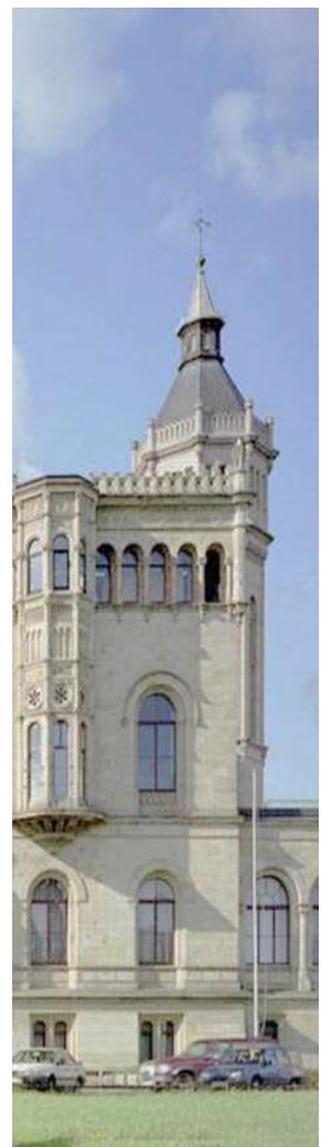


20. Dresdener Kreis 2019



Leibniz Universität Hannover

Fakultät für Elektrotechnik und Informatik

Fachgebiet Elektrische Energieversorgung

Dresdener Kreis
20
Elektroenergieversorgung

20. Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung

27. bis 28. März 2019

Hannover

Herausgeber

Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann
Leibniz Universität Hannover
Institut für Elektrische Energiesysteme
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung
Appelstraße 9a
30167 Hannover
Tel. +49 511 762 - 2801
Fax. +49 511 762 - 2369

DOI: <https://doi.org/10.15488/9412>

www.iee.uni-hannover.de

Inhaltsverzeichnis

Vorwort		I
Programm		II
Fachvorträge		
A. Pawellek L. Hofmann	Potentiale von HGÜ – Systemen im internationalen Netzregelverbund	1
F. Koch Shewarega	NEXTGRID – Netzbildende Regel- und Betriebsführungskonzepte für Energieversorgungssysteme mit 100 % Erneuerbare Energien	5
N. Könneke M. Wolter	Entwicklung von Systemführungskonzepten im Technikumsmaßstab	7
S. Krahmer P. Schegner	Reglerstabilität von Erzeugungsanlagen mit nichtlinearer Spannungsregelung in Verteilungsnetzen	13
M. Popp et. al.	Effiziente transiente Simulation hierarchisch beschriebener Elektroenergiesysteme mittels nichtlinearer Ordnungsreduktion	23
B. Sager	Extended power flow with a new bus type to find out the limit of Power Transfer for voltage stability studies	29
S. Helm et. al.	Modellierung von Elektrofahrzeugen zur Potentialabschätzung für Netzservices	35
M. Pourarab J. Meyer	Assessment of Customer Harmonic Contribution Under Variations in the Utility Side	41

Vorwort

Am 27. und 28. März 2019 lud das Fachgebiet Elektrische Energieversorgung am Institut für Elektrische Energiesysteme der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover zum 20. Treffen des Dresdener Kreises nach Hannover ein. Neben den Fachgebietsmitgliedern aus Hannover nahmen Mitarbeitende der Universitäten aus Magdeburg, Duisburg und Dresden an der Veranstaltung teil.

Traditionsgemäß begann das Treffen am 27. März mit acht aktuellen Vorträgen aus den Forschungsgebieten der teilnehmenden Institute. Dieses Heft enthält zu jedem dieser Vorträge einen wissenschaftlichen Aufsatz. Nach den Vorträgen mit anschließenden interessanten Diskussionen endete der erste Tag mit einem gemeinsamen Abendessen bei dem sich die Teilnehmenden über aktuelle und zukünftige Forschungsfragen weiter austauschten.

Am Morgen des zweiten Tages wurde das Werk von Volkswagen Nutzfahrzeuge besucht. Die Führung begann mit einer Besichtigung der dortigen Schaltwarte und des Kraftwerks. Anschließend wurde die Produktion besichtigt. Ein besonderer Fokus lag dabei auf dem Presswerk. Nach einem gemeinsamen Mittagessen wurde der 20. Dresdener Kreis beendet.



Gruppenfoto der Teilnehmenden im Volkswagenwerk

Dresdener Kreis 2019 in Hannover

- Programm -

Mittwoch, 27. März 2019

Kolloquium	
Ab 12 Uhr	Treffpunkt Appelstraße 9a
13:00 Uhr	Begrüßung
Erster Vortragsblock – Leitung Herr Wolter	
13:10 Uhr	Arne Pawellek: <i>„Potentiale von HGÜ-Systemen im internationalen Netzregelverbund“</i>
13:35 Uhr	Dr. Fekadu Shewarega: <i>„Netzbildende Regel- und Betriebsführungskonzepte für Energieversorgungssysteme mit 100 % Erneuerbare Energien“</i>
14:00 Uhr	Nicola Gast: <i>„Entwicklung von Systemführungskonzepten im Technikumsmaßstab“</i>
14:25 Uhr	Sebastian Kraemer: <i>„Reglerstabilität von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen“</i>
14:50 Uhr	Kaffeepause
Zweiter Vortragsblock – Leitung: Herr Schegner	
15:50 Uhr	Michael Popp: <i>„Effiziente transiente Simulation hierarchisch beschriebener Elektroenergiesysteme mittels nichtlinearer Ordnungsreduktion“</i>
16:15 Uhr	Bader Sager: <i>„Extended Power Flow with a New Bus Type to find out the limit of Power Transfer for Voltage Stability Studies“</i>
16:40 Uhr	Sebastian Helm: <i>„Potentialanalyse von BEV zur Umsetzung von V2G-Anwendungen“</i>
17:05 Uhr	Morteza Pourarab: <i>„Assessment of Customer Harmonic Contribution Under Variations in the Utility Side“</i>
17:30 Uhr	Ende des Kolloquiums

Abendveranstaltung	
18:40 Uhr	Treffen am Hotel
19 Uhr	Treffen am Restaurant Vanino – Abendessen

Donnerstag, 28. März 2019

Besichtigungen	
08:30 Uhr	Kraftwerksbesichtigung und Werksbesichtigung von VW
12:30 Uhr	Mittagessen an der Leibniz Universität
13:30 Uhr	Abreise

Potentiale von HGÜ-Systemen im internationalen Netzregelverbund

Arne Pawellek, Lutz Hofmann
Institut für Elektrische Energiesysteme
Leibniz Universität Hannover
Hannover, Germany
pawellek@ifes.uni-hannover.de

Kurzzusammenfassung—Durch den Netzregelverbund (NRV) wird die Aktivierung der Sekundärregelleistung im kontinentaleuropäischen Verbundnetz optimiert. Aufgrund der hiermit verbundenen wirtschaftlichen Einsparungen werden die im Rahmen des NRV umgesetzten Maßnahmen in Zukunft ausgebaut werden. Dies hat zur Folge, dass eine höhere Menge an Regelleistung zwischen den Teilnehmern ausgetauscht werden muss. Die Bedeutung einer effizienten Verteilung der Regelleistungsflüsse nimmt vor diesem Hintergrund zu, da Engpässe immer zu einer Einschränkung des nutzbaren Optimierungspotentials führen. Im Hinblick auf den steigenden Anteil von HGÜ-Systemen im kontinentaleuropäischen Netz erscheint insbesondere die Beteiligung von HGÜ-Systemen an der Übertragung von Regelleistung zweckmäßig, da diese die Belastungen des Drehstromnetzes aktiv beeinflussen können. Darüber hinaus ist die Nutzung von HGÜ-Systemen ein notwendiger Schritt für die Umsetzung eines verbundnetzübergreifenden NRV (z. B. mit der Beteiligung von Skandinavien oder Großbritannien).

Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über die Optimierungspotentiale, die sich innerhalb des oben skizzierten Kontexts ergeben. Außerdem werden technische Aspekte diskutiert und Möglichkeiten zur Umsetzung angedeutet.

Keywords—Netzregelverbund, NRV, HGÜ, Regelleistung, Frequenzregelung, Optimierung

I. EINLEITUNG

Das europäische Übertragungsnetz steht vor großen technischen und organisatorischen Veränderungen. Betriebskonzepte für das zukünftige Netz müssen diese Veränderungen berücksichtigen, um eine effiziente und sichere Nutzung der bestehenden Infrastruktur zu gewährleisten. Ausgangspunkt für die in diesem Bericht durchgeführte Betrachtung sind die Umsetzung der Optimierung der Aktivierung von Sekundärregelleistung (SRL), welche einen wichtigen Bestandteil für die angestrebte Integration der europäischen Regelleistungsmärkte darstellt [1] und sich auch auf die Netzauslastung auswirkt. Gleichzeitig ergeben sich durch die zunehmende Anzahl von HGÜ-Systemen (z. B. [2], [3], [4]) zusätzliche Freiheitsgrade im Bereich der Systemführung.

Beide Veränderungen sind miteinander verknüpft, da die HGÜ-Systeme zur Optimierung der Regelleistungsflüsse im Drehstromnetz und damit einhergehen zur Erhöhung des nutzbaren Optimierungspotentials des NRV genutzt werden können. Darüber hinaus ist eine aktive Beteiligung der HGÜ-Systeme unumgänglich, wenn ein Austausch von Regelleistung zwischen verschiedenen synchronen Verbundnetzen (z. B. Kontinentaleuropa und Skandinavien) erreicht werden soll.

In den nachfolgenden Kapiteln werden zunächst zwei unterschiedliche Typen von HGÜ-Systemen definiert (Kapitel II und Kapitel III). Dabei wird auch auf die grundlegenden technischen Eigenschaften hingewiesen, welche im Hinblick auf die Einbindung in den NRV relevant sind. Anschließend werden Strategie zur Einbindung der HGÜ-Systeme in den NRV diskutiert (Kapitel IV). Der Bericht schließt mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick ab (Kapitel V).

II. SYNCHRONE HGÜ-SYSTEME

A. Definition

HGÜ-Systeme, welche Netzknoten innerhalb eines synchronen Verbundnetzes miteinander verbinden werden als synchrone HGÜ-Systeme bezeichnet. Die geplante Ultratransmission Verbindung von Ostrath nach Philippsburg ist ein Beispiel für ein synchrones HGÜ-System (siehe Bild 1).

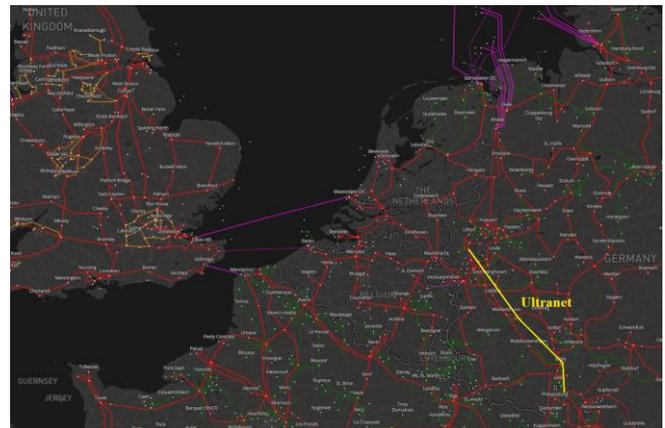


Bild 1. Ultratnet als Beispiel für ein synchrones HGÜ-System [5] and [3]

B. Technische Eigenschaften

An dieser Stelle sollen zwei Charakteristika von synchronen HGÜ-Systemen hervorgehoben werden:

Erstens ist ihre Einbindung in den NRV als optionale Maßnahme zu betrachten, da die Übertragung von Regelleistung innerhalb eines synchronen Verbundnetzes über Drehstromkuppelleitungen realisiert werden kann. Der Nutzen, welcher sich aus der Einbindung synchroner HGÜ-Systeme in den NRV ergibt, resultiert aus der Beteiligung an der Übertragung von Regelleistung und der damit einhergehenden Verringerung der Beanspruchung des Drehstromnetzes. Im Engpassfall kann hierdurch das technisch nutzbare Optimierungspotential des NRV erhöht werden.

Zweitens resultiert aus der Einbindung von synchronen HGÜ-Systemen keine signifikante Beeinflussung der Netzfrequenz innerhalb des Verbundnetzes, da Wirkleistungsbilanz durch die Anpassung der Übertragungsleistung nicht wesentlich beeinflusst wird.

III. ASYNCHRONE HGÜ-SYSTEME

A. Definition

Asynchrone HGÜ-Systeme stellen eine Verbindung zwischen zueinander asynchronen Verbundnetzen her. Die BritNed-Verbindung zwischen den Niederlanden und Großbritannien ist ein Beispiel für ein asynchrones HGÜ-System (siehe Bild 2).

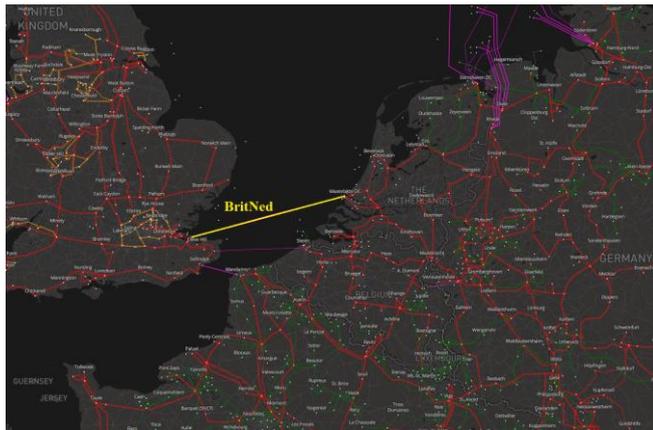


Bild 2. BritNed als Beispiel für ein asynchrones HGÜ-System [5]

B. Technische Eigenschaften

Im Unterschied zu synchronen HGÜ-Systemen ergeben sich für asynchrone HGÜ-Systeme die folgenden technischen Eigenschaften:

Erstens ist ihre Einbindung in den NRV notwendig, wenn ein Austausch von Regelleistung zwischen zueinander asynchronen Verbundnetzen realisiert werden soll, da in diesem Fall keine Übertragung über das Drehstromnetz erfolgen kann.

Zweitens werden die Netzfrequenzen in den anliegenden Verbundnetzen durch die Anpassung der Übertragungsleistung der HGÜ-Systeme beeinflusst, da diese Anpassungen einen Einfluss auf die Wirkleistungsbilanzen innerhalb der Verbundnetze haben.

IV. ANMERKUNGEN ZUR EINBINDUNG VON HGÜ-SYSTEMEN IN DEN NRV

Dieses Kapitel liefert einen kurzen Überblick über die Ansätze zur Einbindung von HGÜ-Systemen in den NRV, sowie über die damit verbundenen Herausforderungen. Für eine weitergehende Auseinandersetzung mit der Thematik sei auf die Quelle [6] verwiesen, welche eine ausführliche mathematische Beschreibung der im Folgenden beschriebenen Ansätze enthält und als Grundlage der nachfolgenden Beschreibung dient.

A. Grundlagen der Einbindung

Die technische Umsetzung des NRV basiert auf einem linearen Optimierungsproblem, welches für die

kontinuierliche Berechnung von Korrekturwerten eingesetzt wird. Die berechneten Korrekturwerte werden auf die Area-Control-Errors der teilnehmenden Regelzonen aufaddiert und führen dadurch zu einer optimierten Bereitstellung von SRL [7]. Die Einbindung von HGÜ-Systemen in den NRV basiert auf der Anpassung der Übertragungsleistungen der HGÜ-Systeme. Für die Berechnung der Anpassungen wird das lineare Optimierungsproblem erweitert, sodass die Anpassungen der Übertragungsleistungen zusammen mit den Korrekturwerten mitberechnet werden (siehe Bild 3 im Anhang).

B. Unterschiedliche Ansätze zur Erweiterung des linearen Optimierungsproblems

Bei der Erweiterung des linearen Optimierungsproblems können zwei unterschiedliche Ansätze verfolgt werden. Die Anpassungen der Übertragungsleistungen können zum einen als virtuelle SRL-Angebote aufgefasst werden. Alternativ können die Anpassungen der Übertragungsleistungen in die Gleichungen des Engpassmanagements eingearbeitet und anschließend als virtuelle Leistungsflüsse berücksichtigt werden. Die angestrebte Optimierung wird grundsätzlich durch beide Ansätze ermöglicht, wobei die Berücksichtigung als virtuelle Angebote den Vorteil aufweist, dass die mathematische Struktur des vorliegenden linearen Optimierungsproblems erhalten und alle Größen entsprechend ihrer ursprünglichen Bedeutung interpretierbar bleiben. Die Berücksichtigung als virtuelle Leistungsflüsse bietet hingegen die Möglichkeit, die Auswirkungen der Anpassung der Übertragungsleistungen auf die Belastungen im Drehstromnetz knotenscharf zu berücksichtigen, wodurch sich im Unterschied zur sonst üblichen regelzonenscharfen Berücksichtigung der Anschlussknoten eine präzisere Abschätzung der beschriebenen Auswirkungen ergibt.

C. Berücksichtigung unterschiedlicher Optimierungsziele

Die Optimierung SRL-Aktivierung erfolgt im NRV auf Grundlage von zwei unterschiedlichen Zielsetzungen. Dies sind die Vermeidung gegenläufiger SRL-Abrufe sowie der kostenoptimale SRL-Abruf. Letztere erfordert eine Harmonisierung der Regelenergiemärkte der teilnehmenden Partner. Die Vermeidung gegenläufiger SRL-Abrufe ermöglicht unabhängig hiervon eine Nutzung von Optimierungspotentialen und ist daher ein wichtiger Bestandteil der internationalen Kooperation.

Aus technischer Sicht sei darauf hingewiesen, dass aus beiden Optimierungszielen Regelleistungsflüsse resultieren. In der mathematischen Betrachtung unterscheiden diese sich nicht voneinander. Aus diesem Grund ist eine Unterscheidung der Optimierungsziele bei der Einbindung der HGÜ-Systeme in den NRV nicht erforderlich.

D. Unterscheidung zwischen synchronen und asynchronen HGÜ-Systemen

Zwar können synchrone und asynchrone HGÜ-Systeme in gleicher Weise in die Gleichungen des linearen Optimierungsproblems eingebaut werden, jedoch unterscheiden sich die damit einhergehenden Auswirkungen auf das Systemverhalten deutlich voneinander. Erste Untersuchungen zeigen, dass die Einbindung asynchroner HGÜ-Systeme aufgrund der hiermit einhergehenden Beeinflussung der mittleren Netzfrequenzen eine besondere Herausforderung darstellt. In diesem Bereich sind

weiterführende Untersuchungen erforderlich, um zu gewährleisten, dass sich die Beeinflussung der mittleren Netzfrequenzen innerhalb definierter Grenzwerte (für den Gradienten und die maximale Abweichung) bewegt.

V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Dieser Bericht gibt einen Überblick über die Potentiale einer Einbindung von HGÜ-Systemen in den NRV, wobei zwischen synchronen und asynchronen HGÜ-Systemen unterschieden wird. Außerdem werden bestehende Ansätze zur Einbindung von HGÜ-Systemen zusammenfassend dargestellt.

Zukünftige Untersuchungen sollten sich auf die Auswirkungen beschäftigen, die mit der Einbindung von asynchronen HGÜ-Systemen in den NRV einhergehen. In diesem Zusammenhang ist insbesondere das dynamische Verhalten des Netzes zu untersuchen, wobei ein besonderer Fokus auf die Beeinflussung der mittleren Netzfrequenzen gelegt werden sollte.

REFERENCES

- [1] ENTSO-E, "Supporting Document for the Network Code on Electricity Balancing. (Version: 1.1, 03th Jun 2013)," Available online: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/BAL/130603_NC_EB_Supporting_Document.pdf
- [2] ENTSO-E, "TYNDP 2018 Executive Report," Available online: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>
- [3] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, Transnet BW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version: 2019, 1. Entwurf),“ [Online]. Available: https://www.netzentwicklung.splan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_1_Entwurf_Teil1.pdf
- [4] P. Labra Francos, S. Sanz Verdugo, H. Fernández Álvarez, S. Guyomarch, J. Loncle, „INELFE – Europe’s first integrated onshore HVDC interconnection,“ IEEE General Meeting, San Diego, 2012.
- [5] ENTSO-E, "Interconnected network of Continental Europe (Version 2018)," Available online: <https://www.entsoe.eu/data/map>
- [6] A. Pawellek, L. Hofmann, "Utilization of HVDC-Systems in the International Grid Control Cooperation," IEEE PowerTech, Italy, Milan, 2019.
- [7] P. Zolotarev, "Netzregelverbund : Regelzonen Grenzen übergreifende Optimierung der Ausregelung von Wirkleistungsungleichgewichten unter Berücksichtigung von Netzengpässen," Shaker Verlag, Germany, Aachen, 2013.

ANHANG

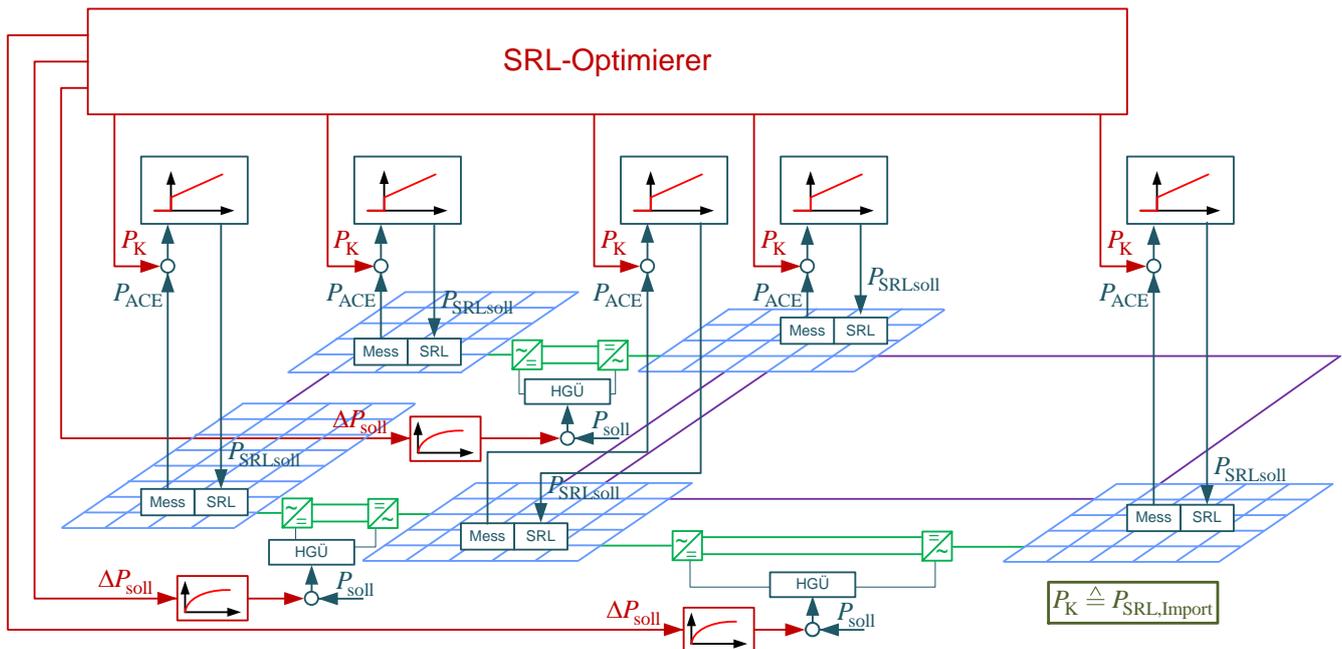


Bild 3. Einbindung von HGÜ-Systemen in die Regelstruktur des NRV

NEXTGRID - Netzbildende Regel- und Betriebsführungskonzepte für Energieversorgungssysteme mit 100 % Erneuerbare Energien

F. Koch und F. Shewarega

Universität Duisburg-Essen

friedrich.koch@wpanmore.de, fekadu.shewarega@uni-due.de

Abstract — In diesem Beitrag werden die Konturen eines laufenden Forschungsprojekts am Fachgebiet „Elektrische Energiesysteme“ skizziert. Erzeugung mittels immer leistungsstärkeren regenerativen Anlagen, aber auch kleinere dezentrale Anlagen (Photovoltaik, Blockheizkraftwerke) steigt ständig. Entsprechend werden hier deren regelungstechnische Netzeinbindung, der Einfluss auf die Stabilität des Gesamtsystems sowie der Netzausbau in konventioneller Drehstromtechnik bzw. durch Hochspannungs-Gleichstromübertragung thematisiert, was auch die Beteiligung an der Formulierung entsprechender Netzanschlussbedingungen (der Netzbetreiber) beinhaltet.

I. EINLEITUNG

Das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zielt den Anteil aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom auf mindestens 80% bis zum Jahr 2050 anzuheben, was einen gravierenden Einfluss auf das Energieversorgungssystem haben wird. Einige Beispiele für die daraus resultierenden Herausforderungen können wie folgt dargestellt werden.

- Beitrag der direkt gekoppelten Schwungmasse der konventionellen Kraftwerke und damit einhergehender Frequenzstabilisierung im Netz sinkt
- Stromerzeugungsstandorte sind durch den Primärenergieträger (z. B. Wind) vorgegeben, und somit wird die räumliche Distanz zu den Verbrauchszentren zumeist größer

Um die erklärten Ziele in Bezug auf das Portfolio für erneuerbare Energien zu erreichen bei gleichzeitiger Bewältigung der oben genannten Herausforderungen, sind die heutigen Fähigkeiten der Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und Speicher deutlich zu erweitern. In diesem Zusammenhang sind primär die Spannungs-Blindleistungsregelung und die Leistungs-Frequenzregelung zu nennen, aber auch die Schwarzstartfähigkeit und die Fähigkeit zur Teilnahme am Inselbetrieb.

Das Forschungsprojekt „NEXTGRID“ wird sich mit der Entwicklung innovativer netzbildender Regel- und Betriebsführungskonzepte im Besonderen neuartiger Schutz- und Steuerungs-Konzepte und Informations- und Kommunikations-Strukturen befassen. Die Realisierung einer Versuchs- und Demonstrationsanlage bestehend aus unterschiedlichen „maßstabsgetreuen“ EE-Anlagen, Speichern, Verbrauchern und die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie „Realtime-Simulator (RTS) mit

dem Ziel die Umsetzbarkeit der vollständigen Systemintegration von 100% EE real nachzuweisen ist ein weiteres Ziel des Vorhabens

II. DEFINITION DER TECHNISCHEN ANFORDERUNGEN

Die Schaffung neuartiger Regel- und Betriebsführungsstrukturen bedingt allem voran eine klare Definition der technischen Anforderungen. Diese Anforderungen müssen anhand geeigneter Modelle und Simulationen untersucht werden, da eine vollständige Substituierung konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Energien zugleich eine vollständige Übernahme sämtlicher Systemdienstleistungen die die EE-Anlagen erfordert.

A. Frequenzhaltung

Ein gutes Beispiel, welches die Notwendigkeit eines strukturellen Wandels zur stärkeren Einbindung von EE-Anlagen in das derzeitige Elektroenergiesystem verdeutlicht, ist der Regelleistungsmarkt. Zur Erfüllung der Frequenzhaltung wird vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) u.a. Regelleistung benötigt, die in folgenden Formen in ausreichender Menge vorzuhalten ist:

- Primärregelleistung (PRL),
- Sekundärregelleistung (SRL) und
- Minutenreserveleistung (MRL).

In der Vergangenheit war aufgrund der vorgegebene Betriebszeitscheiben eine Beteiligung von EE-Anlagen an der Beistellung von SRL und MRL nur schwer (aufgrund bspw. der stochastischen Wind- und Photovoltaikeinspeisung) möglich. Neuerding sind die Betriebszeitschreiben in den Ausschreibungen auf vier Stunden herabgesetzt worden und erlauben somit auf Basis von qualifizierten Vorhersagen eine intensivere Beteiligung von EE-Anlagen. Dieses Beispiel zeigt, dass – neben den technischen Veränderungen – auch Veränderungen rechtlicher Rahmenbedingungen erforderlich sind um eben die EEG-Ziele zu erreichen.

B. Spannungshaltung und Netzwiederaufbau

Analog werden bereits Änderungen der Spannungs-Blindleistungs-Regelung von einer temporär passiven Unterstützung des Energieversorgungssystems hin zu einer kontinuierlichen Beteiligung in der Spannungshaltung bei den Übertragungsnetzbetreibern intensiv diskutiert und sollen zukünftig in die Netzanschlussregeln eingehen. Ebenso stehen bereits Änderungen der Anforderungen bezüglich des

Netzwiederaufbaus bzw. der Schwarzstartfähigkeit und dem Inselbetrieb zur Diskussion.

C. Netztopologien und Netzmodelle

Vor dem Hintergrund netzbildender Regel- und Betriebsführungskonzepte für Energieversorgungssysteme mit 100 % Erneuerbaren Energien müssen die notwendigen technischen Anforderungen anhand geeigneter Modelle ermittelt und klare Vorgaben für die einzelnen Typen von EE-Anlagen, Verbrauchern, und DC-TSs in Abhängigkeit von unterschiedlichen Netztopologien formuliert werden.

III. FORSCHUNGSSCHWERPUNKTE

Die Entwicklung von neuartigen Regel- und Betriebsführungskonzepten mittels Simulationsmodellen ist schon heute möglich. Im Rahmen dieser Forschung soll nicht nur die Erzeugung von elektrischen Strom aus mehrheitlich EE-Anlagen im heutigen Verbundnetz simuliert oder verifiziert werden, sondern das Potential von neuartigen Regel- und Betriebsführungskonzepten für den Netzbetrieb mit 100% EE-Anlagen in Praxistests unter Beweis gestellt werden.

A. Neuartige Regel- und Betriebsführungskonzepte

Die Schaffung von neuartigen netzbildenden Regel- und Betriebsführungskonzepten im Energieversorgungssystem mit global oder zellular aufgebauten Erzeugungsstrukturen, mit dem vorrangigen Ziel neuartige Schutz- und Steuerungskonzepte und Informations- und Kommunikations-Strukturen zu entwickeln, ist der Schwerpunkt dieses Forschungsvorhabens.

Bei der Koordination der Systemdienstleistungen im Energieversorgungsnetz bestehen grundsätzlich mehrere Möglichkeiten bezüglich der Regelungsstrategien, wie z. B. eine zentrale Regelung, eine Multiagenten-basierte Regelung oder eine autonome Regelung. Im Rahmen dieser Forschung gilt es, die unterschiedlichen Strategien zu untersuchen und in Form geeigneter Regelungskonzepte in Verbindung mit den unterlagerten Informations- und Kommunikations-Strukturen sowie den damit einhergehenden Schutz- und Steuerungskonzepten zu definieren.

Innerhalb der Betriebsführung ist insbesondere die Netzstabilität als Schwerpunkt zu benennen, wobei eine Erweiterung der klassischen Ausfallanalyse (N-1-Prinzip) um die Anwendung von dynamischen Echtzeitverfahren zur verbesserten Sicherheitsbeurteilung und Nutzung von vorhandenen Übertragungsreserven, Erzeugern und Verbrauchern angestrebt wird. Dabei gilt es mittels RTDS nicht nur eine Maßnahmenoptimierung zur Vermeidung von Übertragungsengpässen in Echtzeit zu ermitteln und situationsbedingt die notwendigen Schalthandlungen oder Anweisungen zu generieren, sondern darüber hinaus auch die Netzstabilität hinsichtlich dynamischer bzw. transients Vorgänge zu analysieren. Dabei ist die Beteiligung von EE-Anlagen an der Entschärfung eben dieser kritischen Netznutzungsfälle, z. B. durch minimierte optimale Leistungsreduktion online zu simulieren bzw. zu ermitteln, um schließlich entsprechende Maßnahmen durch die Betriebsführung automatisch und kurzfristig (u.U. im Milli-

Sekundenbereich) ausführen zu lassen, anstatt z. B. pauschal Erzeugungsanlagen zu drosseln bzw. abzuschalten oder in umgekehrter Situation steuerbare Lasten abzuschalten.

Die Herausforderungen sind die deutlich höhere Dynamik des Netzes im Vergleich zu der derzeitigen Situation, die gravierende Reduktion an Momentanreserve bzw. die Substitution durch die zunehmenden Anteile Umrichter-basierter Leistungselektronik, ebenso wie die fluktuierende Erzeugung aus Erneuerbaren Energien. Die Verwendung der kombinierten Begrifflichkeit „netzbildende Regel- und Betriebsführungskonzepten“ bzw. Schutz- und Steuerungskonzepte liegt darin begründet, dass die klassische Trennung der Schutztechnik von der Steuerung bzw. Regelung und Betriebsführung in diesem Forschungsvorhaben nicht mehr als entkoppelt, sondern als integrativ angesehen wird.

B. Überprüfung der Praxistauglichkeit

Die Überprüfung der Praxistauglichkeit der neu entwickelten netzbildenden Regel- und Betriebsführungskonzepte zur vollständigen Systemintegration von 100% EE mit Hilfe des RTDS und der Versuchs- und Demonstrationsanlage, bestehend aus unterschiedlichen „maßstabsgetreuen“ EE-Anlagen, Speichern, Verbrauchern und HGÜs, wird das Projekt abschließend aufzeigen ob die theoretischen Überlegungen tatsächlich in der Praxis umsetzbar sind bzw. welche Problemstellungen sich in diesem Kontext ergeben können und mit welchen Herausforderungen dabei zu rechnen sind.

Letztendlich ist der Schwerpunkt die praktische Erforschung der grundsätzlichen Verhaltensweise der Kombination von unterschiedlichen EE-Anlagen in Bezug auf die Netzstabilität durch Beistellung unterschiedlichster Systemdienstleistungen im Zeitbereich von Millisekunden bis hin zu einer Stunde.

IV. FAZIT

Entwicklung innovativer netzbildender Regelungs- und Betriebsführungskonzepte, d. h. neuartige Schutz- und Steuerungskonzepte sowie Informations- und Kommunikationsstrukturen ist das vorrangige Ziel dieses Forschungsvorhabens. Demonstration des Potenzials der Konzepte zur Gewährleistung der Systemsicherheit in einer Test- und Demonstrationsanlage mit integriertem Echtzeitsimulator ist ein weiteres Ziel.

Inwiefern dabei die bestehenden technischen Anforderungen der unterschiedlichen Systemdienstleistungen für einen reibungslosen und technologieübergreifenden Einsatz anzupassen oder zu innovieren sind ist der Schwerpunkt des ersten Teils der Arbeit. Darüber hinaus müssen die technischen Anforderungen und Vorgaben bezüglich der Systemdienstleistungen in bestehende Modelle implementiert werden bzw. bestehende Ansätze modifiziert werden. Dementsprechend dient die Verwendung einer größeren Anzahl dieser innovierten Modelle der EE-Anlagen als Basis für die netzbildenden Regel- und Betriebsführungskonzepte bzw. um diese in einem realen oder virtuellen Energieversorgungssystem zu implementieren und zu testen.

Entwicklung von Systemführungskonzepten im Technikumsmaßstab

Nicola Koenneke *, Martin Wolter*
* Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Lehrstuhl Elektrische Netze und Erneuerbare Energie
Magdeburg
nicola.koenneke@ovgu.de

Abstract —In den letzten Jahren hat sich die elektrische Energieversorgung erheblich verändert. Die zunehmende Dezentralisierung der Energieerzeugung und die Integration neuer Anlagen, insbesondere von Hochspannungsgleichstromleitungen (HGÜ) und Phasenschiebertransformatoren (PST), erfordern neue Konzepte und Methoden für den Netzbetrieb. An der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg wurde eine wissenschaftliche Leitstellenumgebung eingerichtet, um diese Methoden möglichst anwendungsbezogen zu entwickeln. Hauptmerkmal dieser Umgebung ist das Zusammenspiel der Leitstellensoftware PSIcontrol mit der Simulationsumgebung MALTAB. Dieser Beitrag beschreibt die entwickelte Schnittstelle zwischen MALTAB und PSIcontrol, welche auf dem Protokoll IEC 60870-5-104 basiert, sowie den Aufbau des Gesamtsystems und zukünftige Anwendungsfälle.

Keywords - Command and Control Systems, Component, Communication System Traffic Control, Data Communication, IP Networks, TCPIP, Protocols, Client-Server Systems

I. EINLEITUNG

Mit Hilfe der Leitwarte können zukünftig Algorithmen entwickelt werden, welche Netzbetreiber beim Betrieb von Versorgungsnetzen unterstützen. Dafür ist eine realistische und detaillierte Simulation des jeweiligen Netzes nötig. Um eine solche realistische Simulation ermöglichen zu können, müssen sowohl das Datenmodell, die Simulation als auch die erfolgende Kommunikation zwischen den Unterstationen und der Leitwarte realistisch nachgebildet werden.

Zur Kommunikation wird das Protokoll IEC 60870-5-104 verwendet. Dieses wurde 2002 als internationaler Standard von der International Electrotechnical Commission (IEC) zur Kommunikation in Stromverteilungsnetzen festgelegt, und stellt eine Weiterentwicklung des Protokolls IEC 60870-5-101 dar. Beides sind anwendungsbezogene Normen aus der Reihe IEC 60804-5. Die Norm IEC 60870-5-104 ermöglicht eine Kommunikation zwischen einer Leitstelle und Unter- bzw. Fernwerkstationen. Als Leitstelle fungiert die hausinterne Leitwarte der Firma PSI, die Unterstationen werden innerhalb einer Matlab-Simulation nachgebildet. Zur Kommunikation der Unterstationen mit der Leitwarte (Zentralstation) ist das Kommunikationsprotokoll nach IEC 60870-5-104 in diese zu implementieren. Dies geschah innerhalb Java. Der genaue

Ablauf und Aufbau des Programms wird im Kapitel III detailliert erläutert. Im 101er Protokoll sind die einzelnen Strukturen und der entsprechende Aufbau der unterschiedlichen Telegramme aufgeführt und definiert. Die 104er Norm gibt Auskunft über den Ablauf der Kommunikation. Das heißt, es wird detailliert beschrieben wie eine Kommunikation nach dieser Norm zu erfolgen hat. Dabei wird sowohl auf charakteristische Zeiten (z. B. Todzeiten) als auch die Abfolge von Quittierungen und Anfragen eingegangen. [3][4]

Zu Beginn des Papers werden grundlegende Begriffe wie z. B. APDU erklärt und auf den Aufbau eines Telegramms nach IEC 60870-5-101 eingegangen. Anschließend wird eine allgemeine Kommunikation nach IEC 60870-5-104 erörtert. Darauf aufbauend wird die Umsetzung dieser Norm mittels eines Java-Tools beschrieben und durch ein Beispiel veranschaulicht.

II. AUFBAU DER TELEGRAMME NACH IEC 60870-5-101

Das bekannteste Referenzmodell für Netzwerkprotokolle ist das OSI-Referenz-/ Schichtenmodell. Mittels dieses Modells können Kommunikationsprozesse einfach abgebildet werden. Es umfasst sieben hierarchisch geordnete Schichten, welche in definierter Reihenfolge nacheinander durchlaufen werden. Jede Schicht beinhaltet eine bestimmte Funktion, welche zur Kommunikation zwischen Teilnehmern verwendet werden kann. Das Modell ist dabei so aufgebaut, dass sich der Anwendungsprozess oberhalb der Schicht 7 befindet. Welche Schichten innerhalb eines Kommunikationsprozesses verwendet werden, wird durch das jeweilige Kommunikationsprotokoll bzw. Bussystem spezifiziert. Eine Nutzung der Funktionalität aller Schichten ist dabei nicht notwendig. [2]

Der Abbildung: 1 ist das Netzwerkprotokoll für die IEC 60870- 5 zu entnehmen. In der hierarchischen Anordnung ist erkennbar, dass die Schichten 5 und 6 des OSI-Modells übersprungen werden.

Die physikalische Schicht (Schicht 1) spezifiziert die Übertragungsphysik, dazu zählen unter anderem der

Schnittstellentyp (Leitung, Stecker), die Spannungspegel sowie die Codierungsverfahren.

Die Datenübertragungsebene (Schicht 2) segmentiert die Datenpakete, implementiert das Buszugriffsverfahren und übernimmt die Sicherungsfunktion (Sicherung/Prüfung der übertragenen Daten; z. B. durch Checksummen).

Das Routing der Datenpakete zum nächsten Knoten wird durch die Netzwerkschicht vollzogen, sodass in der Transportschicht ein Verbindungskanal zwischen zwei Teilnehmern aufgebaut werden kann. Diese Schichten werden mit einer Auswahl aus der TCP/IP-Protokollsammlung (RFC 2200) umgesetzt. [2]

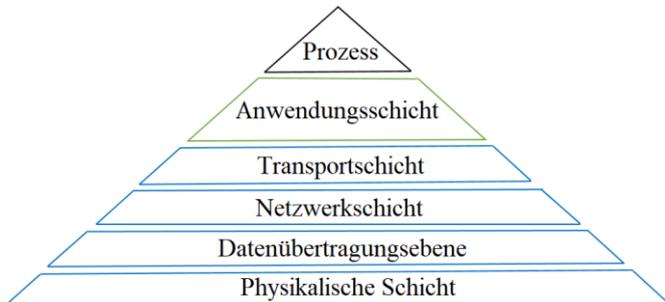


Abbildung: 1 Anwendung des OSI-Modells unter Berücksichtigung der IEC 60870-5-101 [2] [3]

Die Anwendungsschicht entspricht der siebten und damit obersten Schicht des OSI- Referenzmodells und dient zur Integration anwendungsspezifischer Protokolle. Die vorliegende Norm spezifiziert dabei den Aufbau und Inhalt der APDUs (Application Protocol Data Unit), welche sich wiederum aus der APCI (Application Protocol Control Information), und der ASDU (Application Service Data Unit) zusammensetzt (siehe Abbildung: 2).

Eine APDU bezeichnet dabei die PDU der Anwendungsschicht und stellt eine Kombination aus Steuerdaten und Nutzdaten dar. Die Steuerdaten dienen zur Kommunikation innerhalb gleichrangiger Kommunikationsschichten.

Die anwendungsbezogene Norm IEC 60870-5-104 stellt geeignete ASDUs aus einer grundlegenden Struktur nach IEC 60870-5-3 zur Verfügung. Diese ASDUs werden mit Hilfe der Definition und Codierung von Informationselementen der Anwendungsschicht nach IEC 60870-5-4 erstellt. Die exakte Zusammensetzung und Übertragung der ASDU ist den Normen IEC 60870-5-101 und der IEC 60870-5-104 zu entnehmen. Eine detaillierte Darstellung des Aufbaus einer solchen ASDU ist in Abbildung: 3 dargestellt.

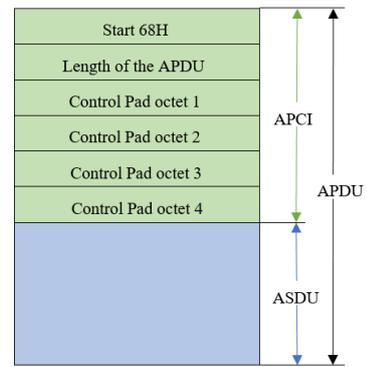


Abbildung: 2 APDU nach IEC 60870-5-101 [3]

Die unterschiedlichen Protokolle setzen sich wie folgt zusammen. Zu Beginn wird das sogenannte Identifikationsfeld der Dateneinheit definiert. Dies unterteilt sich in der Typkennung, variable Strukturkennung, Übertragungsursache und der gemeinsamen Adresse der ASDU (siehe Abbildung: 3).

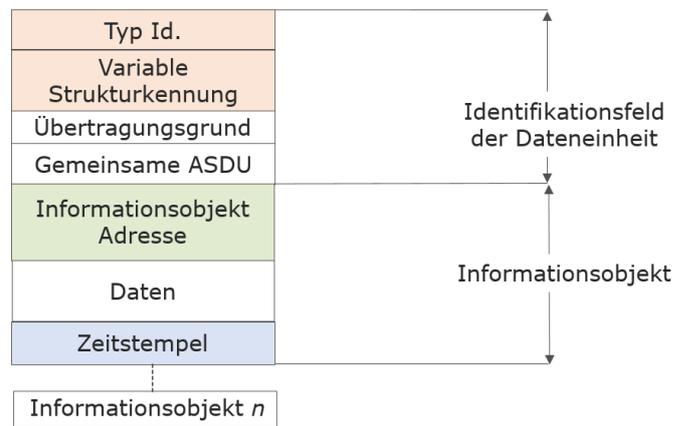


Abbildung: 3 ASDU nach IEC 60870-5-101 [3]

Darauf folgen die Informationsobjekte bestehend aus der Adresse des Informationsobjektes, den Informationselementen und einem zum Informationselement gehörenden Zeitstempel, wie in Abbildung: 3 zu erkennen ist. Bei der Datenübertragung werden zwei Möglichkeiten zur Datenstrukturierung unterschieden. Die Übertragung von n Informationsobjekten mit jeweils einem Informationselement oder die Übertragung von einem Informationsobjekt mit n Informationselementen. Im vorliegenden Fall wurde sich für eine IOA orientierte Übertragung entschieden, d. h. innerhalb einer ASDU wird exakt ein Informationsobjekt mit einem Informationselement übertragen. Die Anzahl der Informationsobjekte bzw. Elemente kann dabei auf maximal 256 innerhalb einer ASDU erhöht werden.

Dem Kapitel III ist der zum Kommunikationsaufbau aus Sicht der Anwendungsschicht notwendige Ablauf zu entnehmen.

III. KOMMUNKATION NACH IEC 60870-5-104

Zur Realisierung der Kommunikation nach IEC 60870-5-104 wird eine bereits vorhandene Java-Implementierung genutzt [1]. Diese dient als Grundlage und wurde entsprechend des Anwendungsfalls erweitert und abgeändert. Eine solche Erweiterung stellt das serverseitige Senden von Telegrammen ohne vorherige Anforderung durch den Client dar. Des Weiteren wird innerhalb von MATLAB eine API genutzt, wodurch eine Kopplung zu MATLAB-Programmen möglich ist, sodass MATLAB-Programme und PSI Informationen mittels IEC 60870-5-104 austauschen, weiterverarbeiten und zurückgeben können (siehe Abbildung: 4).

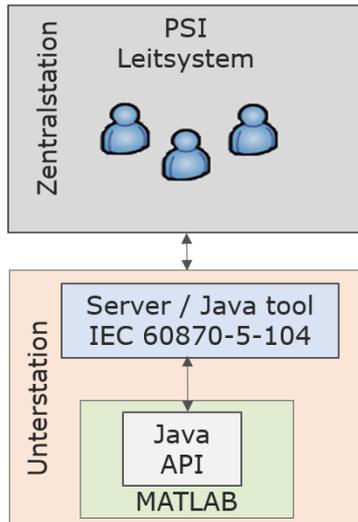


Abbildung: 4 Kommunikation zwischen Zentralstation und Unterstation

Das in Abbildung 4 veranschaulichte Java-Tool dient primär dem Nutzdatenaustausch zwischen MATLAB und der Leitwarte. Zusätzlich implementiert das Tool auch den Verbindungsauf- und Abbau entsprechend der IEC 60870-5-104. Daher erfolgt auch die Quittierung durch das Java-Tool. Das Schnittstellentool benötigt keine kommunikationsspezifischen Parameter aus dem Anwendungsprogramm, arbeitet somit unabhängig.

Der Datenaustausch zwischen beiden Stationen erfolgt bidirektional. Bei den Telegrammen muss zwischen „monitoring-“, und „command direction“ unterschieden werden. So werden Messwerte, Schalter- sowie Stufenschalterstellungen in „monitoring direction“ (von der Unterstation zur Leitwarte) übertragen. Abfragen und Stellbefehle erfolgen hingegen in „command direction“ (von der Leitwarte zur Unterstation).

Die Norm IEC 60870-5-104 umfasst eine Vielzahl von möglichen Telegrammen. Aktuell sind Sechs in der vorliegenden Programmierung umgesetzt wurden. Die verwendeten Telegramme sind in der folgenden Tabelle (siehe

Tabelle: 1) aufgelistet. Diese Anzahl kann beliebig erweitert oder angepasst werden.

Die Abkürzungen der einzelnen Typkennungen unterliegen folgendem einheitlichem Muster. Der erste Buchstabe zeigt an, um welche Übertragungsrichtung (M = monitoring, C= command) es sich handelt. Die zwei folgenden Buchstaben geben Aufschluss über den Typ / die Funktion des zu übertragenden Wertes. So verbirgt sich beispielsweise hinter DP ein „double point information“. Die Buchstaben vier und fünf enthalten Information ob mit oder ohne Zeitstempel übertragen wird. Werte mit NA oder NC werden ohne einen Zeitstempel übertragen, TB bzw. FT zeigen an, dass diese Werte mit einem Zeitstempel versehen sind. Unabhängig ob monitoring oder command direction, mit oder ohne Zeitstempel, das letzte Element der Abkürzung ist immer eine 1. Diese 1 entspricht einer Vorgabe für den Aufbau des Telegramms, welche nach der Norm IEC 60870-5-101 zu erfolgen hat.

Tabelle: 1 Übersicht der Telegrammtypen [3][4]

Abkürzung	Telegramm
M_DP_TB_1	Double point information with time stamp
M_ST_TB_1	Step position information with time stamp
M_ME_FT_1	Measured value, short floating-point number with time stamp
C_IC_NA_1	Interrogation command
C_DC_NA_1	Double command
C_RC_NA_1	Regulating step command
C_SE_NC_1	Set point command, short floating-point number

Um feststellen zu können, dass die gesendeten Werte bzw. Schaltbefehle beim Kommunikationspartner dem richtigen Element zugeordnet werden, sind eindeutige „Identifizier“ notwendig. Dafür erhält jedes anzusteuern Element einen Primärschlüssel. Dieser Primärschlüssel, die sogenannte IOA (Information Object Address) und muss in beiden Netzen (MATLAB und PSI) identisch sein. Weiterhin muss für eine fehlerfreie Kommunikation nach IEC 60870-5-104 eine Abstimmung der zu berücksichtigen Zeit für die entsprechenden Quittierungen, sowie die maximale Anzahl der unquittierten APDUs im I-Format zwischen der Leitwarte und dem Java-Tool erfolgen.

Bei einer Übertragung mit Zeitstempel ist die vorab zu erfolgende Uhrzeitsynchronisation von großer Bedeutung. Zur Veranschaulichung des Kommunikationsaufbaus und dem

anschließenden Datenaustausch zwischen der Unterstation und der Leitwarte dient Abbildung: 5.

Aus Kommunikationssicht stellt die Leitwarte den Client und die Unterstation den Server dar. Die Unterstation stellt ihre Messwerte als Server zur Verfügung, sodass Clients auf die Daten zugreifen können. Der Client (Leitwarte) startet die Kommunikation in dem ein „act“-Telegramm an den Server (Java-Schnittstellentool) gesendet wird, nach der Bestätigung durch das Java-Tool mittels eines „con“-Telegramms ist die Kommunikation aufgebaut und der Kommunikationskanal geöffnet.

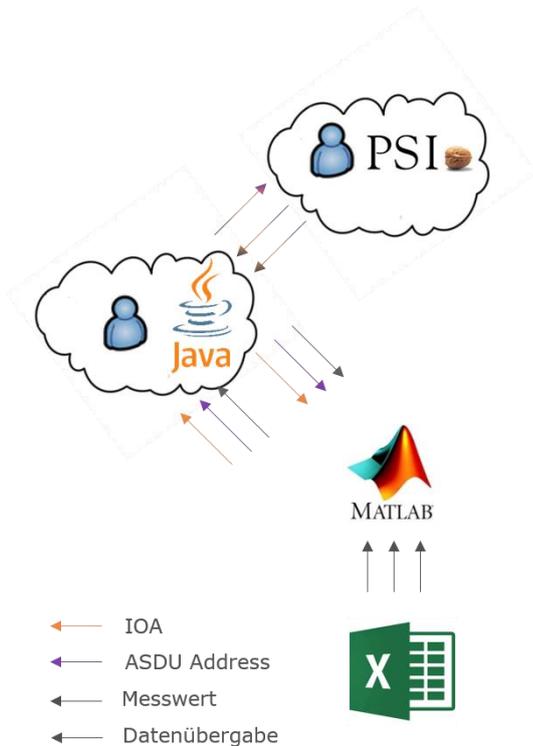


Abbildung: 5 Kommunikationsablauf [6] - [9]

Anschließend erfolgt ein Generalabfrage-Befehl (C_IC_NA_1) seitens des Clients. Diese Generalabfrage registriert das Java-Tool, greift auf den Workspace von MATLAB zu und überträgt Schalterstellungen des Netzes, die generalabfragepflichtig deklariert sind. Da Java auf den Workspace zugreift, ist es existenziell, dass die korrekten Übergabevariablen im Workspace deklariert sind. Andernfalls würde Java die angeforderten Werte nicht finden und somit eine Fehlermeldung herausgeben und den Verbindungskanal schließen. In dem Workspace sind zusätzlich zu den zu übertragenen Werten zwei boolesche Variablen hinterlegt, die durchgängig vom Java-Tool abgefragt werden. Dadurch kann innerhalb des Anwenderprogramms festgelegt werden welche Art der Kommunikation erfolgen soll. Es können sowohl zyklisch als auch ereignisbasiert Messwerte und Schalterstellungen übertragen werden.

Wird im Anwendungsprogramm zyklisches Senden angefordert, werden alle drei Sekunden die Messwerte aus dem Workspace von MATLAB durch das Java-Tool an die Leitwarte übertragen. Dabei wechselt die Leitwarte von der reinen Client-Funktion in die RTU-Funktion und das Java-Tool verlässt die klassische Sever-Funktionalität und überträgt ohne vorherige Anfrage des Clients die Messwerte. Parallel zur zyklischen Datenübertragung kann entweder durch eine aktive Handlung im elektrischen Netz der Leitwarte (z. B. Zustandsänderung eines Schalters) oder durch eine Änderung in der MATLAB-Simulation ein Sendevorgang initiiert werden.

Abhängig davon, ob ein Telegramm empfangen oder gesendet werden soll, ergeben sich zwei unterschiedliche Programmabläufe. Wird ein Telegramm (Änderung einer Schalterstellung (C_DC_NA_1 or C_RC_NA_1 or C_SE_NC_1)) empfangen, so wird der Schaltbefehl in einer FIFO-Liste eingetragen und erst an MATLAB weitergeleitet, wenn durch das Programm die jeweilige Variable freigegeben wird. Dadurch wird sichergestellt, dass alle Schaltbefehle durch das Anwenderprogramm verarbeitet werden. Nach erfolgter Verarbeitung im Programm werden die neuen Messwerte sofort an das Leitsystem übertragen (ereignisbasierte Übertragung).

Um aus dem Anwendungsprogramm heraus eine Sendeanforderung stellen zu können, wird innerhalb des Workspace eine zum Variablentyp korrespondierende boolesche Variable gesetzt, welche innerhalb des Schnittstellentools das Senden der aktualisierten Messwerte und Schalterstellungen auslöst.

Erfolgt beispielsweise ein Stufenstellbefehl (C_RC_NA_1) in der Leitwarte, wird dieses an das Java-Tool weitergegeben. Das Java-Tool schreibt die jeweiligen Änderungen in einen FIFO Speicher und schreibt die Nutzdaten in die Matlab-Variable, sobald diese den Wert „NULL“ annimmt. Ändert sich der Wert der Variablen reagiert MATLAB, in dem der Zustand des Schalters in der Simulation angepasst wird. Anschließend werden die veränderten Lastflüsse berechnet und die Messwerte sowie die neuen Schalterstellungen in den Workspace geschrieben. Das Java-Tool greift auf Diese im Workspace zu und überträgt die Daten an die Leitwarte.

Das Java-Tool ist somit durch zwei direkte Verbindungen sowohl von der Leitwarte als auch von MATLAB ansprechbar und fungiert als Kommunikationstunnel beider Instanzen. Diese Funktionalität und Implementierung eines intern getriggerten Sendevorgangs des Servers seitens des Java-Tools entsprechen zwei wesentlichen Weiterentwicklungen des vorherigen Tools. Durch die Weiterentwicklung gibt es eine Vielzahl neuer Möglichkeiten Simulation und Realität zu vereinen. Beispielsweise ist es ab sofort möglich in einer sicheren Simulationsumgebung die Entwicklung und Dynamik des Stromnetzes, sowie Umwelteinflüssen und deren Folgen nachzubilden. Dabei können Vorgehensweisen trainiert,

Risiken evaluiert und Prognosen erstellt werden. Dieses Wissen kann als Grundlage für Handlungsempfehlungen für die Netzbetreiber und die Politik dienen. Desweiteren können Schulung von Mitarbeitern der Netzbetreiber durch individuell auf ihre Bedürfnisse zu geschnittenen Szenarien durchgeführt werden.

IV. SYSTEMAUFBAU

Die erstellte Leitwarten-Umgebung kann in drei verschiedene Ebenen unterteilt werden.

1. Eingabe-/ Netzwerksimulationsebene
2. Prozessebene
3. Export-/ Visualisierungsebene

Einen Überblick über den gesamten Systemaufbau kann der Abbildung: 6 entnommen werden. Die folgende Erörterung fokussiert die Netzwerksimulation und Prozessschicht. Unter Verwendung der MATLAB-Umgebung und der Java-Schnittstelle ist eine schnelle Generierung verschiedener Netzwerksituation möglich. Des Weiteren können diese Änderungen umgehend in der Zentrale analysiert werden. Daher entsprechen diese Elemente den Schlüsselementen der Netzwerksimulationsschicht. Die entwickelte MATLAB-Umgebung speichert die berechnete und kommunizierte Netzwerksituation separat. Somit ist es möglich, Kommunikationsausfälle oder Zeitversätze im Kommunikationsprozess zu modellieren. Folglich kann das reale Systemverhalten genau simuliert werden.

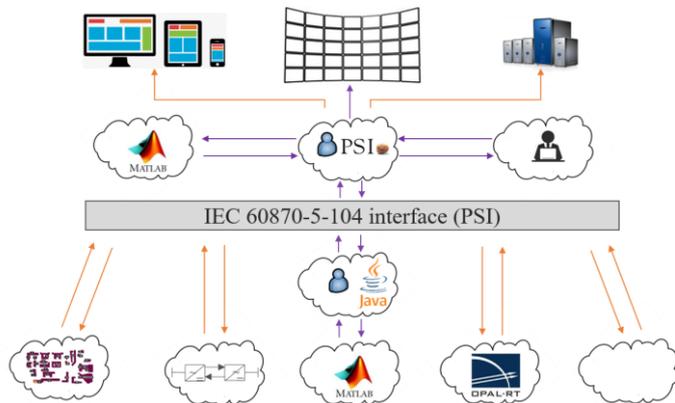


Abbildung: 6 Kommunikationsablauf [5] - [13]

Darüber hinaus ist es möglich ein bereits vorhandenes Opal-RT-System und ein Hardware-HGÜ-Leitungsmodell einzubinden. Mittels dieser Systeme werden Hardware-in-the-Loop-Simulationen (HIL-Simulationen) angewendet, um das tatsächliche Betriebsverhalten der Assets zu analysieren.

Die Verwendung dieser HIL-Umgebung und der IEC 60870-5-104-Schnittstelle der Zentrale ermöglicht die Integration zusätzlicher Betriebsmittel sowie Mess- und Steuergeräte. Das Schlüsselement der Prozessebene ist das PSIcontrol-Software-Framework selbst, das bereits einfache Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen wie Zustandsschätzung und Notfallanalyse bietet. Dieses System kann auf zwei verschiedene Arten bedient werden:

1. klassisch von einem menschlichen Bediener
2. einer zweiten MATLAB-Schnittstelle (MATLAB-Operator)

Diese Schnittstelle ermöglicht einen direkten Zugriff auf Parameter der Zentrale. Dazu gehören kommunizierte Parameter als Schaltpositionen und Messdaten sowie Ergebnisse der Entscheidungs- und Optimierungsfunktionalitäten. Über diese MATLAB-Schnittstelle ist es außerdem möglich, Visualisierungselemente zu ändern oder Steuerbefehle im PSI-System auszulösen. Einerseits kann der Wechsel von Visualisierungselementen genutzt werden, um eine eigene Entscheidungshilfe von MATLAB zu generieren und bestehende Entscheidungs- und Optimierungsfunktionalitäten zu verbessern oder neue zu entwickeln. Zum anderen kann mit der direkten Steuerung des PSI-Systems ein Algorithmus für einen teilautomatisierten Netzbetrieb entwickelt werden. Insbesondere die Möglichkeit, mehrere MATLAB-Operatoren zu aktivieren, ermöglicht die Analyse der Abhängigkeiten eines teilweise automatisierten Netzbetriebs zwischen verschiedenen Netzbetreibern und zwischen verschiedenen Funktionen (z. B. Engpassmanagement und Spannungssteuerung).

Die Analyse dieser Abhängigkeiten in einer wissenschaftlichen Leitstellenumgebung führt zu einer frühzeitigen Erkennung einer kritischen Systemsituation und zu einer schnellen Entwicklung brauchbarer Gegenmassnahmen.

V. ZUSAMMENFASSUNG

Mit diesem Beitrag wurde eine wissenschaftliche Leitstellenumgebung eingeführt, die sich auf die Entwicklung neuer Betriebskonzepte konzentriert.

Insbesondere das entwickelte Java-Framework, das eine Kommunikation zwischen MATLAB und der Zentrale sowie den direkten Zugriff der MATLAB-Bediener ermöglicht, ermöglicht eine sehr flexible Nutzung dieses Systems. Da es sich bei dem Kernsystem nach wie vor um ein kommerziell genutztes Netzwerksteuerungssystem handelt, können die entwickelten Algorithmen in der Industrie problemlos angewendet und um bereits vorhandene anwendungsbezogene Methoden erweitert werden.

Das entwickelte System wird verwendet, um Algorithmen für das Engpassmanagement und die Zustandsschätzung zu verbessern, die Integration neuer Betriebsmittel wie HGÜ-Leitungen und Phasenverschiebungstransformatoren zu analysieren und Methoden zur Verbesserung der horizontalen und vertikalen Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern zu entwickeln. Aufgrund der höheren Systemkomplexität müssen auch neue Methoden zur übersichtlichen und verständlichen Darstellung der Netzsituation und der generierten Entscheidungshilfen entwickelt werden, um den sich ändernden Netzbetrieb für das Leitstellenpersonal beherrschbar zu machen. Insgesamt wird das System die Systembetreiber und die Industrie auf dem Weg zu zukünftigen Leitsystemstrukturen unterstützen.

Die weitergehende Forschung fokussiert auf folgende Punkte:

- Erprobung von Systemführungskonzepten im Technikumsmaßstab
- Integration neuer Funktionen und Automatismen in zukünftige Netzleitsysteme
- Berücksichtigung von Datenaustauschprozessen
- Simulation einer „nicht perfekten“ Modellwelt

LITERATURVERZEICHNISS

- [1] Gurndlade programm <https://www.openmuc.org/iec-60870-5-104/user-guide/>
- [2] Osi model <https://www.elektronik-kompendium.de/sites/kom/0301201.htm>
- [3] DIN EN 60870-5-101, Fernwirkeinrichtungen und -systeme; Objektträger - Teil 5-101: Übertragungsprotokolle – Anwendungsbezogene Norm für grundlegende Fernwirkaufgaben (IEC 60870-5-101:2003 + A1:2016)
- [4] DIN EN 60870-5-104, Fernwirkeinrichtungen und -systeme; Objektträger - Teil 5-104: Übertragungsprotokolle –Zugriff für IEC 60870-5-101 auf Netze mit genormten Transportprofilen (IEC 60870-5-104:2006)
- [5] Psi bild https://www.hu-berlin.de/de/forschung/science-week-hu/images/psi-ag/image_view_fullscreen
- [6] Java Bild <https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Java-Logo.svg>
- [7] MATLAB bild <https://techstore.msu.edu/software/mathworks-matlab-student-license-0>
- [8] Wolke: bild <https://www.pinterest.at/pin/312789136601415440/>
- [9] Mensch: https://www.google.com/search?client=firefox-b&biw=2144&bih=1079&tbm=isch&sa=1&ei=y_yQW6-zA8HMrgTJjYHYAw&q=Mensch+Piktogramm&oq=Mensch+Piktogramm&gs_l=img.3..0j0i8i30k119.492053.495962.0.497211.17.16.0.1.1.0.170.1321.15j1.16.0....0...1c.1.64.img..0.17.1320....0.f8p5acrRd6s#imgcr=9NNPZeKv1ZyNhM:
- [10] OPALRT https://www.google.com/search?client=firefox-b&biw=2144&bih=1079&tbm=isch&sa=1&ei=YfKQW5PHHK3rrgSnsorw&q=OPALRT&oq=OPALRT&gs_l=img.3..0i24k1.2657625.2661713.0.2664727.6.6.0.0.0.0.84.434.6.6.0....0...1c..64.img..0.6.429...0j0i67k1j0i10k1j0i10i24k1.0.fPT5tzfESzc#imgcr=ljo7Oijnd9izPM:
- [11] HMI Website <http://marcomservices.com/18-benefits-website-small-businesses/>
- [12] Videowand <https://www.canstockphoto.de/illustration/flat-screen.html>
- [13] Archiv (Server) <http://www.condusiv.com/solutions/server-solutions/server-storage-performance/>

Reglerstabilität von Erzeugungsanlagen mit nichtlinearer Spannungsregelung in Verteilungsnetzen

Sebastian Krahrmer, Peter Schegner

Institut für elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik
Technische Universität Dresden
sebastian.krahrmer@tu-dresden.de

Abstract— Die dezentrale Spannungsregelung mit $Q(U)$ -Charakteristik ist ein Mittel, um eine höhere Durchdringung der dezentralen Erzeugung zu ermöglichen. Stabilitätsbedenken beeinträchtigen jedoch die breitere Anwendung dieser Technologie. Motiviert durch ein Forschungsprojekt zu Systemdienstleistungen in elektrischen Verteilungsnetzen wurde eine Überprüfung der Grenzwerte aus den relevanten Netzkodizes durchgeführt. Dieser Beitrag analysiert die Stabilität eines Netzwerks mit dezentralen Spannungsregelungen, das als abstraktes, nichtlineares Mehrgrößensystem modelliert ist. Die Anwendung theoretischer Stabilitätskriterien zeigt, dass die Grenzen der Stabilität für bekannte Parameter der geregelten Einheiten sicher abgeleitet werden können. Für den eher praxisorientierten Fall ohne detaillierte Kenntnisse der geregelten Einheiten wird ein robustes, kleinsignalorientiertes Stabilitätskriterium vorgestellt. Darauf aufbauend werden einfach zu handhabende Regeln zur Gewährleistung der Stabilität dezentraler Spannungsregelungen abgeleitet und durch Simulationen in einem Benchmark-Netz verifiziert.

Index Terms – $Q(U)$, Spannungsregelung, Verteilungsnetz, Robuste Stabilität, Reglerstabilität

I. EINLEITUNG

Netzbetreiber sind für eine robuste und zuverlässige Stromversorgung vor den Hintergrund einer massiven Integration von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEAs) verantwortlich. Die installierte Kapazität der nach dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz geförderten Anlagen hat sich innerhalb eines Jahrzehnts mehr als verdreifacht und erreichte 2017 rund 107 GW. Hierbei entfällt 74 GW auf das Hoch- und Mittelspannungsnetz, wobei etwa 48 GW den Onshore-Windparks (WPs) zugeschrieben werden kann [1]. Dieses europaweit sichtbare kontinuierliche Wachstum der DEA-Kapazitäten wird begleitet durch eine Anpassung der elektrischen Versorgungsnetze und führt zu neuen Herausforderungen im Netzbetrieb wie die Gewährleistung eines adäquaten Spannungsniveaus oder der ausreichenden lokalen Bereitstellung von Blindleistung. Neben der allgemeinen Handlungsbefugnis [2] können die Netzbetreiber diesen Herausforderungen durch einen cleveren Mix aus zentralen und dezentralen Spannungsregelungskonzepten begegnen, immer mit Augenmerk auf Wirtschaftlichkeit und Effizienz [3].

Aufgrund des erwähnten Wandels im Energiesektor wird eine umfassende und robuste Bewertung der Regelstabilität weiter an Bedeutung gewinnen. Wie von mehreren Fachbeiträgen [4]-[8] in der näheren Vergangenheit untersucht, kann die $Q(U)$ -basierte Spannungsregelung von miteinander verbunde-

nen DEAs unter widrigen Umständen Stabilitätsprobleme verursachen. Mit Blick auf das photovoltaikdominierte Niederspannungsnetz [5] können $Q(U)$ -Regelungen nach deutscher Norm (vgl. [2]) uneingeschränkt empfohlen werden, da Stabilitätsprobleme nicht nachgewiesen wurden. Hingegen stellt [6] im Mittelspannungsniveau basierend auf Feldmessungen heraus, dass bei ungünstiger Parametrierung eines WP-Regelkreises Spannungsschwankungen auftreten können. Bei WPs mit $Q(U)$ -Regelung, die meist im Hochspannungsnetz angeschlossen sind, ist die Wechselwirkung über die Netzimpedanz zu berücksichtigen. Ein diesbezüglicher signifikanter Einfluss der Kurzschlussleistung auf die Stabilität eines Systems, das aus zwei $Q(U)$ -geregelten WPs besteht, ist in [7] dargestellt.

Daher wird in diesem Beitrag die Struktur einer gegebenen dezentralen Spannungsregelung analysiert und die Stabilität nach einem strengen analytischen Verfahren untersucht. Dabei werden mögliche Nichtlinearitäten und Totzeiten von Regelkreisen sowie Parameterunsicherheiten berücksichtigt. Der Blindleistungsbezug einer DEA wird des Weiteren positiv gezählt (Verbraucherzählpeilsystem).

II. DEZENTRALE SPANNUNGSREGELUNG IN ELEKTROENERGIEVERSORGUNGSNETZEN

Netzbetreiber nutzen Spannungsregelungsverfahren, wenn eine gezielte Beeinflussung von Knotenspannungen erforderlich ist oder als Rückfall-Lösung, z. B. bei Ausfall der Kommunikationsverbindung, zusätzlich zu einer zentral gesteuerten Blindleistungsregelung. Neben der eher akademischen Konstantspannungsregelung (U_{konst}) ist die bereits erwähnte $Q(U)$ -Regelung sehr verbreitet und wird häufig eingesetzt. U_{konst} erfordert eine Änderung der Blindleistungsabgabe bis zum Erreichen einer Sollspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) respektive der Anlagenleistungsgrenzen. Dem gegenüber liefert $Q(U)$ Blindleistung innerhalb der Anlagenleistungsgrenzen in Abhängigkeit von der Spannungsabweichung zu einer Referenzspannung U_{q0} am (NAP) [8].

A. Anwendung der $Q(U)$ -Regelung in Elektroenergieversorgungsnetzen

Bild 1 zeigt die Verknüpfung zwischen einer generischen $Q(U)$ -Charakteristik, im Folgenden bezeichnet durch die Funktion $\psi: \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}$ mit $\Delta U \mapsto \psi(\Delta U)$, und dem Betriebsdiagramm einer DEA. Ein Betriebsdiagramm kann in zwei Bereiche unterteilt werden. Die genaue Ausgestaltung hängt jedoch von den Netzanschlussbedingungen des lokalen Netzbetreibers ab, an dem die DEA angeschlossen ist. Der Bereich I wird in der Regel durch den oberen Rand $|P|/P_T = 0,2$ abgedeckt. Er ist kenn-

zeichnet durch eine verminderte Fähigkeit der DEA zur Bereitstellung von Blindleistung. Es besteht eine hohe Abhängigkeit von der zugrundeliegenden Technologie. Im Bereich II kann ein Netzbetreiber die Grenze der Blindleistungsbereitstellung innerhalb der durch die technischen Richtlinien definierten Anforderungen anpassen. Die Zuordnung von induktiver und kapazitiver Blindleistung kann asymmetrisch sein.

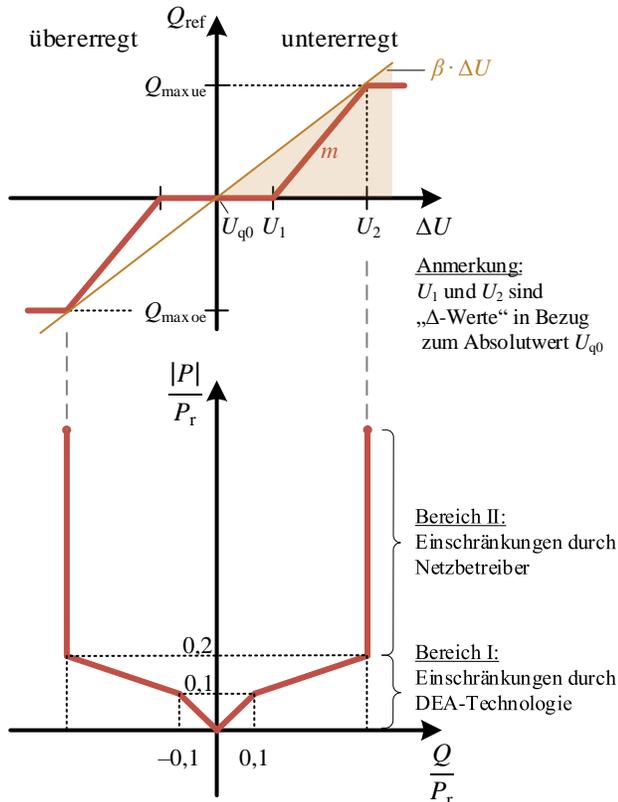


Bild 1: $Q(U)$ -Charakteristik mit Bezug zum Betriebsdiagramm einer exemplarischen DEA (Hinweis: asymmetrische Aufteilung der Blindleistungsbereitstellung möglich)

Die Charakteristik der $Q(U)$ -Regelung wird durch den Netzbetreiber definiert. Dazu gehören das Totband und die Anstiege dQ_{NAP}/dU_{NAP} bis zum maximalen Blindleistungsexport resp. -import¹. Das Totband reicht symmetrisch von U_{q0} bis U_1 . Die Breite des Totbandes ist nach den Vorschriften der einzelnen Netzbetreiber festgelegt. Der Grund für die Einbeziehung eines Totbandes liegt darin, dass Windturbinen des Typs 3 ansonsten mechanisch belastet werden und zusätzliche Verluste im Netz und im WP auftreten können. Darüber hinaus definiert der Netzbetreiber die Reaktionszeiten für Arbeitspunktänderungen.

Unter Verweis auf Bild 1 ist zusätzlich zu beachten, dass es möglich ist, eine Linie mit Anstieg $\beta \in \mathbb{R}$ so zu definieren, dass die Charakteristik immer zwischen der ΔU -Achse und dieser Linie ist, d. h., es gilt: $\psi(\Delta U) \cdot (\psi(\Delta U) - \beta \cdot \Delta U) \geq 0 \forall \Delta U$.

¹ In Deutschland ist der Anstieg m definiert in Prozent der Bemessungswirkleistung je Spannungsabweichung in kV: $[m] = \frac{\%}{\text{kV}}$.

Man kann formulieren, die Charakteristik $\psi(\Delta U)$ "gehört zum Sektor $[0, \beta]$ ".

Jeder Regelkreis wird als sogenanntes SISO-System (Single Input, Single Output) betrachtet. Diese einzelnen Regelsysteme beeinflussen sich jedoch gegenseitig, da sie über die Netzspannung bzw. -impedanz gekoppelt sind. Mögliche Interferenzen führen zu Vorbehalten gegen eine hohe Durchdringung bei dezentralen Spannungsregelungen. Aufgrund der Relevanz dieses Forschungsthemas gibt es zahlreiche Publikationen zur Stabilität solcher gekoppelter Regelsysteme [9]-[13]. Sie unterscheiden sich in der Art und Weise, wie Randbedingungen berücksichtigt werden. Diskussionen sind in Bezug auf alle Spannungsebenen zu finden, jedoch konzentrieren sich die meisten Publikationen auf Niederspannungsnetze. Den meisten Publikationen ist weiterhin gemein, dass die Nichtlinearität der $Q(U)$ -Charakteristik vernachlässigt wird und eine strenge analytische Stabilitätsanalyse fehlt.

B. Modellbildung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen mit $Q(U)$ -Regelung

Als typische Repräsentation einer DEA in der Hochspannungsebene wurde eine Windenergieerzeugungsanlage als Untersuchungsgegenstand gewählt. Demnach wurde ein angepasstes generisches WP-Modell nach IEC 61400-27-1 [14] Typ 4A² verwendet.

1) Modellbildung eines einzelnen Windparks

Hau [13] untersucht die Stabilität von Spannungsregelungen mit linearer Charakteristik. Während sich Parameter und Netzrandbedingungen an der Realität orientieren, liegt der Fokus jedoch nur auf einem einzigen WP. Die verwendeten Parametersätze und Regelkreise können dem Modell jedoch zugrunde gelegt werden, weitere Parameterhinweise können aus [15] entnommen werden.

Bild 2 zeigt einen allgemeinen Aufbau eines WP mit Parkregler (FCU), Einzelturbinen, Wechselrichtern und Kommunikationsinfrastruktur. Grundsätzlich werden nur Turbinen vom Typ 4A verwendet und Kabel innerhalb des WP vernachlässigt. Der Vollumrichter (FRC) ist in der Lage Q hauptsächlich unabhängig von der tatsächlichen Einspeisung bereitzustellen, wie im Betriebsdiagramm in Bild 1 dargestellt. Somit muss der mechanische Teil nicht berücksichtigt werden und alle Einzelurbinen – und damit die verteilte Regelung des Parks – können zu einer Einheit zusammengefasst werden.

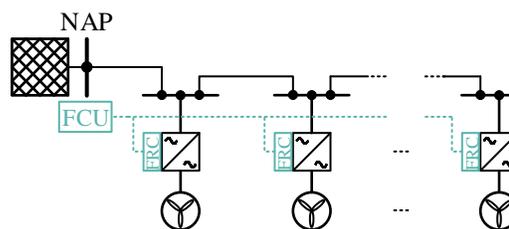


Bild 2: Allgemeiner Aufbau eines Windparks mit Einzelurbinen des Typs 4

² Klassifikation der elektrischen Modelle von Windturbinen nach [12]:
Typ 3: Doppelt gespeiste Asynchronmaschine (DFIG)
Typ 4: Synchronmaschine mit Vollumrichter (FRC)

Im Allgemeinen besteht ein WP-Regelkreis für Blindleistung aus zwei Teilen: der WP-Spannungsregelung (verortet bei der FCU) und dem eingebetteten Blindleistungsregelkreis (verortet bei FCU und FRC). Bild 3 zeigt den ersten Teil, bestehend aus einem Regler mit der nichtlinearen $Q(\Delta U)$ -Charakteristik und zwei Verzögerungsblöcken erster Ordnung (PT1-Block).

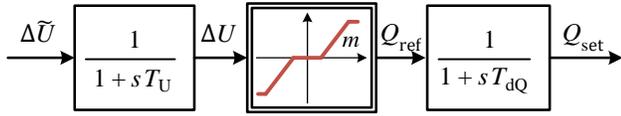


Bild 3: Modell der Windparkspannungsregelung

Der erste PT1-Block mit der Zeitkonstante T_U stellt den Eingangsfiler dar und dient zur Mittelung und Glättung des Eingangssignals $\Delta\tilde{U}$. Der nichtlineare Regler überträgt diese gemittelte Spannungsabweichung in einen Blindleistungsollwert. Anschließend wird optional ein zweiter PT1-Block zum Einstellen der Dynamik verwendet, z. B. für die Anstiegszeit einer Sprungantwort. Das Ausgangssignal wird als Sollwert für die zugrundeliegende Blindleistungsregelung gemäß Bild 4 weitergegeben.

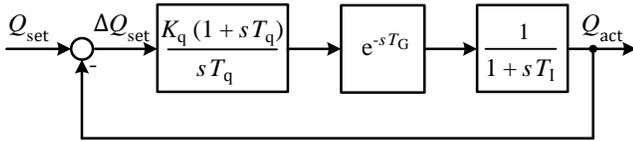


Bild 4: Modell des unterlagerten Blindleistungsregelkreises

Das Modell in Bild 4 besteht aus einem PI-Regler, der sowohl durch die Verstärkung K_q als auch durch die Integrationszeitkonstante T_q gekennzeichnet ist, einem Totzeitblock mit der Zeitkonstante T_G und einem Äquivalent des mit der Turbine verbundenen FRC sowie einem Rückführkreis der tatsächlichen Blindleistung am NAP. Im Regelkreis wird die Abweichung ΔQ_{set} in einen Referenzwert für die FRC-Regelung übertragen. Der Totzeitblock stellt als Bindeglied die Summe der Totzeiten und Verzögerungen dar, die durch Kommunikationsverfahren und asynchrone Messungen verursacht werden. Die FRC-Steuerung ist als PT1-Block mit der Zeitkonstante T_1 nach Vorgaben verschiedener Hersteller ausgeführt. Die daraus resultierende Blindleistung Q_{act} wird am NAP in das öffentliche Netz eingespeist. Daher wird im nächsten Abschnitt die Modellierung des elektrischen Versorgungsnetzes untersucht.

2) Modellbildung für das Elektroenergieversorgungsnetz

Um die Netzdynamik für regelungstechnische Ansätze geeignet zu beschreiben, muss dessen komplexe Lastflussgleichung in eine Übertragungsfunktion umgewandelt werden. Solange sich dabei im elektromechanischen Zeitbereich bewegt wird, kann die Komplexität der Systembeschreibung reduziert und die Rückführung des Netzes durch einen proportionalen Block mit der Verstärkung K_Q bzw. K_P angenähert werden. Diese Annäherung führt zu den Knotenspannungssensitivitäten:

$$K_Q = \frac{\partial U_{act}}{\partial Q_{act}}, \quad K_P = \frac{\partial U_{act}}{\partial P_{act}} \quad (1)$$

Diese Knotenspannungssensitivitäten, die durch die Spannungsabweichung aufgrund von Änderungen der Blind- bzw. Wirkleistung definiert sind, können entweder mit der *Jacobi-Matrix* berechnet werden, die bei der iterativen Lösung der nichtlinearen Leistungsflussgleichungen erhalten wurde, oder mit Hilfe einer verkürzten Entwicklung der *Taylor-Reihe*. Um die Genauigkeit der approximierten Spannungsabhängigkeit der Knotenspannungssensitivitäten zu bewerten, wurde eine Studie an zwei typischen Netztypen mit einem realistischen Parametersatz durchgeführt. Bild 5 zeigt das verwendete Benchmarknetz mit einem Layout entweder als Stickleitung oder als geschlossener Ring. Da die Knotenspannungssensitivität hauptsächlich von Spannungsdifferenzen im Netz abhängt, wurden mehrere Spannungszustände wie Leerlauf und hohe Rückspeisung betrachtet. Zusätzlich wurde die minimale Kurzschlussleistung am NAP des zweiten WP auf 1 GVA eingestellt, um den Worst-Case zu berücksichtigen.

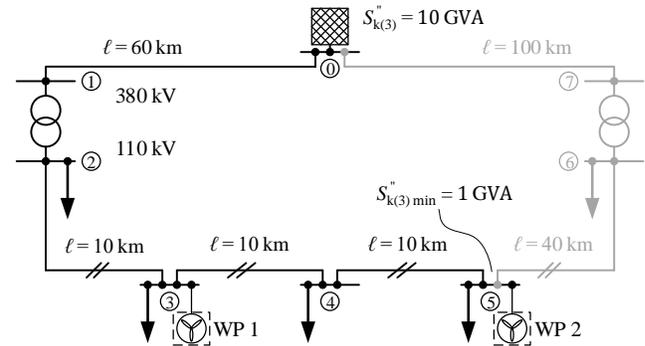


Bild 5: Benchmarknetz zur Beurteilung der Spannungsabhängigkeit von Knotenspannungssensitivitäten. Mögliche Verschaltung als Stickleitung (schwarz) und Ring (schwarz und grau zusammen).

Da der Knoten 5 elektrisch am weitesten vom Slack entfernt ist, hat er die geringste Kurzschlussleistung und damit die höchste Spannungsempfindlichkeit. Daher wird Knoten 5 als repräsentatives Worst-Case-Szenario innerhalb dieses Benchmarknetzes betrachtet. In Bild 6 ist die Variation von K_Q über einen weiten Spannungsbereich am Knoten 5 dargestellt. Da sich dieser Beitrag nur auf stationäre Reaktionen konzentriert, wird das gültige Spannungsband auf $u = 1 \pm 0,1$ p.u. gesetzt. Die beobachtete Varianz liegt innerhalb von $\pm 10\%$ um einen berechneten Wert K_Q basierend auf einer homogenen Spannungsverteilung von $u = 1$ p.u. Wie in Bild 6 und 7 zu sehen ist, führt das als Stickleitung ausgebildete Netz aufgrund einer größeren Impedanz zu höheren Sensitivitäten als das Ringnetz.

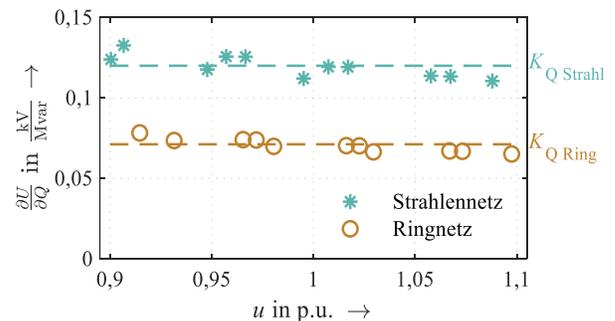


Bild 6: Spannungsabhängigkeit der blindleistungsbezogenen Knotenspannungssensitivität (Messpunkt am Knoten 5). Referenz bei $u = 1$ p.u.

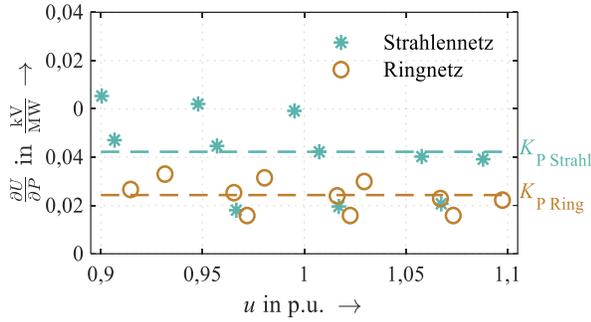


Bild 7: Spannungsabhängigkeit der wirkleistungsbezogenen Knotenspannungssensitivität (Messpunkt am Knoten 5). Referenz bei $u = 1$ p.u.

Die Ergebnisse für die Knotenspannungssensitivität in Bezug auf die Wirkleistung sind in Bild 7 dargestellt. Der Faktor K_P ist etwa fünfmal kleiner als K_Q , was das Verhältnis von Resistanz zu Reaktanz im gesamten Netzes entspricht. Aufgrund der hohen Varianz, die etwa $\pm 60\%$ erreichen kann, ist eine Darstellung als konstante Verstärkung K_P für alle Betriebspunkte des Netzes nicht geeignet.

Da jedoch nur die Blindleistung im betrachteten Modell geregelt wird, hat die Wirkleistung keinen direkten Einfluss auf die Stabilität und ist in diesem Sinne nur eine Störung. Die Spannungsänderungen durch Wirkleistungseinspeisung und Lasten werden daher vereinfacht als Spannungsstörung U_S modelliert, die auf die Netzspannung wirkt. Aufgrund der Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen sollte die Varianz von K_Q zumindest durch einen Sicherheitsfaktor abgedeckt werden.

C. Zusammengesetztes Modell

1) SISO-System

Bild 8 zeigt den kompletten SISO-Regelkreis, bestehend aus der WP-Spannungsregelung, dem eingebetteten Blindleistungsregelkreis und dem blindleistungsbezogenen Netzmodell. Im Folgenden wird die Übertragungsfunktion des Blindleistungsregelkreises mit $G_{RP}(s)$ gemäß Anhang A bezeichnet.

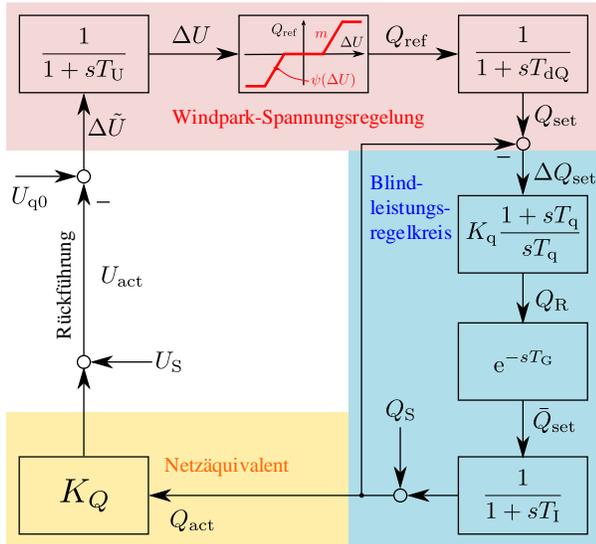


Bild 8: SISO-Regelkreis. Alle Größen in diesem Signallaufplan sind Skalare.

2) MIMO-System

In der Folge werden die in Bild 8 dargestellten Einzelregelkreise zusammengesetzt, um die Dynamik eines Systems mit mehreren WPs zu modellieren. Das resultierende Modell ist ein sogenanntes MIMO-System (Multiple Input, Multiple Output), vgl. Bild 9. Im Schema werden die WP-Spannungsregelungen und Blindleistungsregelkreise vereinfacht durch jeweils zwei einzelne Blöcke dargestellt: Der erste Block besteht nur aus einer statischen Nichtlinearität, der zweite Block enthält alle linearen Blöcke der WP-Spannungs- und Blindleistungsregelung (diese Neuordnung ändert die Stabilitätseigenschaften des Systems nicht). Werden n WPs miteinander verbunden, erhält man ein MIMO-System mit

$$n \text{ Eingängen } (U_{q0\,1} \dots U_{q0\,n})^T =: \mathbf{U}_{q0} \text{ und} \\ n \text{ Ausgängen } (U_{act\,1} \dots U_{act\,n})^T =: \mathbf{U}_{act}$$

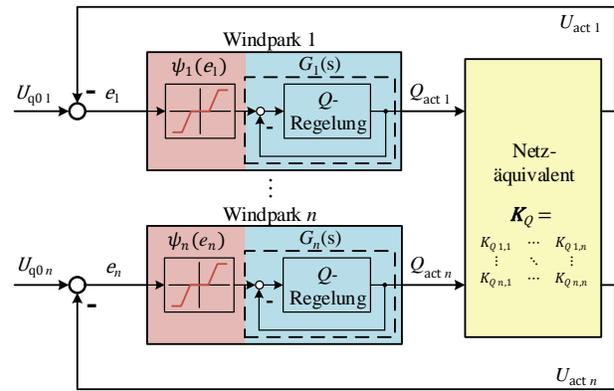


Bild 9: MIMO-System mit vereinfachten Reglerblöcken

Im Folgenden wird die Nichtlinearität des i -ten WPs durch $\psi_i(e_i)$ bezeichnet, wobei e_i als Eingang die Regelabweichung repräsentiert und das verbleibende lineare System durch die Übertragungsfunktion $G_i(s)$ dargestellt wird. Alle WPs interagieren im Netz, welches durch die $n \times n$ Matrix K_Q im Modell repräsentiert wird. In dieser Matrix beschreibt das Element in der i -ten Reihe und j -ten Spalte den Einfluss des j -ten WP auf die am i -ten WP gemessene Spannung. Die Berechnung der Einträge erfolgt wie in Abschnitt II.B.2) beschrieben. Es folgt

$$\mathbf{U}_{act} = \mathbf{K}_Q \cdot \mathbf{Q}_{act} \quad \text{mit} \quad K_{Q\,ij} = \frac{\partial U_{act\,i}}{\partial Q_{act\,j}} \quad (2)$$

$$\text{und } \mathbf{Q}_{act} = (Q_{act\,1}, \dots, Q_{act\,n})^T.$$

III. REGELUNG DES SISO SYSTEMS MIT RÜCKKOPPLUNG

Das betrachtete System besteht aus einer einzigen statischen Nichtlinearität, während alle übrigen Komponenten durch lineare Übertragungsfunktionen repräsentiert werden. Die Übertragungsfunktion des linearen offenen Regelkreises, d. h. von $\Delta \tilde{U}$ bis U_{act} mit offener Rückführung und $U_S = 0$, wird mit $G_0(s)$ bezeichnet und lautet

$$G_0(s) = \frac{K_Q \cdot G_{RP}(s)}{(1 + sT_U) \cdot (1 + sT_{dQ})}. \quad (3)$$

In diesem speziellen Fall kann die Stabilität des geschlossenen Regelkreises leicht durch das sogenannte *Popov-Kriterium* [16] untersucht werden. Diesbezüglich wird der *Popov-Plot* $G_P(j\omega) = \text{Re}(G_0(j\omega)) + j\omega \cdot \text{Im}(G_0(j\omega))$ für den Frequenzgang $G_0(j\omega)$ des offenen Kreises des linearen Systems in der komplexen Ebene erstellt, vgl. Bild 10. Gesetzt der Möglichkeit eine Linie in die komplexe Ebene zu setzen, die die reale Achse schneidet und eine endliche positive Steigung hat, so dass der Popov-Plot vollständig auf der rechten Seite liegt, ist das System mit geschlossenem Regelkreis global asymptotisch stabil für alle statischen Nichtlinearitäten im Sektor $[0, \beta]$ (vgl. Abschnitt II.A). Hier ist $1/\beta$ der Schnittpunkt der Linie mit der realen Achse (vgl. Bild 10). Für ein bestimmtes β müssen daher die Parameter $Q_{\max} = \max(Q_{\max ue}, |Q_{\max oc}|)$, U_1 und m (vgl. Bild 1) so gewählt werden, dass die folgende Gleichung erfüllt ist:

$$\frac{Q_{\max}}{U_2} = \frac{Q_{\max}}{U_1 + \frac{Q_{\max}}{m}} \leq \beta. \quad (4)$$

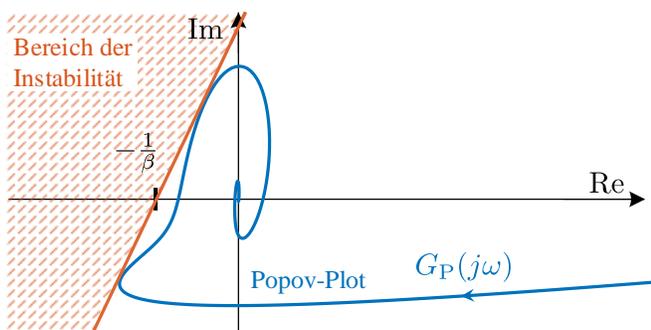


Bild 10: Popov-Diagramm vom nichtlinearen SISO-System

Ungleichung (4) stellt sicher, dass die $|Q_{\text{ref}}(\Delta U)|$ -Kurve in Bild 1 immer unterhalb der Linie $\beta \cdot \Delta U$ liegt, d. h., sie liegt wie vom *Popov-Kriterium* verlangt im Sektor $[0, \beta]$.

IV. ROBUSTE REGELUNG DES NICHTLINEAREN MIMO-SYSTEMS BEI GESCHLOSSENER RÜCKFÜHRUNG

Anstatt das im vorherigen Abschnitt vorgestellte *Popov-Kriterium* auf den multivariablen Fall zu verallgemeinern – was möglich, aber nicht sehr anschaulich ist [16] – befasst sich dieser Abschnitt mit der praktisch relevanteren Frage, ob das geschlossene MIMO-System unter der Annahme stabil ist, dass seine Modellparameter nicht fest, sondern nur innerhalb eines bestimmten Intervalls liegen.

A. Sektorbedingungen und \mathcal{L}_2 -Stabilität

Für diesen Zweck nutzt man zwei Sachverhalte:

1. Alle statischen Nichtlinearitäten gehören zu dem Sektor $[0, \beta_i]$, d. h., es gilt: $\psi_i(e_i) \cdot (\psi_i(e_i) - \beta_i e_i) > 0 \quad \forall e_i \neq 0, i = 1, \dots, n$. Dies ist der Fall, vgl. Abschnitt II-A.
2. Die maximale Amplitude der Übertragungsfunktionen der linearen Teilsysteme ist immer gleich oder

kleiner als γ_i . Daher gilt folgendes: $|G_i(j\omega)| \leq \gamma_i \quad \forall \omega \geq 0, i = 1, \dots, n$. Der Parameter γ_i ist die maximale Verstärkung des Blindleistungsregelkreises, siehe Anhang A, und wird nicht durch die Parameter der WP-Spannungsregelung beeinflusst.

Aufgrund dieser beiden Bedingungen kann geschlossen werden, dass es für jedes WP-Modell reale Werte $\kappa_i, \epsilon_i > 0$ gibt, so dass Folgendes gilt [16]:

$$\|{}^\tau Q_{\text{act},i}(t)\| \leq \kappa_i \|{}^\tau e_i(t)\| + \epsilon_i \quad \forall t$$

mit

$${}^\tau y(t) := \begin{cases} y(t) & 0 \leq t \leq \tau \\ 0 & t > \tau \end{cases}$$

und

$$\|{}^\tau y\| = \sqrt{\int_0^\infty ({}^\tau y(t))^2 dt}.$$

Das bedeutet, dass das System eine endliche \mathcal{L}_2 -Verstärkung besitzt. Heruntergebrochen besagt die endliche \mathcal{L}_2 -Verstärkung, dass die Reaktion eines Systems auf ein beliebiges Eingangssignal immer kleiner ist als die Reaktion eines einfachen proportionalen Elements mit Verstärkung κ_i und Bias ϵ_i zu diesem Eingangssignal³. Der Parameter κ_i stellt die \mathcal{L}_2 -Verstärkung des i -ten WP-Modells dar. Aufgrund der genannten Sektorbedingungen für die Nichtlinearitäten und der Amplitudenbegrenzung der linearen Teilsysteme ergibt sich $\kappa_i = \beta_i \gamma_i, i = 1, \dots, n$.

B. Stabilitätskriterium nach Moylan and Hill

Gemäß [17] kann die Stabilität eines geschlossenen MIMO-Systems des in Abschnitt II.C.2) dargestellten Typs wie folgt überprüft werden: Man definiert eine Matrix $\Lambda = \text{diag}(\kappa_1, \dots, \kappa_n) K_Q$. Dann ist das geschlossene MIMO-System stabil, wenn und nur wenn es eine positiv definite Matrix P gibt, sodass die Matrix

$$P - \Lambda^{-1} P \Lambda$$

ebenso positiv definit ist. Dies ist der Fall, wenn die Matrix

$$\Lambda^* = \begin{pmatrix} 1 - |\Lambda_{1,1}| & -|\Lambda_{1,2}| & -|\Lambda_{1,3}| & \dots & -|\Lambda_{1,n}| \\ -|\Lambda_{2,1}| & 1 - |\Lambda_{2,2}| & -|\Lambda_{2,3}| & \dots & -|\Lambda_{2,n}| \\ -|\Lambda_{3,1}| & -|\Lambda_{3,2}| & 1 - |\Lambda_{3,3}| & \dots & -|\Lambda_{3,n}| \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -|\Lambda_{n,1}| & -|\Lambda_{n,2}| & -|\Lambda_{n,3}| & \dots & 1 - |\Lambda_{n,n}| \end{pmatrix} \quad (5)$$

(in der $\Lambda_{i,j}$ das Element in der i -ten Zeile und j -ten Spalte der Matrix Λ bezeichnet) positiv definit ist. Eine Matrix ist positiv definitiv, wenn ihre führenden Hauptminoren⁴ alle positiv sind. Daher ist zu prüfen, ob $1 - |\Lambda_{1,1}|$ und die Determinanten

$$\begin{vmatrix} 1 - |\Lambda_{1,1}| & -|\Lambda_{1,2}| \\ -|\Lambda_{2,1}| & 1 - |\Lambda_{2,2}| \end{vmatrix}, \begin{vmatrix} 1 - |\Lambda_{1,1}| & -|\Lambda_{1,2}| & -|\Lambda_{1,3}| \\ -|\Lambda_{2,1}| & 1 - |\Lambda_{2,2}| & -|\Lambda_{2,3}| \\ -|\Lambda_{3,1}| & -|\Lambda_{3,2}| & 1 - |\Lambda_{3,3}| \end{vmatrix}, \dots$$

alle positiv sind.

³ Die unübliche Notierung ${}^\tau y(t)$ ist notwendig um ebenso monoton steigende Signale in die Integralnorm einbinden zu können.

⁴ Die führenden Hauptminoren einer Matrix A sind die Determinanten der führenden Haupt- (= "nordwestlichen") Teilmatrizen von A .

C. Anwendung des Kriteriums auf das MIMO-WP-Modell

Für das WP-Modell ergibt sich die Matrix Λ^* (vgl. (5))

$$\Lambda^* = \mathbf{I} - \text{diag}(\beta_1 \gamma_1, \dots, \beta_n \gamma_n) \mathbf{K}_Q$$

$$= \begin{pmatrix} 1 - \beta_1 \gamma_1 \mathbf{K}_{Q1,1} & \beta_1 \gamma_1 \mathbf{K}_{Q1,2} & \beta_1 \gamma_1 \mathbf{K}_{Q1,3} & \dots & \beta_1 \gamma_1 \mathbf{K}_{Q1,n} \\ \beta_2 \gamma_2 \mathbf{K}_{Q2,1} & 1 - \beta_2 \gamma_2 \mathbf{K}_{Q2,2} & \beta_2 \gamma_2 \mathbf{K}_{Q2,3} & \dots & \beta_2 \gamma_2 \mathbf{K}_{Q2,n} \\ \beta_3 \gamma_3 \mathbf{K}_{Q3,1} & \beta_3 \gamma_3 \mathbf{K}_{Q3,2} & 1 - \beta_3 \gamma_3 \mathbf{K}_{Q3,3} & \dots & \beta_3 \gamma_3 \mathbf{K}_{Q3,n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \beta_n \gamma_n \mathbf{K}_{Qn,1} & \beta_n \gamma_n \mathbf{K}_{Qn,2} & \beta_n \gamma_n \mathbf{K}_{Qn,3} & \dots & 1 - \beta_n \gamma_n \mathbf{K}_{Qn,n} \end{pmatrix} \quad (6)$$

weil es – in Hinblick auf Abschnitt IV.A – gilt, dass $\kappa_i = \beta_i \gamma_i$, $i = 1, \dots, n$. Die Sektorgrenzen β_i wurden in Abhängigkeit von den Parametern der nichtlinearen Charakteristik der WP-Spannungsregelung und der maximalen Verstärkung γ_i des Blindleistungsregelkreises bestimmt. Folglich kann man die Stabilität des Systems überprüfen, indem man die führenden Hauptminoren berechnet. Sie müssen alle positiv sein und so lautet die erste Bedingung:

$$1 - \beta_1 \gamma_1 \mathbf{K}_{Q1,1} > 0 \Leftrightarrow \beta_1 \gamma_1 \mathbf{K}_{Q1,1} < 1 \quad (7)$$

während sich die Zweite ergibt zu:

$$1 - \beta_1 \gamma_1 \mathbf{K}_{Q1,1} - \beta_2 \gamma_2 \mathbf{K}_{Q2,2} + \beta_1 \gamma_1 \beta_2 \gamma_2 (\mathbf{K}_{Q1,1} \mathbf{K}_{Q2,2} - \mathbf{K}_{Q1,2} \mathbf{K}_{Q2,1}) > 0$$

$$\Leftrightarrow \beta_1 \gamma_1 \mathbf{K}_{Q1,1} + \beta_2 \gamma_2 \mathbf{K}_{Q2,2} + \beta_1 \gamma_1 \beta_2 \gamma_2 (\mathbf{K}_{Q1,1} \mathbf{K}_{Q2,2} - \mathbf{K}_{Q1,2} \mathbf{K}_{Q2,1}) < 1. \quad (8)$$

Allgemein geschrieben ergibt sich (mit $z = 1, \dots, n$):

$$\sum_{i=1}^z \beta_i \gamma_i \mathbf{K}_{Q_{i,i}} - \sum_{i=1}^z \sum_{j=i+1}^z \beta_i \gamma_i \beta_j \gamma_j (\mathbf{K}_{Q_{i,i}} \mathbf{K}_{Q_{j,j}} - \mathbf{K}_{Q_{i,j}} \mathbf{K}_{Q_{j,i}})$$

$$+ \sum_{i=1}^z \sum_{j=i+1}^z \sum_{h=j+1}^z \beta_i \gamma_i \beta_j \gamma_j \beta_h \gamma_h (\mathbf{K}_{Q_{i,i}} \mathbf{K}_{Q_{j,j}} \mathbf{K}_{Q_{h,h}} - \mathbf{K}_{Q_{i,h}} \mathbf{K}_{Q_{j,j}} \mathbf{K}_{Q_{h,i}} + \dots) + \dots < 1 \quad (9)$$

V. ABLEITUNG EINER EINFACHEN ANWENDUNGSREGEL

Das im vorherigen Abschnitt vorgestellte Kriterium lässt sich zwar leicht umsetzen, ist aber nicht sehr anschaulich. Daher ist es für eine gegebene Netzstruktur wünschenswert, eine einfache Anwendungsregel zu haben, um die Determinantenberechnung zu umgehen. Die einfache Anwendungsregel sollte Werte für die Sektoren β_i ausgeben, in denen die statischen nichtlinearen Charakteristiken der Regler liegen müssen, um die Stabilität des geschlossenen Regelkreises zu gewährleisten.

Um die angemessene Anzahl an Termen in (9) zu bestimmen, die für eine einfache Anwendungsregel in Betracht gezogen werden sollten, wurde der Einfluss der Netzausdehnung und die WP-Anzahl bewertet. Zu diesem Zweck wurde ein Benchmarknetz mit einer skalierbaren Anzahl von WPs genutzt. Dieses Benchmarknetz ist in [5] dargestellt. Die Parameter der WPs wurden so gewählt, dass sie nahe an ihrer Stabilitätsgrenze liegen, d. h. die Anstiege m_i der nichtlinearen Charakteristik der WPs wurden angepasst, bis das Kriterium (9) gerade noch erfüllt ist. TABELLE I zeigt die Werte der Terme von (9). Für dieses Beispiel ist deutlich zu erkennen, dass a)

der Begriff der ersten Ordnung immer der größte ist und b) dass die Absolutwerte der Terme höherer Ordnung mit ihrer Ordnung abnehmen.

TABELLE I: WERTE DER TERME IN KRITERIUM (9) FÜR DAS BENCHMARKNETZ, DIE FÜR EINE SITUATION BERECHNET WURDEN, IN DER DAS NETZ NAHE AN SEINER STABILITÄTSGRENZE BETRIEBEN WIRD

z	Ordnung des Terms aus Gleichung (9)			
	1	2	3	4
10	1,379	-0,435	0,060	-0,004
30	1,771	-1,022	0,299	-0,047
50	1,911	-1,280	0,458	-0,089

Aus dieser Beobachtung folgt, dass man immer auf der sicheren Seite ist, wenn man die Bedingung (9) reduziert auf

$$\sum_{i=1}^z \beta_i \gamma_i \mathbf{K}_{Q_{i,i}} < 1, \quad (10)$$

d. h., nur den ersten Term betrachtet. Sind die Parameter letztlich so gewählt, dass der Wert des ersten Terms kleiner als 1 ist, summieren sich die übrigen Terme nicht so, dass das Kriterium (9) verletzt wird.

Es ist anzumerken, dass durch die Vernachlässigung der Terme höherer Ordnung natürlich der Abstand zur Stabilitätsgrenze des geschlossenen Regelkreises vergrößert wird. Dieser Ansatz ermöglicht es jedoch, die Stabilität des geschlossenen Regelkreises für gegebene Parameter der Nichtlinearität der WP-Regelung analytisch zu überprüfen. Für ein Netz mit z Einspeisern kann das folgende vierstufige Verfahren verwendet werden:

1. Knotenspannungselbstsensitivitäten $\mathbf{K}_{Q_{i,i}}$ des Netzes berechnen (d. h. für z Einspeiser $\mathbf{K}_{Q_{1,1}}, \dots, \mathbf{K}_{Q_{z,z}}$).
2. Bestimmung der maximalen Verstärkung γ_i des Blindleistungsregelkreise gemäß Anhang A. Alternativ kann abschätzig mit $\gamma_{\max} = 1,1$ gerechnet werden.
3. Berechnung der Sektorgrenzen β_i in Abhängigkeit der Parameter der Nichtlinearitäten. Gemäß Bild 1 gilt mit $Q_{\max i} = \max(Q_{\max ue i}, |Q_{\max oe i}|)$:

$$\beta_i = \frac{Q_{\max i}}{U_{1i} + \frac{Q_{\max i}}{m_i}}. \quad (11)$$

4. Überprüfung, ob das Kriterium (10) erfüllt ist. Ist dies der Fall, kann das Netz mit den gewählten Parametern sicher betrieben werden.

Alternativ kann man auch das Kriterium (9) verwenden. Dies erfordert jedoch die Berechnung aller Knotenspannungselbstsensitivitäten, nicht nur der Selbstsensitivitäten. Andererseits führt das Kriterium (9) zu größeren zulässigen Sektoren $[0, \beta_i]$ für die Nichtlinearitäten.

VI. VERIFIKATION UND ANWENDUNG

Es erfolgt eine Verifikation des Verfahrens für ein Benchmarknetz mit Fokus auf die Skalierbarkeit. Des Weiteren wird das Verfahren auf drei weitere Netze angewendet und mit den Ergebnissen für das Benchmarknetz verglichen.

A. Verifikation anhand des skalierbaren Benchmarknetzes

Die Überprüfung des Ansatzes bei unbekanntem Regelparametern erfolgt unter Verwendung des in Abschnitt V genannten Benchmarknetzes mit homogenen WP-Modellen, die in Abschnitt II als Referenz eingeführt wurden. Um eine hohe Leitungsbelastung zu gewährleisten, wird ein Schwachlastszenario gewählt. Dies führt zu hohen Spannungsdifferenzen im gesamten Netz. Um die Skalierbarkeit nachzuweisen, wird unterschiedliche Anzahl von WPs berücksichtigt. TABELLE II stellt die auf dem Kriterium (9) basierenden Empfehlungen und die in Bild 12 verwendeten Parameter in zweierlei Hinsicht dar. Zunächst wird für alle WPs eine einheitliche Steigung β_{\max} berechnet, sodass die Stabilitätsgrenze nach gewähltem Verfahren gerade noch nicht erreicht wird. Für den Sonderfall, dass das Totband der $Q(U)$ -Charakteristik gleich null ist ($U_1 = U_q$), gilt: $\beta_{\max} = m_{\max}$. Zweitens, mit der Bedingung, dass jeder WP den gleichen Einfluss auf die Spannung an seinem NAP haben soll, wird die Größe $\beta_i \gamma_i K_{Q,i,i}$ berechnet.

TABELLE II. EMPFOHLENE ANSTIEGE NACH KRITERIUM (9)

	Anzahl der WPs z		
	10	30	50
m_{\max} in $\frac{\%}{\text{kV}}$	19,2	6,1	4,0
$\beta_i \gamma_i K_{Q,i,i}$	0,18	0,06	0,04

Um die Ergebnisse von TABELLE II zu überprüfen, wurden in DIGSILENT PowerFactory die Sprungantworten nach signifikanten Spannungs- und Laständerungen analysiert. Für diesen Sonderfall eines stark vermaschten Netzes mit hoher Leitungsauslastung konnte eine nahezu lineare Abhängigkeit von der Anzahl der WPs z bestimmt werden. Dies ist bei einer wesentlich inhomogeneren Netzstruktur nicht zu erwarten.

B. Anwendung auf weitere Beispielnetze⁵

Zur Ergebniseinordnung des vorgestellten Verfahrens wurden weitere generische als auch reale Netze einer Bewertung unterzogen. Die Netze unterscheiden sich maßgeblich in dem Mengenverhältnis von DEAs zu Knoten. TABELLE III zeigt die Kennzahlen der verwendeten 110-kV-Netze.

TABELLE III. KENNZAHLEN DER UNTERSUCHTEN 110-kV-NETZE

	Generische Netze		Reale Netze	
	A [5]	B [18]	C	D
Knoten	50	61	65	210
DEAs	50	23	5	40
DEA/Knoten-Verhältnis in %	100	37,7	7,7	19,0
Netzverknüpfungspunkte	2	3	3	3

Es wurden für alle vier Netze bei gleicher Standardparametrierung die maximal zulässigen Kennlinienanstiege ermittelt und mit der oberen Grenze der Empfehlung aus der TAR HS gegenübergestellt. Bild 11 zeigt die erzielten Ergebnisse. Lediglich Netz C kann aufgrund der geringen Anzahl an DEAs bei geringen Totzeiten sicher oberhalb der

Empfehlung aus der TAR HS [8] betrieben werden. Zudem lässt sich ableiten, dass vielmehr die DEA-Verteilung innerhalb eines Netzgebietes anstatt der Quantität eine ausschlaggebende Einflussgröße für die Stabilitätsbewertung ist.

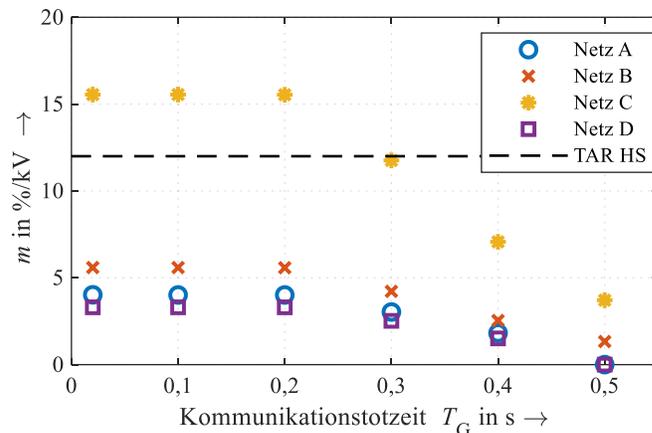


Bild 11: Maximal zulässiger Kennlinienanstieg in Abhängigkeit der anlagen-internen Kommunikationstotzeit bei Anwendung des vorgestellten Verfahrens auf vier Beispielnetze. Es gelten folgende Randbedingungen: 1) Totband der $Q(U)$ -Charakteristik ist gleich null ($U_1 = U_q$), somit gilt: $\beta_{\max} = m_{\max}$; 2) Parameter des Blindleistungsregelkreises haben Standardwerte: $K_q = 0,5$; $T_q = 0,2$ s; $T_1 = 0,1$ s; $T_G = 0,2$ s.

VII. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In diesem Beitrag wurde ein Modell zur Beschreibung der Dynamik der nichtlinearen Spannungsregelung eines einzelnen sowie mehrerer WPs abgeleitet. Darauf aufbauend wird ein robustes Stabilitätskriterium vorgestellt. Einfache Anwendungsregeln zur Überprüfung der Stabilität von dezentralen Spannungsregelungen sind ein wertvolles Werkzeug zur schnellen Überprüfung der Stabilitätseigenschaften des zu untersuchenden Systems. Der Ansatz wurde durch Simulationen in einem Benchmarknetz verifiziert. Im Gegensatz zum robusten Verfahrensansatz bei unbekannter Parameterkombination, lässt sich ein System mit bekanntem Parametersatz zu einer deutlich weniger konservativen Stabilitätsgrenze hin entwickeln. Ein diesbezüglicher Performancevergleich war jedoch nicht Bestandteil dieser Arbeit.

Bei den künftigen Arbeiten wird es darum gehen, sich der tatsächlichen Stabilitätsgrenze noch besser anzunähern. Dies beinhaltet ebenso eine präzisere Beschreibung des Netzäquivalents. Um zudem ein elektrisches Versorgungsnetz mit inhomogenen DEAs abzudecken, muss dieser Ansatz auf andere Technologien übertragen werden. Dies bedeutet, dass ein MIMO-System mit strukturell unterschiedlichen SISO-Systemen beherrschbar sein muss.

⁵ Es gelten die Parameter-Standardwerte: $K_q = 0,5$; $T_q = 0,2$ s; $T_1 = 0,1$ s; $T_G = 0,2$ s.

VIII. APPENDIX

A. Übertragungsfunktion des Blindleistungsregelkreises

1) Herleitung

Dieser Abschnitt widmet sich dem Nachweis, dass es zulässig ist anzunehmen, dass die Amplitude des Frequenzgangs des linearen Systems immer kleiner oder gleich $\gamma \in \mathbb{R}^+$ ist. Die Übertragungsfunktion $G_{RP}(s)$ des in Bild 4 dargestellten Blindleistungsregelkreises ist:

$$G_{RP}(s) = \frac{G_{RP0}(s)}{1 + G_{RP0}(s)} \quad (12)$$

mit

$$G_{RP0}(s) = \frac{K_q(1 + sT_q)}{sT_q} \cdot e^{-sT_G} \cdot \frac{1}{1 + sT_1}. \quad (13)$$

Zusammen mit der Übertragungsfunktion der WP-Spannungsregelung (vgl. Bild 8) ergibt sich die gesamte Übertragungsfunktion des offenen linearen Systems zu:

$$G_0(s) = \frac{1}{1 + sT_U} \cdot \frac{1}{1 + sT_{dQ}} \cdot G_{RP}(s). \quad (14)$$

Da die Amplitude des Frequenzgangs der ersten beiden PT1-Blöcke immer kleiner oder gleich eins ist, genügt es, nur das Verhalten von $G_{RP}(s)$ zu untersuchen. Durch die Kombination (12) und (13) erhält man für $G_{RP}(s)$ den Frequenzgang $G_{RP}(j\omega)$:

$$G_{RP}(j\omega) = \frac{e^{-j\omega T_G}}{\frac{T_q}{K_q} \cdot \frac{1 + j\omega T_1}{1 + j\omega T_q} \cdot j\omega + e^{-j\omega T_G}} =: \frac{N(j\omega)}{D(j\omega)}. \quad (15)$$

Die Amplitude der komplexen Zahl $e^{-j\omega T_G}$ ist immer 1 und damit auch die des Zählers $N(j\omega)$ von (15). Damit ist die maximale Amplitude von $G_{RP}(j\omega)$ nur von der Amplitude des Nenners abhängig: $|G_{RP}(j\omega)| = 1/|D(j\omega)|$. Das gesamte Maximum γ ist: $\gamma = 1/\min_{\omega} |D(j\omega)|$. Der Wert des Nenners ist die Summe zweier komplexer Zahlen $e^{-j\omega T_G}$ und $\frac{T_q}{K_q} \cdot \frac{1 + j\omega T_1}{1 + j\omega T_q} \cdot j\omega$. Die erste ist immer auf dem Einheitskreis und die zweite beginnt immer im Ursprung und strebt schnell zu einer Linie parallel zur imaginären Achse durch den Punkt $((T_q - T_1)/(K_q \cdot T_q), 0j)$ in der komplexen Ebene. Daher wird die Summe von beiden Termen bei steigendem ω von dem Einheitskreis "weggetrieben" und verläuft vor allem aufgrund ausreichender Dämpfung nie durch den Ursprung. Der Wert von γ ist der Kehrwert der kleinsten Entfernung vom Ursprung der Grafik von $D(j\omega)$. Die Situation ist in Bild 12 dargestellt.

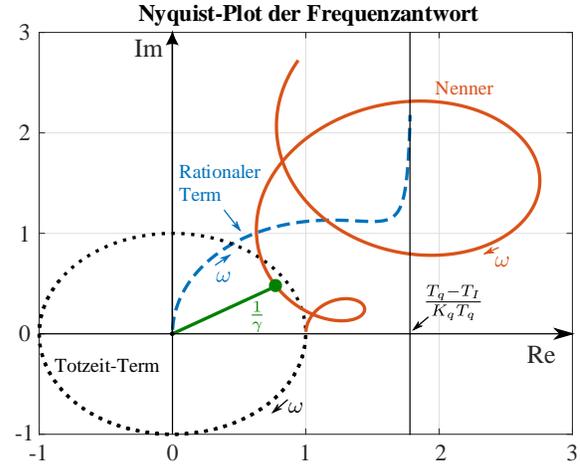


Bild 12: Nyquist-Plots des Nenners von (15) (durchgezogene orange Linie), des zugehörigen Totzeit-Terms (gepunktete schwarze Linie) und des rationalen Terms (gestrichelte blaue Linie). Parameter: $K_q = 0,5$; $T_q = 0,2$ s; $T_1 = 0,02$ s; $T_G = 0,2$ s. Der kleinste Abstand der orangefarbenen Kurve zum Ursprung ist der Kehrwert der maximalen Amplitude γ von $G_{RP}(j\omega)$ und $G_0(j\omega)$. Dieser Abstand wird durch die durchgehende grüne Linie veranschaulicht.

2) Parameterstudie

Im Nachgang zum vorangegangenen Beweis, indem das Maximum des Amplitudenfrequenzgangs mit γ festgelegt wurde, wird in diesem Abschnitt aufgezeigt, in welcher Abhängigkeit γ zu den veränderlichen Parametergrößen des Blindleistungsregelkreises steht.

Dazu wurden für einen T_G -Wertebereich von $[0,02, 0,5]$ die Parameter des Blindleistungsregelkreises K_q , T_q , T_1 einer starken Variation unterzogen und die Verstärkung γ der jeweiligen Parameterkombination berechnet. Bild 13 zeigt exemplarisch für eine Totzeit $T_G = 0,2$ s den Parameterbereich mit einer zulässigen Verstärkung. In diesem Paper wurde in Anlehnung an die Verstärkung bei Standardparameterwerten (siehe roter dicker Punkt in Bild 13) eine maximal zulässige Verstärkung $\gamma = 1,1$ festgelegt. Allgemein ersichtlich wird der dämpfende Charakter von niedrigen K_q -Werten, resp. hohen T_q - und T_1 -Werten. Mit Einhaltung der Anforderungen aus der TAR HS [8] an das Regelverhalten ergeben sich jedoch regulatorische Grenzen hinsichtlich möglicher Parameterkombinationen. Mit zunehmenden Werten für die Totzeit T_G wird der Bereich zulässiger Verstärkung stark eingeschränkt.

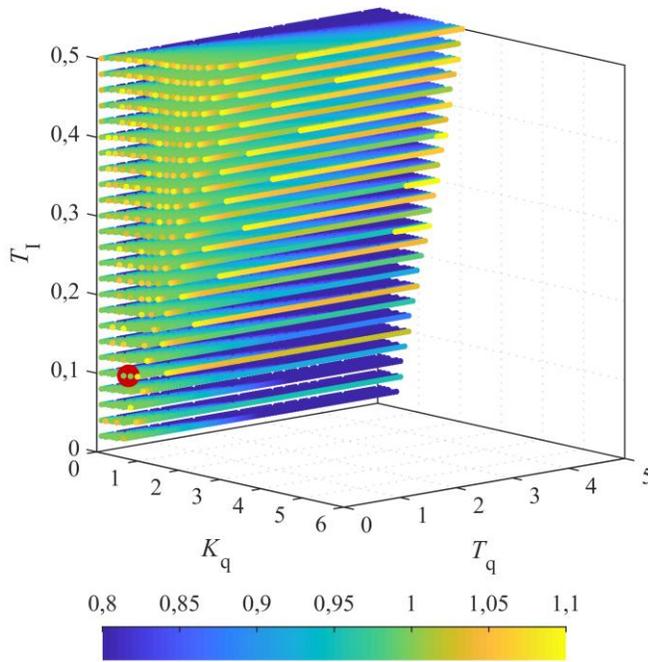


Bild 13: Verstärkung des Blindleistungsregelkreises γ in Abhängigkeit der Regelstreckenparameter K_q , T_q und T_1 bei einer festen Totzeit $T_G = 0,2$ s. Die maximal zulässige Verstärkung wurde auf 1,1 begrenzt. Der Marker (dicke rote Kugel) im südwestlichen Ende der Grafik repräsentiert die Verstärkung $\gamma = 1$ bei Standardwerten: $K_q = 0,5$; $T_q = 0,2$ s; $T_1 = 0,1$ s; $T_G = 0,2$ s.

REFERENZEN

[1] Bundesnetzagentur. (2019, 28. Januar). *EEG in Zahlen 2017* [Online]. Verfügbar: <https://www.bundesnetzagentur.de>

[2] Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators. Official Journal of the European Union L 112, 2016.

[3] H. Hänchen et al., *SysDL 2.0 - Systemdienstleistungen aus Flächenverteilnetzen*, Abschlussbericht, 2018.

[4] O. Marggraf et al., *U-Control – Recommendations for Distributed and Automated Voltage Control in Current and Future Distribution Grids*,

7th International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems (7th Solar Integration Workshop), 2017

[5] M. Lindner und R. Witzmann, *On the stability of $Q(V)$ in distribution grids*, IEEE PES Innovative Smart Grid Tech. Conf. Europe, 2018.

[6] B. Heimbach, M. Mangani, B. Wartmann, M. Oeschger, C. Kelm, S. Krahrmer, M. Kreutziger und P. Schegner, *Contribution of a Wind Farm to Voltage and System Stability: Results of a Measurement Campaign*, 24th Int. Conf. on Electricity Distribution (CIRED), 2017.

[7] Y. Qian, X. Yuan und M. Zhao, *Analysis of voltage control interactions and dynamic voltage stability in multiple wind farms*, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2016.

[8] *VDE-AR-N 4120:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)*.

[9] J. Schiffer, R. Ortega, A. Astolfi, J. Raisch und T. Sezi, *Conditions for stability of droop-controlled inverter-based microgrids*, Automatica, vol. 50, no.10, pp. 2457–2469, Oct. 2014.

[10] F. Andrén, B. Bletterie, S. Kadam, P. Kotsampopoulos und C. Bucher, *On the stability of local voltage control in distribution networks with a high penetration of inverter-based generation*, IEEE Trans. Industrial Electronics, vol. 62, no.4, pp. 2519–2529, Apr. 2015.

[11] M. Cosson, H. Guéguen, D. Dumur, C. S. Maniu, V. Gabriel und G. Malarange, *Voltage stability of distributed generators by means of discrete abstraction*, in Proc. 2015 IEEE Conference on Control Applications (CCA), pp. 195–200.

[12] P. Esslinger und R. Witzmann, *Experimental study on voltage dependent reactive power control $Q(V)$ by solar inverters in low-voltage networks*, in Proc. 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), paper no. 0644.

[13] M. Hau, *Robuste Spannungsregelung von Windparks mit $Q(U)$ -Kennlinie*, at - Automatisierungstechnik Methoden und Anwendungen der Steuerungs-, Regelungs- und Informationstechnik, vol. 61, no.5, pp. 359–373, 2013.

[14] *IEC Std. 61400-27-1:2015 Wind Turbines - Part 27-1: Electrical Simulation Models - Wind Turbines*.

[15] Ö. Göksu, P. Sørensen, J. Fortmann, A. Morales, S. Weigel und P. Pourbeik, *Compatibility of IEC 61400-27-1 Ed 1 and WECC 2nd generation wind turbine models*, in 15th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as Well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, 2016.

[16] H.K. Khalil, *Nonlinear Systems*, New Jersey: Prentice Hall, 2002, Chapter 7.1.2, pp. 275–279.

[17] P. Moylan und D. Hill, *Stability criteria for large-scale systems*, IEEE Transactions on Automatic Control 23.2, pp. 143–149, 1978.

[18] N. N. (2019, 1. März), *SimBench Datensätze* [Online]. Verfügbar: <https://www.simbench.de>.

Effiziente transiente Simulation hierarchisch beschriebener Elektroenergiesysteme mittels nichtlinearer Ordnungsreduktion

Michael Popp

Institut für Elektrische Energiesysteme
Leibniz Universität Hannover
michael.popp@uni-wuppertal.de

Wolfgang Mathis

Zentrum für Didaktik der Technik
Leibniz Universität Hannover
mathis@tet.uni-hannover.de

Lutz Hofmann

Institut für Elektrische Energiesysteme
Leibniz Universität Hannover
hofmann@ifes.uni-hannover.de

Zusammenfassung—Die effiziente Simulation transienter Vorgänge in großen gekoppelten Systemen ist in vielen Bereichen der Technik von großer Bedeutung. Am Beispiel von Elektroenergiesystemen wird dies besonders deutlich, wenn eine Vielzahl von Betriebsmitteln über ein Energieversorgungsnetz verbunden dynamisch miteinander wechselwirken. In der vorliegenden Arbeit wird aus diesem Grund ein Simulationskonzept vorgestellt, mit dessen Hilfe die Recheneffizienz gegenüber herkömmlichen Berechnungsmethoden gesteigert werden kann. Zum Einsatz kommt hierfür ein eigens entwickeltes Verfahren zur Beschreibung hierarchischer Systemstrukturen, das in bisher einzigartiger Weise die Kombination mit Methoden der linearen und nichtlinearen Ordnungsreduktion ermöglicht.

I. EINLEITUNG

In dieser Arbeit wird ein Konzept präsentiert, das moderne Methoden der mathematischen Modellreduktion für lineare und nichtlineare Systeme mit einem eigens entwickelten Verfahren zur Beschreibung hierarchischer Systemstrukturen verknüpft. Der Zweck dieses Konzeptes ist es, die numerische Simulation transienter Vorgänge dynamischer Systeme effizient, d. h. mit vertretbarem Zeitaufwand zu simulieren.

Die mit den Arbeiten von Davison [1] und Marshall [2] beginnende Entwicklung eigenwertbasierter Methoden zur Reduktion linearer zeitinvarianter Systeme setzte sich fort bis hin zu einem Satz gut erforschter und in breiter Anwendung befindlicher Ordnungsreduktionsmethoden. Einen Überblick, auch zu moderneren Verfahren wie dem sogenannten balancierten Abschneiden nach Moore [3] und den Krylov-Unterraummethoden nach Grimme [4], geben die Lehrbücher [5], [6] sowie zahlreiche Übersichtsartikel wie u. a. [7], [8], [9], [10]. Sämtliche Verfahren haben gemein, dass das ursprüngliche System hoher Ordnung per linearer Zustandstransformation in ein Koordinatensystem überführt wird, welches die Identifikation der für das Eingangs-Ausgangs-Verhalten wichtigsten Zustände ermöglicht und eine Reduktion auf diese zulässt. Als negativ anzumerkende Konsequenzen dieses Vorgehens ist zum einen zu nennen, dass die Zustandsgrößen des

reduzierten Systems ihre physikalische Bedeutung verlieren, was aber in den meisten Anwendungsfällen kein wesentliches Problem darstellt. Zum anderen gehen im Allgemeinen spezielle Matrix-Eigenschaften des Originalsystems, wie beispielsweise eine Blockstruktur oder eine spärliche Besetztheit durch die Reduktion verloren, was dazu führen kann, dass der erzielte Rechenzeitgewinn weniger deutlich ausfällt, als es die reduzierte Systemordnung vermuten ließe.

Sollen nichtlineare dynamische Systeme in ihrer Ordnung reduziert werden, treten im Vergleich zur Reduktion linearer Systeme besondere Herausforderungen zu Tage. Dies hat im Wesentlichen zwei Gründe. Zum einen gelten wichtige Konzepte der linearen Systemtheorie wie die Existenz und Interpretierbarkeit von Eigenwerten oder global gültige Maße für die Steuer- und Beobachtbarkeit von Systemzuständen im Allgemeinen nicht für nichtlineare Systeme. Zum anderen lässt sich eine hochdimensionale nichtlineare Funktion nicht ohne Weiteres in einen niedrigdimensionalen Raum projizieren. Diesen Widrigkeiten zum Trotz finden sich in der Literatur zahlreiche Ansätze, um dennoch ggf. mit Einschränkungen reduzierte Modelle von nichtlinearen Systemen auf mathematischem Weg erzeugen zu können. Die Übersichtsarbeiten [8], [11], [12] und [13] vermitteln einen detaillierten Eindruck von den verfügbaren Ansätzen. Einer dieser Ansätze ist die auf den Arbeiten von Rewiński [14], [15], [16] basierende Methode der stückweisen Linearisierung um die Trajektorie (TPWL, engl. trajectory piecewise-linear). Den Ausführungen in [13] folgend, ist diese Methode nach dem derzeitigen Stand der Technik eine gute Kompromisslösung, um die genannten grundsätzlichen Probleme der nichtlinearen Ordnungsreduktion mit gewissen Einschränkungen zu entschärfen. Dies und die anschaulich erklärable Funktionsweise der Reduktionsmethode sorgen dafür, dass verschiedene Arbeitsgruppen bis in die jüngste Vergangenheit zahlreiche Erweiterungen und Varianten publizierten, vgl. z. B. [17], [18], [19], [20].

Bei den genannten Methoden sowohl zur linearen als auch zur nichtlinearen Ordnungsreduktion wird in den zugrunde liegenden Arbeiten davon ausgegangen, dass das zu reduzierende System bereits in Form einer hochdimensionalen gewöhnlichen Differentialgleichung (ODE) vorliegt. Die Frage,

Die Autoren danken der VolkswagenStiftung für die finanzielle Förderung wesentlicher Inhalte dieser Arbeit im Rahmen des Niedersächsischen Vorab AMSES (Aggregierte Modelle für die Simulation von dynamischen Vorgängen in elektromechanischen Energiesystemen).

wie diese beispielsweise aus der Kopplung von Teilsystemen zustande kommt und wie sich die Kopplungsbeschreibung vorteilhaft für die durchzuführende Reduktion nutzen lässt, wird nicht berücksichtigt. Lediglich in [21], [22], [23], [24] werden gewisse Systemstrukturen wie z.B. eine Blockpartitionierung der linearen Zustandsmatrix vorausgesetzt und bei der Reduktion berücksichtigt. Ein umfassendes Konzept zur gemeinsamen Behandlung linearer und nichtlinearer Teilsysteme, die auch hierarchisch gekoppelt sein können, fehlt bisher. Aus diesem Grund wurde zunächst ein auf dem sogenannten Komponentenverbindungsmodell (CCM, englisch: component connection modeling) [25] basierendes theoretisches Konzept erarbeitet, mit dem die formale Beschreibung hierarchisch verbundener nichtlinearer dynamischer Systeme komfortabel möglich wird. Die zu Grunde liegenden Gedanken sowie die wesentlichen Eigenschaften des im Folgenden als mCCM bezeichneten modifizierten CCM werden in Abschnitt IV näher ausgeführt.

Abgeschlossen wird diese Arbeit mit der Behandlung eines transient modellierten Elektroenergiesystems (EES) mit der vorgeschlagenen Kombination aus hierarchischer Systembeschreibung und der linearen sowie nichtlinearen Ordnungsreduktion.

Eine umfangreichere Darstellung der in dieser Arbeit behandelten Inhalte ist in [26] zu finden.

II. ORDNUNGSREDUKTION LINEARER SYSTEME

Die Ordnungsreduktion linearer zeitinvarianter Systeme der Form

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u} \\ \mathbf{y} &= \mathbf{C}\mathbf{x}\end{aligned}\quad (1)$$

mit der Ordnung n , d.h. $\mathbf{x} = [x_1, \dots, x_n]^\top$, strebt an, ein approximiertes System

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}}_r &= \mathbf{A}_r\mathbf{x}_r + \mathbf{B}_r\mathbf{u} \\ \mathbf{y}_r &= \mathbf{C}_r\mathbf{x}_r\end{aligned}\quad (2)$$

der Ordnung q , $\mathbf{x} = [x_{r1}, \dots, x_{rq}]^\top$, und $q \ll n$ zu finden, welches das Originalsystem (1) für die Anwendung ausreichend genau approximiert. Formal lässt sich der Prozess der Erzeugung eines reduzierten Systems (2) als Zustandstransformation

$$\mathbf{x}_r = \mathbf{T}\mathbf{x}\quad (3)$$

beschreiben, in der die Transformationsmatrix \mathbf{T} die Dimension $q \times n$ hat und aus Gründen der Zweckmäßigkeit als orthonormal angenommen werden, d.h. es gilt $\mathbf{T}^\top\mathbf{T} = \mathbf{1}$. Die zahlreich vorhandenen und sehr weit fortgeschrittenen Methoden zur Erzeugung der für die Reduktion benötigten Transformationsmatrix \mathbf{T} teilen sich nach [5], [7], [8] und etlichen weiteren Publikationen auf in zwei wesentliche Verfahrensklassen. Die erste Gattung basiert auf der Projektion der Systemzustände \mathbf{x} in einen niedrigdimensionalen Krylov-Unterraum und ist für sehr hochdimensionale Originalsysteme einsetzbar [27]. Die auf einer sog. Balancierung des Originalsystems beruhenden Verfahren bilden die zweite Verfahrensklasse, welche auf die

Arbeit [3] zurückgeht. Bedingt durch einen höheren Rechenaufwand ist die Dimension der mittels balanciertem Abschneiden (BT) bearbeitbaren Originalsysteme deutlich kleiner als bei Krylov-basierten Reduktionsmethoden; jedoch bietet das BT für den praktischen Einsatz den Vorteil einer möglichen a-priori-Fehlerabschätzung.

III. ORDNUNGSREDUKTION NICHTLINEARER SYSTEME

Um die Ordnung nichtlinearer dynamischer Systeme der Form

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ \mathbf{y} &= \mathbf{C}\mathbf{x}\end{aligned}\quad (4)$$

zu reduzieren, können formal die in Abschnitt II für lineare Systeme beschriebenen Schritte bestehend aus einer geeigneten Zustandstransformation und einem anschließenden Abschneiden vollzogen werden. Allerdings gestalten sich beide Schritte in nichtlinearen Fall bedeutend schwieriger und zudem stark abhängig von der in (4) vorhandenen Nichtlinearität. Wird die Struktur des nichtlinearen Systems aus (4) vereinfachend beschränkt auf die Form

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{B}(\mathbf{x})\mathbf{u} \\ \mathbf{y} &= \mathbf{C}\mathbf{x}\end{aligned}\quad (5)$$

und wird zusätzlich eine geeignete Transformation $\mathbf{x}_r = \mathbf{T}\mathbf{x}$, wie in Abschnitt II eingeführt als bekannt angenommen, ergibt sich ein reduziertes nichtlineares System der Ordnung q zu

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}}_r &= \mathbf{T}\mathbf{g}(\mathbf{T}^\top\mathbf{x}_r) + \mathbf{T}\mathbf{B}(\mathbf{T}^\top\mathbf{x}_r)\mathbf{u} \\ \mathbf{y}_r &= \mathbf{C}_r\mathbf{x}_r \quad \text{mit} \quad \mathbf{C}_r = \mathbf{C}\mathbf{T}^\top.\end{aligned}\quad (6)$$

Während sich im linearen Fall die eigentliche Reduktion durch die Ausführung der Multiplikation der originalen Systemmatrizen mit der Reduktionstransformation vollzieht, geschieht dies im nichtlinearen Fall nur augenscheinlich. Die Terme $\mathbf{T}\mathbf{g}(\mathbf{T}^\top\mathbf{x}_r)$ und $\mathbf{T}\mathbf{B}(\mathbf{T}^\top\mathbf{x}_r)$ des reduzierten Systems (6) besitzen zwar insgesamt betrachtet die reduzierte Ordnung q . Zur Berechnung derselben sind jedoch Auswertungen der Funktionen $\mathbf{g}(\cdot)$ und $\mathbf{B}(\cdot)$ mit der vollen Ordnung n notwendig. Auf diesen Umstand weist auch Rewiński in [16] hin.

In den letzten Jahrzehnten wurden einerseits Ansätze entwickelt, für die Reduktion nichtlinearer Systeme geeignete Transformationen \mathbf{T} zu finden und andererseits das oben geschilderte Problem einer nur scheinbaren Reduktion der Systemordnung zu umgehen. Ein Überblick dieser Entwicklungen kann den Übersichtsarbeiten [8] und [11] entnommen werden. Einer dieser Ansätze, welcher auf das letztgenannte Problem zielt, ist das auf einer abschnittswisen Linearisierung um eine Trajektorie basierende Ordnungsreduktionsverfahren TPWL. Erstmals vorgestellt in [16] sind in der Literatur bis in die jüngste Vergangenheit zahlreiche Variationen und Erweiterungen dokumentiert, u. a. [20], [28], [18], [29], [30].

Um eine tatsächliche Ordnungsreduktion der oben genannten problematischen Terme durch eine einmalige Auswertung der Reduktionstransformation zu ermöglichen, wird bei der TPWL-basierten Ordnungsreduktion das Originalsystem (5)

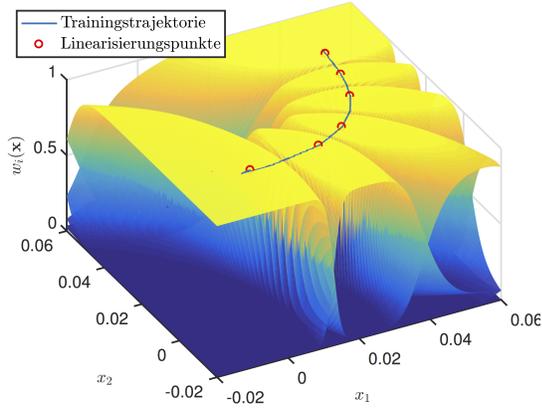


Abbildung 1. Qualitative Darstellung der Gewichtsfunktionen $w_i(\mathbf{x})$ über einem 2-dimensionalen Zustandsraum $x_1 - x_2$; Trainingstrajektorie und ausgewählte Linearisierungspunkte

zunächst um N verschiedene Punkte $\mathbf{x}_i, i = 1 \dots N$, linearisiert. Der so erzeugte Satz von N einzelnen linearen Systemen wird anschließend als konvexe Kombination

$$\dot{\mathbf{x}} \approx \sum_{i=1}^N w_i(\mathbf{x}) (\mathbf{g}(\mathbf{x}_i) + \mathbf{A}_i \cdot (\mathbf{x} - \mathbf{x}_i) + \mathbf{B}_i \mathbf{u}) \quad (7)$$

zur sogenannten TPWL-Approximation zu einem Zwischensystem zusammengeführt. Die N zustandsabhängigen Funktionen $w_i(\mathbf{x})$ sind Gewichte, welche die für einen gegebenen Zustand \mathbf{x} relevantesten linearen Systeme auswählen. Es gilt hierbei

$$\sum_{i=1}^N w_i(\mathbf{x}) = 1 \quad \forall \mathbf{x}. \quad (8)$$

Die Matrizen \mathbf{A}_i sind die in den Linearisierungspunkten \mathbf{x}_i ausgewerteten Jakobi-Matrizen von $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ und \mathbf{B}_i sind die zugehörigen Eingangsmatrizen. Da die TPWL-Approximation (7) im Kern aus einer Ansammlung linearer Systeme besteht, kann eine geeignete Ordnungsreduktionstransformation $\mathbf{x}_r = \mathbf{T}\mathbf{x}$ nicht nur eingesetzt sondern auch ausgewertet werden, was zur reduzierten TPWL-Darstellung

$$\dot{\mathbf{x}}_r = \sum_{i=1}^N w_{ri}(\mathbf{x}_r) (\mathbf{T}(\mathbf{g}(\mathbf{x}_i) - \mathbf{A}_i \mathbf{x}_i) + \mathbf{A}_{ri} \mathbf{x}_r + \mathbf{B}_{ri} \mathbf{u}) \quad (9)$$

führt. Nachdem die konkrete Auswahl der zum Einsatz kommenden Gewichtsfunktionen $w_i(\mathbf{x})$ einen wesentlichen Freiheitsgrad bei der TPWL-basierten Ordnungsreduktion darstellt, wird angenommen, dass $w_{ri}(\mathbf{x}_r) = w_i(\mathbf{T}\mathbf{x})$ mit einem für die Anwendung sinnvollen Aufwand aufgestellt und ausgewertet werden kann. Eine mögliche Wahl stellt

$$w_i(\mathbf{x}) = \frac{\exp\left(\frac{-\beta \|\mathbf{x} - \mathbf{x}_i\|_2}{\min_{j=1, \dots, N} \|\mathbf{x} - \mathbf{x}_j\|_2}\right)}{\sum_{k=1}^N \exp\left(\frac{-\beta \|\mathbf{x} - \mathbf{x}_k\|_2}{\min_{j=1, \dots, N} \|\mathbf{x} - \mathbf{x}_j\|_2}\right)} \quad (10)$$

dar, welches direkt auch als $w_{ri}(\mathbf{x}_r)$ durch die Substitution von \mathbf{x} mit \mathbf{x}_r und von \mathbf{x}_i mit $\mathbf{T}\mathbf{x}_i$ in (10) angewendet werden kann. Der konstante Parameter β beeinflusst die Anzahl gleichzeitig aktiver linearer Systeme und dessen empirische Wahl beeinflusst die Recheneffizienz des resultierenden Modells wesentlich.

Ebenfalls empirisch gestaltet sich die Auswahl der Linearisierungspunkte \mathbf{x}_i . Eine Möglichkeit hierfür ist ein auf den euklidischen Abständen bereits ausgewählter Linearisierungspunkte basierender Algorithmus, der von Rewinski in [16] vorgeschlagen wurde. Jedes mal, wenn während einer Trainingssimulation, d.h. einer Simulation des Originalsystems, die Ungleichung

$$\min_{i=1, \dots, N} \|\mathbf{x} - \mathbf{x}_i\|_2 > \delta, \quad \delta > 0 \quad (11)$$

erfüllt ist, wird ein weiterer Linearisierungspunkt \mathbf{x}_{i+1} zu den bereits auf diesem Weg ausgewählten hinzugenommen. Durch den Parameter δ kann die finale Anzahl N empirisch beeinflusst werden.

In Abb. 1 ist qualitativ der oben beschriebene Zusammenhang zwischen der aus einer Trainingssimulation gewonnenen Trajektorie, den über (11) ausgewählten Linearisierungspunkten sowie den mittels (10) berechneten Gewichtsfunktionen $w_i(\mathbf{x})$ über einem 2-dimensionalen Zustandsraum $x_1 - x_2$ dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass in der Nähe eines Linearisierungspunktes die dazugehörige Gewichtsfunktion ihr auf 1 normiertes Maximum annimmt und wie sich der über die Gewichtsfunktionen gesteuerte Wechsel der einzelnen linearen Teilsysteme kontinuierlich vollzieht.

IV. BESCHREIBUNG GEKOPPELTER SYSTEME

Ursprünglich eingeführt von DeCarlo und Saeks in [25] stellt das klassische Komponentenverbindungsmodell (CCM) einen mathematischen Rahmen zur komfortablen Beschreibung vernetzter dynamischer Systeme dar. Der Schwerpunkt hierbei liegt bei einer strikten Trennung der zu verschaltenden Subsysteme, welche im Folgenden als *Komponenten* bezeichnet werden, und den Verbindungen selbst, die mehrere Komponenten untereinander verbinden. Diese Trennung von Komponenten und Verbindungen wird über den gesamten Modellierungs- und Simulationsprozess aufrecht erhalten. Eine Abgrenzung des CCM bzw. der modifizierten Variante mCCM zu weiteren Methoden zur Beschreibung vernetzter dynamischer Systeme findet sich in [31] und ausführlicher in [26].

Im Rahmen des mCCM, welches eine auf die hierarchische Modellierung abzielende strukturelle Variante des originalen CCM [25] ist, wird die Verschaltung einzelner Komponenten in drei Schritten vollzogen. Im ersten Schritt werden die Komponenten S_i , welche die kleinste Systemeinheit im mCCM-Kontext bilden, definiert. Dies kann mit Hilfe expliziter gewöhnlicher Differentialgleichungen der Form

$$\dot{\mathbf{x}}_i = \mathbf{f}_i(\mathbf{x}_i, \mathbf{u}_i) \quad (12)$$

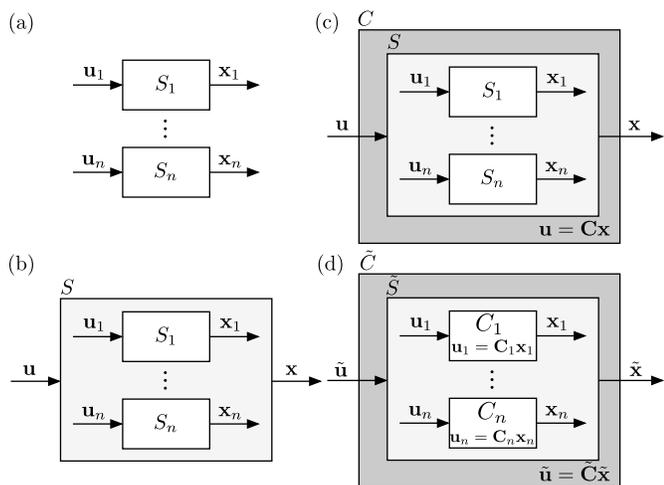


Abbildung 2. Stufen der hierarchischen Modellformulierung mittels mCCM; (a) einzelne, nicht verschaltete Komponenten; (b) zu einer hierarchischen Einheit zusammengefügte Komponenten; (c) verbundene Komponente; (d) hierarchisch verbundene Komponente

für dynamische Komponenten und als System algebraischer Gleichungen

$$\mathbf{x}_i = \mathbf{h}_i(\mathbf{u}_i) \quad (13)$$

für nichtdynamische Komponenten geschehen. Darin bezeichnet \mathbf{u}_i den Vektor der Eingangsgrößen und \mathbf{x}_i steht im Fall einer dynamischen Komponente nach (12) die Zustandsgrößen bzw. die Ausgangsgrößen einer nichtdynamischen Komponente nach (13). Abb. 2(a) zeigt derartige, noch nicht verschaltete Komponenten. Abweichend vom originalen CCM sind im mCCM noch allgemeinere Beschreibungsformen für dynamische Komponenten wie z. B. eine Massenmatrixformulierung $\mathbf{M}_i(\mathbf{x}_i) \dot{\mathbf{x}}_i = \mathbf{f}_{mz}(\mathbf{x}_i, \mathbf{u}_i)$ oder auch vollständig implizite Differentialgleichungssysteme der Form $\mathbf{0} = \mathbf{F}_i(\mathbf{x}_i, \dot{\mathbf{x}}_i, \mathbf{u}_i)$ zugelassen und vorgesehen. Einer vereinfachten Darstellung zu Gunsten beschränkt sich diese Darstellung auf Komponenten der Form (12) und (13). Ein weiteres wesentliches Merkmal der mCCM-Komponentenbeschreibung ist das Fehlen von Beobachtungsgleichungen, was insbesondere die Beschreibung hierarchischer Systeme stark vereinfacht. D. h., jeder Zustand in \mathbf{x}_i wird direkt als Ausgang von S_i betrachtet. Erfordert die Modellierung einer Komponente das Beobachten von Zustandsgrößen, lässt sich dies im mCCM als separate nichtdynamische Komponente darstellen.

Im zweiten formalen Schritt werden die einzelnen, zu verbindenden Komponenten S_i , $i = 1 \dots n$, zur sogenannten *zusammengesetzten Komponente S* zusammengefasst, wie es in Abb. 2(b) gezeigt ist. Für den Fall, dass ausschließlich dynamische Komponenten der Form (12) vorliegen, ergibt sich die Beschreibung der zusammengesetzten Komponente zu

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}), \quad (14)$$

worin $\mathbf{x} = [\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_n]^T$, $\mathbf{u} = [\mathbf{u}_1, \dots, \mathbf{u}_n]^T$ und $\mathbf{f} = [\mathbf{f}_1, \dots, \mathbf{f}_n]^T$ die Zustände, Eingänge und Vektorfelder der einzelnen Komponenten zusammenfassen.

Erst im dritten Schritt werden Verbindungen zwischen den einzelnen Komponenten in der zusammengesetzten Komponente S mit Hilfe einer linearen algebraischen *Verbindungsgleichung* der Form

$$\mathbf{u} = \mathbf{C}\mathbf{x} \quad (15)$$

beschrieben. Eine ggf. gewichtete Verbindung zwischen der i -ten Eingangsvariable im Vektor \mathbf{u} und der j -ten Ausgangsvariable in \mathbf{x} wird durch Setzen des Eintrages c_{ij} in der Verbindungsmatrix \mathbf{C} erzeugt. Abb. 2(c) zeigt die aus diesem Vorgehen resultierende *verbundene Komponente C*, welche aus der zusammengesetzten Komponente nach (14) und der Verbindungsfunktion (15) besteht. Wesentliche system- und netzwerktheoretische Eigenschaften einer verbundenen Komponente finden sich in [25] und [32, S. 175 ff.].

Wie in Abb. 2(d) gezeigt, lassen sich mehrere verbundene Komponenten C_i mit dem oben beschriebenen Verbindungsformalismus unter Zuhilfenahme einer erweiterten Verbindungsfunktion verschalten. Die in den Verbindungsmatrizen der einzelnen C_i hinterlegten Verbindungen bleiben als zusammenhängende Blöcke entsprechender Dimension in der Verbindungsmatrix $\tilde{\mathbf{C}}$ der hierarchisch verbundenen Komponente erhalten.

V. ANWENDUNGSBEISPIEL

Als Beispielsystem kommt das weit verbreitete IEEE 14-Knoten-Testnetz in Anlehnung an die Beschreibung aus [33] zum Einsatz. Dieses Test-EES verkörpert einen Ausschnitt aus dem American Electric Power System im Mittleren Westen der USA um das Jahr 1962 herum und besitzt zwei Spannungsebenen: eine Hochspannungsebene mit einer Leiter-Leiter-Spannung von nominell 69 kV sowie eine Mittelspannungsebene mit 13,8 kV. Verglichen mit modernen Netzen sind diese Spannungen verhältnismäßig klein, was dem Alter dieses Beispiels geschuldet ist. Den Aufbau des EES stellt Abb. 3 in Form eines Einliniendiagrammes dar. Dabei sind die Netzknoten 1, ..., 5 der Hochspannungsebene und die Netzknoten 6, ..., 14 der Mittelspannungsebene zugeordnet. Die 14 Netzknoten sind über 17 Leitungen und zwei Transformatoren verbunden, wobei an 11 Knoten eine Leistungsabnahme erfolgt. Bereitgestellt wird diese Leistung von fünf Synchrongeneratoren aus drei verschiedenen Bemessungsscheinleistungsklassen, die mit einem Turbinen- und Spannungsregler ausgestattet sind. Nur der Generator SG_1 an Netzknoten 1 besitzt darüber hinaus ein Pendeldämpfungsgerät. Sämtliche Reglermodelle entsprechen der IEEE-Empfehlung [34] und die Reglerparameter sind wie alle weiteren Systemparameter aus [33] entnommen. Den Hinweisen in [35, S. 14 f.] folgend stellt [33] mit einem vollständig reproduzierbaren und frei verwendbarem EES-Modell für transiente Studien eine positiv hervorzuhebende Ausnahme dar.

In allen betrachteten Berechnungsfällen startet die Simulation zum Zeitpunkt $t = 0$ in einem stationären Betriebspunkt. Zum Zeitpunkt $t = 10$ s wird je nach Fall sprunghaft ein im zugrunde gelegten dq-Koordinatensystem konstanter Strom Δi_h mit den Anteilen Δi_{dh} und Δi_{qh} in einen der

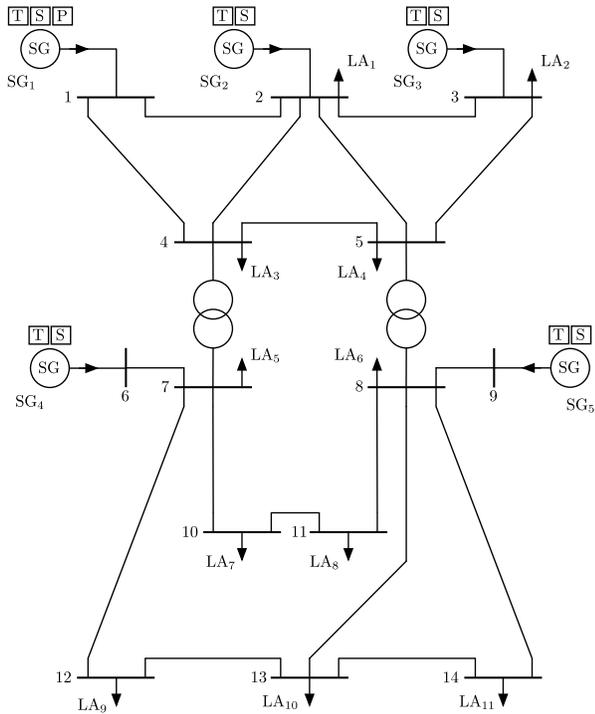


Abbildung 3. Einliniendiagramm des Beispielnetzes; modifizierte Fassung des IEEE 14-Knoten-Testnetzes aus [33, S.24]

Knoten $h \in \{2, \dots, 5\}$ eingespeist. Die dadurch angeregten Ausgleichsvorgänge sind zum Zeitpunkt $t = 110\text{s}$ weitestgehend abgeklungen, sodass als weitere Anregung der Strom Δi_h dann wieder zu Null gesetzt wird, was das EES in den ursprünglichen Betriebspunkt zurückgehen lässt. Die Ströme Δi_{dh} und Δi_{qh} sind so bemessen, dass diese den negativen Lastströmen zum Zeitpunkt $t = 0$ am jeweiligen Knoten entsprechen.

Exemplarisch für Fall 1 zeigt die Abbildung 4 Zeitverläufe der simulierten transienten Vorgänge der Winkelgeschwindigkeiten ω dreier Generatoren. Die zugehörigen Rechenzeiten sind in Tab.I aufgelistet. Zum einen wurde die als Referenz bezeichnete Simulation einer zusammengesetzten Gesamtgleichung durch die Auflösung der mCCM-Struktur durchgeführt und zum anderen zu Vergleichszwecken eine direkte Simulation der mCCM-Beschreibung. Es zeigt sich, dass bei ansonsten identischen Ergebnissen ca. 1/3 der Rechenzeit im vorliegenden Fall allein durch die im mCCM gegebene Möglichkeit der Parallelisierung von Funktionsauswertungen eingespart werden kann.

Tabelle I
VERGLEICH DER SIMULATIONSZEITEN FÜR EINE ZUSAMMENGESETZTE GESAMTGLEICHUNG (REFERENZ) UND DEM HIERARCHISCHEN MCCM

	Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
Referenz, t_s in s	554,50	710,54	545,20	623,94
mCCM, t_s in s	369,07	495,14	366,73	396,97
Differenz Δt_s in %	-33,44	-30,31	-32,73	-36,37

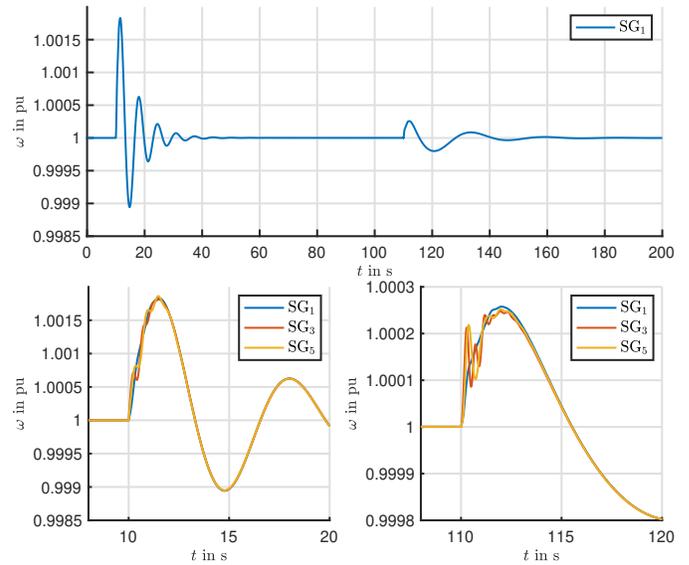


Abbildung 4. Referenzsimulation, Fall 1, Winkelgeschwindigkeit ω ; oben: gesamter Zeitraum; unten: Detaildarstellungen

In einer ersten Reduktionsvariante wurden lediglich die zusammengefassten linearen Teilsysteme des Beispiel-EES einer Ordnungsreduktion durch balanciertes Abschneiden unterzogen, wobei der hierfür nötige Zugriff auf die betreffenden Teilsysteme durch den hierarchischen Aufbau im mCCM ohne Weiteres möglich ist. Tab. II gibt die erzielten Simulationszeiten sowie die prozentuale Rechenzeitersparnis bezogen auf die Referenzsimulation wieder. In allen Fällen lag der relative Fehler unter 0,1 %.

Tabelle II
SIMULATIONSZEITEN FÜR REDUZIERTE LINEARE TEILSYSTEME VERSCHIEDENER ORDNUNG UND VERGLEICHE MIT DER REFERENZSIMULATION

	Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
$n_r = 56, t_s$ in s	60,27	145,58	72,40	55,20
Differenz Δt_s in %	-89,13	-79,51	-86,71	-91,15

Durch die Anwendung der TPWL-Approximation des nicht-linearen Gesamtsystems und der Reduktion der daraus entstehenden linearisierten Teilsysteme auf eine jeweils günstige Ordnung ergeben sich bei moderaten relativen Fehlern zwischen 2 und 5 % die in Tab. III angegebenen Rechenzeiten, die je nach Simulationsfall bei ca. 10 % der ursprünglichen Referenzsimulationszeit liegen.

Tabelle III
SIMULATIONSZEITEN DER ORDNUNGSREDUZIERTEN TPWL-APPROXIMATION UND VERGLEICH MIT DER REFERENZSIMULATION

	Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
TPWL, t_s in s	50,76	87,23	51,98	49,31
Differenz Δt_s in %	-90,84	-87,72	-90,46	-92,09

VI. ZUSAMMENFASSUNG

Das in dieser Arbeit entwickelte Konzept zur Effizienzsteigerung transienter Simulationen für große gekoppelte Systeme bedient sich zweier bekannter Ansätze und kombiniert diese in vorteilhafter Weise. Einer dieser Ansätze ist die mathematische Ordnungsreduktion für lineare und nichtlineare Systeme. Hierbei wird ein gegebenes Originalsystem auf der Basis mathematisch formulierbarer Systemeigenschaften so reduziert, dass das wesentliche Verhalten über die Reduktion hinweg bewahrt wird. Bisher unbeachtet blieb dabei die Frage, auf welchem Weg die hochdimensionale Beschreibung des Originalsystems entsteht und wie sich diese vorteilhaft für das angestrebte Ziel ausnutzen lassen kann. Mit dem eigens hierfür entwickelten mCCM-Formalismus zur Beschreibung hierarchischer Systemstrukturen steht nun ein praktikables Werkzeug zur Verfügung. Demonstriert wurde dies an einem an die Praxis angelehnten Beispiel.

LITERATUR

- [1] E. J. Davison, "A method for simplifying linear dynamic systems," *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 11, no. 1, pp. 93–101, 1966.
- [2] S. A. Marshall, "An approximate method for reducing the order of a linear system," *International Journal of Control*, vol. 5, pp. 642–643, 1966.
- [3] B. C. Moore, "Principal Component Analysis in Linear Systems: Controllability, Observability, and Model Reduction," *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 26, no. 1, pp. 17–32, 1981.
- [4] E. J. Grimme, *Krylov Projection Methods for Model Reduction*. Dissertation University of Illinois at Urbana-Champaign, Urbana, IL, 1997.
- [5] A. C. Antoulas, *Approximation of Large-Scale Dynamical Systems*. SIAM, Philadelphia, PA, 2005.
- [6] H. Harrer, *Ordnungsreduktion*. Pflaum, München, 2002.
- [7] A. C. Antoulas, D. C. Sorensen, and S. Gugercin, "A survey of model reduction methods for large-scale systems," *Contemporary Mathematics*, vol. 280, pp. 193–219, 2001.
- [8] U. Baur, P. Benner, and L. Feng, "Model Order Reduction for Linear and Nonlinear Systems: A System-Theoretic Perspective," *Archives of Computational Methods in Engineering*, vol. 21, no. 4, pp. 331–358, 2014.
- [9] O. Föllinger, "Reduktion der Systemordnung," *rt - Regelungstechnik*, vol. 30, no. 11, pp. 367–377, 1982.
- [10] I. Troch, P. C. Müller, and K.-H. Fasol, "Modellreduktion für Simulation und Reglerentwurf – Teil 1," *at - Automatisierungstechnik*, vol. 40, no. 2, pp. 45–53, 1992.
- [11] S. D. Dukic and A. T. Saric, "Dynamic model reduction: An overview of available techniques with application to power systems," *Serbian Journal of Electrical Engineering*, vol. 9, no. 2, pp. 131–169, 2012.
- [12] S. Mijalkovic, "Truly nonlinear model-order reduction techniques," in *EuroSime 2006 – 7th International Conference in Thermal, Mechanical and Multiphysics Simulation and Experiments in Micro-Electronics and Micro-Systems*, 2006, pp. 1–5.
- [13] M. Striebel and J. Rommes, "Model order reduction of nonlinear systems in circuit simulation: Status and applications," in *Model Reduction for Circuit Simulation*, ser. Lecture Notes in Electrical Engineering 74, P. Benner, M. Hinze, and E. J. W. ter Maten, Eds. Springer, Dordrecht, Heidelberg, 2011, pp. 289–302.
- [14] M. Rewienski and J. White, "Model order reduction for nonlinear dynamical systems based on trajectory piecewise-linear approximations," *Linear Algebra and its Applications*, vol. 415, no. 2–3, pp. 426–454, 2006.
- [15] M. Rewienski, *A Trajectory Piecewise-Linear Approach to Model Order Reduction of Nonlinear Dynamical Systems*. PhD Thesis, Massachusetts Institute of Technology, Department of Electrical Engineering and Computer Science, 2003.
- [16] M. Rewienski and J. White, "A trajectory piecewise-linear approach to model order reduction and fast simulation of nonlinear circuits and micromachined devices," *IEEE Transactions on Computer-Aided Design of Integrated Circuits and Systems*, vol. 22, no. 2, pp. 155–170, 2003.
- [17] A. A. Dolinina, V. N. Lantsov, and F. Gerfers, "Algorithm of nearest environment determination of the current state in piecewise model order reduction," in *IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus), Moskau, Russland*, 2018, pp. 188–193.
- [18] N. Dong and J. Roychowdhury, "General-Purpose Nonlinear Model-Order Reduction Using Piecewise-Polynomial Representations," *IEEE Transactions on Computer-Aided Design of Integrated Circuits and Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 249–264, 2008.
- [19] C. Gu and J. Roychowdhury, "Manifold construction and parameterization for nonlinear manifold-based model reduction," in *15th IEEE Asia and South Pacific Design Automation Conference (ASP-DAC)*, 2010, pp. 205–210.
- [20] D. Vasilyev, M. Rewienski, and J. White, *A TBR-based trajectory piecewise-linear algorithm for generating accurate low-order models for nonlinear analog circuits and MEMS*. ACM, New York, 2003.
- [21] M. Honkala, P. Miettinen, J. Roos, and C. Neff, "Hierarchical model-order reduction flow," in *Scientific Computing in Celectrical Engineering (SCEE 2008)*, ser. Mathematics in Industry 14, J. Roos and L. R. J. Costa, Eds. Springer, Heidelberg, New York, 2008, pp. 539–546.
- [22] M. Rathinam and L. R. Petzold, "In iterative method for simulation of large scale modular systems using reduced order models," in *39th IEEE Conference on Decision and Control, Sydney, Australien*, 2000, pp. 4630–4635.
- [23] C. Sturk, L. Vanfretti, F. Milano, and H. Sandberg, "Structured model reduction of power systems," in *IEEE American Control Conference, Montreal, Kanada*, 2012, pp. 2276–2282.
- [24] A. Vandendorpe and P. Van Dooren, "Model reduction of interconnected systems," in *Model Order Reduction: Theory, Research Aspects and Applications*, ser. The European Consortium for Mathematics in Industry, vol. 13, W. H. A. Schilders, H. A. van der Vorst, and J. Rommes, Eds. Springer, Berlin, Heidelberg, 2008, pp. 304–321.
- [25] R. A. DeCarlo and R. Saeks, *Interconnected Dynamical Systems*. Dekker, New York, 1981.
- [26] M. Popp, *Ordnungsreduktion hierarchisch gekoppelter dynamischer Systeme*. Berlin: VDE-Verlag, 2019.
- [27] B. Lohmann and B. Salimbahrami, "Ordnungsreduktion mittels Krylov-Unterraummethoden," *at - Automatisierungstechnik*, vol. 52, no. 1, pp. 30–38, 2004.
- [28] J. A. Martinez, "Model Order Reduction of Nonlinear Dynamic Systems Using Multiple Projection Bases and Optimized State-Space Sampling," Ph.D. dissertation, 2009.
- [29] M. H. Malik, D. Borzacchiello, F. Chinesta, and P. Diez, "Reduced order modeling for transient simulation of power systems using trajectory piece-wise linear approximation," *Advanced Modeling and Simulation in Engineering Sciences*, vol. 3, no. 1, pp. 1–18, 2016.
- [30] Y. Liu and X. Wang, "An Improved Linearization Point Selection Method in Trajectory Piecewise-linear Model Order Reduction," in *Advanced Information Management, Communicates, Electronic and Automation Control Conference IMCEC*, 2016, pp. 459–463.
- [31] M. Popp, W. Mathis, M. John, O. Korolova, A. Mertens, and B. Ponick, "A Modified CCM Approach for Simulating Hierarchical Interconnected Dynamical Systems," in *International Symposium on Circuits and Systems, ISCAS, Baltimore, USA*, 2017, pp. 1262–1265.
- [32] W. Mathis, *Theorie nichtlinearer Netzwerke*. Springer, Berlin, 1987.
- [33] F. Milano, *Power System Modelling and Scripting*. Springer London, 2010.
- [34] IEEE Standards Association, "IEEE recommended practice for excitati-on system models for power system stability studies," *IEEE Power and Energy Society*, vol. IEEE Std 421.5-2016, 2016.
- [35] A. Haddadi and J. Mahseredjian, "Power system test cases for emt-type simulation studies," *CIGRE Working Group*, vol. C4.503, 2018.

Extended power flow with a new bus type to find out the limit of Power Transfer for voltage stability studies

Bader Sager
Institute of Electrical Power Systems
University of Duisburg-Essen
Duisburg, Germany
bader.sager@uni-due.de

Abstract—Static voltage stability and reliability studies based on load flow solution have limitation because of no converge or inaccurate solution of power flow in high loaded system near to collapse point, which helps to find the stability limit and how far the system from the collapse point. Therefore, a new method based on the new bus type introduced in the Newton Raphson power flow (NRPF) solution is used to avoid this problem, where the power flow solution is reformulated. This method with the help of classical reactive power dispatch used to find more accurate voltage stability limit. The ability of the proposed method is proved by a case study to verify the convergence of the extended load flow solution and to find the maximum power transfer before the system collapse. The method is capable to find a solvable solution, where unsolvable solution is results from the conventional load flow.

Index Terms-- Jacobian matrix, mean-variance mapping optimization, power flow, QV bus type, and voltage stability.

I. INTRODUCTION

Nowadays, as the power system network's size and complexity increase dramatically over the last decades with the load demand rapidly growing, leads those systems to operate close to its lower security limit. Moreover, they become weakly interconnected because of the long distance between a load center and the suitable place of power generation such as renewable energy. This has imposed the threat of maintaining the required bus voltage and thus the system is facing voltage instability problem. Static voltage stability analysis deals with the solution of algebraic equations and concerns two main aspects: determination of how far the system is operating from voltage collapse point and identification of buses or areas that are prone to voltage instability that can lead to a total system collapse [1], [2]. This paper focus in static stability analysis only to calculate how far the system is operating from voltage collapse point and how much power could be transferred from renewable energy area to industrial area with the existing system keeping the system voltage secure. Therefore, different techniques for static voltage stability analysis like PV curve analysis, QV curve analysis, modal analysis, and voltage stability indices are used to study the system voltage stability.

On the other hand, the load flow calculation at the critical point is the basis of voltage stability and reliability studies

mentioned before [1], [2]. Therefore, the using of an appropriate calculation technique is essential. When a system loading increased near to the critical loading point, sparsity of the Jacobian matrix decreases and the Jacobian matrix become or tends to become singular. Therefore, continuation power flow has been used to circumvent the singularity problem. The continuation power flow solved in two steps and required additional computations [3]. Moreover, a suitable choice of the continuation parameters is essential. In this paper, the Jacobian matrix is modified with inserting a new bus type to the power flow (MNRPF) to overcome the Jacobian matrix singularity at critical point.

Conventional load flow helps to determine the best size and favorable locations for the power capacitors both for the improvement of the power factor and raising the base voltage of the electrical network. Moreover, it helps us to determine the best locality as well as the optimal capacity of the proposed generating stations, substations or new transmission lines. Furthermore, the power flow solution provides information about transformers, lines loadings, and the system losses. In conventional load flow calculation, only three types of buses, PQ, PV, and V δ , are generally specified. Mainly at the load bus the real and reactive power are defined and it is desired to find out the voltage magnitude and phase angle through the load flow solution [1]. However, in the new method MNRPF, the voltage and the reactive power are defined and it is desired to find out the real power and phase angle from the MNRPF solution. Therefore, the voltage at the new bus type can be varied to find out power transfer to the load, rather than specifying the load power itself to calculate the voltage. This approach is reducing the Jacobian matrix size with the number of bus changed from PQ to QV bus type. As a result, the Jacobian matrix become non-singular at the critical point and gives an accurate solution before and in the collapse point. On the other hand, a common way to enhance voltage stability and achieve higher consumption levels is to reduce the reactive power that is transferred through the transmission system.

The simplest way to perform this is by offering the required reactive power locally through the installation of reactive compensation. This will eventually reduce the transfer of reac-

tive power and this leads to a higher utilization of the transmission system for active power transfer. Furthermore, besides the enhancement of the active power transfer, the local reactive compensation will support the voltage levels to remain into acceptable limits ($\pm 5\%$ of the rated voltage) [4].

For optimization task there are several stochastic algorithms such as generic algorithms, differential evolution, particle swarm optimization (PSO) and mean-variance mapping optimization (MVMO-SH). Each of these algorithms has its own advantages. In this paper, the use of MNRPF to determine the placement and sizing of multiple shunt compensators based on MVMO-SH is presented. MVMO-SH is a population based stochastic optimization technique developed at Duisburg-Essen University. However, the novel contribution in MVMO-SH is the special mapping function [5].

The aim of this paper, after solve the Jacobian matrix singularity is to find optimal size and placement of shunt capacitors in Nordic 32 test system with consideration of maximum power transferred to Central area by using (MVMO-SH) algorithm. MVMO-SH algorithm is used to maximize the Power transferred to Central area under constraints of minimum and maximum buses voltages, maximum lines capacity, maximum transformers capacity, generators reactive power limits, and slack generator real power limit [6]. The fitness value is found out by using MNRPF method.

The remaining sections of this paper are organized as follows. In the following section, problem's mathematical formulation is discussed. In section III the MVMO-SH algorithm is described in details. A discussion of the results obtained is presented in section IV. Finally, conclusions are presented in section V.

II. PROBLEM DESCRIPTION AND FORMULATION

As mentioned in the last section, the different techniques for static voltage stability studies like PV curve analysis, modal analysis, and voltage stability indices mostly initiated from power flow solution and/or Jacobian matrix, which become singular at the maximum loading point (MLP) and singular or tends to become singular short before the MLP. Fig. 1 shows the no converge and inaccurate solution of power flow after the MLP for bus 1 in Nordic 32 test system.

The load is increased in a selected bus and the voltage is found out by using conventional load flow, so after 661.1 MW load, there is no converge and then it converges but with inaccurate solution. To solve this problem the NRPF is reformulated by inserting a new bus type called QV, where the reactive power and the voltage is specified as a result the real power and voltage angle is found out.

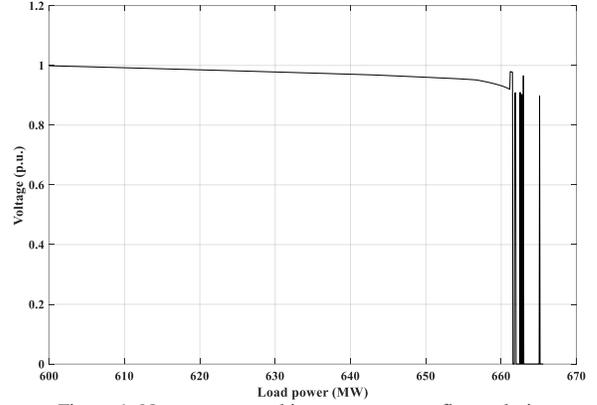


Figure 1. No converge and inaccurate power flow solution

To show the NRPF reformulation we start with two buses system as follows:

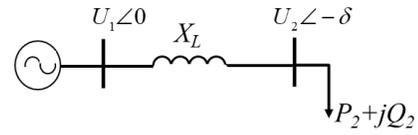


Figure 2. Two buses system

The power flow equations of the system in Fig. 2 are:

$$P_2 = -\frac{U_2 U_1 \sin \delta}{X_L}, \quad Q_2 = \frac{U_1 U_2 \cos \delta}{X_L} - \frac{U_2^2}{X_L} \quad (1)$$

Considering bus 2 as PQ node, the power flow equations is written as follows:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta} & \frac{\partial P_2}{\partial U} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_2}{\partial U} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (2)$$

Now if the PQ node changed to QV node, (2) can be rewritten as:

$$[\Delta Q_2] = \left[\frac{\partial Q_2}{\partial \delta} \right] [\Delta \delta] \quad (3)$$

Where Q_2 is specified zero initially and updated every iteration by considering constant power factor as common in many voltage stability studies.

$$Q_2 = P_2 \tan \varphi \quad (4)$$

To consider Q_2 update in every iteration, (3) reformulated:

$$f(\delta) = Q_2 - P_2 \tan \varphi = 0 \quad (5)$$

$$\frac{\partial f(\delta)}{\partial \delta} = \frac{\partial Q_2}{\partial \delta} - \frac{\partial P_2}{\partial \delta} \tan \varphi \quad (6)$$

$$[\Delta Q_2] = \left[\frac{\partial Q_2}{\partial \delta} - \frac{\partial P_2}{\partial \delta} \tan \varphi \right] [\Delta \delta] \quad (7)$$

The impact of new approach is proved by comparing the determinant of Jacobian matrix in (2) and (7). As shown in the Fig. 3 $\det(J)$ in case of conventional load flow goes to zero at critical point, where the $\det(J)$ by using MNRPF goes to zero when the voltage magnitude reach zero.

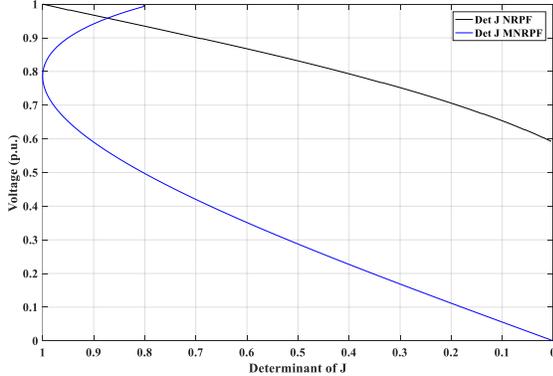


Figure 3. Normalized determinant of J in (2) and (7) as a function of load voltage

In order to apply MNRPF in big systems, (7) is extended as follows:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{PV} \\ \Delta P_{PQ} \\ \Delta Q_{QV} \\ \Delta Q_{PQ} \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta_{PV} \\ \Delta \delta_{PQ} \\ \Delta \delta_{QV} \\ \Delta U_{PQ} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Where J is found as:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{PV}}{\partial \delta_{PV}} & \frac{\partial P_{PV}}{\partial \delta_{PQ}} & \frac{\partial P_{PV}}{\partial \delta_{QV}} & \frac{\partial P_{PV}}{\partial U_{PQ}} \\ \frac{\partial P_{PQ}}{\partial \delta_{PV}} & \frac{\partial P_{PQ}}{\partial \delta_{PQ}} & \frac{\partial P_{PQ}}{\partial \delta_{QV}} & \frac{\partial P_{PQ}}{\partial U_{PQ}} \\ \frac{\partial Q_{QV}}{\partial \delta_{PV}} - \frac{\partial P_{QV}}{\partial \delta_{PV}} \tan \phi & \frac{\partial Q_{QV}}{\partial \delta_{PQ}} - \frac{\partial P_{QV}}{\partial \delta_{PQ}} \tan \phi & \frac{\partial Q_{QV}}{\partial \delta_{QV}} - \frac{\partial P_{QV}}{\partial \delta_{QV}} \tan \phi & \frac{\partial Q_{QV}}{\partial U_{PQ}} - \frac{\partial P_{QV}}{\partial U_{PQ}} \tan \phi \\ \frac{\partial Q_{PQ}}{\partial \delta_{PV}} & \frac{\partial Q_{PQ}}{\partial \delta_{PQ}} & \frac{\partial Q_{PQ}}{\partial \delta_{QV}} & \frac{\partial Q_{PQ}}{\partial U_{PQ}} \end{bmatrix} \quad (9)$$

Jacobian matrix is updated by derivatives of Q (of QV Buses) with respect to voltage angle of (PV, PQ, and QV buses) and the voltage of PQ buses. Here also the reactive power of QV buses is updated every iteration with constant power factor.

The result of MNRPF in (8) and (9) for bus 1 in Nordic 32 test system is shown in Fig. 4.

As visual from Fig. 4, the MNRPF is converged before and in the collapse point. Moreover, it converges in the lower part of PV curve.

To find the maximum power transfer the specified voltages at required buses changed to search for the collapse point.

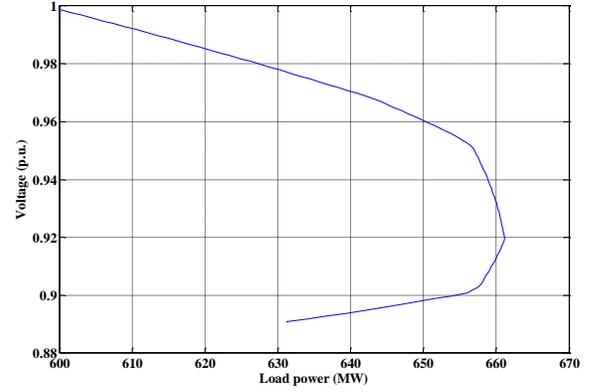


Figure 4. Converge of MNRPF

Many voltages could be specified to find the power flow solution. Therefore, the main motivation behind this paper, after singularity problem has been overcome, is to find the optimal location and appropriate size of multiple shunt compensators that leads the maximum power transfer to selected area in heavily loaded system and weakly interconnected. The problem can be mathematically described as follows.

$$\text{Maximize } P_{\max} = f(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{d}) = \sum_{i=1}^n P_i \quad (10)$$

Subject to

a. Generator bus voltage

$$U_{Gi}^{\min} \leq U_{Gi} \leq U_{Gi}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, n_G \quad (11)$$

b. Transformer tap setting

$$\text{tap}_i^{\min} \leq \text{tap}_i \leq \text{tap}_i^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, n_T \quad (12)$$

c. Location of shunt compensator

$$L_i = [0 \text{ or } 1] \quad i = 1, 2, \dots, n_{Sh} \quad (13)$$

d. Susceptance of shunt compensator

$$B_i^{\min} \leq B_i \leq B_i^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, n_{Sh} \quad (14)$$

e. Load bus voltage with PQ and QV nodes

$$U_{Li}^{\min} \leq U_{Li} \leq U_{Li}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, n_{PQ} \quad (15)$$

$$U_{QVi}^{\min} \leq U_{QVi} \leq U_{QVi}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, n_{QV}$$

f. Lines and transformers flow

$$S_{Fi} \leq S_{Fi}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, n_L \quad (16)$$

g. Slack generated active power

$$P_{G, \text{slack}} \leq P_{G, \text{slack}}^{\max} \quad (17)$$

Where P_{\max} is the total active power of the n loads in selected area. $\mathbf{u} = [U_G \text{ tap } L \ B \ U_{QV}]^T$ is the vector of control variables and (11)-(15) are the corresponding limits of U_G , tap , L , B and U_{QV} . Whereas the numbers of generators, transformers with tap changer, shunt compensators and QV nodes voltages are indicated by n_G , n_T , n_{Sh} and n_{QV} respectively. The vector $\mathbf{x} = [U_L \ S_F \ P_{G, \text{slack}}]^T$ is state variables vector and (15)-(17) are their corresponding limits. The number of load buses (PQ) is represented by n_{PQ} , where n_L represents the number of transmission lines and transformers.

The vector $\mathbf{d}=[P_D, Q_D]^T$ includes active and reactive power demand at load buses.

In every update of the control vector \mathbf{u} containing U_{QV} , the active and reactive loads in selected area are found out with other unknown variables.

The increase in selected area load is balanced by increase in output of generator on slack bus. this approach would be applied to transfer the power from renewable energy sources to far away load center with the existing transmission system an keeping the voltage security.

The state vector \mathbf{x} is updated in such a way that magnitude and angle of the load buses voltage are computed by the power flow equations given by:

$$\Delta P = P_{Gi} - P_{Di} - \sum_{j=1}^N U_i U_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (18)$$

$$\Delta Q = Q_{Gi} - Q_{Di} - \sum_{j=1}^N U_i U_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (19)$$

where P_{Gi} , Q_{Gi} , P_{Di} , and Q_{Di} are generated active power, generated reactive power, load active and load reactive power at bus i , respectively; Y_{ij} is the element of an admittance matrix corresponding to the i^{th} row and j^{th} column and θ_{ij} is its angle, whereas $\delta_i - \delta_j$ is the voltage angle difference between the i^{th} and j^{th} buses and U is the voltage magnitude at the i^{th} and j^{th} buses; and N is the total number of system buses.

The limit of maximum power transfer is where the calculated power is starting to decrease when the voltage is decreased.

III. MEAN VARIANCE MAPPING OPTIMIZATION ALGORITHM

The flowchart of the implementation of MVMO-SH is schematically sketched in Fig. 5. As every population-based stochastic optimization technique, the procedure begins with an initialization stage (i.e. definition of the algorithm's parameter settings and generation of random samples for control variables within their search boundaries for a set of total number of particles (NP). The optimization variables are normalized at this stage and their range of the search space is restricted to [0, 1]. During the iteration it is not possible that any component of the solution vector will violate the corresponding boundaries. To achieve this goal, a special mapping function is developed. The optimization variables are de-normalized before fitness evaluation is performed.

The core of the algorithm is contained in the inner loop Fig. 5 in which for each particle fitness evaluation, updating the solution archive, fitness-based classification of particles into good or bad particles, parent selection and offspring generation are performed. The procedure is terminated once the termination criterion is satisfied [5]. MVMO-SH has been applied on different power system optimization tasks [7]-[10]. MVMO-SH performance was compared with other heuristic algorithms. MVMO-SH has the better convergence

speed than the other algorithms [8]. It's best results on these applications prompted us to use MVMO-SH in this paper.

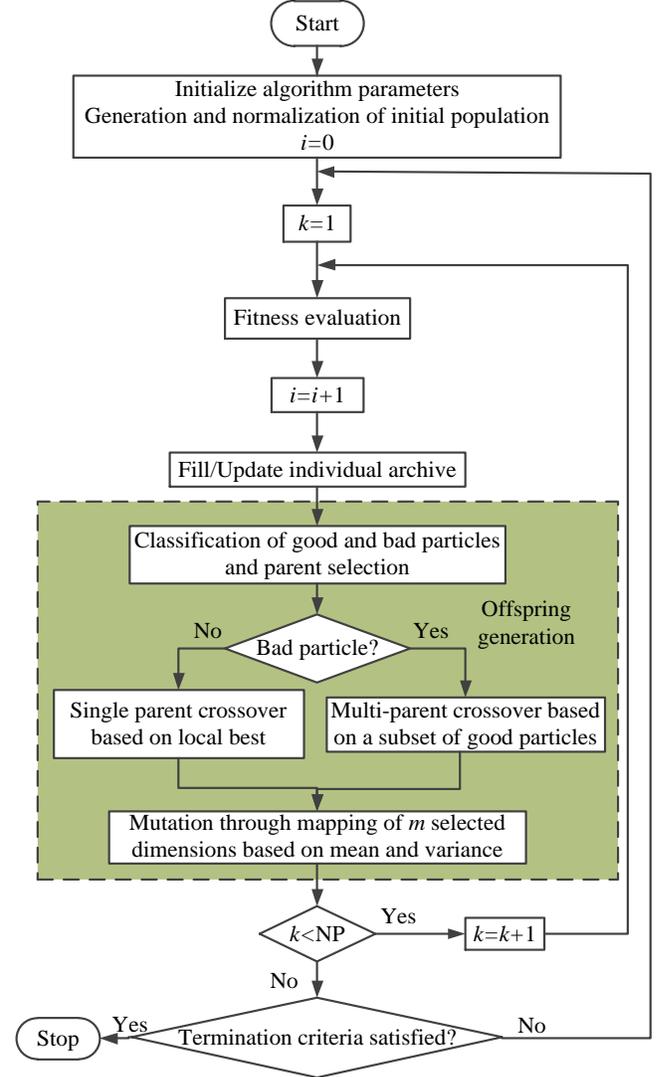


Figure 5. Flowchart of the MVMO-SH algorithm.

IV. SIMULATION RESULTS

To verify the approach described in section II, the Nordic 32 test system is used as the test case. This system has two large regions connected through considerably weak tie-lines. The first region is located in the north and consists of Equivalent and North areas, whereas the other region is located in the south, which consists of South and Central areas. It has 74 buses, 52 Transmission lines, 50 Transformers, 20 generators. The number of hydro generators is 12, which are located in the north region, whereas the rest are thermal generators and located in the south region. There is a more generation in the north areas. On the other hand, there are more loads congregated in the south areas, resulting in a heavy power flow from the northern area to the southern area through weak transmission lines, and the system is closer to its maximum loadability point [11], [12]. It is a challenge to increase the transfer capacity, when the system is heavily loaded and weakly inter-

connected, whereas maintaining high system voltage security.

The lower and upper limits of load bus voltages in this study are specified as 0.85 p.u. and 1.1 p.u., respectively. Generators voltages are defined as continuous variables, which their limits set between 0.94 p.u. and 1.08 p.u., respectively. Discrete control variables consist of transformer tap positions, and size of shunt compensators. All under-load tap changing (ULTC) transformers are assumed to have 33 discrete taps (1% for each tap). Each transformer tap is defined by an integer between -16 to 16. Each shunt compensator has a total susceptance, which gives 400 Mvar at rated voltage with 11 discrete steps (defined by an integer from 0 to 10). The locations of compensators in Central area are defined by binary numbers (0 demonstrates no compensator and 1 means there is compensator connected to this location). The selected buses' voltages are defined as continuous variables, which there lower and upper limits set between 0.9 p.u. and 1.1 p.u., respectively. The parameters of MVMO-SH are set as follows: NP is 150 and m is chosen to 11 at the beginning and progressively declined to 5. The size of solution archives is fixed to 3 for each particle. The termination criterion is the maximum number of iterations (fitness evaluation). The program of MVMO-SH was implemented in MATLAB® Version R2016a. The computing environment is Intel® Core™ i7 CPU 3.06 GHz and 6 GB RAM memory. The software package namely Matpower V4.1 is used for MNRPF calculations (i.e. fitness evaluation) [13], [14].

In this study, the search space has 107 dimensions. The total continuous variables are 31, out of which 20 are generator bus voltages and 11 voltages of the selected buses in Central area. There are 63 discrete variables; 50 transformer taps, 13 sizes of shunt compensators. Besides there are 13 binary variables for compensators locations. 11 buses changed from PQ nodes to QV nodes, this reduces the Jacobian matrix with the same number and helps to avoid the singularity. These buses selected from Central area, where more loads are congregated. This make it very challenge to increase the power transferred to this area through the exist weak tie-lines.

The simulation results show MNRPF validation, where the results of MNRPF are compared with NRPF solution results. After finding the results from NRPF and MNRPF, the bus voltage of selected bus is shown in Fig. 6. These results are compared on the basis of voltage and active load, whether the system converge near to the MLP or does not. It is shown that MNRPF gives better results than NRPF.

Furthermore, the new approach associated with classical reactive power dispatch and optimization tool called MVMO-SH is used to find an accurate maximum power transfer limit to central area. Besides keeping the system voltage security.

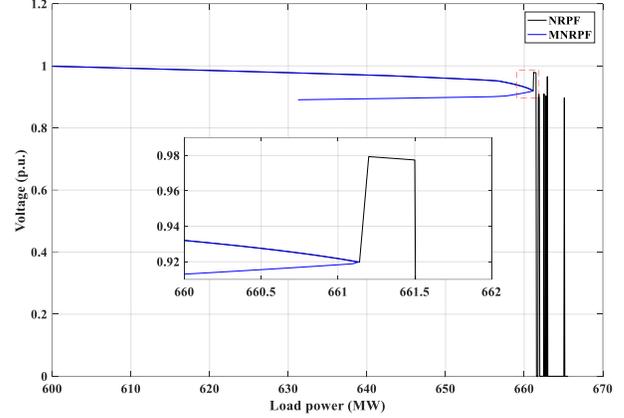


Figure 6. Bus voltage of the two methods.

In this study four cases are compared, case 1 base case, the operating point. Case 2, where NRPF is used with MVMO-SH [15]. Case 3, the MNRPF is used with MVMO-SH and the minimum load of QV nodes is not considered. Case 4, where the QV nodes minimum loads are included in the optimization constraints of MVMO-SH and MNRPF is used. Table I shows the results of four cases.

TABLE I. CENTRAL AREA TOTAL LOAD, IMPORTED POWER, AND COMPENSATION WITH SYSTEM LOSSES

Case	Load MW	Imported power MW	Compensation Mvar	Losses MW
Case 1	6190.0	3488.3	1531.1	445.9
Case 2	6773.3	4121.0	2767.1	651.8
Case 3	7113.4	4444.9	3266.2	755.9
Case 4	7093.4	4450.4	2905.8	787.6

TABLE II. CENTRAL AREA LOADS IN DIFFERENT CASES

Load buses	Case 1 MW	Case 2 MW	Case 3 MW	Case 4 MW
1	600	656.54	119.60	603.20
2	330	361.10	410.50	354.44
3	260	284.50	176.91	266.92
4	840	919.15	1146.49	843.40
5	720	787.84	859.98	723.98
41	540	590.88	1017.79	866.49
42	400	437.69	611.76	508.81
43	900	984.80	1035.07	1095.81
46	700	765.96	922.42	871.86
47	100	109.42	154.53	151.87
51	800	875.38	658.30	806.57
Sum	6190	6773.26	7113.35	7093.35

As shown in Tables I and II, the imported power is increased in case 3 and 4 compared with case 2. Furthermore, in case 4 the compensation required is less than in case 3, where the loads in buses 1 and 3 are less than case 1. That means to transfer more power from north to south DG should be connected to buses 1 and 3. In case 4, the loads are kept at least same as case 1 or more. Therefore, the total power transfer is more than case 2, the reason behind this is that, in case 2 the NRPF near the collapse point does not converge or gives inaccurate solution, where the load buses' voltages violate the limits. However, in cases 3 and 4 the MNRPF is con-

verged, this leads to more accurate limit for power transfer with keeping the system security.

Finally, the authors find out that, case 4 is better than other cases, where more power could be transferred to south. Even there is more power in some buses and the power in other buses kept almost constant.

The buses voltages of each case are shown in Fig. 7

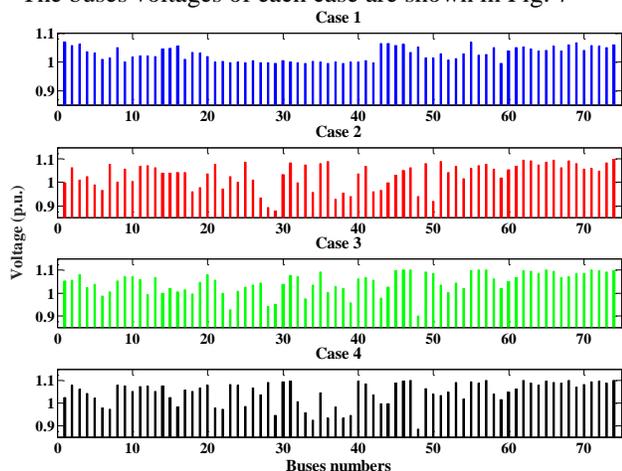


Figure 7. Buses voltages profiles of the four cases.

These results are compared on base of voltages, whether the voltages are within limits or beyond the limits. It is shown that all bus voltages can be maintained within specified limits in all cases, the only difference is the amount of transmitted power.

V. CONCLUSIONS

The singularity of the Jacobian matrix is avoided by using this approach, where power solution is reformulated.

The results of applying the proposed method on Nordic 32 test system show that the proposed method is effective in finding an accurate power transfer limit before the system goes to instability.

Operators to find out the limit of load increase before the system reach the collapse point could use this approach. Moreover, it could be used during the system design or extension. Especially, to include the renewable energy transfer to the faraway industrial load center, to know the limit and under which condition the maximum power will be transferred.

REFERENCES

- [1] P. Kundur, "Power System Stability and Control," Mc Graw-Hill, EPRI Power System Engineering Series, 1994.
- [2] C. W. Taylor, "Power System Voltage Stability," McGraw-Hill, EPRI Power System Engineering Series, 1994.
- [3] V. Ajjarapu, "Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control," Springer, 2006.
- [4] M. Hasani, and M. Parniani, "Method of Combined Static and Dynamic Analysis of Voltage Collapse in Voltage Stability Assessment," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conf. and Exhibition: Asia and Pacific*, 2005, pp.1-6.
- [5] J. L. Rueda, and I. Erlich, Mean-Variance Mapping Optimization Algorithm, *user's manual*. Electrical Power System Institute, University of

Duisburg-Essen, Duisburg, Germany. [Online]. Available: <https://www.uni-due.de/mvmo/manual.pdf>

- [6] L. L. Lai, and J. T. Ma, "Genetic Algorithm and UPFC for Power Flow Control," *Engineering Intelligent Systems*, Vol. 4, No. 4, PP .237-242, 1996
- [7] I. Erlich, W. Nakawiro, and M. Martinez, "Optimal Dispatch of Reactive Sources in Wind Farms," in *IEEE PES General Meeting Detroit, USA, 2011*
- [8] W. Nakawiro, J. L. Rueda, and I. Erlich, "A novel optimization algorithm for optimal reactive power dispatch: A Comparative Study," *International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, pp.1555-1561, Weihai, Shandong, China, July 2011.
- [9] I. Erlich, "Application of MVMO Algorithm for Solving Combined Generation & Transmission Investment Problem," *IEEE PES General Meeting, Denver, Colorado, 26-30 July 2015*.
- [10] J. L. Rueda, and I. Erlich, "Hybrid Mean-Variance Mapping Optimization for Solving the IEEE-CEC 2013 Competition Problems," *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, pp.1664-1671, Cancún, México, June 2013.
- [11] T. Van Cutsem, L. Papangelis, "Description, Modelling and Simulation Results of a Test System for Voltage Stability Analysis," Version 6, November 2013.
- [12] D. Peppas, "Development and Analysis of Nordic 32 Power System Model in PowerFactory," Master Thesis, Royal Institute of Technology, Stockholm, 2008
- [13] R. D. Zimmerman and C. E. Murillo-Sánchez. (2007) *MATPOWER, version 3.2, user's manual*. Power system engineering research center, Cornell University Ithaca, NY. [Online]. Available: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/manual.pdf>
- [14] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, Feb. 2011.
- [15] B. Sager, and I. Erlich, "Optimal Allocation and Sizing of Capacitor Banks for Maximum Power Transfer to Selected Areas," *IEEE Power-tech 2017 Conference, Manchester, UK, pages 1-6, June 2017*.

Modellierung von Elektrofahrzeugen zur Potentialabschätzung für Netzservices

S. Helm, I. Hauer, M. Wolter

Institut für elektrische Energiesysteme (IESY)
Lehrstuhl für Elektrische Netze und Erneuerbare Energie (LENA)
Otto-von-Guericke Universität Magdeburg
sebastian.helm@ovgu.de

Kurzfassung— In Zeiten der Elektrifizierung des Verkehrssektors kommt es zu vielen Schwierigkeiten bei der Integration. Allerdings stellen Elektrofahrzeuge durch ihre integrierten Energiespeicher ein hohes Potenzial für netzdienliche Anwendungen dar. In dieser Arbeit wird eine Potenzialanalyse zur Kapazität von Elektrofahrzeug zur Bereitstellung von Energie für Vehicle-to-Grid Algorithmen durchgeführt. Dafür wird ein Simulationsmodell eines Elektrofahrzeugs in Matlab erstellt, welches sich in Abhängigkeit von Fahrprofil, Distanz und Außentemperatur entlädt, um Rückschlüsse auf die Kapazität zu erhalten. Weiterhin wird über das Nutzerverhalten und eine zukünftige Durchdringung von Elektrofahrzeugen für die 50Hertz Regelzone eine Abschätzung der zur Verfügung stehenden Kapazität durchgeführt.

Keywords — Elektrofahrzeug, V2G, Potenzialanalyse Elektrofahrzeug

I. EINLEITUNG

Im Rahmen der Energiewende ist es notwendig Elektrofahrzeuge und entsprechende Ladeinfrastruktur, zur Reduzierung der CO₂-Emission im Verkehrssektor, zu integrieren. Anfang des Jahres 2018 waren rund 54.000 reine Elektrofahrzeuge zugelassen, wobei deren Anzahl im Laufe des Jahres auf 83.200 Anstieg [1]. Die Kapazität in den Batteriespeichern der Elektrofahrzeuge stellt dabei ein hohes Potenzial für weitere netzdienliche Vehicle to Grid (V2G) Anwendungen dar. In den vergangenen Jahren wurden eine Vielzahl von V2G-Algorithmen entworfen, welche sich mit der Rückspeisung von Energie aus den Speichern der Elektrofahrzeuge in das elektrische Netz beschäftigen, um zur Frequenz- und Spannungsstabilität beizutragen. Für eine gesamtheitliche Betrachtung ist es nötig eine Abschätzung der zeitlich zur Verfügung stehenden Leistung und Energie durchzuführen.

In dieser Arbeit wurde ein Modell für Elektrofahrzeuge entwickelt, das die verbleibende Kapazität in Abhängigkeit von unterschiedlichen Fahrprofilen und Distanzen und den Verbrauch bestimmt. Ein besonderer Schwerpunkt liegt dabei auf der Modellierung der Batterie. Mit Hilfe des analysierten Nutzerverhaltens der Fahrzeughalter können Rückschlüsse auf die zur Verfügung stehende Leistung und Kapazität geschlossen werden, die langfristig zum Beispiel zur Frequenzstabilisierung eingesetzt werden kann.

Das Paper ist wie folgt gegliedert. Nach der Einführung wird in Kapitel II die Grundlagen für die Modellierung des Elektrofahrzeugs aufgezeigt und im nächsten Kapitel die Modellierung in Matlab erläutert. In Kapitel IV wird das Szenario für die Potenzialanalyse beschrieben, um in Kapitel V die Ergebnisse zu präsentieren. Abgeschlossen wird diese Arbeit mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick.

II. MODELLIERUNG ELEKTROFAHRZEUG

Das Fahrzeugmodell wird in die zwei Teile Modellierung Batteriespeicher und Modellierung Antriebsstrang untergliedert.

A. Modellierung Batteriespeicher

Die Modellierung eines Batteriespeichers kann durch unterschiedliche Methoden erfolgen. Dem hier vorgestellten Ansatz liegt die Modellierung mit Hilfe von elektrischen Ersatzschaltbildern zu Grunde. Dabei werden die elektrischen und physikalischen Vorgänge einer Batteriezelle durch elektrotechnische Bauteile nachgebildet. In diesem Fall wurde das DP (Dual Polarisation) Ersatzschaltbild ausgewählt (Abbildung 1).

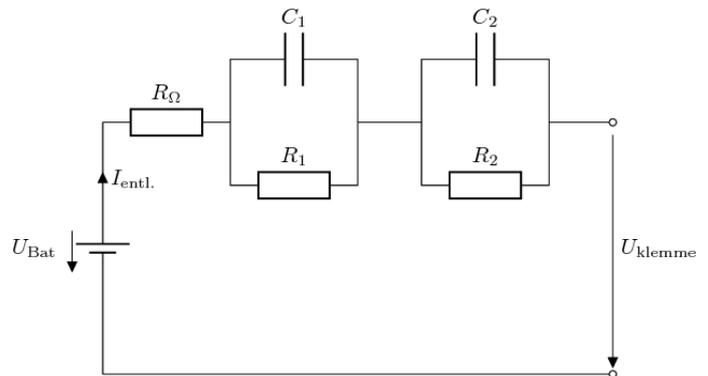


Abbildung 1 DP-Ersatzschaltbild einer Batteriezelle

Hierbei werden neben dem Innenwiderstand (R_{Ω}) und der Leerlaufspannung (U_{Bat}) zwei RC-Glieder für u.a. die Dynamik der Zelle berücksichtigt. Dabei bilden C_1 und R_1 die Doppelschicht und C_2 und R_2 Diffusionsvorgänge nach. Die Klemmspannung setzt sich daher aus der

Leerlaufspannung U_{Bat} , dem Spannungsabfall über dem Innenwiderstand U_{Ω} und den Spannungen über den RC-Gliedern U_1 und U_2 zusammen (Gl. 1, Gl. 2) [6].

$$U_{\text{Klemme}} = U_{\text{Bat}} + U_{\Omega} + U_{RC1} + U_{RC2} \quad \text{Gl. 1}$$

$$U = R \cdot i_{\text{entl}} + RC \frac{\partial u_{RC}}{\partial t} \quad \text{Gl. 2}$$

Der State of Charge (SoC) einer Batterie kann u.a. über das Verhältnis von aktueller Kapazität zur Nennkapazität bestimmt und nach Gl. 3 berechnet werden.

$$\text{SoC} = \frac{C_{\text{aktuell}}}{C_{\text{Nenn}}} \quad \text{Gl. 3}$$

Da die Kapazität stets in Abhängigkeit vom Entladestrom angegeben wird (z.B. bei einer Entladerate von 1C) muss die Gesamtkapazität neu berechnet werden. Diese Abhängigkeit kann durch die Peukert-Gleichung und den Zusammenhang zwischen Nennkapazität und Nennstrom, zu dem Entladestrom ausgedrückt werden (Gl. 4) [3].

$$t \cdot I = C_N \cdot \left(\frac{I_N}{I} \right)^{1,05-1} \quad \text{Gl. 4}$$

B. Modellierung Antriebsstrang

Bei der Modellierung des Antriebsstrangs wird der Fokus auf der Nachbildung der elektrischen Last gelegt, um den Batteriespeicher entsprechend zu entladen. Dazu müssen die bei der Fahrt an dem Fahrzeug greifenden Widerstände bestimmt werden. Dabei handelt es sich zu Einem um den Luftwiderstand, bestehend aus der frontalen Fläche und Geschwindigkeit des Fahrzeugs sowie des Luftwiderstandsbeiwertes c_w (Gl. 5.) [2]. Die Luftdichte ρ_L wird über die aktuelle Außentemperatur berechnet.

$$F = \frac{1}{2} \cdot A \cdot c_w \cdot \rho_L \cdot v^2 \quad \text{Gl. 5}$$

Die Beschleunigungskraft setzt sich aus der Beschleunigung und der Masse des Fahrzeugs zusammen (Gl. 6) [2].

$$F_B = a \cdot m \quad \text{Gl. 6}$$

Weiterhin muss der Rollwiderstand bestimmt werden, welcher sich aus der Masse des Fahrzeugs, der Erdanziehungskraft sowie dem Widerstandsbeiwert c_R ,

abhängig von Sommer- und Winterreifen, zusammensetzt (Gl. 7) [2].

$$F_R = m \cdot g \cdot c_R \quad \text{Gl. 7}$$

Abschließend wird der Neigungswiderstand mit Hilfe der Fahrzeugmasse, dem Neigungswinkel und der Erdbeschleunigung bestimmt (Gl. 8) [2].

$$F_S = m \cdot g \cdot \sin\phi \quad \text{Gl. 8}$$

Im Anschluss werden alle Widerstandskräfte addiert und mit der aktuellen Geschwindigkeit des Fahrzeugs multipliziert. Das Resultat ist die mechanische Leistung. Über den Wirkungsgrad η_{Antrieb} lässt sich die elektrische Leistung bestimmen.

C. Nebenverbraucher

Neben dem Hauptverbraucher, dem Antriebsstrang, gibt es eine Vielzahl von kleineren Verbrauchern. Diese setzen sich aus sicherheitsrelevanten (Bremskraftverstärker, Beleuchtung) und Grundlastverbrauchern (Kühlaggregate, Steuergeräte) sowie einem nicht unerheblichen Anteil von Verbrauchern zur Steigerung des Komforts (Heizung, Klimaanlage, Heckscheibenheizung) zusammen [2].

III. SIMULATIONSMODELL

In diesem Kapitel wird der Aufbau des Simulationsmodells erläutert und der Ablauf beschrieben. Die festen Eingangsgrößen sind in Tabelle 1 dargestellt, Konstanten werden nicht aufgeführt [2][3]. Die verwendeten Parameter für das Batteriemodell basieren auf Messungen. In Tabelle 1 werden die für einen SoC von 100 % gültigen Parameter in Abhängigkeit von der Temperatur aufgeführt. Weitere Eingangsgrößen wie Fläche, Masse, Temperatur und Kapazität sind abhängig vom Fahrzeugtyp und dem Szenario.

Tabelle 1 – Festgelegte Eingangsparameter Elektrofahrzeug

Parameter	Wert
R_{Ω}	0,8 mΩ
R_1	50 mΩ
C_1	20 mF
R_2	60 mΩ
C_2	4 mF
c_w	0,3
$c_{R; \text{Sommer}} / c_{R; \text{Winter}}$	0,01 / 0,012
ϕ	0°
η_{Antrieb}	0,77
$\eta_{\text{Rekuperation}}$	0,56

Variation hervorzurufen und das Nutzerverhalten besser nachzubilden.

Tabelle 2 – Nutzerverhalten Fahrzeughalter

Uhrzeit	Anteil in %	Distanz in km	Anteil in %	WLTC Bereich
0 bis 6 Uhr	11	5	28	Stadtfahrt
6 bis 9 Uhr	77	10	20	Stadtfahrt
9 bis 12 Uhr	7	25	28	Außerorts
12 bis 16 Uhr	3	50	13	Autobahn
16 bis 20 Uhr	1	wech-selnd	11	zufällig
20 bis 0 Uhr	1	-	-	-

Unabhängig davon sind in den folgenden Spalten die unterschiedlichen Distanzen und der prozentuale Anteil aller Fahrer aufgezeigt. Abgeleitet von der Distanz wurde ein Bereich des unterteilten WLTC-Fahrzyklus zugewiesen.

Die Anzahl der vorhandenen Fahrzeuge wurde für eine Fahrzeugdurchdringung von 500.000 Fahrzeugen durchgeführt. Geht man von einem konstanten Verlauf der Zahlen für die Neuzulassung von Elektrofahrzeugen aus, so erhält man bei einer Hochrechnung für die vier Zonen:

- Mecklenburg-Vorpommern: 3.870,
- Hamburg: 12.842,
- Sachsen-Anhalt, Brandenburg und Berlin: 32.370,
- Sachsen und Thüringen: 20.667.

Bei der Verteilung der Kapazitäten der Elektrofahrzeuge wird von 50 % Kleinwagen mit 24 kWh, 40 % Mittelklassewagen mit 37,5 kWh und 10 % Limousinen mit 75 kWh Kapazität ausgegangen.

V. ERGEBNISSE

Im Folgenden werden die Ergebnisse dieser Arbeit präsentiert. Abbildung 5 zeigt den Verlauf des SoC während einer Fahrt, abgebildet über dem gesamten WLTC, für ein Fahrzeug mit einer Kapazität von 40 kWh. Dabei zeigt die Simulation wie erwartet, dass es bei hohen Geschwindigkeiten, demnach bei hohen Strömen, zu einem stärkeren Abfall des SoCs der Fahrzeugbatterie kommt.

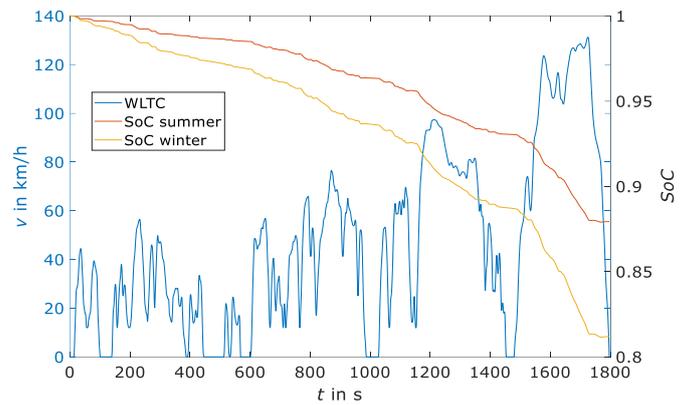


Abbildung 5 – Verlauf SoC über WLTC-Fahrzyklus

Hervorgehoben werden diese Verluste zum einen dadurch, dass die chemische Reaktion abhängig von der Batterietechnologie schneller abläuft und es zu einer hohen Wärmeentwicklung in der Zelle kommt. Zu anderen wird durch die höhere Last im Elektrofahrzeug, z.B. durch eine Heizung, ein wesentlich höherer Verbrauch betrachtet. Weiterhin wurde die Simulation einmal für eine Außentemperatur von $T_{\text{außen}} = 25\text{ °C}$ (SoC summer) und $T_{\text{außen}} = -10\text{ °C}$ (SoC winter) durchgeführt, um die Abhängigkeit der Temperatur aufzuzeigen. Durch das gezielte Laden der Batterie bei Bremsvorgängen konnten über Rekuperation etwa 600 Wh während der Fahrt in die Batterie zurückgespeist werden. Abbildung 6 zeigt die vorhandene Kapazität des bereits betrachteten Fahrzeugs. Dabei ist zu sehen, dass das Elektrofahrzeug:

- I: parkt und an die Ladesäule angeschlossen ist,
- II: den Wohnort verlässt und die Kapazität bei einer Fahrtstrecke von 25 km sinkt,
- III: angekommen ist und parkt,
- IV: erneut eine Strecke von 25 km zurückgelegt,
- IV-V: am Wohnort angekommen ist und erst mit der gesamten Ladeleistung lädt und ab Erreichen eines SoC von 66 % die Ladeleistung gedrosselt wird
- V: vollständig geladen ist

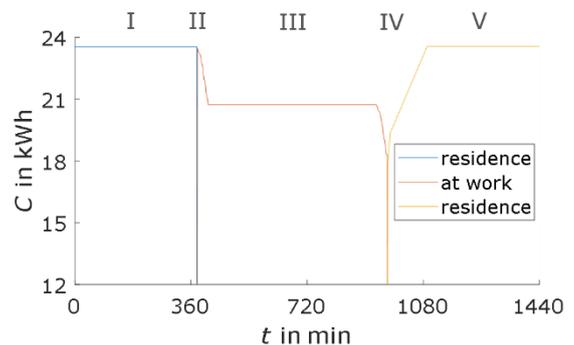


Abbildung 6 – Verlauf Kapazität über einen Tag

Die gesamtheitliche Simulation für die nördliche 50Hertz Regelzone in Mecklenburg-Vorpommern ist in Abbildung 7 dargestellt.

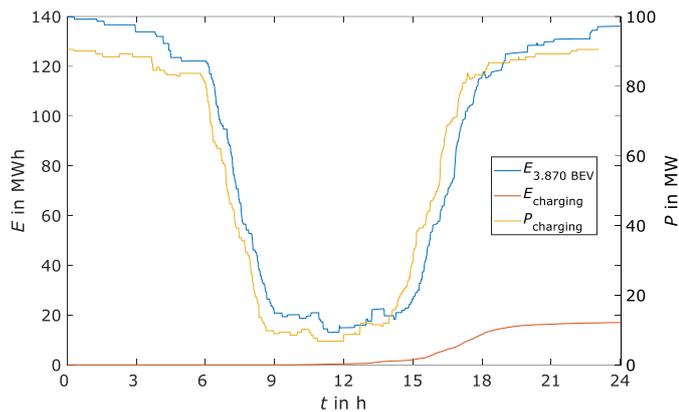


Abbildung 7 – Verfügbare Kapazität für V2G in Mecklenburg-Vorpommern

Hier steht eine maximale Kapazität von 140 MWh bei einer Leistung von 100 MW zur Verfügung, was ein hohes Potenzial darstellt. In Abhängigkeit von den definierten Abfahrtszeiten (Tabelle 2) verlassen die Fahrzeuge zufällig die Wohnorte und die Kapazität für V2G-Anwendungen steht nicht weiter zur Verfügung. Zwischen 9 Uhr und 15 Uhr stellt sich eine verfügbare Kapazität von 20 MWh bei etwa der gleichen Leistung ein. Nach dem Eintreffen von Fahrzeugen über den Tag verteilt steigen Kapazität und Leistung der Ladestationen wieder stark an. Nachdem die Elektrofahrzeuge nun über deren Fahrt entladen wurden, kann ebenfalls negative Energie bereitgestellt werden, um die Speicher zu laden. Dies erfordert allerdings eine intelligente Steuerung, um die Nutzung der Fahrzeuge nicht zu beeinträchtigen und zur Abfahrt die nötigen Kapazitäten zur Verfügung zu stellen. Dabei stellt sich zum Abend eine negative Leistung von 15 MW ein, bei einer Kapazität am Ende des Tages von etwa 35 MWh.

Da die Graphen der weiteren Szenarien nicht grundlegend, sondern lediglich durch die zufälligen Abfahrtszeiten abweichen, werden die weiteren Simulationsergebnisse in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3 – Zeitabhängige Leistung und Kapazität in E-KFZ

50Hertz Regelzone	Anzahl E-KFZ	Verfügbare Energie in MWh	Verfügbare Leistung in MW
Hamburg	12.842	450	300
Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Berlin	32.370	1.000	750
Sachsen, Thüringen	20.667	780	460

Es wurde ein Simulationsmodell eines Elektrofahrzeuges erstellt, welches in Abhängigkeit von Außentemperatur, Distanz und Streckenprofil eine Fahrt simuliert und das Speichersystem entlädt sowie zu definierten Zeitpunkten aufgeladen wird. Weiterhin wurde das Speichersystem auf Zellebene modelliert, um einen genaueren Einblick auf die Einflüsse der Temperatur auf den SOC zu erhalten. Dafür wurden zwei Lastprofile verwendet, um unterschiedliche Verbraucher und die Temperaturabhängigkeit nachzubilden. Über die Analyse von Nutzerverhalten wurden Rückschlüsse auf die zur Verfügung stehende Leistung und Kapazität für mögliche V2G-Anwendung, zur Stützung des elektrischen Netzes, gezogen. Dabei betrug die Kapazität der zur Verfügung stehenden Elektrofahrzeugen zu den Zeiten zwischen 9 Uhr und 15 Uhr unter 20 % der maximalen Kapazität. In der gesamten Regelzone wurde bei einer Durchdringung von 500.000 Fahrzeugen eine Abschätzung der Kapazität von etwa 2.400 MWh ermittelt.

Im Weiteren wird das Simulationsmodell des Elektrofahrzeuges in eine Netzberechnung mit eingebunden, um den Einfluss auf die relevanten Netzparameter und das Potenzial in einem kleinen und definierten Maßstab zu analysieren. Im Anschluss werden netzdienliche V2G-Algorithmen entwickelt und der Einfluss auf die Batterie geprüft.

VII. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] KBA, statista, 2019. available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/265995/umfrage/anzahl-der-elektroautos-in-deutschland/> [access at 26 June 2019]
- [2] P. Komarnicki, J. Haubrock und Z. A. Styczynski, Elektromobilität und Sektorenkopplung, Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2018.
- [3] N. Amann, M. Beck, O. Bitsche, P. Casals und B. Cebulski, Komponenten des Hybridantriebs, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2012
- [4] KBA, statista, 2019. available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/36312/umfrage/urzeit-des-aufbruchs-zur-arbeit/> [access at 24 June 2019]
- [5] Statistisches Bundesamt, 2017. Available: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Gesamtwirtschaft/Umwelt/Arbeitsmarkt/Erwerbstaetigkeit/TabellenPendler/Pendler1.html> [access at 24 June 2019]
- [6] Markus Glasl, Überwachung und Symmetrierung von Energiespeichern in Traktionssystemen, Voith Digital Solutions Austria GmbH & Co KG, 2019
- [7] 50Hertz Transmission GmbH, 2019. Available: <https://www.50hertz.com/> [access at 24 June 2019]

Assessment of Customer Harmonic Contribution Under Variations in the Utility Side

Morteza Pourarab, Jan Meyer
 Inst. of El. Pow. Syst. & High Volt. Eng.
 Technische Universitaet Dresden
 Dresden, Germany
 morteza.pourarab@tu-dresden.de

Abstract — In recent years there has been an increasing interest in identification and quantification of the prevailing harmonic source at the point of common coupling (PCC). For this purpose, some indices have been proposed and reported in relevant standards and literatures such as IEC61000-3-6. However, the issue of isolating the customer contribution from variations in the utility-side is still under discussion. The aim of this research paper is to demonstrate the impact of variations in the utility-side (i.e. harmonic impedance and background distortion) on the indices for customer emission assessment. This paper addresses two common methods known as IEC method and voltage harmonic vector (VHV) method. Investigation is based on measurement of a PV inverter as a customer equipment in the laboratory condition. Results show inconsistency of customer contribution indices in the case of variations in the utility side.

Index Terms— contribution assessment, harmonic impedance, harmonic emission, power quality.

I. INTRODUCTION

Continuous assessment of harmonic contribution from customer installation has always been a challenging issue for utilities. Hence, a new CIGRE/CIREJ Joint Working Group (JWG C4.42) was established to propose a comprehensive, but still easy to implement methodology. A number of publications has addressed and examined the common methods for the assessment of harmonic contribution from which the IEC approach and harmonic vector method have been identified as the popular techniques [1,2]. During the course of assessing these methods, the authors have found that the effect of utility-side variations on customer harmonic contribution is an issue that needs to be further discovered. In other words, is the customer contribution independent from the variations in the utility-side or not?

In this paper, the voltage harmonic vector (VHV) method and IEC approach as the main common methods for harmonic contribution allocation have been investigated under two major changes on the utility side: variation of the harmonic impedance and variation of background voltage distortion.

In addition, some further indices based on different interpretations of the VHV and IEC methods are proposed. In order to identify the aforementioned effects on harmonic contribution of a PV inverter as the customer installation, two different examples have been considered:

- Constant background distortion and two different network impedance.
- Constant network impedance and variable background distortion (magnitude and phase angle).

II. BASICS

A. Common indices for customer contribution

In general, the harmonic voltage contribution can be analysed based on the Thevenin equivalent circuit model of the utility side (subscript U) and Norton equivalent model of the customer side (subscript C) with the harmonic voltage/current sources and the harmonic impedances as shown in Fig. 1.

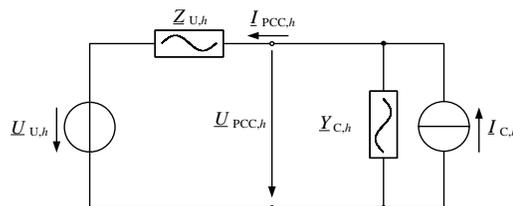


Figure 1. Thevenin equivalent circuit

The IEC method assesses the change of the magnitude of the disturbing voltage phasor before and after connection of the installation [3]. Fig. 2 (left) presents phasor diagram of the background (before connection) and the PCC (after connection) harmonic voltages. As a results, harmonic emission of the customer ($U_{em-IEC,h}$) can be calculated by:

$$U_{em-IEC,h} = |U_{i,h}| = |Z_{U,h} \cdot I_{PCC,h}| \quad (1)$$

where $U_{i,h}$ is the voltage drop over the utility harmonic impedance ($Z_{U,h}$).

The harmonic voltage emission of the customer side using the VHV method is identified on the basis of superposition principle to separate the harmonic contribution of customer and utility side on the harmonic voltage phasor at PCC (Fig. 2, right). Accordingly, the voltage harmonic emission of the customer ($U_{em-VHV,h}$) is defined as:

$$U_{em-VHV,h} = |U_{C-PCC,h}| = \left| \frac{Z_{U,h}}{1 + Y_{C,h} \cdot Z_{U,h}} I_{C,h} \right| \quad (2)$$

where $I_{C,h}$ is obtained using (3)

$$I_{C,h} = I_{PCC,h} + Y_{C,h} \cdot U_{PCC,h} \quad (3)$$

It should be noted that according to present understanding, a customer emits harmonics only if $|U_{PCC,h}| > |U_{U-PCC,h}|$. (for the IEC method the condition $|U_{PCC,h}| > |U_{U,h}|$ should be met). Further explanations can be found in [1]. In this paper, negative values for the harmonic contribution of the customer are treated as “no emission”.

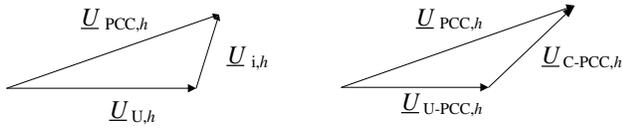


Figure 2. Illustration of the voltage emission phasors based on IEC (left) and VHV (right) methods

As it can be seen in (1) and (2), calculating the customer contribution based on both IEC and VHV methods, requires knowledge of voltage and current harmonic phasors at PCC as well as the utility-side harmonic impedance ($Z_{U,h}$). In addition, the VHV method requires frequency characteristics of the customer impedance/admittance as well. When the exact values of these impedances are not available, simplified assumptions based on reference values of the network and customer installation can be considered. The utility-side reference harmonic impedance ($Z_{U,h-ref}$) is considered as the sum of the resistive and inductive parts of short-circuit impedance at the PCC:

$$Z_{U,h-ref} = R_{U,1} + jhX_{U,1} \quad (4)$$

Regarding customer reference harmonic impedance or admittance ($Y_{C,h-ref} = 1/Z_{C,h-ref}$), the resistance ($R_{C,h-ref}$) is calculated directly from the measurement data at PCC [4]:

$$Z_{C,h-ref} = R_{C,h-ref} = \frac{|U_{PCC,1}|^2}{P} = \frac{|U_{PCC,1}|}{|I_{PCC,1}| \cos \varphi} \quad (5)$$

Subscript 1 indicates that the quantities are derived from the fundamental frequency components (i.e. $h=1$).

B. Further indices for customer contribution

Considering the IEC approach, two further indices can be assumed as the customer share; the difference of the voltage harmonic magnitudes as:

$$U_{CS1,h} = |U_{PCC,h}| - |U_{U,h}| \quad (6)$$

or the projection of the voltage emission phasor on the PCC voltage:

$$U_{CS2,h} = |U_{i,h}| \cos(\gamma_{i,h} - \gamma_{PCC,h}) \quad (7)$$

Fig. 3 shows the difference of magnitudes and projection.



Figure 3. Illustration of the “difference” and “projection” indices

The projection approach can also be applied to the VHV method so that the customer share is determined by projection of the customer voltage contribution phasor on the PCC voltage as:

$$U_{CS3,h} = |U_{C-PCC,h}| \cdot \cos(\gamma_{C-PCC,h} - \gamma_{PCC,h}) \quad (8)$$

All proposed indices can be calculated based on either actual or reference impedance values.

C. Variations in the utility side

Taking Fig. 1 into consideration, it can be seen that the variations in the utility side might be changes in background voltage distortion ($U_{U,h}$) and/or harmonic impedance ($Z_{U,h}$). Variations in the utility-side are mainly due to system reconfiguration or reactive compensation. Other customer’s facilities also affect the network harmonic impedance as well as the voltage distortion. Additionally, shunt capacitor banks in the utility-side and cables have the potential for low-order resonances.

III. MEASUREMENT FRAMEWORK

Modern customer equipment such as PV inverter, electric vehicle, etc. is mostly based on self-commutating topologies and qualitatively differs in the characteristics from classical, line-commutating equipment and behaves rather as voltage source. Due to sophisticated control of such devices, implementing a model for this modern equipment is more complicated. Therefore, a measurement setup is developed to study the harmonic contributions as described below.

A PV inverter (PVI) in laboratory conditions is connected to a PV simulator which simulates a voltage-current characteristic of multiple solar panels. The low voltage network simulator consists of an amplifier with a rated power of 15 kVA controlled by a signal generator and two types of network impedances each connected between the PVI’s point of connection and the amplifier. Fig. 4 shows the scheme of the laboratory setup.

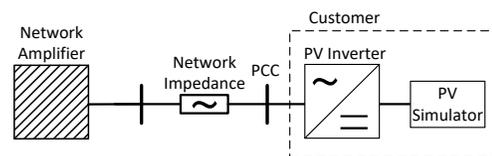


Figure 4. Scheme of the test model for customer with modern equipment

The network harmonic impedance used in case A have characteristics according to IEC 61000-4-7 (Z_A). In the case B, two network harmonic impedances which are compatible with IEC 60725 are used along with a shunt capacitor bank to investigate the resonance conditions on the utility side (Z_B). In both cases, the magnitude and phase angle of the background distortion is varied in a systematic way as described in the harmonic fingerprint concept [5].

IV. RESULTS AND DISCUSSION

A. Variation of network harmonic impedance

By using network impedances of case A or B, impacts of network harmonic impedance variation on customer contribution can be investigated. Moreover, considering either actual impedance values (based on measurement) or reference impedance values, gives further interpretation. Fig. 5 shows frequency characteristics of the four cases of utility impedance (Z_U) as well as the actual and reference impedance of the customer side (Z_C). While actual impedance of the customer side ($Z_{C,act}$) is kept invariant, customer reference impedance ($Z_{C,ref}$) is slightly different in case A and B according to (5).

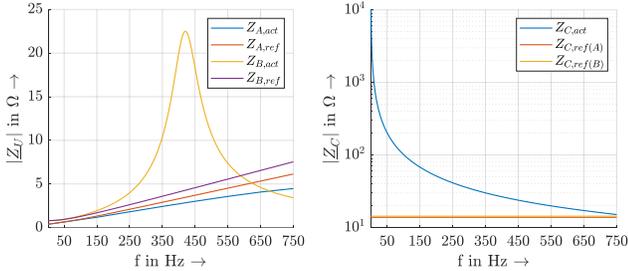


Figure 5. Frequency characteristics of utility and customer impedances

Indeed, the shunt capacitor bank in case B introduces a parallel resonance at around 400 Hz. This resonance results in a significant deviation between the actual and reference impedance of the utility side in case B. Customer contribution based on the proposed indices described in section II, are calculated for both cases and shown in Table I and Table II.

As can be seen, 5th, 7th and 9th harmonic voltages at PCC increased and the 11th harmonic voltage decreased from case A to case B. These changes are due to the different characteristics of the network harmonic impedances. However, it is expected that the customer (PVI) contribution remains constant. Taking the “actual impedances” into consideration, it can be seen that in case B, the indices show an increase in customer contribution, and for the 7th harmonic this increase is even more significant. This undesirable increase is due to the resonance condition close to the 7th harmonic order. For the 9th and 11th harmonics, the contribution indices show no emission from the customer side which means the condition ($|U_{PCC,h}| - |U_{bg,h}| > 0$) is not met. In other words, the network impedance at these frequencies behaves as a capacitor and causes the background voltage distortion ($|U_{bg,h}|$) to be greater than the harmonic voltage at PCC. On the other hand, using “reference impedances”, variations in customer contribution is less than those obtained via actual impedances.

TABLE I. RESULTS OF VHV BASED INDICES

Harm. order (h)	CASE A					CASE B				
	$U_{em-VHV,h}$ (V)		$U_{CS3,h}$ (V)		$ U_{PCC,h} $ (V)	$U_{em-VHV,h}$ (V)		$U_{CS3,h}$ (V)		$ U_{PCC,h} $ (V)
	act	ref	act	ref		act	ref	act	ref	
5	0.45	1.43	0.42	1.21	7.82	1.20	2.47	1.16	2.14	11.56
7	0.39	1.66	0.38	1.41	6.88	2.61	4.35	2.56	3.60	15.72
9	0.21	0.77	0.21	0.68	2.27	0.00	1.19	0.00	0.99	3.48
11	0.36	1.92	0.36	1.74	5.34	0.00	1.41	0.00	1.29	3.79

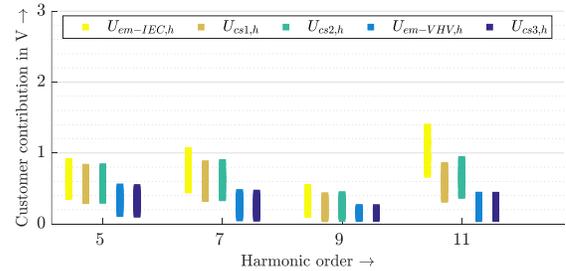
TABLE II. RESULTS OF IEC BASED INDICES

Harm. order (h)	CASE A						CASE B					
	$U_{em-IEC,h}$ (V)		$U_{CS1,h}$ (V)		$U_{CS2,h}$ (V)		$U_{em-IEC,h}$ (V)		$U_{CS1,h}$ (V)		$U_{CS2,h}$ (V)	
	act	ref	act	ref	act	ref	act	ref	act	ref	act	ref
5	0.76	0.88	0.66	0.86	0.67	0.86	2.16	1.42	1.91	1.36	1.95	1.37
7	0.89	1.06	0.72	1.03	0.74	1.04	6.73	2.32	4.43	2.27	5.24	2.28
9	0.43	0.53	0.35	0.53	0.37	0.53	0.00	0.65	0.00	0.63	0.00	0.64
11	1.10	1.39	0.70	1.34	0.77	1.35	0.00	1.00	0.00	0.90	0.00	0.92

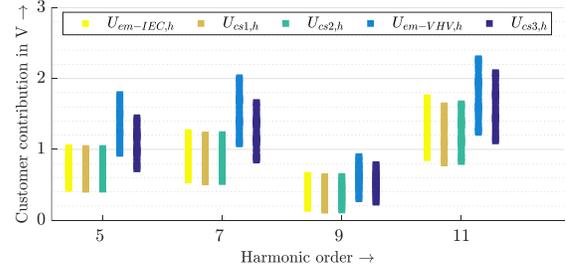
B. Variation of background distortion

Background distortion can vary due to changes in upstream grid or connection of another disturbing load. The equipment is examined under uniform variations of the magnitude and phase angle of the background voltage distortion according to fingerprint principle. Taking the impedance (Z_A), 36 samples for each harmonic order were measured and the corresponding contribution indices have been calculated for each step. Fig. 6 shows how the customer contribution indices vary for harmonic orders 5, 7, 9 and 11 due to changes in the corresponding background voltage distortion.

As Fig. 6 shows, the IEC based indices ($U_{em-IEC,h}$, $U_{cs1,h}$ and $U_{cs2,h}$) have slightly lower variations with reference impedances, while the two other indices depend more on the changes in background voltage distortion. However, all indices represent changes in customer contribution.



(a) based on actual impedances



(b) based on reference impedances

Figure 6. Ranges for customer contribution indices due to variations in background voltage distortion

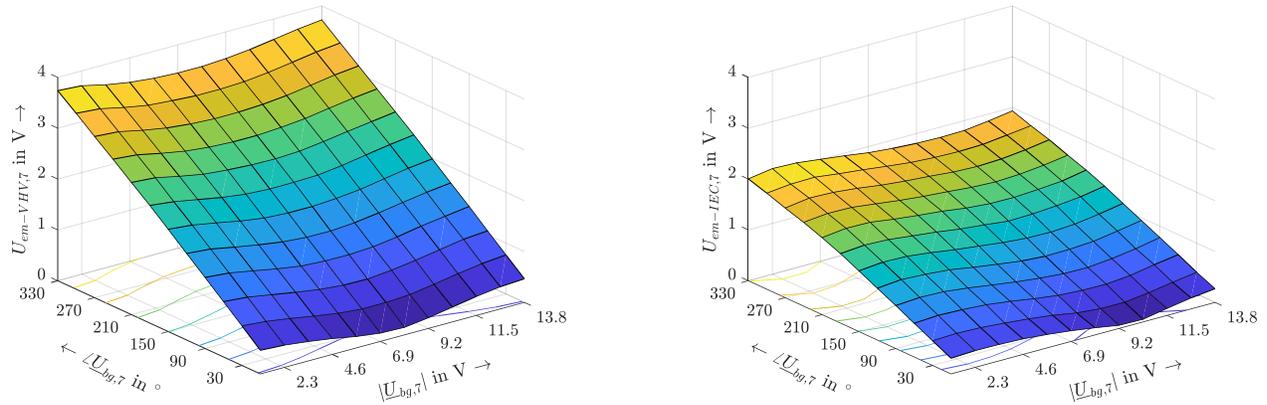


Figure 7. Impacts of background distortion variations on $U_{em-VHV,7}$ (left) and $U_{em-IEC,7}$ (right)

Fig. 7 exemplarily illustrates ranges of the two common indices for customer contribution at 7th harmonic (i.e. $U_{em-VHV,7}$ and $U_{em-IEC,7}$) due to the variations in background voltage distortion. As the figure shows, the indices are more sensitive to the phase angle of the background voltage distortion than the magnitude. Moreover, the IEC index is more robust than the VHV one.

In order to compare the results of the measurement analysis, customer emission for the case of sinusoidal supply voltage (no background distortion) is also calculated. This could be assumed to further investigate the sensitivity of the customer emission in a specific condition of the background distortion. Results show that customer contribution in case A for the 5th harmonic is around 0.13 V which still differs from what is obtained in Fig. 6. It should be noted that the other harmonic orders might also affect the results because of the non-linear behavior of the equipment.

V. CONCLUSIONS

This paper has discussed the impact of variations in utility side on the customer share of emission while keeping that customer characteristic constant. With respect to an appropriate allocation, in this case the customer share of emission should remain more or less constant. As for the variations in utility side, background voltage distortion and network harmonic impedance are considered. Two common indices for determining the customer share of emission based on the IEC approach and voltage harmonic vector method as well as three further indices including the projection concept have been studied for two impedance scenarios, namely actual harmonic impedance and reference harmonic impedance.

The results of this study indicate that changes in the utility impedance, e.g. due to resonance conditions, can significantly affect the customer contribution indices. In addition, using actual harmonic impedance can mislead the customer contribution, while using reference impedance keeps the

customer contribution rather independent of variations in utility harmonic impedance.

With respect to the variations in background distortion, deviations in the customer emission are also more significant using the actual impedances than the reference impedances. It has also been shown that the customer contribution indices are more sensitive to the phase angle than the magnitude of the background voltage distortion.

In general, this study has shown that variations in the utility side can significantly affect the customer emission even for the case reference impedances are used on utility and customer side. The results of the paper are aimed to contribute to the ongoing research activities carried out in the CIGRE/CIREN JWG C4.42 (Continuous assessment of low-order harmonic emissions from customer installations). The results indicate that further studies in this field are required to propose fair and reasonable indices for determining customer share of emission.

REFERENCES

- [1] A. Špelko, B. Blažič, I. Papić, M. Pourarab, J. Meyer, X. Xu, and S. Z. Djokic, "CIGRE/CIREN JWG C4.42 : Overview of Common Methods for Assessment of Harmonic Contribution from Customer Installation," in *Proc. IEEE PES PowerTech*, Manchester, UK, 2017, pp. 1–6.
- [2] K. Wilkosz, "Harmonic sources localization: Comparison of methods utilizing the voltage rate or the current rate," in *Proc. 9th Int. Conf. on Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona, 2007, pp. 1-6.
- [3] *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*, IEC TR Std. 61000-3-6, 2008.
- [4] T. Pfajfar, B. Blažič, and I. Papić, "Harmonic contributions evaluation with the harmonic current vector method," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 23, pp. 425-433, Jan. 2008.
- [5] S. Cobben, W. Kling, J. Myrzik, "The making and purpose of harmonic fingerprints," in *Proc. 19th Int. Conf. on Electricity Distribution*, CIREN, Vienna, 2007, pp. 1–4.