

MESSWERTBASIERTE VALIDIERUNG DER RMS-SIMULATIONSMODELLE VON NETZBILDENDEN WECHSELRICHTERN IM INSELNETZ

Tobias WEINMANN ¹(*), René HELMSCHROTT ¹, Tobias LECHNER ¹, Michael FINKEL¹, Konstantin WAGNER ², Georg KERBER ², Till GARN ³, Bernd ENGEL³

¹ Technische Hochschule Augsburg, Fakultät für Elektrotechnik,

An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Deutschland,

Tel.: +49 821 5586-1015, tobias.weinmann@hs-augsburg.de, www.tha.de

² Hochschule München, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik,

Karlstrasse 6, 80333 München, Deutschland,

Tel.: +49 89 1265-3514, georg.kerber@hm.edu, www.ee.hm.edu

³ Technische Universität Braunschweig, elenia Institut,

Pockelsstraße 14, 38106 Braunschweig, Deutschland,

Tel.: +49 531 391 7714, t.garn@tu-braunschweig.de, www.tu-braunschweig.de

Kurzfassung:

Durch die grundlegende Veränderung der elektrischen Energieversorgung in Deutschland werden neben netzfolgenden Wechselrichtern insbesondere netzbildende Wechselrichter in Zukunft eine zentrale Rolle für den stabilen Netzbetrieb spielen. Im Rahmen des Forschungsprojekts „Fuchstal-leuchtet“ wird das Frequenz- und Spannungsverhalten netzbildender Wechselrichter in der Praxis untersucht und deren herstellereinspezifische Simulationsmodelle durch Messdaten validiert. Der erste Feldversuch des Projekts hat das Ziel, das Zusammenspiel zweier netzbildender Batteriewechselrichter im Inselnetz bei verschiedenen Parametrierungen zu analysieren. Im Verlauf dieses Papers werden sowohl das dynamische als auch statische Verhalten von Netzspannung und Netzfrequenz untersucht. Zudem werden die Interaktionen zwischen den Wechselrichtern und deren stabilitätsgrenzabhängige Parameter analysiert und die Grenzen der RMS-Modellierung und deren Simulationsmodellen durch gezielte Vergleiche mit EMT-Modellierungen aufgezeigt.

Keywords: Inselnetz, Modellvalidierung, Feldversuch, RMS-Simulation, netzbildende Wechselrichter, Frequenzdynamik, Spannungsdynamik

1 Einführung & Motivation

Im Zuge der Energiewende kommt es zu einer grundlegenden Veränderung der Energieversorgung. Ein zentraler Schritt in diese Richtung ist die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) veröffentlichte "Roadmap Systemstabilität" [1]. Neben der zunehmenden Stromerzeugung durch kleine, stromrichterbasierte Erzeugungsanlagen müssen die relevanten Systemdienstleistungen, welche aktuell noch von Großkraftwerken mit

¹Tobias Weinmann, Technische Hochschule Augsburg, Tel.: 0821 5586-1015, E-Mail: Tobias.Weinmann@hs-augsburg.de

Synchrongeneratoren bereitgestellt werden, übernommen werden. Speziell netzbildende Wechselrichter werden einen entscheidenden Beitrag zum zukünftigen, stabilen Netzbetrieb leisten müssen. Spannungsbildende, selbstgeführte Umrichter ermöglichen die Bereitstellung von virtueller Trägheit sowie Kurzschlussleistung und die Dämpfung von Frequenzschwankungen. Bei vorhandener, variabler Energieressource (z.B. Batterie) können sie zusätzlich schwarzstartfähig sein. [2]

Für die Netzintegration von netzbildenden Wechselrichtern sind allerdings noch zentrale Fragen zu klären, da sich die grundlegenden physikalischen Voraussetzungen (elektromechanischer Synchrongenerator – halbleiterbasierter Wechselrichter) im Netzbetrieb ändern. Es ist bisher unklar, inwieweit die Netzstabilität in ausgedehnten Netzen regelungstechnisch ohne zentrale Kommunikation gewährleistet werden kann und welche technischen Anforderungen die netzbildenden Wechselrichter erfüllen müssen. Zudem muss überprüft werden, inwiefern Änderungen an der bestehenden Schutztechnik erforderlich sind, da mit deutlich geringeren Kurzschlussströmen zu rechnen ist.

Innerhalb des Forschungsprojekts „Fuchstal leuchtet“ wird untersucht, ob ein stabiler Netzbetrieb in einem Netz ohne zentrale Regelungsstruktur möglich ist, welches ausschließlich von Stromrichtern gespeist und belastet wird. Durch Beantwortung dieser Frage können bereits Erkenntnisse über ausgedehnte, stromrichterbasierte Inselnetze ohne rotierende Maschinen mit Massenträgheit und zentrale Regelungsstrategien erlangt werden. Dazu zählen die folgenden technischen und regulatorischen Aspekte [2]:

- Evaluierung technischer Anschlussregeln (TAR) von netzfolgenden Anlagen
- Veränderte Anforderungen an Schutzkonzepte in wechselrichterdominierten Netzen
- Übergang zwischen Verbund- und Inselnetzbetrieb
- Zusammenspiel und mögliche Wechselwirkungen von netzbildenden und netzfolgenden Stromrichteranlagen
- Parametrierung von Stromrichteranlagen und deren Beitrag zur Systemstabilität

Um Aussagen über diese Aspekte treffen zu können, werden systematisch aufeinander aufbauende Feldversuche im Reallabor der Energiezukunft Fuchstal mit praxisnahen Simulationsmodellen kombiniert. Durch die Validierung der RMS (Root Mean Square)- und EMT(Electromagnetic Transient)-Modelle werden kritische Netzsituationen prognostiziert und vertiefende Analysen zur Ableitung gezielter Optimierungsmaßnahmen durchgeführt, um den stabilen Betrieb in einem stromrichterdominierten Netz zu gewährleisten. [2]

In dieser Veröffentlichung wird das aggregierte RMS-Simulationsmodell der netzbildenden Wechselrichter durch Messdaten, welche im Rahmen des ersten Feldtests erzeugt wurden, validiert. Neben der Betrachtung des dynamischen und statischen Verhaltens von Netzspannung und Netzfrequenz wird die Interaktion zwischen den beiden netzbildenden Wechselrichtern und deren parameterabhängige Stabilitätsgrenzen untersucht. Durch gezielte Vergleiche mit EMT-Simulationen werden die Grenzen des RMS-Simulationsmodells aufgezeigt. Es wird zudem dargestellt, inwiefern diese Aspekte mithilfe von EMT-Simulationen, die eine detailliertere Modellierung der zugrundeliegenden Halbleitertechnik ermöglichen, besser abgebildet werden können.

2 Aufbau & Durchführung

Im folgenden Abschnitt des Papers wird die Struktur des Inselnetzes analysiert. Es wird die Durchführung des ersten Feldtests beschrieben, um die Auswirkungen von Lastzu- und -abschaltungen auf das dynamische sowie statische Verhalten der Wechselrichter zu untersuchen. Ferner werden die betrachteten Parameterszenarien detailliert dargestellt und anhand der gewonnenen Messdaten das herstellerspezifische RMS-Simulationsmodell der netzbildenden Wechselrichter validiert.

2.1 Netzaufbau

Der grundsätzliche Aufbau des Inselnetzes ist mitsamt den beiden netzbildenden Wechselrichtern sowie aller im Netz befindlichen, schaltbaren Verbraucherlasten in Abbildung 1 dargestellt.

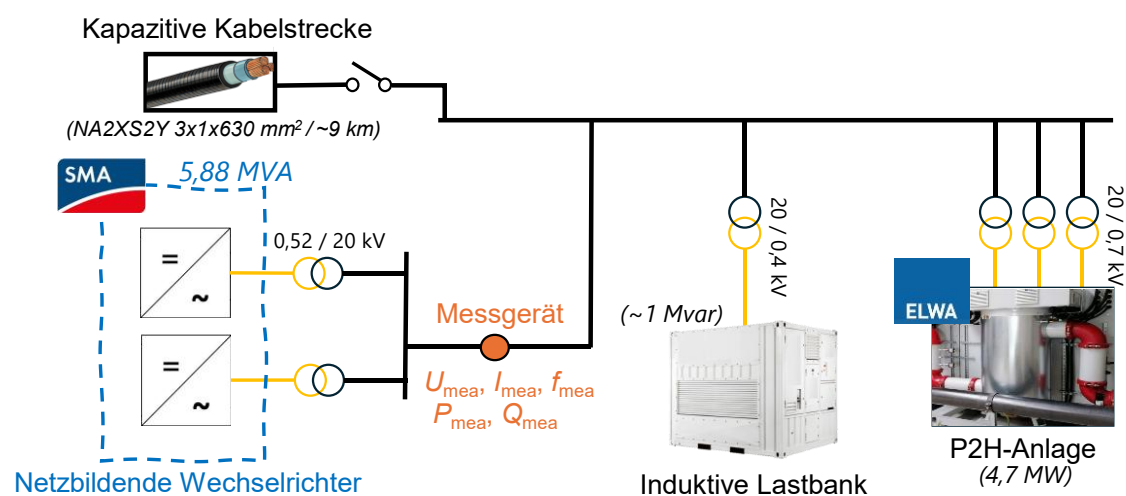


Abbildung 1: Aufbau des Inselnetzes mit Vermessung des frequenz- und spannungsbildenden Verhaltens der netzbildenden Wechselrichter bei Lastschwankungen

Als zentrale Netzbildner agieren die beiden schwarzstartfähigen, netzbildenden Stromrichter. Diese weisen eine aggregierte Wechselrichterleistung von 5,88 MW auf, wobei es sich um zwei gleiche Wechselrichter mit jeweils 2,94 MW handelt. Die netzbildenden Wechselrichter erlauben zudem die Wahl, durch welchen Algorithmus das $f(P)$ - als auch $Q(U)$ -Verhalten repräsentiert wird, wobei hier sowohl für das $f(P)$ - als auch $Q(U)$ -Verhalten zwischen dem Droop- und einem auf VSM (Virtuelle Synchronmaschine)-basierenden Algorithmus entschieden werden kann. Überdies können die charakteristischen Parameter der beiden Regelverfahren unabhängig voneinander eingestellt werden. Auf diesen Aspekt wird detailliert in Abschnitt 2.2 eingegangen.

Über die Elektroheizung des lokalen Fernwärmenetzes (P2H-Anlage) mit 4,7 MW Maximalleistung erfolgt die Anregung des Netzes in Form von Wirkleistungssprüngen. Diese ermöglicht die Zu- und Abschaltung von 12 separat schaltbaren Heizelementstufen mit jeweils 0,393 MW. Zur Anregung des Netzes durch kapazitive Lastsprünge wird eine 9 km lange, unbelastete Kabelstrecke verwendet, die im stationären Betrieb eine Blindleistung von 0,5 Mvar kapazitiv bezieht. Induktive Blindleistungssprünge werden durch die induktive Lastbank mit bis zu $Q = 1$ Mvar realisiert.

Zur Validierung des herstellereigenen RMS-Wechselrichtermodells werden die relevanten Netzgrößen – Spannung, Strom, Frequenz sowie Wirk- und Blindleistung – am Netzanschlusspunkt mithilfe eines Klasse A Power Quality Analyzers (Auflösung: 10 ms) erfasst [3]. Darüber hinaus werden dieselben Netzgrößen wechselrichterintern in 1-Sekunden Intervallen aufgezeichnet.

2.2 Versuchsdurchführung & Parameterszenarien

Für die Untersuchung des inhärenten $f(P)$ - und $U(Q)$ -Verhaltens der netzbildenden Wechselrichter werden die in Abschnitt 2.1 genannten Verbraucher zu- und abgeschaltet. Neben reinen Wirklastsprüngen durch die Variation der Heizelementstufen (P2H-Anlage) wird das Netz durch Blindlastsprünge mithilfe des Zu- und Abschaltens der kapazitiven Kabelstrecke sowie vorgegebenen, induktiven Lastsprüngen durch die induktive Lastbank angeregt. Zudem erfolgt die Kombination von Wirklast- und induktiven Blindlastsprüngen, um Abhängigkeiten zwischen dem $f(P)$ - und $U(Q)$ -Verhalten zu ermitteln. Um eine Vergleichbarkeit des Systemverhaltens zwischen den in Tabelle 1 aufgeführten Parameterszenarien zu ermöglichen, erfolgt für jeden Parametersatz der in Abbildung 2 dargestellte, vorprogrammierte Versuchsablauf.

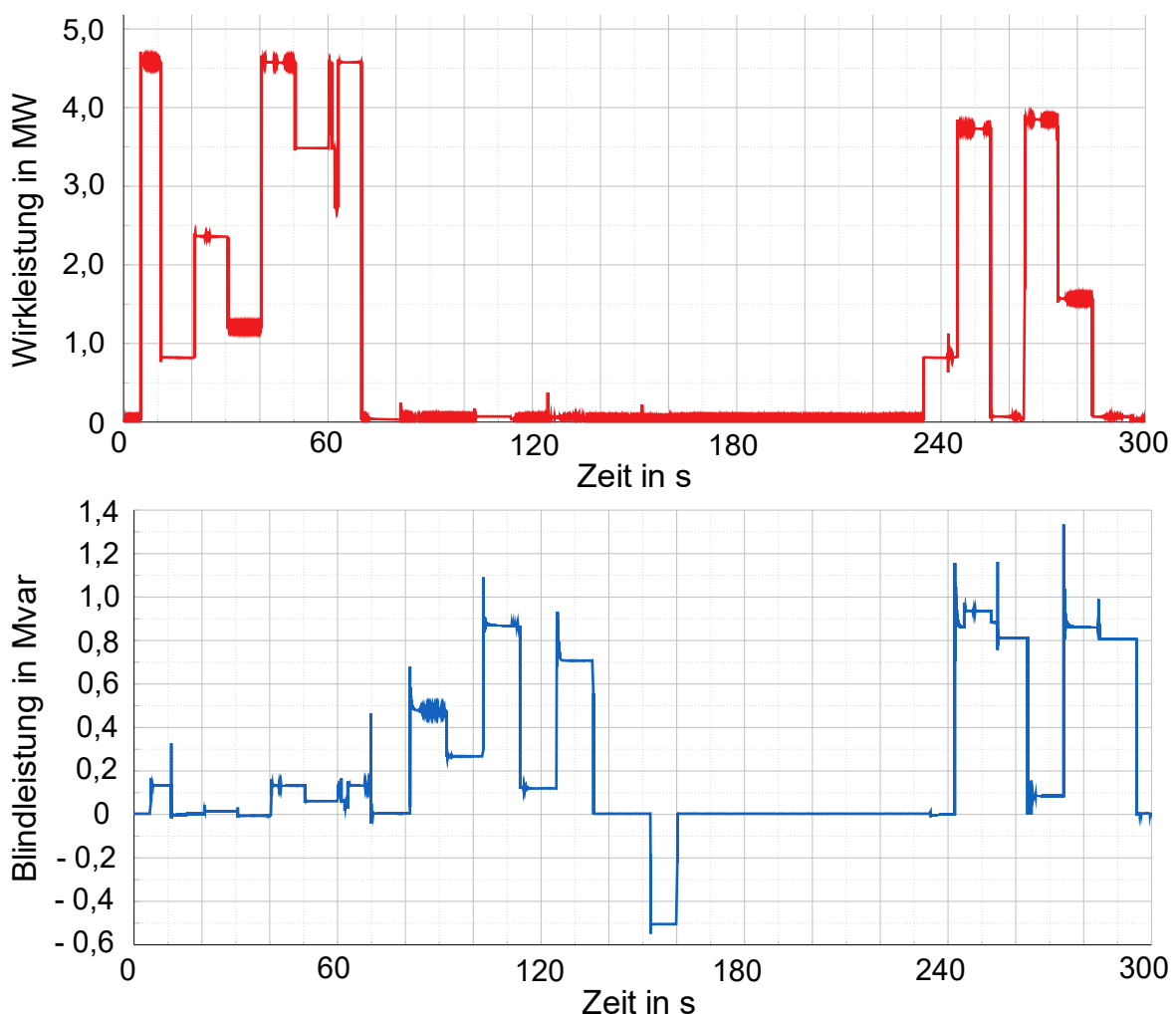


Abbildung 2: Darstellung der getrennten als auch kombinierten Wirk- und Blindleistungsschaltungen des Versuchsablaufs im Verbraucherzählpeilsystem am in Abbildung 1 dargestellten Messpunkt; a: Wirkleistungsverlauf, b: Blindleistungsverlauf (pos.: induktiv/untererregt, neg.: kapazitiv/übererregt)

Für eine möglichst fundierte Validierung des herstellereinspezifischen RMS-Simulationsmodells der netzbildenden Wechselrichter erfolgt zudem eine Variation der für die $f(P)$ - und $U(Q)$ -bildenden Regelung charakteristischen Parameter. Zusätzlich wird untersucht, wie sich die beiden netzbildenden Wechselrichter bei unterschiedlichen Parametrierungen verhalten und ob es infolge von kritischen Parametersätzen zu unerwünschten Wechselwirkungen kommt. In Abbildung 3 werden die Droop- und VSM-basierte $f(P)$ -Regelung sowie in Abbildung 4 die verwendete $U(Q)$ -Regelung dargestellt und aufgezeigt, welche Parameter variiert wurden.

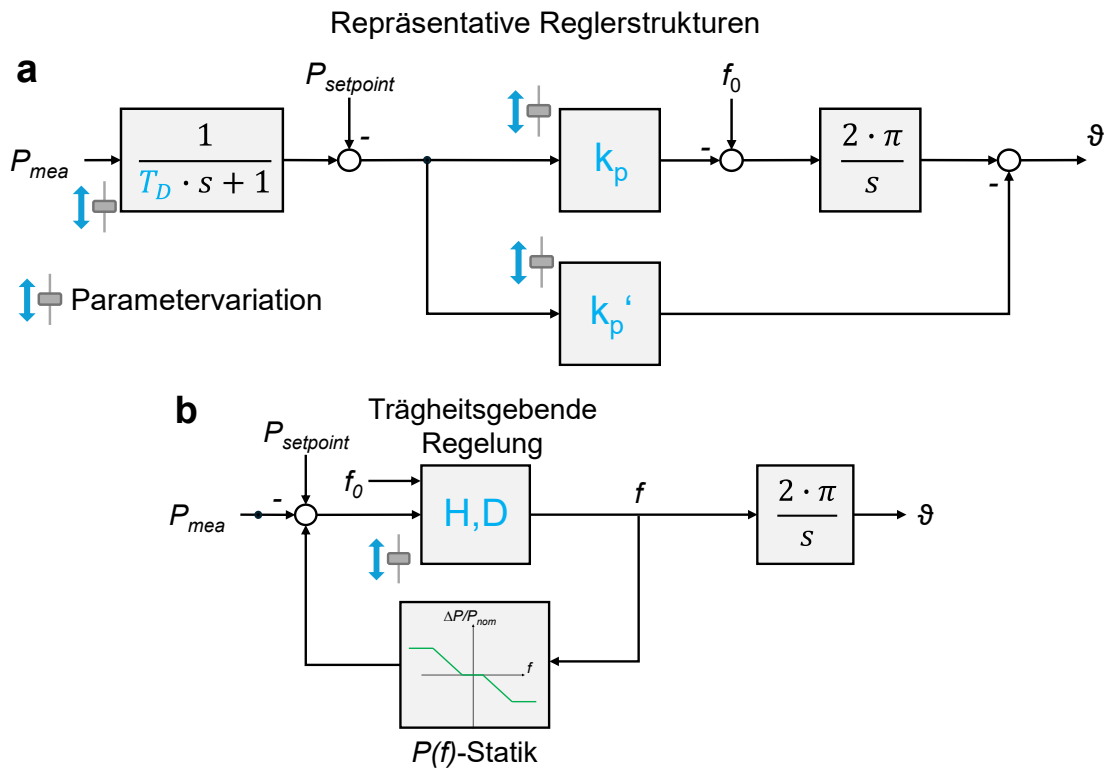


Abbildung 3: Droop- (a) und VSM-basierter Regelalgorithmus (b) des $f(P)$ -Verhaltens mit Darstellung der Parametervariationen, repräsentative, vereinfachte Darstellung der Reglerstrukturen auf Basis von [4]

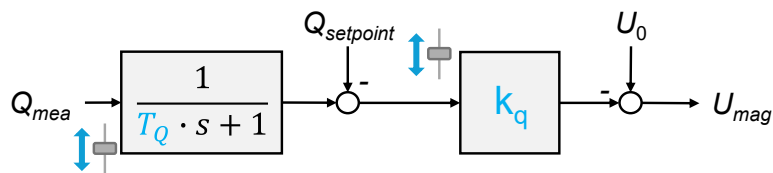


Abbildung 4: Droop-Regelalgorithmus des $U(Q)$ -Verhaltens mit Darstellung der Parametervariationen auf Basis von [4]

Zur Beurteilung der Droop-basierten $f(P)$ - und $U(Q)$.Regelung wird ihr Verhalten bei unterschiedlichen Droop-Konstanten analysiert. Es wird untersucht, ob durch die Variation der Parameter k_p und k_q der beiden Wechselrichter eine angepasste Lastverteilung entsprechend den Droop-Faktoren erzielt werden kann [5]. Zusätzlich wird der Einfluss der Winkelvorsteuerung k_p' sowie der Messzeitkonstanten T_d und T_Q auf das Systemverhalten und die Implementierung einer virtuellen Trägheit betrachtet [6, 7].

Ferner erfolgt eine Parametervariation der VSM-basierten $f(P)$.Regelung. Innerhalb der Reglerstruktur dieser Regelung ist eine $P(f)$.Statik integriert, die das stationäre $f(P)$.Verhalten

festlegt. Um die Vergleichbarkeit sicherzustellen, bleibt diese für alle Parameterszenarien unverändert und es werden ausschließlich die Trägheitskonstante H und die Dämpfungskonstante D variiert.

Die gewonnenen Erkenntnisse dienen zur Evaluierung des geeignetsten Regelalgorithmus für die weiteren Feldversuche, insbesondere im Hinblick auf Parameterrobustheit und Systemstabilität. Von besonderem Interesse ist das Zusammenspiel mit netzfolgenden Wechselrichtern, da eine virtuelle Trägheit zur Dämpfung des Gesamtsystems von entscheidender Bedeutung ist. Die folgende Tabelle stellt die untersuchten Parametersätze für jedes Szenario dar.

Tabelle 1: Untersuchte Parametersätze der beiden netzbildenden Wechselrichter, Änderung des $f(P)$ -Verhaltens zwischen Szenario 8 und 9 von Droop auf VSM-basiert

Szenario	Wechselrichter	$f(P)$ -Droop			$U(Q)$ -Droop	
		k_p (Hz / p.u.)	k_p'	T_d (s)	k_q (% / p.u.)	T_q (s)
Standard	#1	- 1,5	- 0,12	0,01	0,03	0,01
	#2					
1	#1	- 2,0	- 0,12	0,01	0,09	0,01
	#2					
2	#1	- 1,0	- 0,12	0,01	0,015	0,01
	#2					
3	#1	- 2,0	- 0,18	0,01	0,03	0,01
	#2					
4	#1	- 1,5	- 0,12	0,01	0,04	0,01
	#2	- 1,7			0,03	
5	#1	- 1,5	- 0,12	0,01	0,03	0,01
	#2	- 1,7	- 0,15			
6	#1	- 1,5	- 0,18	0,06	0,03	0,06
	#2			0,1		0,1
7	#1	- 2,0	- 0,18	0,06	0,015	0,06
	#2					
8	#1	- 2,0	- 0,18	0,06	0,015	0,06
	#2					
Änderung der Betriebsart		$f(P)$ - VSM-basiert			$U(Q)$ -Droop	
		H (s)	D (Hz / p.u.)	k_q (% / p.u.)	T_q (s)	
9	#1	2,5	- 1,0	0,03	0,03	0,01
	#2					
10	#1	5,0	-0,9	0,03	0,03	0,01
	#2					
11	#1	7,5	-0,8	0,03	0,03	0,01
	#2					

2.3 Modellvalidierung

Für die Validierung des Simulationsmodells erfolgt ein Vergleich der aufgezeichneten RMS-Spannung sowie der gemessenen Frequenz mit den erzeugten Simulationsdaten. Dazu werden die beiden netzbildenden Wechselrichter durch die Verwendung des herstellerspezifischen RMS-Simulationsmodells innerhalb der Simulationssoftware DIgSILENT PowerFactory nachgebildet [8]. Durch die Positionierung des in Abbildung 1 markierten Messgeräts am Netzverknüpfungspunkt der beiden Wechselrichter ist die aufgenommene Wirk- als auch Blindleistung aller Verbraucher für jeden Versuchsdurchlauf bekannt. Es können damit alle Lasten im Netz kombiniert werden. Die Leistungsaufnahme der kombinierten Last erfolgt durch Vorgabe der aufgezeichneten, zeitdiskreten Messwerte P_{mea} und Q_{mea} . In der folgenden Abbildung wird verständlich das erzeugte Modell des resultierenden Simulationsnetzes dargestellt und konkret gezeigt, welche Mess- und Simulationswerte zur Modellvalidierung verwendet werden.

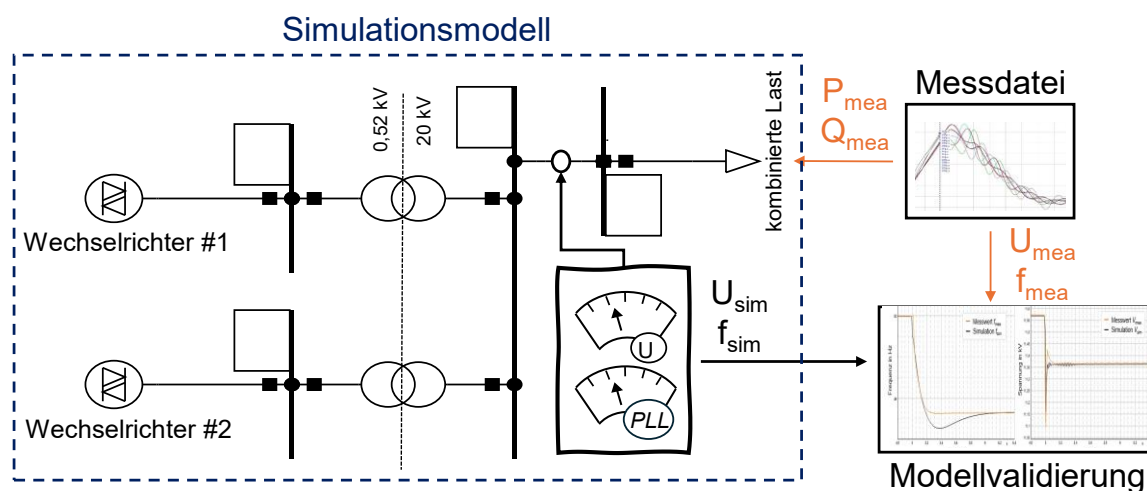


Abbildung 5: nachgebildetes RMS-Simulationsmodell in PowerFactory mit Darstellung der konkreten Simulations- und Messdaten zur Modellvalidierung und Lastvorgabe

Um Unsymmetrien der gemessenen und simulativen Phasenspannungen U_{ph1} , U_{ph2} und U_{ph3} innerhalb der Modellvalidierung zu eliminieren, werden diese sowohl für die Messungen als auch die Simulation zu einer RMS-Spannung U_{mea} bzw. U_{sim} wie folgt zusammengefasst:

$$U_{\text{sim/mea}} = \frac{(U_{\text{ph1}} + U_{\text{ph2}} + U_{\text{ph3}})}{3}$$

Zudem gilt zu beachten, dass die Ermittlung der Frequenz innerhalb der Simulationen mittels Phase Locked Loop (PLL) auf Basis der RMS-Spannung erfolgt. Der in 2.1 genannte Klasse A Power Quality Analyzer hingegen berechnet die gemessene Netzfrequenz f_{mea} durch die Phasennulldurchgänge (Zero.Crossing) der Momentanspannungen auf Grundlage von [9]. Wie in [10] beschrieben, beeinflusst die Parametrierung des Proportional- und Integralkoeffizienten der PLL das Verhalten der Frequenzmessung. Die Koeffizienten der PLL werden für jedes Parameterszenario angepasst, um eine Vergleichbarkeit zwischen den beiden Frequenzmessmethoden zu ermöglichen. Es wird evaluiert, unter welchen Bedingungen die Netzfrequenz in RMS-Simulationen nachgebildet werden kann.

Zur Validierung des dynamischen und statischen $U(Q)$ und $f(P)$ -Verhaltens des herstellerspezifischen RMS-Simulationsmodells werden die einzelnen Messschriebe für jeden Parametersatz aus Tabelle 1 getrennt betrachtet. Es erfolgt eine Unterteilung der Messdaten

in transiente und statische Bereiche wie in Abbildung 6 dargestellt. Während sich für die Validierung des statischen Verhaltens ein analytisches Verfahren eignet, muss für die Untersuchung des transienten Verhaltens auf eine grafische Validierung zurückgegriffen werden [11].

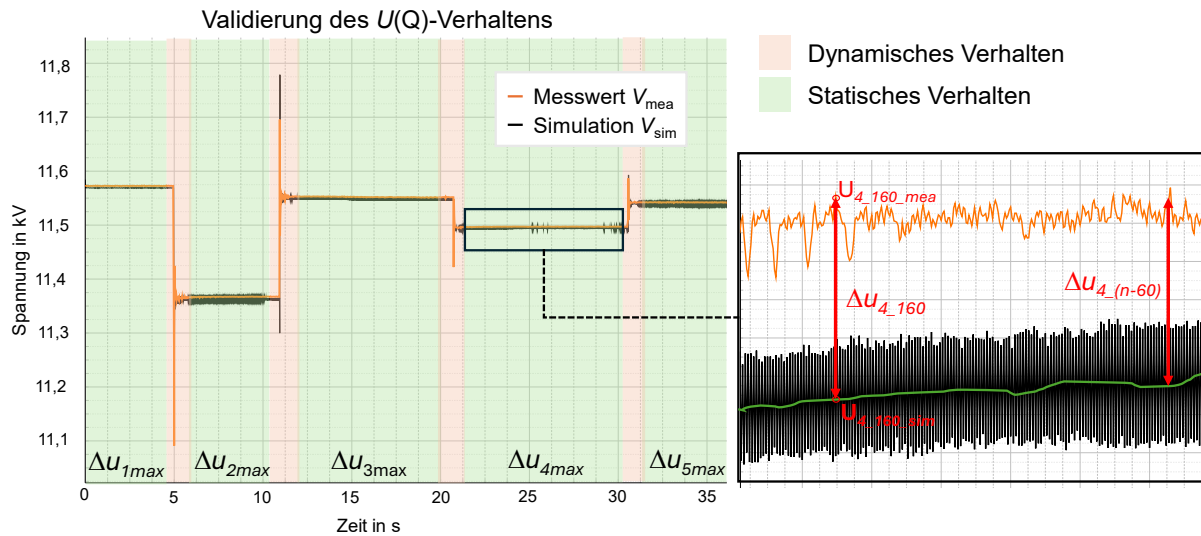


Abbildung 6: Beispielhafte Validierung des $U(Q)$ -Verhaltens der netzbildenden Wechselrichter, Erläuterung der Unterteilung in transiente und statische Verhaltensbereiche und Bestimmung der statischen Abweichungen

Zur Bewertung der statischen Nachbildung von Spannung und Frequenz wird jeder zuvor eingegrenzte, statische Bereich separat untersucht. Es wird für jedes Sample des eingegrenzten Zeitbereichs, bestehend aus n Samples, die relative Abweichung Δu zwischen gemessener Messgröße und der gemittelten, simulierten Größe ermittelt und im Anschluss wie folgt die maximale Abweichung jedes statischen Bereichs berechnet:

$$\Delta u_{4,1} = \text{abs}\left(\frac{U_{4,1,\text{sim}} - U_{4,1,\text{mea}}}{U_{4,1,\text{mea}}}\right)$$

$$\Delta u_{4,\text{max}} = \max(\Delta u_{4,1}, \Delta u_{4,2}, \Delta u_{4,3}, \dots, \Delta u_{4,n})$$

Für die endgültige Validierung des RMS-Simulationsmodells erfolgt die Bewertung der statischen Nachbildung durch Reduzierung auf einen Parameter Δu_{sim} . Dazu wird für jeden Messschrieb die maximale Abweichung aller zuvor definierten, statischen Bereiche wie folgt ermittelt:

$$\Delta u_{\text{sim}} = \max(\Delta u_{1,\text{max}}, \Delta u_{2,\text{max}}, \Delta u_{3,\text{max}}, \Delta u_{4,\text{max}} \dots, \Delta u_{n,\text{max}})$$

Die Validierung des dynamischen Verhaltens des herstellerspezifischen Wechselrichtermodells erfolgt durch den graphischen Vergleich der transienten Verläufe von gemessener Frequenz f_{mea} und Spannung U_{mea} mit den simulierten Größen f_{sim} und U_{sim} in den vordefinierten, dynamischen Bereichen. Es wird bewertet, wie gut der Verlauf der jeweiligen Messgröße mithilfe des RMS-Simulationsmodells und angepasster Parametrierung der PLL nachgebildet werden kann.

3 Ergebnisse & Diskussion

Der folgende Abschnitt dieser Veröffentlichung widmet sich den eigentlichen Erkenntnissen des in Abschnitt 2 vorgestellten praktischen Feldversuchs und der Auswertung der Simulationsergebnisse. Dazu werden das $f(P)$ - und $U(Q)$ -Verhalten des RMS-Wechselrichtermodells für transiente Vorgänge und im statischen Zustand mithilfe der aufgezeichneten Messdaten validiert. Aufgrund des deterministischen Verhaltens des RMS-Simulationsmodells wird die Nachbildung des transienten $U(Q)$ - und $f(P)$ -Verlaufs nur anhand einzelner Praxisbeispiele bewertet. Es wird zudem aufgezeigt, welche Aspekte mithilfe des Modells nachgebildet werden können und welche Grenzen das untersuchte RMS-Simulationsmodell besitzt.

3.1 $f(P)$ -Verhalten

Für die Validierung des statischen und dynamischen $f(P)$ -Verhaltens der beiden netzbildenden Wechselrichter werden die aufgezeichneten Verläufe der f_{mea} mit der Netzfrequenz f_{sim} in den Simulationen verglichen. Die Bewertung der Nachbildung des $f(P)$ -Verhaltens erfolgt im statischen Zustand durch die Ermittlung der statischen Abweichung Δf_{sim} zwischen f_{mea} und f_{sim} für jedes Parameterszenario nach 2.3. Als Toleranzgrenze wird bei statischen Frequenzabweichungen $\Delta f_{max} \leq 10$ mHz für die Modellvalidierung festgesetzt. Die statische Abweichung Δf_{sim} wird in der folgenden Tabelle für jedes untersuchte Parameterszenario dargestellt.

Tabelle 2: Frequenzabweichung im stationären Zustand nach Wirkleistungssprüngen für die in Tabelle 1 betrachteten Parameterszenarien

Parameterszenario	Std.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Modellabweichung Δf_{sim} (mHz)	6	7	5	6	6	6	5	6	9	5	5	5

Für alle untersuchten Parameterszenarien befindet sich die Modellabweichung Δf_{sim} unterhalb der Toleranzgrenze Δf_{max} . Die Nachbildung der Frequenz mittels Simulationsmodell weist zudem keine spezifische Abhängigkeit vom Betriebsmodus (Droop / VSM-basiert) auf. Aufgrund seiner Genauigkeit und Robustheit gegenüber Parameteränderungen gilt das statische $f(P)$ -Verhalten des Wechselrichtermodells für weiterführende Untersuchungen als validiert.

Zur Validierung des dynamischen $f(P)$ -Verhaltens des herstellereinspezifischen RMS-Simulationsmodells wird die gemessene Netzfrequenz f_{mea} mit der simulierten Netzfrequenz f_{sim} nach einem Sprung der Wirkleistung verglichen. Anhand der in Abbildung 7 dargestellten Frequenzverläufe wird bewertet, inwieweit das Simulationsmodell eine für nachfolgende Stabilitätsuntersuchungen ausreichend genaue Nachbildung erlaubt.

Da innerhalb von RMS-Simulation keine Momentanwerte der Spannung vorliegen, wird die Netzfrequenz mittels einer Phasenregelungsschleife (PLL) bestimmt. Im Gegensatz dazu nutzt der Power Quality Class A Analyzer die „Zero-Crossing-Methode“ zur Frequenzermittlung. Um die transienten Frequenzverläufe möglichst realistisch nachzubilden, wurde die in Abbildung 5 dargestellte PLL abhängig vom Parameterszenario in Tabelle 1 mittels „Parameter Estimation“

parametriert. Dabei ergaben sich für die untersuchten Parametersätze drei unterschiedliche PLL-Parametrierungen, die maßgeblich von der Frequenzdynamik beeinflusst werden [12].

Tabelle 3: PLL-Parametrierung für die einzelnen Parameterszenarien mit zugehöriger Bewertung der resultierenden Frequenzdynamik bei Wirklaständerungen im Inselnetz

Parameterszenario	$f(P)$ -Regelung	Frequenzdynamik	K_p	K_i
1 - 8	Droop	hoch	20	3
9	VSM - basiert		9	70
10 - 11			träge	10

Für die „schnelle“ Droop-Regelung erwies sich eine „trägere“ PLL mit reduziertem Integralanteil als geeignetste Parametrierung zur realistischen Nachbildung des Frequenzverlaufs. Bei der VSM-basierten $f(P)$ -Regelung hingegen zeigte sich eine Abhängigkeit der PLL-Parametrierung von der Trägheitskonstante H . Daher wurden für die drei betrachteten VSM-basierten Parameterszenarien zwei verschiedene PLL - Parametrierungen identifiziert, um die transienten Frequenzverläufe möglichst genau abzubilden. In der folgenden Abbildung wird die Validierung anhand von jeweils zwei Frequenzverläufen sowohl für die Droop-Regelung als auch für die VSM-basierte $f(P)$ -Regelung dargestellt.

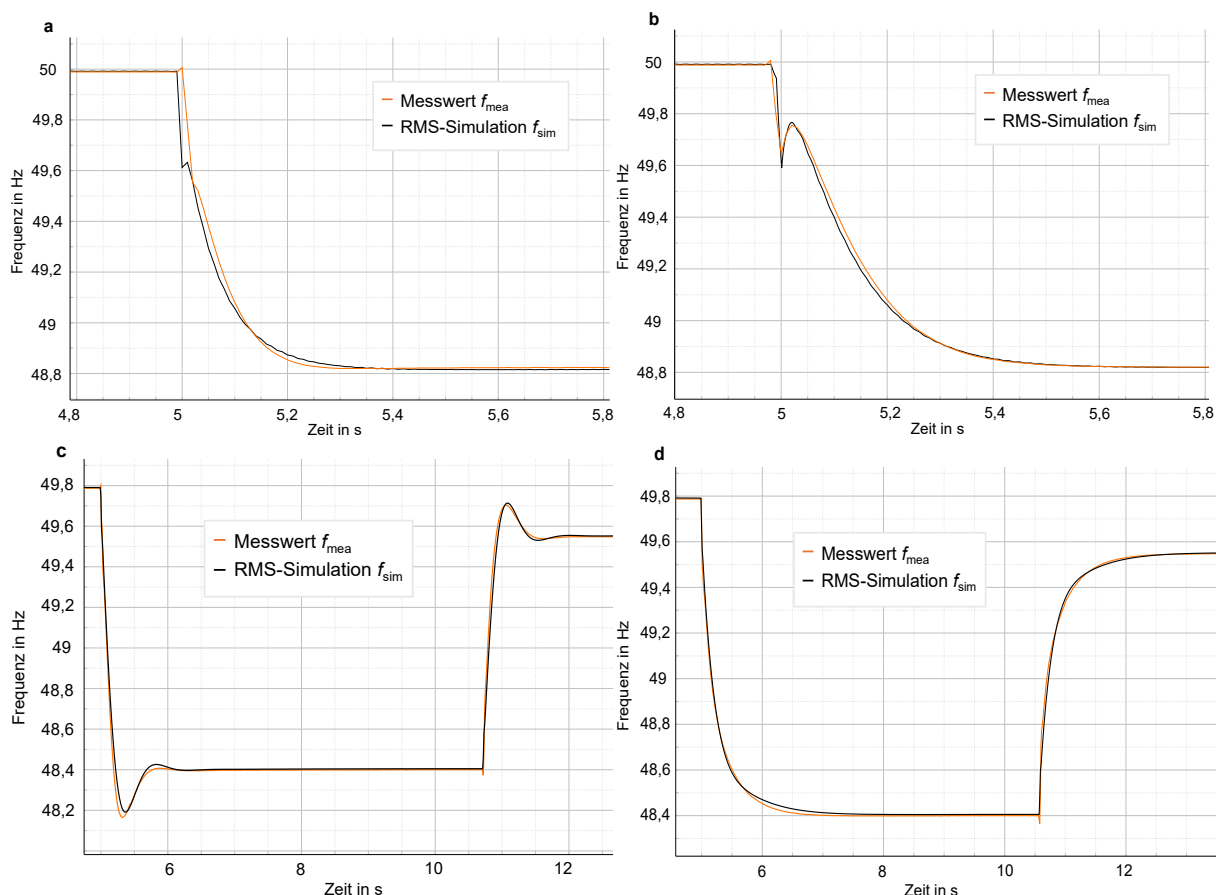


Abbildung 7: Darstellung und Validierung des transienten $f(P)$ -Verhaltens des herstellereinspezifischen RMS-Wechselrichtermodells anhand der Parameterszenarien 1 (a), 7 (b), 9 (c) und 11 (d) mit Anpassung der PLL-Parametrierung auf Frequenzdynamik

Mithilfe des herstellerspezifischen RMS-Simulationsmodells kann die gemessene Netzfrequenz f_{mea} , wie exemplarisch für die Parameterszenarien 1, 7, 9 und 11 gezeigt, durch eine Anpassung der PLL-Parametrierung ausreichend genau nachgebildet werden. Dies gilt auch für die weiteren Parameterszenarien, die in Abbildung 7 nicht gezeigt wurden. Die simulierte Frequenz f_{sim} zeigt bei Verwendung der $f(P)$ -Droop Regelung den charakteristischen, kurzzeitigen Frequenzeinbruch nach einem Wirkleistungssprung und bildet den weiteren Verlauf der gemessenen Frequenz präzise nach. Dies gilt ebenso für die VSM-basierte Regelung. Die Zunahme der virtuellen Trägheit mit steigender Trägheitskonstante H kann nachvollzogen und dargestellt werden.

Da sowohl die statischen Frequenzbetriebspunkte als auch der transiente Frequenzverlauf ausreichend genau nachgebildet werden, wird das dynamische $f(P)$ -Verhalten des RMS-Wechselrichtermodells als validiert angesehen. Durch eine Anpassung der PLL-Parameter an die Frequenzdynamik der $f(P)$ -Regelung lässt sich eine entsprechend genaue Frequenznachbildung erreichen.

Allerdings ist zu beachten, dass eine Änderung der für die virtuelle Trägheit relevanten Parameter T_d , T_q sowie H die Frequenzdynamik beeinflusst. Für von Tabelle 1 abweichende Parametersätze lassen sich keine zuverlässigen Vorhersagen über die Frequenzdynamik treffen, da hierfür erneute Messungen zur Validierung des Simulationsmodells sowie eine erneute Anpassung der PLL-Parameter erforderlich wären. Um eine allgemeingültige Vergleichbarkeit zwischen den Messdaten und den Simulationsergebnissen sicherzustellen, ist eine Frequenzmessung mittels der „Zero-Crossing“-Methode zwingend notwendig. Für weiterführende EMT-Untersuchungen zur Frequenzdynamik im Forschungsprojekt wird eine angepasste Methode auf Basis des verwendeten Power Quality Analyzers in PSCAD implementiert [13]. Eine entsprechende Umsetzung in PowerFactory als RMS-Simulationsmodell ist aufgrund fehlender Momentanwerte nicht möglich.

3.2 $U(Q)$ -Verhalten

Zur Beurteilung und Validierung des $U(Q)$ -Verhaltens der beiden netzbildenden Wechselrichter wird die gemessene RMS-Spannung U_{mea} mit der simulierten Spannung U_{sim} am Netzverknüpfungspunkt verglichen. Es erfolgt eine Betrachtung des statischen und dynamischen Wechselrichter Verhaltens bei Blindlastsprüngen.

Für die analytische Bewertung der Nachbildung des statischen $U(Q)$ -Verhaltens wird, wie in Abbildung 6 beispielhaft dargestellt, die maximale, statische Abweichung zwischen U_{mea} und U_{sim} für jedes Szenario betrachtet. Es erfolgt eine Untersuchung der Genauigkeit der Nachbildung in Abhängigkeit des Parameterszenarios, um das statische $U(Q)$ -Verhalten des Simulationsmodells zu validieren. Statische Abweichungen $\Delta u_{\text{max}} \leq 0,1\%$ werden für die Validierung als ausreichend genau bewertet und liegen damit deutlich unter richtlinienbasierten Vorgaben [14].

Tabelle 4: Abweichung der maximalen, stationären Spannung nach Blindlastsprüngen für unterschiedliche Parameterszenarien

Parameterszenario	Std.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Modellabweichung $\Delta u_{\text{sim}} (\%)$	0,02	0,06	0,06	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,07	0,04	0,04	0,04

Die Nachbildung der Spannungsmessdaten mittels Simulationsmodell erweist sich als sehr genau und äußerst robust gegenüber Parameteränderungen, da die Modellabweichung Δu_{sim} für alle betrachteten Parameterszenarien unter der tolerierten, statischen Abweichung Δu_{max} liegt.

Die Validierung des dynamischen $U(Q)$ -Verhaltens der netzbildenden Wechselrichter in den Simulationen erfolgt, wie in Abbildung 6 dargestellt, durch den Vergleich der transienten Spannungsverläufe der Signale U_{mea} und U_{sim} nach einem Blindleistungssprung. Bei der Auswertung der Messdaten zeigt sich, dass die Nachbildungsgenauigkeit des RMS-Simulationsmodells keine sichtbare Abhängigkeit vom jeweiligen Parameterszenario aufweist. Vielmehr wird das dynamische Spannungsverhalten und deren Nachbildung sehr stark von der Art der Blindleistungsanregung beeinflusst. Aus diesem Grund werden die einzelnen Anregungen untergliedert und exemplarisch anhand eines Parameterszenarios bewertet:

- Rein induktiver Lastsprung durch induktive Lastbank
- Kapazitiver Blindleistungssprung durch Kabelstrecke
- Zunahme der Blindleistungsaufnahme der P2H-Transformatoren bei erhöhter Auslastung

Zunächst wird das transiente $U(Q)$ -Verhalten untersucht, das bei einem plötzlichen Blindleistungsanstieg der induktiven Lastbank auftritt. Wie in Abbildung 8 ersichtlich, lässt sich der Spannungsverlauf U_{mea} mithilfe des RMS-Simulationsmodells zur Bewertung der Spannungsdynamik ausreichend genau nachbilden. Dies bestätigt die Modellvalidität hinsichtlich des implementierten $U(Q)$ -Verhaltens.

Allerdings bildet das RMS-Simulationsmodell die kurzzeitige Spannungssenke nicht ab. Diese wird hingegen in den EMT-Simulationen präzise dargestellt. Um die Ursachen der auftretenden Diskrepanzen besser zu verstehen, ist eine detaillierte Analyse der separat aufgezeichneten Momentanwerte der Phasenspannungen erforderlich. Es ist anzunehmen, dass die beobachteten transienten Abweichungen weniger auf das $U(Q)$ -Verhalten selbst zurückzuführen sind, sondern vielmehr durch das gesamte Netzmodell (einschließlich Transformatoren und Kabelimpedanzen) verursacht werden. Diese Netzkomponenten werden im in Abbildung 5 dargestellten, vereinfachten Netzmodell nicht vollständig berücksichtigt.

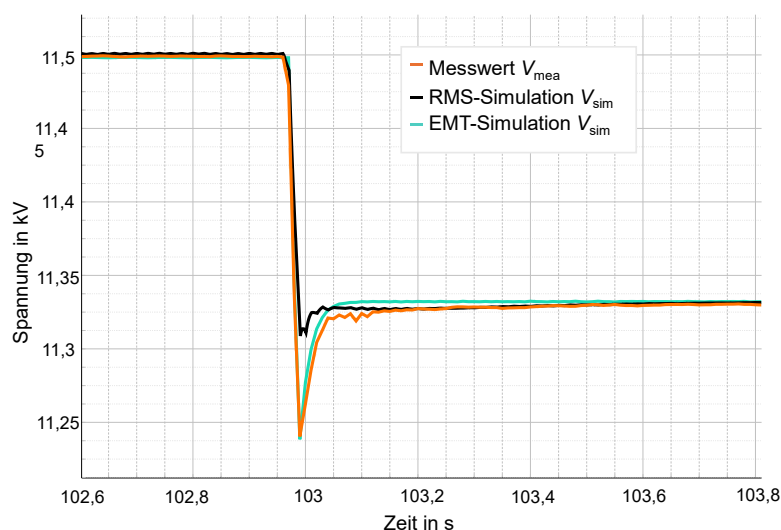


Abbildung 8: Grafische Validierung des dynamischen $U(Q)$ -Verhaltens bei Blindlastsprung durch induktive Lastbank; Vergleich der Simulations- und Messdaten in RMS-Simulationen und EMT-Simulationen

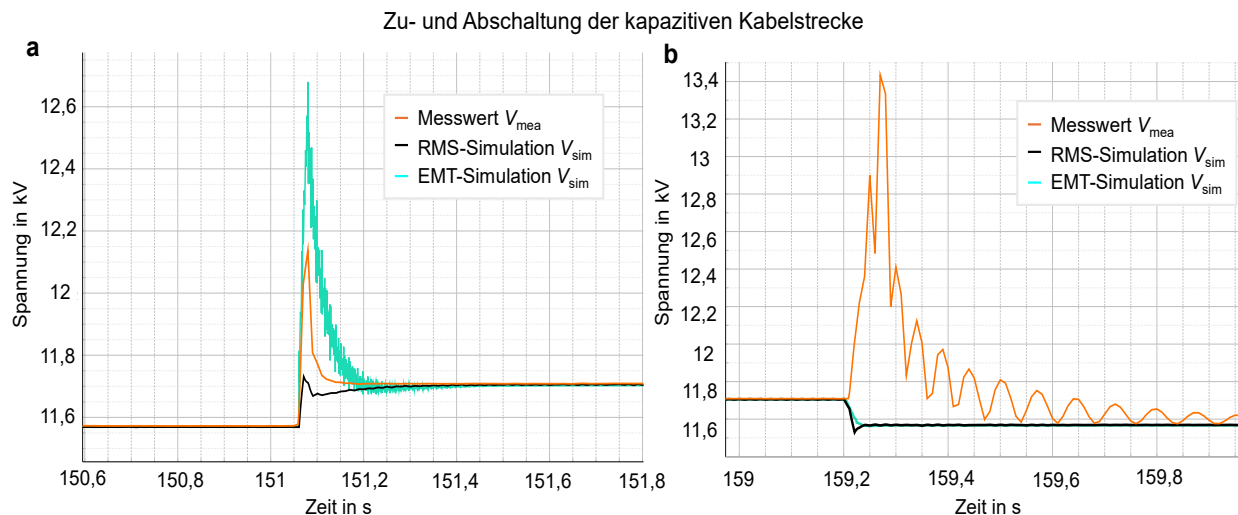


Abbildung 9: Grafische Validierung des dynamischen $U(Q)$ -Verhaltens bei (a) Zu- und (b) Abschaltung der kapazitiven Kabelstrecke

Bei der Analyse des dynamischen $U(Q)$ -Verhaltens der RMS-Wechselrichtermodelle bei der Zu- und Abschaltung kapazitiver Blindleistung über die Kabelstrecke zeigen sich sowohl in den RMS- als auch in den EMT-Simulationen signifikante Abweichungen zwischen der gemessenen Spannung U_{mea} und der simulierten Spannung U_{sim} . In den RMS-Simulationen tritt bei Zuschaltung der kapazitiven Kabelstrecke im Vergleich zur Realität nur ein geringer Spannungsspitze auf, bevor das System seinen stationären Betriebspunkt erreicht. Das EMT-Modell hingegen zeigt einen deutlich stärkeren Spannungssprung als in der Messung, bevor es sich langsamer als in der Realität auf die stationäre Spannung einschwingt.

Während des Feldversuchs führte die Abschaltung der Kabelstrecke zu Spannungsschwingungen im Netz, die sich nach einem ausgeprägten Einschwingvorgang stabilisieren. Innerhalb der RMS- und EMT-Simulationen springt die simulierte Spannung dagegen direkt auf ihren stationären Endwert, ohne jegliche Spannungsschwingungen.

Es wird an der folgenden Stelle keine explizite Aussage zur Validierung des RMS-Wechselrichtermodells getroffen. Die kurzzeitigen Spannungsschwankungen werden möglicherweise durch Resonanzeffekte oder Oberschwingungen hervorgerufen, die im Rahmen der erstellten Netzmodelle in den RMS- und EMT-Simulationen nicht erfasst werden [15]. Im weiteren Verlauf des Forschungsprojekts wird diese Modellierungsungenauigkeit vertieft analysiert, und es wird versucht, das Netzmodell entsprechend anzupassen.

Abschließend wird der transiente Spannungsverlauf bei Stufenzu- und -abschaltungen der P2H-Anlage grafisch validiert. Aufgrund der höheren Auslastung der P2H-Transformatoren steigt durch deren $Q(P)$ -Verhalten deren induktiver Blindleistungsbezug [16]. Infolgedessen treten bei plötzlichen Änderungen der Wirkleistung auch entsprechende Blindleistungsänderungen auf.

Wie in Abbildung 10 dargestellt, ermöglicht das herstellereinspezifische RMS-Simulationsmodell eine grafisch hinreichend präzise Nachbildung des transienten Spannungsverlaufs. Damit kann das RMS-Modell als validiert angesehen werden und eignet sich zur Analyse der Spannungsverhaltens für die vorliegende Blindleistungsanregung. Die beobachteten kleineren Spannungsschwankungen lassen sich durch die gemessene Blindleistung (vgl. Abbildung 10) sowie das implementierte $U(Q)$ -Verhalten der netzbildenden Wechselrichter erklären. Im

weiteren Verlauf des Forschungsprojekts sollte die Bestimmung der RMS-Spannung U_{mea} , gemessen mit dem Power Quality Analyzer [3], mit der Berechnung der Spannung U_{sim} innerhalb der RMS-Simulationen verglichen werden. Gegebenenfalls lassen sich durch gezielte Anpassungen der Spannungsmessung in den Simulationen diese Spannungsschwankungen reduzieren.

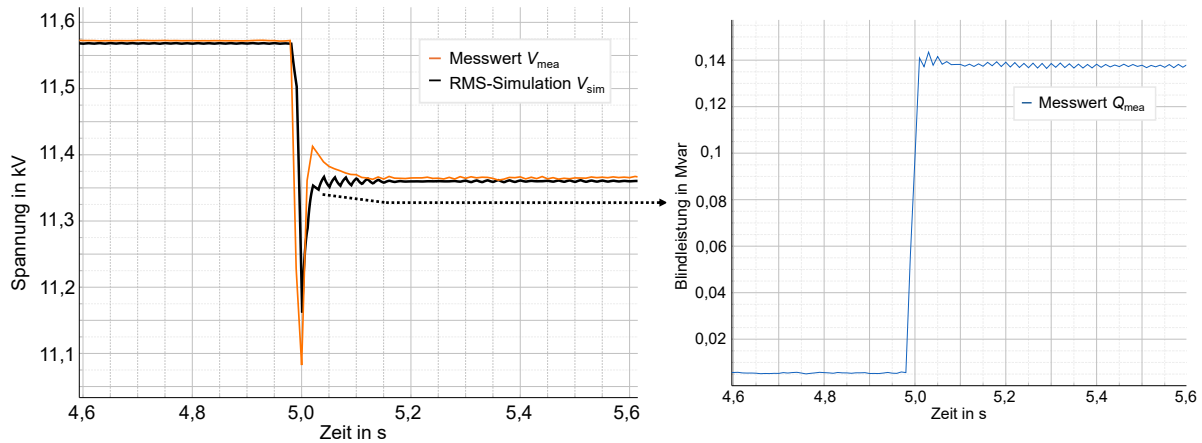


Abbildung 10: Validierung des transienten Spannungsverlaufs bei Zuschaltung der P2H-Anlage und damit höherem, induktiven Blindleistungsbezug der P2H-Transformatoren

Trotz der deutlichen Abweichungen des Spannungsverlaufs innerhalb der RMS-Simulationen bei Zu- und Abschaltung der kapazitiven Kabelstrecke wird das $U(Q)$ -Verhalten des herstellerspezifischen Wechselrichtermodells als validiert angesehen. Es muss weiter untersucht werden, ob die auftretenden Abweichungen des $U(Q)$ -Verhaltens nicht vielmehr durch ein von der Realität abweichendes Netzmodell (Transformatoren, Kabelimpedanzen, Spannungsmessung) verursacht werden. Die dynamischen Spannungsänderungen, die bei Zu- und Abschaltung einzelner Heizstufen der P2H-Anlage und der induktiven Lastbank auftreten, werden für die grundlegende Analyse des transienten Spannungsverlaufs ausreichend genau nachgebildet.

Die signifikanten Abweichungen der simulierten Spannung bei Zu- und Abschaltung der Kabelstrecke sowie die innerhalb der RMS-Simulationen nicht auftretenden Spannungsspitzen bei Spannungseinbruch und -erholung werden im weiteren Verlauf untersucht. Es erfolgt eine entsprechende Anpassung des gesamten Netzmodells, um auftretende Effekte wie Resonanzen Oberschwingungen in den Simulationsmodellen zu berücksichtigen.

3.3 Kritische Parametersätze

Zur Validierung der RMS-Simulationsmodelle der Wechselrichter zählt neben der Nachbildung des $U(Q)$ - und $f(P)$ -Verhaltens ebenfalls die Genauigkeit der Abbildung von unerwünschten Wechselwirkungen wie Leistungsschwingungen. Im Verlauf des Feldversuchs ergaben sich zwei Parameterszenarien, bei denen im laufenden Betrieb Leistungsschwingungen auftraten, die die Netzstabilität gefährdeten und den Betrieb der netzbildenden Wechselrichter beeinträchtigten. Der in Abschnitt 2.2 vorgestellte Versuchsablauf zur Analyse dieser Parametersätze wurde nach Auftreten der unvorhergesehenen Wechselwirkungen abgebrochen und die kritischen Parametereinstellungen verändert. Die ursprünglichen Szenarien sind daher in Tabelle 1 nicht aufgeführt und werden nachfolgend tabellarisch mit Hervorhebung des kritischen Parameters dargestellt.

Tabelle 5: Parameterszenarien mit Hervorhebung der kritischen Parameter, die zu Wechselwirkungen und Leistungsschwingungen im Inselnetz führten

Szenario	Wechselrichter	$f(P)$ -Droop			$U(Q)$ -Droop	
		k_p (Hz / p.u.)	k_p'	T_d (s)	k_q (% / p.u.)	T_q (s)
3	#1	- 2,0	-0,5	0,01	0,03	0,01
	#2					
8	#1	- 1,0	-0,18	0,13	0,03	0,13
	#2					

Da an den einzelnen Wechselrichtern selbst keine Messung der Netzgrößen möglich war, werden zur Darstellung der Wechselwirkungen und der auftretenden Leistungsschwingungen, die intern generierten 1 Sekunden-Messdaten der beiden netzbildenden Wechselrichter verwendet. Zur Verdeutlichung der Wechselwirkungen bei Einstellung der kritischen Parameterszenarien erfolgt in Abbildung 11 jeweils ein Vergleich der Wirkleistungsverläufe eines netzbildenden Wechselrichters mit einem stabilen Referenzszenario.

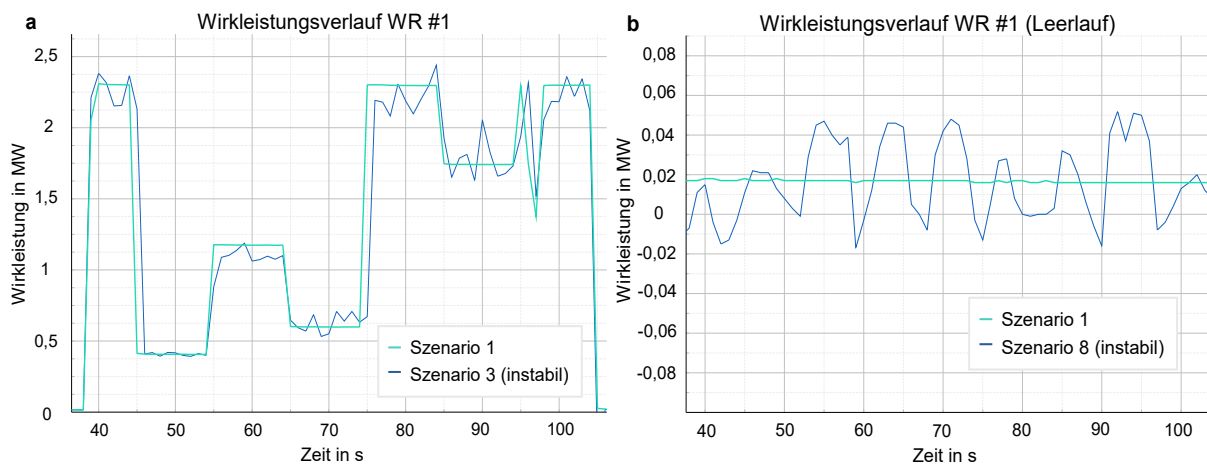


Abbildung 11: Darstellung der gemessenen Wirkleistungsschwingungen am Wechselrichter #1 für die instabilen Szenarien 3:a und 8:b und Vergleich mit stabilem Referenzszenario 1

Durch Nachbildung des in Abbildung 1 dargestellten Inselnetzes in PowerFactory und PSCAD wird untersucht, ob diese unerwünschten Wechselwirkungen aufgrund von kritischen Parametersätzen in RMS-Simulationen dargestellt werden können oder ob für eine Analyse dieser Aspekte EMT-Simulationen benötigt werden. Es wird hier explizit nicht der Simulationsaufbau in Abbildung 5 betrachtet, sondern das gesamte Inselnetz mit seinen einzelnen Lasten in den Simulationsprogrammen nachgebildet, um das Auftreten von Wechselwirkungen möglichst genau simulativ zu analysieren.

Die Wechselwirkungen im ursprünglichen Parameterszenario 3 werden durch Simulationen in PowerFactory (RMS) und PSCAD (EMT) untersucht. In den RMS-Simulationen treten bei Einstellung des in der Realität kritischen Parameters $k_p' = -0,5$ während des gesamten Versuchsablaufs keinerlei Leistungsschwingungen auf. Auch eine weitere Erhöhung dieses Parameters im herstellerspezifischen RMS-Wechselrichtermodell führte innerhalb der simulativen Untersuchungen zu keinen Wechselwirkungen im Simulationsnetz. Im Gegensatz dazu zeigt das EMT-Simulationsmodell ein der Realität vergleichbares Verhalten. Hier kommt es bereits nach kurzer Zeit zu deutlichen Leistungsschwingungen zwischen den beiden netzbildenden Wechselrichtern mit einer charakteristischen Frequenz $f_{schw} \sim 8$ Hz, die den stabilen Netzbetrieb beeinträchtigen.

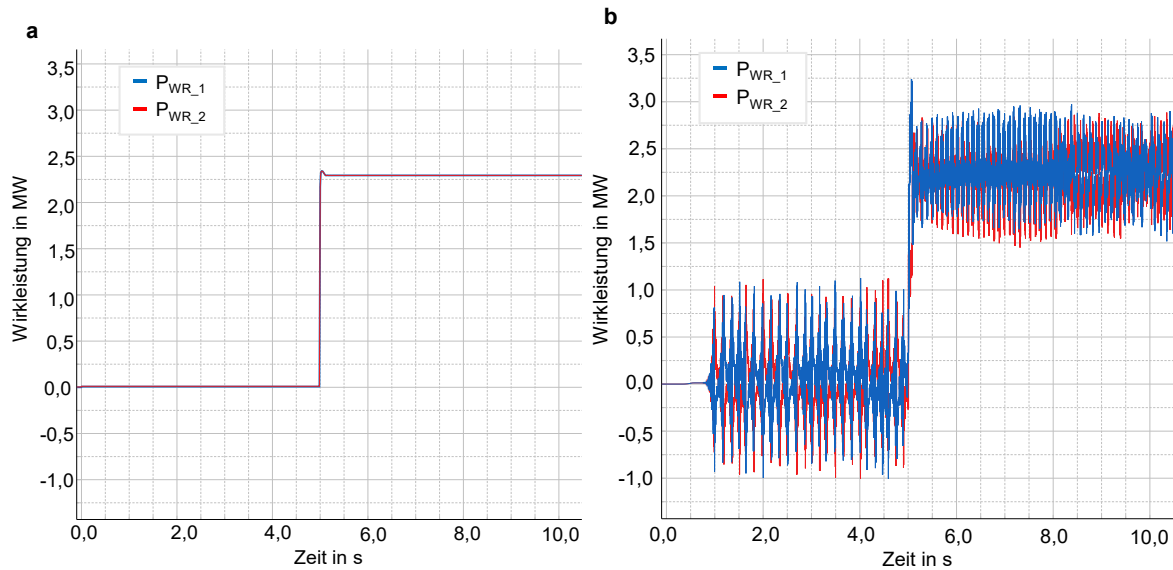


Abbildung 12: Vergleich der Nachbildung der Wechselwirkungen und Leistungsschwingungen zwischen den netzbildenden Wechselrichtern in a: RMS-Simulation (PowerFactory) und b: EMT-Simulation (PSCAD) bei Parametrierung von Szenario 3 mit kritischem Parameter k_p^i

Die Analyse der RMS- und EMT-Simulationsergebnisse für den zweiten kritischen Parametersatz ergibt ein ähnliches Verhalten wie zuvor. In den RMS-Simulationen treten keine Wechselwirkungen oder Leistungsschwingungen zwischen den netzbildenden Wechselrichtern auf. Selbst bei einer weiteren Erhöhung der Stromzeitkonstanten (nicht explizit dargestellt) bleiben die Simulationsergebnisse stabil, ohne Anzeichen von Schwingungen. Das herstellerspezifische EMT-Wechselrichtermodell verhält sich in stationären Betriebszuständen ebenfalls unauffällig. Allerdings treten bei Lastsprüngen im kritischen Parameterszenario Leistungsschwingungen ($f_{schw} \sim 3,5$ Hz) zwischen den Wechselrichtern auf, die nur langsam abklingen. Auch wenn mithilfe der EMT-Simulation für den vorliegenden Fall zwar keine Nachbildung der Schwingungen im Leerlauf möglich ist, zeigt sich, dass das EMT-Simulationsmodell eine genauere Aussage über auftretende Leistungsschwingungen ermöglicht.

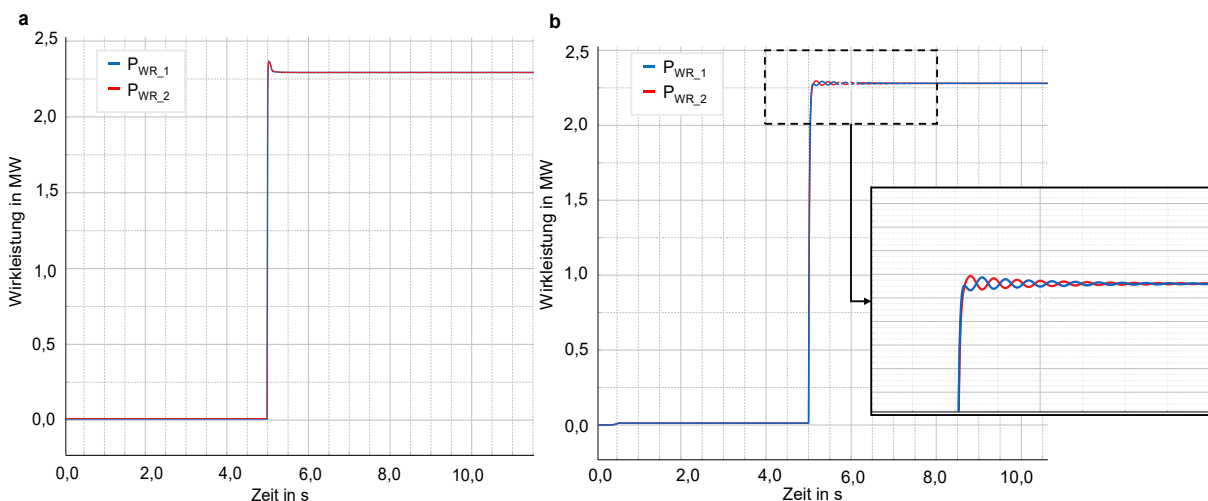


Abbildung 13: Vergleich der Nachbildung der Wechselwirkungen und Leistungsschwingungen zwischen den netzbildenden Wechselrichtern in a: RMS-Simulation (PowerFactory) und b: EMT-Simulation (PSCAD) bei Parametrierung von Szenario 8 mit kritischen Parametern T_d und T_q

Die Ergebnisse des Simulationsvergleichs mit der Realität zeigen, dass innerhalb der RMS-Simulationen die aufgetretenen Wechselwirkungen nicht realistisch abgebildet werden können. Selbst bei einer weiteren Erhöhung der kritischen Parameter kommt es zu keinen Leistungsschwingungen innerhalb der RMS-Simulationen. Im Gegensatz dazu ermöglicht das herstellerepezifische EMT-Wechselrichtermodell eine ausreichend präzise Nachbildung der Wechselwirkungen im simulierten Inselnetz. Dies bestätigt theoretische Erkenntnisse und Annahmen, wonach EMT-Stromrichtermodelle besser für die Untersuchung schneller Phänomene wie Regelungsinteraktionen geeignet sind [17, 18]. RMS-Simulationen ermöglichen meist nur die Nachbildung von Schwingungen mit charakteristischen Frequenzen $f_{\text{schw}} < 3$ Hz und eignen sich daher nur bedingt für die auftretenden Wechselwirkungen [19].

4 Fazit

Im Verlauf dieser Veröffentlichung wurde anhand verschiedener Netzanregungen und Wechselrichterparametrierungen das herstellerepezifische RMS-Simulationsmodell der netzbildenden Wechselrichter validiert und deren Verwendungsgrenzen aufgezeigt. Anhand systematischer Vergleiche mit dem EMT-Wechselrichtermodell in PSCAD wird ein Vergleich zwischen RMS- und EMT-Modellen präsentiert und aufgezeigt, wo Grenzen der RMS-Modellierung von netzbildenden Wechselrichtern liegen könnten. Damit können konkrete Hinweise zu Einschränkungen und der Modelleignung für die Bewertung der Spannungs- und Frequenzdynamik oder den Wechselwirkungen zwischen netzbildenden Wechselrichtern gegeben werden.

Die messdatenbasierte Validierung des RMS-Wechselrichtermodells beweist, dass das herstellerepezifische Simulationsmodell für grundlegende Bewertungen der Spannungs- und der Frequenzdynamik des Inselnetzes verwendet werden kann. Wie in anderen simulativen Untersuchungen eignet sich das RMS-Modell für die grundlegende Analyse der stationären Betriebspunkte und dynamischen Vorgängen wie transienten Frequenz- oder Spannungsänderungen [17, 18]. Sollen konkrete Aussagen über die Systemstabilität in Bezug auf Regelungsinteraktionen getroffen werden, sollte eine Analyse mittels EMT-Simulationen aufgrund der detaillierteren Wechselrichtermodellierung erfolgen. Die aufgetretenen Resonanzeffekte oder Oberschwingungen bei Zu- und Abschalten der kapazitiven Kabelstrecke können weder mithilfe des RMS-Simulationsmodells noch mit dem EMT-Simulationsmodell nachgebildet werden. Dieser Aspekt wird im weiteren Verlauf des Forschungsprojekts untersucht und analysiert, wie dies in den Simulationsmodellen berücksichtigt werden kann.

Im Rahmen dieser Modellvalidierung soll explizit betont werden, dass Aussagen zur Genauigkeit jedes Simulationsmodells immer vom Verwender selbst getroffen werden. Ob ein RMS- oder EMT-Simulationsmodell die Realität genau nachbildet und damit als validiert gilt, muss kritisch für den jeweiligen Verwendungszweck evaluiert werden. Eine allgemein gültige Aussage ist hier nicht möglich: Ein vereinfachtes RMS-Simulationsmodell ist nicht zwangsläufig ungenau und ein detailliertes EMT-Modell nicht zwangsläufig ein gutes Modell [18]. Vielmehr stellt sich die Frage, ob das Simulationsmodell für den vorhergesehenen Anwendungsbereich ausreichend genau ist [20]. Diese Arbeit soll anhand einer praxisbasierten Validierung und gezielten Vergleichen von RMS- und EMT-Modellierungen einen Beitrag zu dieser Diskussion liefern.

5 Danksagungen

Das Projekt „Fuchstal leuchtet“ wird vom BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz) finanziell gefördert und unterstützt.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

6 Literaturangaben

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Roadmap Systemstabilität, Internet 2023. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.html>
- [2] Weinmann, T.: Konzept für den stabilen Inselnetzbetrieb eines Umrichter-dominierten Mittelspannungsnetzes. 18. Symposium Energieinnovation Graz (2024), S. 1–14
- [3] Gossen Metrawatt: The Difference Between Class A and Class S. <https://www.gossenmetrawatt.de/en/knowledge/power-quality/the-difference-between-class-a-and-class-s/>
- [4] Unruh, P.: Overview on Grid-Forming Inverter Control methods. Energies Concept Paper 13 2589, S. 1–21
- [5] Peng, Y.: An Improved Droop Control Strategy for Parallel Inverters in Microgrid (2017), S. 1–5
- [6] Ippolito, M. G.: Fundamental Analysis of Grid-Forming Converters Enhanced with Feedforward Controls. International Conference on Power Energy Systems and Applications (2022), S. 312–318
- [7] Xiao, J.: An inertial droop control based on comparisons between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators. Energy Reports 6 (2020), S. 104–112
- [8] DIgSILENT: PowerFactory - Benutzerhandbuch, 2024
- [9] Eckhardt, V.: Drehfeldgerechte dynamische Frequenzmessung in mehrphasigen Energieversorgungsnetzen
- [10] Li, F., Feng, Q., Chen, P., Liu, Y., Cai, S., Wang, H. u. Zhang, X.: Parameter identification of PLL for grid-connected inverter based on parameter sensitivity analysis. IET Power Electronics 17 (2024) 14, S. 1830–1839
- [11] Barlas, Y.: Multiple tests for validation of system dynamics type of simulation models. European Journal of Operational Research 42 (1989) 1, S. 59–87
- [12] Zurich Instruments: Principles of PID Controllers, Website 2023. https://www.zhinst.com/sites/default/files/documents/2023-08/zi_whitepaper_principles_of_pid_controllers.pdf
- [13] Manitoba Hydro International Ltd.: PSCAD, 2024. <https://www.pscad.com/>
- [14] FGW: Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speicher sowie deren Komponenten. TR4. 2022
- [15] Claus Leth Bak, Haukur Baldursson u. Abdoul M. Oumarou: Switching Overvoltages in 60 kV reactor compensated cable grid due to resonance after disconnection. WSEAS Transactions on Electronics (2008)
- [16] Nabi, I.: A REVIEW ON REACTIVE POWER MANAGEMENT IN POWER SYSTEM NETWORK. International Journal of Engineering Applied Sciences and Technology 6 (2021) 4
- [17] Misyris, G. S., Chatzivasileiadis, S. u. Weckesser, T.: Grid-forming converters: Sufficient conditions for RMS modeling. Electric Power Systems Research 197 (2021), S. 107324
- [18] Salvatore, F.: A Comparison between RMS and EMT Grid-Forming Implementations in MATLAB/Simscap for Smart Grids Dynamics. IEEE (2022), S. 1–6
- [19] Kundur, P. S. u. Malik, O. P.: Power System Stability and Control, Second Edition. McGraw-Hill's AccessEngineeringLibrary. New York, N.Y.: McGraw Hill LLC; McGraw Hill 2022
- [20] Andrzej Lewandowski: ISSUES IN MODEL VALIDATION. Angewandte Systemanalyse, 1982. <https://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/1872/1/RR-82-37.pdf>