsverfahren wird aktuell in der Forschung die Anwendung des impedanzbasierten Stabilitätskriteriums untersucht [11, 12, 13, 14, 15].

Anders als bei der reglerbasierten Stabilitätsbewertung kann bei der impedanzbasierten Stabilitätsbewertung auf genaue Informationen zum WR Design verzichtet werden. Die Stabilitätsbedingung kann dabei allein anhand der Eingangsimpedanz des WR und der Netzimpedanz geprüft werden [11]. Beide Systeme werden hierzu zunächst als frequenzabhängige Thevenin- bzw. Norton-Ersatzschaltbilder (ESB) charakterisiert. Eine Umrechnung der beiden Ersatzschaltbilder ineinander ist dabei möglich [7]. Die Messverfahren zur Bestimmung der ESB-Parameter werden in Abschnitt III erläutert.

Bei dem impedanzbasierten Stabilitätskriterium handelt es sich um eine spezifische Anwendung der Stabilitätsbedingungen der linearen Regelungstheorie [11, 16]. Das Netz wird grundsätzlich als reale Spannungsquelle charakterisiert. PV-WR werden hingegen oft als Stromquellen geregelt [11, 17]. Ihre internen OS-Quellen wiederum verhalten sich wie Spannungsquellen [13, 18]. ABBILDUNG 1 zeigt das Kleinsignalersatzschaltbild zur Stabilitätsbewertung eines netzfolgenden PV-WR am Netz.

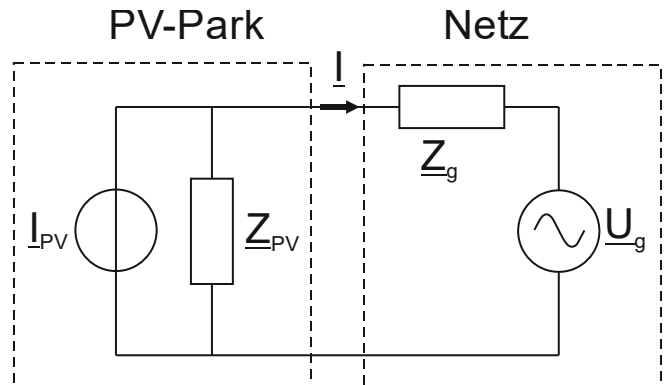


ABBILDUNG 1: KLEINSIGNALERSATZSCHALTBILD ZUR STABILITÄTSUNTERSUCHUNG EINES WECHSELRICHTERBASIERTEN SYSTEMS AM NETZ.

$$\underline{I}(f) = \frac{\underline{I}_{PV}(f) \cdot \underline{Z}_{PV}(f)}{\underline{Z}_{PV}(f) + \underline{Z}_g(f)} - \frac{\underline{U}_g(f)}{\underline{Z}_{PV}(f) + \underline{Z}_g(f)} \quad (1)$$

$$\underline{I}(f) = \left[\underline{I}_{PV}(f) - \frac{\underline{U}_g(f)}{\underline{Z}_{PV}(f)} \right] \cdot \frac{1}{1 + \frac{\underline{Z}_g(f)}{\underline{Z}_{PV}(f)}} \quad (2)$$

Der Ausgangsstrom des WR wird entsprechend des ESBs aus ABBILDUNG 1 mit der Formel (1) berechnet und kann nach Formel (2) umgestellt werden. Es wird angenommen, dass die beiden Quellen jeweils unbelastet stabil sind. Die Stabilität des WR am Netz hängt daher vom rechten Term ab. Dieser ähnelt der geschlossenen Übertragungsfunktion eines negativ rückgekoppelten Regelsystems, bei dem die

Rückkopplungsverstärkung Z_g/Z_{PV} beträgt. Gemäß der linearen Regelungstheorie ist die geschlossene Übertragungsfunktion stabil, wenn die Rückkopplungsverstärkung die Nyquist-Stabilitätsbedingung erfüllt [11].

Das impedanzbasierte Stabilitätskriterium wird entsprechend anhand des Quotienten der Eingangsimpedanz des Netzes Z_g und des WR Z_{PV} geprüft. Die Nyquist-Stabilitätsbedingung kann im Nyquist-Plot an der Stelle -1 der Abszisse geprüft werden, welche weder Durchstoßen, noch Umschlingen werden darf, um das Kriterium zu erfüllen. Aber auch eine Überprüfung im Bode-Diagramm, welches oft zur Darstellung der frequenzabhängigen Impedanz elektrischer Energiesysteme genutzt wird, ist möglich [12].

B. Optimierte Netzanschlussplanung

Die neuartigen Mess- und Bewertungsmethoden sorgen für eine genauere Kenntnis des Netzanschlusspunktes und zur Charakterisierung der WR, sowie der Wechselwirkung zwischen WR und Netz, ohne das Betriebsgeheimnisse zu den Anlagen preisgegeben werden müssen. Die OS-Stabilität kann prädikativ bewertet werden. Dadurch können vorhandene Übertragungskapazitäten, welche bisher aufgrund einer negativen Abschätzung nach TAR Mittelspannung 5.4.4 ungenutzt geblieben, genutzt werden [2, 11]. Ebenso können Gegenmaßnahmen zielgerichteter entwickelt und früher als bisher im Anlagenplanungsprozess kalkuliert werden. Aber auch bei bestehenden Anlagen lässt sich das Bewertungsverfahren mithilfe der Anlagenimpedanzmessung einsetzen und Ursachen für ungewollte EMV-Probleme identifizieren [19, 20].

Quellenbedingte Oberschwingungen aufgrund von WR internen OS-Quellen können gezielt gefiltert werden. Resonanzbasierte OS, welche mit dem impedanzbasierten Stabilitätskriterium identifiziert wurden, können vermieden werden, indem die Eingangsimpedanz des WR angepasst wird. Diese wird im unteren Frequenzbereich vor allem durch die Stromregelung des Controllers beeinflusst und im oberen Frequenzbereich durch den passiven Ausgangsfilter [13]. Durch Impedance Shaping können auch schon kostengünstige Anpassungen die Spannungsqualität verbessern, z.B. durch softwaretechnische Anpassungen der Stromregelung [21].

III. IMPEDANZMESSVERFAHREN

Zur Bestimmung der für die Stabilitätsbewertung notwendigen frequenzabhängigen Thevenin-ESB der WR, des PV-Parks und des NVP werden modernste Messgeräte eingesetzt. Diese werden im Folgenden vorgestellt und die Messverfahren erläutert.

A. Zeit- und Frequenzabhängige Netzimpedanzmessung

Aktive Impedanzmessverfahren basieren alle auf einer Anregung des zu untersuchenden DUT, sowie einer präzisen Strom- und Spannungsmessung [22]. Als besonders geeignetes Verfahren zur schnellen und mobilen Bestimmung von Impedanzen und Resonanzen am NVP hat sich die Random Puls Width Modulation-Anregung (RPWM) durch das Schalten einer ohmschen Last bewährt [23, 24]. ABBILDUNG 2 stellt den Messaufbau schematisch dar. Das Messgerät wird dabei an den zu vermessenden NVP angeschlossen und über einen leistungselektronischen Schalter wird eine ohmsche Last pseudozufällig auf das Netz gepulst. Der resultierende Stromfluss durch das Messgerät und die Spannungsantwort am NVP werden dann mittels diskreter Fourier-Transformation (DFT) im Frequenzbereich

ausgewertet. Die mittels RPWM-Anregung erzeugten Anregungs- und Antwortsignale sind dadurch charakterisiert, dass sie innerhalb einer einzigen Messung, über wenige Grundschwingungen, ein breites Frequenzspektrum erfassen. Dieses Anregungsverfahren wird sowohl bei dem ONIS-System auf der Niederspannungsebene, als auch mit dem Messcontainer auf der Mittelspannungsebene angewendet, wobei sich die technische Umsetzung unterscheidet [25].

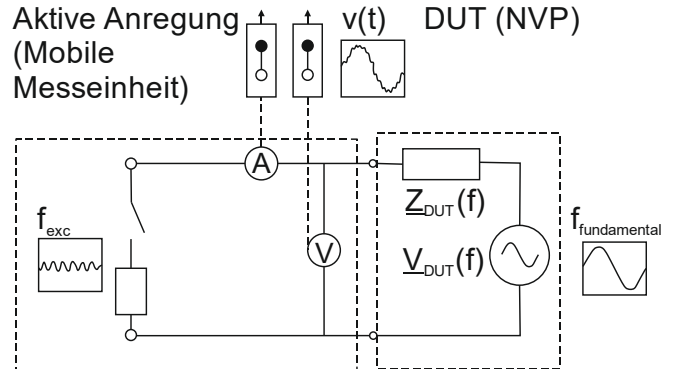


ABBILDUNG 2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES MOBILEN MESSVERFAHRENS MIT RPWM-ANREGUNG.

Die frequenzabhängige Netzimpedanz Z_{DUT} berechnet sich dann nach Formel (3) aus der Differenz der Leerlaufspannung V_{DUT} zur Spannungsantwort V_{exc} , sowie dem Anregungsstrom I_{exc} .

$$Z_{NVP}(f) = \frac{V_{DUT}(f) - V_{exc}(f)}{I_{exc}} \quad (3)$$

Die Impedanz von dreiphasigen oder vierphasigen Systemen wird mit dem Verfahren der asynchronen Netzanregung bestimmt. Dabei werden zunächst die Schleifenimpedanzen äquivalent zum einphasigen Messprinzip gemessen. Leiterimpedanzen und die symmetrischen Komponenten lassen sich anschließend anhand eines Matrixgleichungssystems berechnen. Hierbei wird eine Zeitinvarianz des DUT während der Messung der Schleifenimpedanzen vorausgesetzt [26].

B. Impedanzspektroskopie von WR

Mit dem Verfahren der differentiellen Impedanzspektroskopie wird die wirksam frequenzabhängige Impedanz sowie die internen harmonischen Spannungsquellen eines WR ermittelt [13]. Der Prüfstand ist schematisch in ABBILDUNG 3 dargestellt.

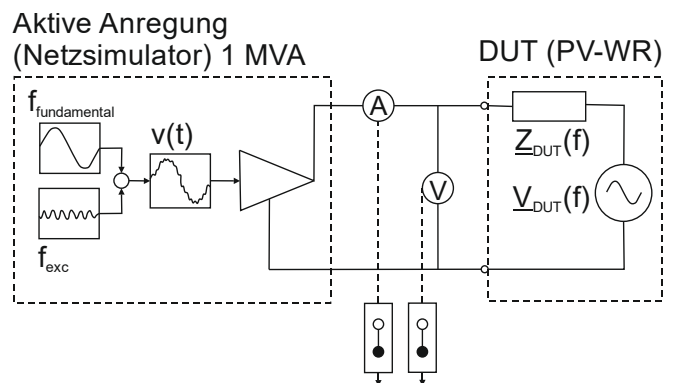


ABBILDUNG 3: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER DIFFERENTIELLEN IMPEDANZSPEKTROSKOPIE NACH [13].

Zunächst wird der WR an einem Netzsimulationsgerät in Betrieb genommen. Mit einer, der Netzfrequenz $f_{\text{fundamental}}$ überlagerten, Kleinsignalspannung wird dann das Device Under Test (DUT) in zwei unabhängigen Messungen angeregt. Die Frequenz des Anregungssignals bleibt dabei gleich, die Phase oder Amplitude wird verändert. Die resultierenden Ströme werden jeweils als Anregungsantwort gemessen und in den Frequenzbereich transformiert.

Die Impedanz Z_{DUT} wird dann als Quotient der Differenzen aus beiden Spannungs- und Strommessungen nach Formel (4) bestimmt.

$$Z_{\text{DUT}}(f) = \frac{V_{\text{exc2}}(f) - V_{\text{exc1}}(f)}{I_{\text{exc2}}(f) - I_{\text{exc1}}(f)} \quad (4)$$

Durch einen Frequenzsweep des Anregungssignals bis 10 kHz kann so für jede angeregte Frequenz ein Thévenin-Äquivalent berechnet werden [13].

Messungen haben gezeigt, die Impedanzen verschiedener WR-Typen unterscheiden sich signifikant. Die WR-Impedanz weist dabei grundsätzlich Abhängigkeiten von der Nennleistung oder dem Filterdesign auf, aber auch der Arbeitspunkt (AP), die Taktfrequenz und Regelparameter beeinflussen das Impedanzspektrum der WR [18, 27]. Die internen harmonischen Spannungsquellen nach Formel (5) können als Maß für die Oberschwingungsemissionen herangezogen werden.

$$V_{\text{DUT}}(f) = \frac{V_{\text{exc1}}(f) \cdot I_{\text{exc2}}(f) - V_{\text{exc2}}(f) \cdot I_{\text{exc1}}(f)}{I_{\text{exc2}}(f) - I_{\text{exc1}}(f)} \quad (5)$$

Mit dem Prüfstand der Fraunhofer ISE kann die Impedanzspektroskopien für Stromrichter mit einer Leistung von bis zu 1 MVA und Nennspannungen bis zu 1100 V in einem Frequenzbereich bis 10 kHz durchgeführt werden [13].

C. Mobile Anlagenimpedanzmessung

Während die zuvor genannten Messverfahren und -geräte bereits in mehreren Messkampagnen erprobt und validiert wurden, handelt es sich bei der mobilen Anlagenimpedanzmessung um eine Neuentwicklung in diesem Projekt [1, 18, 28].

Die mobile Anlagenimpedanzmessung im Feld unterscheidet sich dabei aufgrund verschiedener Herausforderungen von den bisherigen Messverfahren. Zunächst besteht am Point of Common Coupling (PCC), dem Anschlusspunkt zwischen Anlage und Netz, eine Parallelschaltung aus diesen beiden Systemen. Mit einer Messung des Netzimpedanzmessgeräts am PCC würde das Klemmenverhalten charakterisiert werden, welches eben dieser Parallelschaltung entspricht und eine Prüfanlage mit einem leistungsstarken und hochdynamischen AC-Verstärker, wie der zur differentiellen Impedanzspektroskopie, wäre zu groß für den mobilen Einsatz im Feld.

Das Konzept zur mobilen Anlagenimpedanzmessung im Feld nutzt daher Prinzipien aus beiden Verfahren. Eine schematische Darstellung des Konzepts ist in ABILDUNG 4 dargestellt. Zur Anregung der Anlage (DUT) soll ein Anregungsverfahren basierend auf dem in III.A beschriebenen Netzimpedanzmessverfahren genutzt werden. Durch eine Verschiebung der Strommessung in das DUT, statt in die Anregungseinheit, kann das Anlagenverhalten isoliert betrachtet werden. Dies hat allerdings zur Folge, dass ohne weitere Anpassungen die Messgenauigkeit aufgrund der nur

schwachen Anregungsleistung an den Klemmen des DUT zunächst deutlich abnehmen würde.

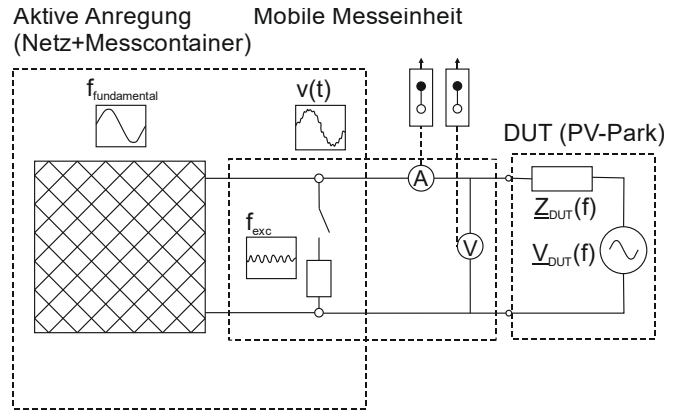


ABBILDUNG 4: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES KONZEPTS ZUR MOBILEN ANLAGENIMPEDANZMESSUNG IM FELD.

Um die Anregungsleistung zu erhöhen wird das Anregungssignal angepasst. Statt mit einer RPWM-Breitbandanregung, bei der die Anregungsleistung auf ein sehr breites Spektrum verteilt wird, werden durch eine feste Taktrate gezielt einzelne Frequenzen diskret angeregt. Durch einen Sweep der Taktfrequenz wird das gesamte Spektrum ermittelt. ABILDUNG 5 zeigt die RPWM- und die Diskrete-Anregung im Zeit- und Frequenzbereich.

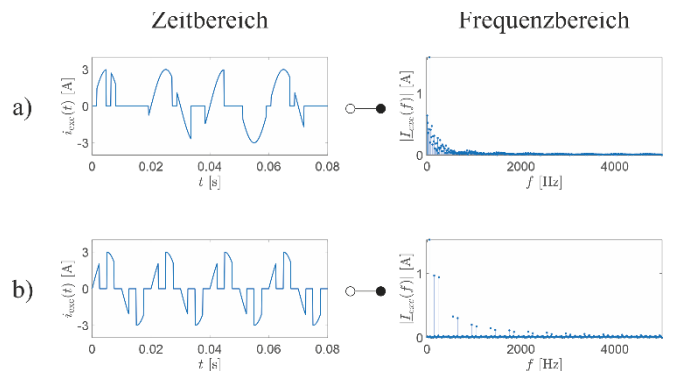


ABBILDUNG 5: ANREGUNGSSIGNALE IM ZEIT- UND FREQUENZBEREICH A) RPWM-ANREGUNG, B) DISKRETE-ANREGUNG.

Darüber hinaus kann die Anregungsleistung erhöht werden durch Anpassung des Anregungswiderstands. Technisch wird dabei aber der Einsatz ohmscher Widerstände durch die bei der Anregung entstehenden Wärmeverluste beschränkt. Eine weitere grundsätzliche Anpassung des Messkonzepts ist daher der Austausch der ohmschen Anregungslast durch einen Schwingkreis. Umgesetzt werden soll das neue Messsystem als Prototyp für die Niederspannungsebene.

IV. ZIELSETZUNG UND METHODIK IMASTABIL

Das erklärte Ziel des Projekts ImaStabil ist die Untersuchung des impedanzbasierten Stabilitätskriteriums zur Umsetzung eines prädikativen OS-Bewertungsverfahrens während des Netzanschlussprozesses von PV-Kraftwerken. Hierzu sollen die neuartigen Mess- und Bewertungsverfahren im Labor und im Feld angewendet und erprobt werden. Aus den Ergebnissen soll dann ein Best Practice Verfahren abgeleitet und Rahmenbedingungen formuliert werden, welche dem assoziierten Partner der FGW als Grundlage zur

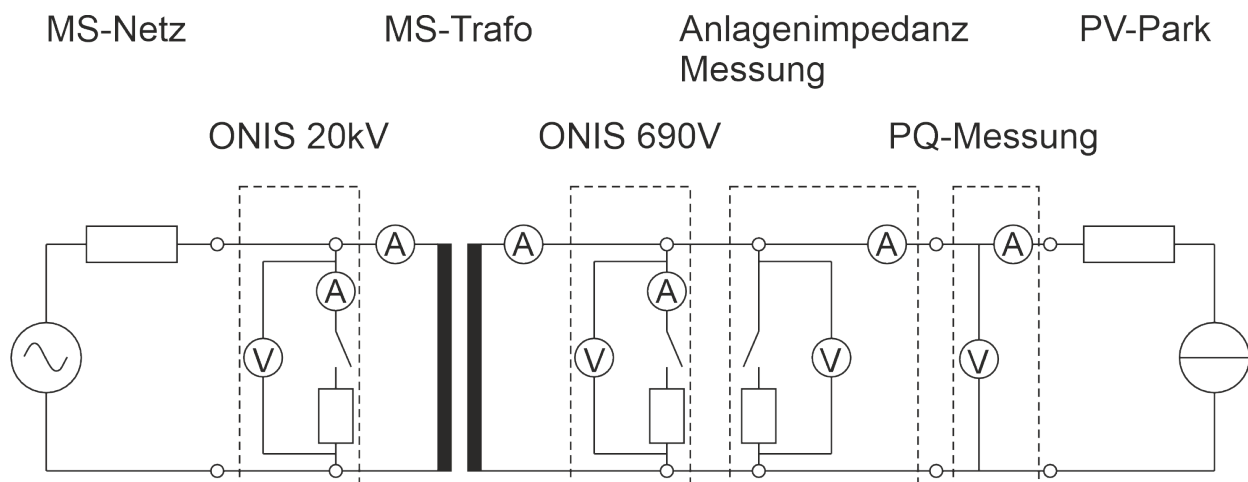


ABBILDUNG 6: EINPHASIGE DARSTELLUNG DES GEPLANTEN MESSAUFBAUS IM FELD.

Weiterentwicklung der Zertifizierungsvorschriften von dezentralen Anlagen dient [29].

Folgende Meilensteine sind dafür zu erreichen:

- Aufbau und Validierung eines Prototyps zur mobilen Anlagenimpedanzmessung
- Die Adaption und Validierung der differentiellen Impedanzspektroskopie auf der Anlagenebene
- Validierung der prädikativen Stabilitäts- und Oberschwingungsbewertungsverfahren von PV-Kraftwerken am Netz im Feld.

Grundvoraussetzung zur Anwendung des Impedanzbasierten Stabilitätskriteriums ist die praktische Bestimmung der Netz- und Anlagenimpedanz. In ABBILDUNG 6 ist der geplante Messaufbau an existierenden Anlagen im Feld als einphasiges ESB dargestellt. Dieser dient der Validierung des Bewertungsverfahrens auf der Anlagenebene. Später ist eine Umsetzung als prädikatives Bewertungsverfahren während der Netzanschlussplanung solcher Anlagen angestrebt, wobei die Netzimpedanz weiter im Feld und die Anlagenimpedanz auf einem Prüfstand gemessen wird.

An mehreren Messstandorten sollen, für den Zweck der Validierung, die frequenzabhängige Impedanz des Netzes und der installierten PV-Parks bestimmt und das impedanzbasierte Stabilitätskriterium angewendet werden. Dabei handelt es sich um eine im Grunde binäre Bewertung, welche eine Aussage über die OS-Stabilität der Anlage am Netz zulässt. Diese kann direkt über Harmonischenmessungen am PCC überprüft werden. Angestrebt sind daher sowohl PV-Parks mit einer hohen Spannungsqualität, als auch welche, die bereits Probleme mit verschiedenen OS beklagen. Alternativ ist geplant, OS gezielt, durch eine konstruierte Veränderung der Netz- oder Anlagenimpedanz, kontrolliert hervorzurufen, um daran die Aussagefähigkeit des impedanzbasierten Stabilitätskriteriums zu messen.

Die Netzimpedanz wird messtechnisch mit dem in III.A beschriebenen Verfahren auf der Nieder- und Mittelspannungsebene am PCC zwischen Netz und Anlage bestimmt. Da durch die Impedanzmessung das Klemmenverhalten des elektrischen Systems parallel zum Messgerät ermittelt wird, ist zur Messung der Netzimpedanz eine kurze Abschaltung der PV-Anlage notwendig. Um

Ertragsverluste gering zu halten, wird dies zu sonnenschwachen Zeiten durchgeführt.

Zwischen den beiden Messpunkten zur Netzimpedanzmessung befindet sich der Mittelspannungstransformator. Dieser wird, abhängig von der Festlegung des PCC, als Betriebsmittel der Anlage, oder des Netzes betrachtet. Bereits durchgeführte Messkampagnen deuten auf ein typ- und anlagenabhängiges OS-Übertragungsverhalten hin, weshalb dieses im geplanten Messaufbau mittels harmonischen Strom- und Spannungsmessungen bestimmt wird [1].

Die Anlagenimpedanz, als Teil eines prädikativen Bewertungsverfahrens, wird mit dem in III.B beschriebenen Prüfstand als aggregiertes frequenzabhängiges Thevenin-Modell bestimmt. Einzelne Komponenten, Betriebsmittel und Erzeugungseinheiten (EZE) werden hierzu messtechnisch charakterisiert. Über die bekannte Parktopologie wird dann ein Netzwerkmodell erstellt und das Klemmenverhalten simulativ bestimmt [14]. Um dieses Verfahren zur Bestimmung der Anlagenimpedanz zu validieren, wird es mit Anlagenimpedanzmessungen des in III.C beschriebenen Messgeräts verglichen.

Das in III.C beschriebene Messverfahren zur mobilen Anlagenimpedanzmessung wird durch Messungen an bekannten Referenzimpedanzen und dem Abgleich mit Messergebnissen der differentiellen Impedanzspektroskopie von EZE validiert.

V. DISKUSSION UND AUSBLICK

Konsens in der Forschung ist, das neue Verfahren notwendig werden, um auch im Zuge der Energiewende und dem massiven Ausbau von erneuerbaren Energieanlagen und Speichern weiter eine hohe Spannungsqualität sicherzustellen. Das in diesem Paper beschriebene Vorhaben soll die Lücke zwischen dem aktuellen Stand der Forschung, welcher geprägt ist von simulativen und theoretischen Untersuchungen unter Laborbedingungen, und der praktischen Anwendung zur prädikativen Anschlussbewertung im Feld schließen.

Zu häufig wird die Netzimpedanz noch als ohmsch-induktive Last vereinfacht angenommen [30, 31, 21]. Die Modellierung der WR stellt eine weitere Herausforderung dar und AP-abhängige Änderungen der WR-Impedanz werden noch vernachlässigt [32, 27, 30, 33]. In [27] wird eine Methode vorgestellt, um die AP-Abhängigkeit von WR zu

berücksichtigen. Diese beschreibt die AP-Abhängigkeit allerdings mittels einer U/I-Charakteristik basierend auf der Reglersteuerung und Kurzschlussstrom-Betrachtungen. Nicht betrachtet wird dabei die Impedanz, welche zur Anwendung des impedanzbasierten Stabilitätskriteriums erforderlich ist. In ImaStabil soll daher erstmals modernste Messtechnik verwendet werden, um die Netz- und Anlagenimpedanzen im Feld und auf verschiedenen Spannungsebenen zum Zweck der Stabilitätsanalyse zu bestimmen. Es werden Frequenz- und AP-abhängige Thevenin-ESB ermittelt, um eine ganzheitliche Stabilitätsbetrachtung zu ermöglichen.

Zu einer ganzheitlichen Stabilitätsbetrachtung gehört auch die Unterscheidung der Stabilität einzelner EZE und der gesamten Erzeugungsanlage (EZA) [34, 35, 36]. Durch die Erweiterung der differentiellen Impedanzspektroskopie auf die Anlagenebene und Netzimpedanzmessungen am PCC auf der Mittelspannungsebene kann die impedanzbasierte Stabilitätsbewertung für die gesamte EZA durchgeführt werden. Impedanzmessung innerhalb der Anlage und von einzelnen EZE ermöglichen eine interne impedanzbasierte Stabilitätsbewertungen. Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass dies allein nicht ausreicht, um eine Aussage über den stabilen Betrieb eines oder mehrerer Wechselrichter zu treffen [37, 35]. Faktoren wie interne Spannungsquellen sollen daher die Stabilitätsbetrachtung ergänzen und das Verfahren erweitern. Darüber hinaus werden aber auch ganz praktische Fragestellungen untersucht, so z.B. die Umsetzung des Stabilitätskriteriums für dreiphasige Energiesysteme, welche über diverse Transformationen in verschiedenen Systemen erfolgen kann [38, 39, 40, 41]. Diese sind zunächst gleichwertig und die Wahl der Transformation scheint geprägt zu sein vom Background der Anwender. Gängige Transformationen zur Anwendung des Impedanzbasierten Stabilitätskriteriums sind DQ-Transformationen und Symmetrische Komponenten [32].

Neben der Ursachenforschung und Bewertung der Stabilität werden auch bereits Lösungsansätze erforscht. Die Stabilität soll durch Maßnahmen wie das Impedance Shaping oder neue Regleransätze zur widerstandsemulierenden Steuerung verbessert werden [21, 30]. In ImaStabil wird in simulativen Modellen die Verschiebung von Resonanzstellen, durch eine Anpassung der Stromregelung von WR mit betrachtet.

Neben dem in diesem Vorhaben forcierten Einsatz des impedanzbasierten Stabilitätskriteriums, als prädikatives Bewertungsverfahren im Zuge der Netzanschlussplanung, werden ergänzende Anwendungen, z.B. als Stabilitäts-Monitoringsystem untersucht [20, 19]. Bei dem in [20] beschriebenen Ansatz wird im Betrieb die Netzimpedanz gemessen, indem ein dreiphasiger WR ein zusätzliches Breitbandssignal zu seinem nominalen Ausgangsstrom überlagert. Das Stabilitätskriterium wird dann direkt anhand des Verhältnisses der gemessenen Netzimpedanz und der analytisch bestimmten WR-Impedanz geprüft. Dadurch wird eine „online“ Stabilitätskontrolle für EZE ermöglicht. Eine besondere Herausforderung stellt dabei allerdings die analytische Bestimmung der WR-Impedanz dar, welche alternativ durch eine im Vorfeld erfolgte Vermessung mittels differentieller Impedanzspektroskopie ergänzt werden kann [32]. In [36] wird eine Methode zur Analyse eines gesamten Systems von Wechselrichtern vorgestellt. Mittels einer umgekehrten impedanzbasierten Stabilitätsbewertung kann für den Netzbetrieb geprüft werden, welchen Einfluss

das Entfernen einzelner Anlagen für die Gesamtstabilität bedeutet. Mögliche Szenarien wären z.B. der technische Ausfall einzelnen Einheiten, aber auch die bewusste Abschaltung von Anlagen.

VI. ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Paper wird der wissenschaftliche Anspruch des Projekts ImaStabil und der zu erwartende technische Fortschritt für die Bewertung der Stabilität von WR-gekoppelten, dezentralen Kraftwerken am Netz erläutert. Die zur Umsetzung einer prädikativen Bewertung notwendigen Messgeräte und Verfahren werden beschrieben. Die Methodik zur Validierung des Vorhabens wird dargestellt und der Grad der Neuerung im Kontext des aktuellen Stands der Forschung aufgezeigt. Insbesondere die messtechnische Untersuchung von realen Systemen, die praktische Umsetzung des impedanzbasierten Stabilitätskriteriums für die Betrachtung dreiphasiger Systeme in einer Feldanwendung, die Felduntersuchungen von Einheiten- und Anlagenstabilitäten und die erweiterte Stabilitätsbewertung, ergänzt um OS-Quellenbetrachtungen, stellen dabei Alleinstellungsmerkmale des Vorhabens dar.

DANKSAGUNG

Diese Arbeit entstand im Zuge des Projekts „ImaStabil – Impedanzanalyse von PV-Kraftwerken zur Sicherstellung eines stabilen und zuverlässigen Netzbetriebs“ und wird vom *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz* unter der Förderkennziffer 03EI4060C gefördert.

LITERATUR

- [1] Projektkonsortium Netzharmonie, „Optimierte Effizienz und Netzverträglichkeit bei der Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht: Abschlussbericht für das Projekt NetzHarmonie,“ FGW, Berlin, 2019.
- [2] J. Schröder, M. F. Meyer, P. Möbius und D. Schulz, „Optimierte Netzanschlussbewertung von Erneuerbaren Energieanlagen durch die Bewertung von Oberschwingungsemissionen mittels zeit- und frequenzabhängiger Netzimpedanzmessungen,“ in *Hamburger Beiträge zum Technischen Klimaschutz* 3, Hamburg, 2021.
- [3] F. Ackermann, N. Bihler und S. Rogalla, „Stability prediction and stability enhancement for large-scale PV Power plants,“ in *IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Vancouver, 2016.
- [4] J. Enslin und P. Heskes, „Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network,“ in *IEEE Transactions on Power Electronics* vol. 4 issue 6, 2004.
- [5] *DIN EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, 2020.
- [6] *VDE AR-N 4110, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, 2018.
- [7] S. Rogalla, F. Ackermann, N. Bihler und O. Stalter, „Source-driven and Resonance-driven Harmonic Interaction between PV Inverters and the Grid,“ in *IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Portland, 2016.
- [8] K. M. Boroujeni, F. Safarholi und K. Malekian, „Distinction Between "Destructive" and "Constructive" Harmonic Currents to the Voltage Quality,“ in *TechRxiv*. Preprint, <https://doi.org/10.36227/techrxiv.19299479.v1>, 2022.
- [9] R. J. Bravo, „Solar PV Power Plants Harmonics Impacts,“ in *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Denver, 2018.
- [10] C. Henderson, A. Egea-Alvarez, T. Kneuppel, G. Yang und L. Xu, „Grid Strength Impedance Metric: An Alternative to SCR for Evaluating System Strength in Converter Dominated Systems,“ in *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2023.

- [11] J. Sun, „Impedance-Based Stability Criterion for Grid-Connected Inverters,“ *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 11, 2011.
- [12] Y. Liao und X. Wang, „General Rules of Using Bode Plots for Impedance-Based Stability Analysis,“ in *IEEE 19th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, Padua, 2018.
- [13] S. Rogalla, S. Kaiser, B. Burger und B. Engel, „Determination of the Frequency Dependent Thévenin Equivalent of Inverters Using Differential Impedance Spectroscopy,“ in *IEEE 11th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Dubrovnik, 2020.
- [14] N. Cifuentes, M. Sun, R. Bupta und B. C. Pal, „Black-Box Impedance-Based Stability Assessment of Dynamic Interactions Between Converters and Grid,“ in *IEEE Transactions on Power Systems* vol. 37, no. 4, 2021.
- [15] „New Method for Evaluating the Stable Operation of Inverters in the Planning Phase using Impedance-Based Stability Criterion,“ in *CIGRE Conference*, 2021.
- [16] S. Shah, P. Koralewicz, V. Gevorgian, H. Liu und J. Fu, „Impedance Methods for Analyzing Stability Impacts of Inverter-Based Resources: Stability Analysis Tools for Modern Power Systems,“ in *IEEE Electrification Magazine* vol. 9, issue 1, 2021.
- [17] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre und A. Timbus, „Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems,“ in *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, 2006.
- [18] S. Rogalla, S. Kaiser, B. Burger und B. Engel, „Measured Impedance Characteristics of Solar Inverters up to 1 MW,“ in *10th Solar & Storage Integration Workshop*, 2020.
- [19] R. Luhtala, T. Roinila und T. Messo, „Implementation of Real-Time Impedance-Based Stability Assessment of Grid-Connected Systems Using MIMO-Identification Techniques,“ in *IEEE Transactions on Industry Applications* vol. 54, issue 5, 2018.
- [20] T. Messo, R. Luhtala, T. Roinila, D. Yang, X. Wand und F. Blaabjerg, „Real-Time Impedance-Based Stability Assessment of Grid Converter Interactions,“ in *IEEE 18th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, Stanford, 2017.
- [21] M. Li, X. Zhang, Z. Guo, J. Wang, Y. Wang, F. Li und W. Zhao, „The Control Strategy for the Grid-Connected Inverter Through Impedance Reshaping in q-Axis and its Stability Analysis Under a Weak Grid,“ in *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* vol. 9, issue 3, 2021.
- [22] R. Stiegler, J. Meyer, P. Schegner und D. Chakravorty, „Measurement of network harmonic impedance in presence of electronic equipment,“ in *IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, Aachen, 2015.
- [23] M. F. Meyer, G. Kaatz, F. Grumm, M. Plenz und D. Schulz, „Analytical Cable Impedance Modeling Based on Measurement Results,“ in *NEIS 2019; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Hamburg, 2019.
- [24] M. F. Meyer, F. Grumm, M. Plenz und D. Schulz, „Determination of a Frequency-Dependent Open Circuit Transformer Model through Grid Impedance Measurements,“ in *NEIS 2020; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Hamburg, 2020.
- [25] H. Langkowski, M. Jordan, T. Do und D. Schulz, „Spectral Grid Impedance Identification on Different Voltage Levels - Challenges and Realization,“ in *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Chicago, 2017.
- [26] M. Jordan, F. Grumm, G. Kaatz, M. F. Meyer, H. Wilken und D. Schulz, „Online Network Impedance Spectrometer for the Medium-Voltage Level,“ in *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Palermo, 2018.
- [27] J. Song, M. Cheah-Mane, E. Prieto-Araujo, J. Amorós und O. Gomis-Bellmunt, „Grid Equivalent Representation of Power Systems With Penetration of Power Electronics,“ in *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2023.
- [28] Projektconsortium NEW 4.0, „Abschlussbericht zum SINTEG-Schaufenster New 4.0 Norddeutsche Energiewende 4.0,“ Hochschule für angewandte Wissenschaften, Hamburg, 2021.
- [29] FGW e.V., „Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen,“ FGW e.V., Berlin, 2022.
- [30] Z. Wu, H. Han, J. Lin, S. Xie, Y. Sun, Z. Tang und F. Blaabjerg, „Admittance-Based Stability Analysis of Resistance - Emulating Controlled Grid-Connected Voltage Sources Rectifiers,“ in *IEEE Transactions on Industrial Electronics* vol. 70, issue 10, 2023.
- [31] C. Li, M. Molinas, O. B. Fosso, N. Qin und L. Zhu, „A Data-driven Approach to Grid Impedance Identification for Impedance-based Stability Analysis under Different Frequency Ranges,“ in *IEEE Milan PowerTech*, Milan, 2019.
- [32] Y. Hu, S. Bu, B. Zhou, Y. Liu und C.-W. Fei, „Impedance-Based Oscillatory Stability Analysis of High Power Electronics-Penetrated Power Systems - A Survey,“ in *IEEE Access* vol. 7, 2019.
- [33] L. Fan, Z. Miao, S. Shah, Y. Cheng, J. Rose, S.-H. Huang, B. Pal, X. Xie, N. Modi, S. Wang und S. Zhu, „Real-Worlds 20-Hz IBR Subsynchronous Oscillations: Signatures and Mechanism Analysis,“ in *IEEE Transactions on Energy Conversion* vol. 37, issue 4, 2022.
- [34] S. Jiang und G. Konstantinou, „Impedance-Based Stability Analysis: Nodal Admittance or Bus Admittance?,“ in *IEEE Transactions on Power Systems*, 2023.
- [35] L. Orellana, L. Sainz, E. Prieto-Araujo, M. Cheah-Mané, H. Mehrjerdi und O. Gomis-Bellmunt, „Study of black-box models and participation factors for the Positive-Mode Damping stability criterion,“ in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* vol. 148, 2023.
- [36] S. Shah, W. Yan, P. Koralewicz, E. Mendiola und V. Gevorgian, „A reversed impedance-based stability criterion for IBR grids,“ in *21st Wind & Solar Integration Workshop (WIW 2022)*, The Hague, 2022.
- [37] E. Kaufhold, J. Meyer, J. Myrzik und P. Schegner, „Framework to assess the stable operation of commercially available single-phase inverters for photovoltaic applications in public low voltage networks,“ in *21th International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ '23)*, Madrid, 2023.
- [38] S. Shah, P. Koralewicz, V. Gevorgian und R. Wallan, „Impedance Measurement of Wind Turbines Using a Multimegawatt Grid Simulator,“ in *18th Wind Integration Workshop*, Dublin, 2019.
- [39] S. Shah und L. Parsa, „Impedance-Based Prediction of Distortions Generated by Resonance in Grid-Connected Converters,“ in *IEEE Transactions on Energy Conversion* vol. 34, issue 3, 2019.
- [40] S. Shah, P. Koralewicz, V. Gevorgian, R. Wallen, K. Jha, D. Mashtare, R. Burra und L. Parsa, „Large-Signal Impedance-Based Modeling and Mitigation of Resonance of Converter-Grid Systems,“ in *IEEE Transactions on Sustainable Energy* vol. 10, issue 3, 2019.
- [41] S. Shah, P. Koralewicz, V. Gevorgian und R. Wallen, „Sequence Impedance Measurement of Utility-Scare Wind Turbines and Inverters - Reference Frame, Frequency Coupling, and MIMO/SISO Forms,“ in *IEEE Transactions on Energy Conversion* vol. 37, issue 1, 2021.