

# Schlussbericht

Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie  
Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur  
Sicherung der statischen Spannungshaltung in  
Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler  
Einspeisung

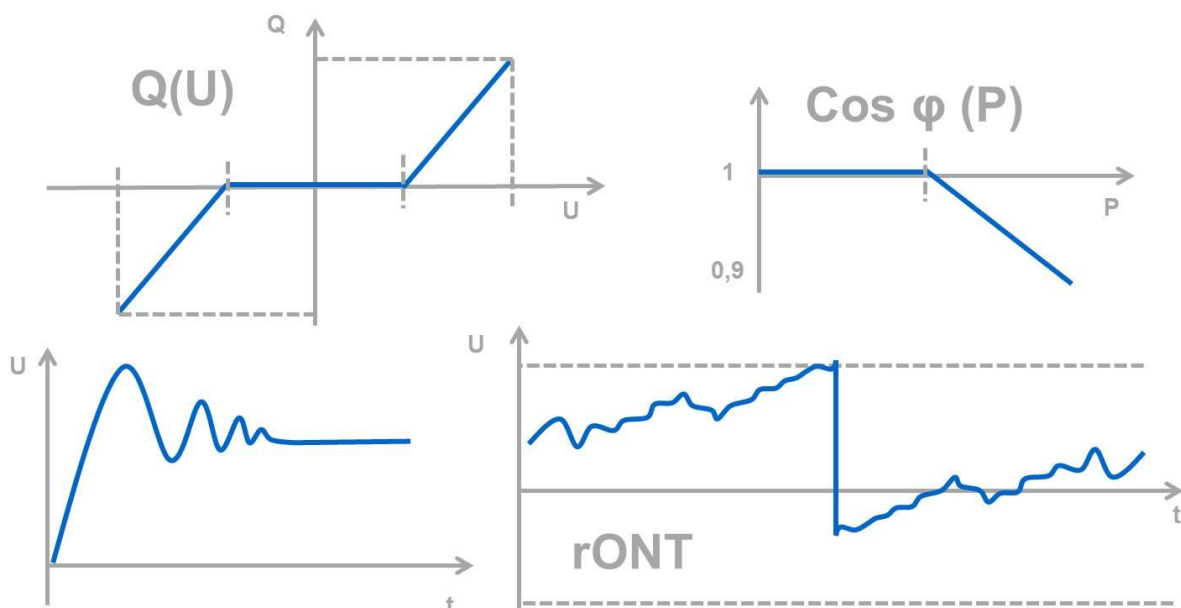


Technische Universität München



**FNN** FORUM NETZTECHNIK /  
NETZBETRIEB IM VDE

15.12.2014



## Kontakt TU Braunschweig - elenia

**Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel**    **Institutsleiter**  
Fachgebiet Komponenten nachhaltiger Energiesysteme  
T.: +49 (0)531 391-7740  
F.: +49 (0)531 391-8106  
E.: Bernd.Engel@tu-braunschweig.de

*TU Braunschweig  
Institut für Hochspannungstechnik und elektrische  
Energieanlagen - elenia  
Schleinitzstr.23,38106 Braunschweig*

### **M.Sc. Stefan Laudahn**

T.: +49 (0)531 391-7721  
E.: s.laudahn@tu-braunschweig.de

### **M.Sc. Ole Marggraf**

T.: +49 (0)531 391-9718  
E.: o.marggraf@tu-braunschweig.de

## Kontakt RWTH Aachen - IFHT

**Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler**    **Institutsleiter**

T.: +49 (0)241 80-94930  
F.: +49 (0)241 80-92135  
E.: schnettler@rwth-aachen.de

*RWTH Aachen University  
Institut für Hochspannungstechnik  
Schinkelstraße 2, 52056 Aachen*

### **Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz**

T.: +49 241 80 49332  
E.: potratz@ifht.rwth-aachen.de

*T: +49 241 80 94931  
F: +49 241 80 92135  
E: post@ifht.rwth-aachen.de  
www.ifht.rwth-aachen.de*

### **Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Markus Gödde**

T.: +49 241 80-49354  
E.: goedde@ifht.rwth-aachen.de

## Kontakt TUM

**Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann**    **Fachgebietsleiter**

Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze  
T.: +49 89 289 22002  
F.: +49 89 289 25089  
E.: rolf.witzmann@tum.de

*Technische Universität München  
Fachgebiet Elektrische  
Energieversorgungsnetze  
Arcisstr. 21  
80333 München*

### **M.Sc. Marco Lindner**

T.: +49 89 289 22006  
E.: marco.lindner@tum.de

## Kontakt FGH e.V.

**Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts**    **Abteilungsleiter**

Systemstudien, Weiterbildung  
T.: +49 241 80 99785711  
F.: +49 241 80 99785722  
E.: hendrik.vennegeerts@fgh-ma.de

*FGH e.V.  
Hallenweg 40, 68219 Mannheim*

### **Dipl.-Wirt.-Ing. Sören Patzack**

T.: +49-241/997857-15  
E.: soeren.patzack@fgh-ma.de

*T: +49 621 8047101  
F: +49 621 8047112  
E: fgh@fgh-ma.de  
www.fgh-ma.de*

## Inhaltsverzeichnis

<b>DIE ERGEBNISSE AUF EINEN BLICK</b> .....	<b>1</b>
<b>1. EINLEITUNG</b> .....	<b>2</b>
1.1 Thematischer Hintergrund .....	2
1.2 Zielsetzung und Untersuchungsgegenstand .....	2
1.3 Methodisches Vorgehen .....	3
1.4 Struktur des Berichtes .....	5
<b>2. MUSTERNETZE</b> .....	<b>7</b>
2.1 Klassifizierungskriterien der Netze .....	7
2.2 Verwendete Musternetze .....	8
2.3 Validierung der verwendeten Musternetze .....	10
<b>3. SYMMETRISCHE SIMULATIONEN</b> .....	<b>12</b>
3.1 Modellierung der Spannungshaltungskonzepte .....	12
3.1.1 Konzept 1: Q(U)-Regelung.....	12
3.1.2 Konzept 2: $\cos\phi(P)$ -Steuerung.....	13
3.1.3 Konzept 3: rONT-Regelung.....	14
3.1.4 Nicht berücksichtigte Konzepte .....	14
3.2 Nicht-zeitaufgelöste Untersuchungen .....	14
3.2.1 Bestimmung des Integrationspotenzials.....	14
3.2.2 Bestimmung des Netzausbaubedarfs .....	16
3.2.3 Ergebnisse Integrationspotenzial .....	16
3.2.4 Ergebnisse vermiedener Netzausbau .....	20
3.3 Zeitreihenbetrachtungen .....	22
3.3.1 Versorgungsaufgabe der Musternetze .....	22
3.3.2 Beschreibung eingesetzter Lastzeitreihen.....	24
3.3.3 Einspeisepprofile von PV-Anlagen .....	25
3.3.4 Ableitung der Slack-Knotenspannung der Musternetze.....	26
3.3.5 Ergebnisse jährliche Verlustenergie .....	26
3.3.6 Ergebnisse jährliche Blindenergie .....	27
3.4 Zusammenfassung der Ergebnisse .....	28
<b>4. UNSYMMETRISCHE SIMULATIONEN</b> .....	<b>30</b>

4.1	Motivation .....	30
4.1.1	Technische Grundlagen .....	30
4.1.2	Richtlinien und Normen.....	31
4.2	Verfahren.....	31
4.2.1	Überblick des Verfahrens.....	31
4.2.2	Benchmarking des Verfahrens mit Laboruntersuchungen .....	32
4.3	Ergebnisse.....	33
4.3.1	Annahmen zur Netznutzung.....	34
4.3.2	Untersuchungsprogramm.....	34
4.3.3	Auswirkungen unsymmetrischer Einspeisung auf das maximale Integrationspotenzial.....	35
4.3.4	Variation unsymmetrisch angeschlossener Einspeisung.....	36
4.3.5	Neutralleiterbelastung .....	37
4.4	Fazit.....	38
<b>5.</b>	<b>WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG DER VERFAHREN.....</b>	<b>40</b>
5.1	Modellansatz .....	40
5.2	Investitionen .....	42
5.3	Betriebs- und Wartungskosten.....	46
5.4	Technisch-wirtschaftliche Gesamtbewertung .....	48
<b>6.</b>	<b>LABORUNTERSUCHUNGEN DER PHOTOVOLTAIKWECHSELRICHTER.....</b>	<b>50</b>
6.1	Laborumgebung und Versuchswechselrichter .....	50
6.2	Auswirkungen des Netzes auf das Wechselrichterverhalten .....	51
6.3	Verifikation der Q(U)-Kennlinien .....	51
6.4	Einzeluntersuchung der Wechselrichter .....	52
6.4.1	Berücksichtigte Normen, Richtlinien und zusätzliche Kriterien .....	53
6.4.2	Beschreibung des betrachteten Parameterraumes .....	55
6.4.3	Auswertungsmethodik.....	57
6.4.4	Ausgewählte Messergebnisse der Einzelvermessung.....	58
6.4.5	Gesamtbewertung der Einzeluntersuchungen.....	62
<b>7.</b>	<b>AUSGEWÄHLTE MESSERGEBNISSE AUS DEN VERBUNDMESSUNGEN.....</b>	<b>65</b>
7.1	Untersuchungsszenarien .....	65
7.2	Einsträngiges Netz.....	67

---

7.2.1	Homogene Verteilung ohne und mit rONT .....	67
7.2.2	Inhomogene Verteilung ohne und mit rONT .....	69
7.2.3	Inhomogene Verteilung bei nicht empfohlener Wechselrichterparametrierung ..	70
7.2.4	Unsymmetrisch belastetes Netz.....	71
7.3	Zweisträngiges Netz mit rONT .....	72
7.4	Zusammenfassung der Messergebnisse .....	73
<b>8.</b>	<b>GESAMTBEWERTUNG UND EMPFEHLUNGEN .....</b>	<b>74</b>
8.1	Zusammenfassung .....	74
8.2	Empfehlungen .....	77
	<b>LITERATURVERZEICHNIS.....</b>	<b>80</b>
	<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....</b>	<b>82</b>
	<b>TABELLENVERZEICHNIS.....</b>	<b>85</b>

## Die Ergebnisse auf einen Blick

1.  $Q(U)$  und  $\cos\phi(P)$  ermöglichen ähnliche Steigerung des Integrationspotenzials um bis zu 80 %.
2. Der rONT kann in ländlichen Netzen sehr große Integrationspotenziale ermöglichen. In städtischen Netzen ist ein Einsatz weniger sinnvoll.
3. Für geringen bis mittleren Zubau an DEA sind Blindleistungskonzepte alleine wirtschaftlicher. In ländlichen Netzen mit hohem Zubau an DEA ist der rONT (auch mit  $Q(U)$ ) vorteilhaft.
4. Mit  $Q(U)$  werden bis zu 82 % weniger Blindenergie als mit  $\cos\phi(P)$  benötigt.
5.  $Q(U)$  gewährleistet bei vorgeschlagener Parametrierung auch mit dem rONT zusammen einen sicheren und stabilen Netzbetrieb.
6. Unsymmetrische Einspeisung kann sich in extremen Einzelfällen (ab 40 % 1-ph. Anlagenleistung auf einer Phase) begrenzend auf das Integrationspotenzial auswirken.

### Empfehlungen für die neue VDE-AR-N 4105:

- $Q(U)$  als Standardeinstellung für neue VDE-AR-N 4105 mit Standardkennlinie und definiertem dynamischem Verhalten.
- Prüfung der dynamischen Eigenschaften durch Dritte, um netzkritisches Verhalten zu vermeiden.

# 1. Einleitung

## 1.1 Thematischer Hintergrund

Bedingt durch die steigende Integration dezentraler Einspeisung in den Verteilnetzen ist die Spannungshaltung mit immer höherem Aufwand verbunden. Alternativen zum konventionellen Netzausbau zur Lösung dieser Herausforderungen sind mit dem rONT bereits auf dem Markt. Über die  $\cos\phi(P)$ -Steuerung beteiligen sich mit der Einführung der FNN-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 2011 [1] zudem bereits dezentrale Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz an der Spannungshaltung. Ein wesentlicher Nachteil dieser Technologie ist jedoch der stetige Blindleistungsbedarf der, aus Sicht der Spannungshaltung, unkritischen Netze. Eine Alternative stellt die Q(U)-Regelung dar, die auf der Mittelspannungsebene bereits Einsatz findet [2], für die Niederspannungsnetze wird diese Regelungsart in der geltenden FNN-Anwendungsregel [1] nur als zukünftig mögliche Option angeführt. Eine Zunahme der Komplexität der Verteilnetze, hinsichtlich der Regelverfahren, ist damit abzusehen. Mit dem Längsspannungsregler oder dem NS-STATCOM existieren außerdem weitere Konzepte.

Die Vielzahl an möglichen Konzepten und Regelungsverfahren eröffnet, besonders in Form ihrer Kombinationen, großen Spielraum für Netzbetreiber. Gleichzeitig steigt aber die Gefahr von Regelinstabilitäten und anderen unerwünschten Effekten, wie zum Beispiel schwingenden Blindleistungs- und Spannungsverläufen. Neben der technischen Wirksamkeit stellt sich die Frage nach der Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Methoden.

Aus diesen Gründen ist es notwendig, die systemtechnischen und steuerungstechnischen Maßnahmen umfänglich zu untersuchen und hinsichtlich ihrer Effizienz und Robustheit zu bewerten.

## 1.2 Zielsetzung und Untersuchungsgegenstand

Zielsetzung der Untersuchungen ist der wissenschaftliche Vergleich von technischer Wirksamkeit und Robustheit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Varianten zur Sicherung der statischen Spannungshaltung für repräsentative Niederspannungsnetze mit starker dezentraler Einspeisung und Musternetzcharakter. Die erlangten Erkenntnisse fließen anschließend in eine Empfehlung an die Gremien des FNN für die Überarbeitung der FNN-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ ein.

Es werden ausschließlich Niederspannungsnetze ohne netzleitentechnische Anbindung in die Untersuchungen einbezogen. Untersuchungsgegenstand sind folgende Spannungshaltungskonzepte:

- $\cos\phi(P)$  einphasig und dreiphasig
- Q(U) dreiphasig und
- regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)

Eine einphasige Q(U)-Regelung wird aufgrund der Ergebnisse einer Vorgängerstudie [3] aus dem Jahr 2010 nicht mit in den Betrachtungsbereich einbezogen.

Die Ergebnisse der vorliegenden Studie tasten damit einen Großteil des Lösungsraums der Spannungshaltungskonzepte ab. Für zukünftige Untersuchungen sind voraussichtlich besonders Längsregler und NS-STATCOM-Anlagen und gegebenenfalls weitere Netzkonfigurationen zu berücksichtigen.

In Übereinstimmung mit der DIN EN 50160 [4] werden als technische Bewertungskriterien für die Beurteilung des Spannungszustandes folgende Größen verwendet:

- Effektivwerte der Spannungen
- Unsymmetriegrad der Spannungen und
- Stabilität der Spannungen (Einschwingverhalten der Spannung bei Regelungsvorgängen)

Die Effizienz und Wirtschaftlichkeit wird in einem gesamtwirtschaftlichen Ansatz durch die Investitionen und Betriebskosten bei Anlagen- und Netzbetreibern bestimmt. Als Bewertungs- und Vergleichsgröße wird zudem die maximale Anschlussleistung von dezentralen Erzeugungsanlagen unter Einhaltung der technischen Grenzwerte (mit rONT in einigen Fällen bis zur thermischen Belastungsgrenze) betrachtet. Diese wird im Folgenden mit Integrationspotenzial bezeichnet. Das maximale Integrationspotenzial, welches einem Spannungshaltungskonzept zugeordnet werden kann, entspricht dabei jedoch keiner Zubauprognose von dezentralen Erzeugungsanlagen, sondern dem Potenzial, ab dem technische Grenzwerte verletzt werden.

Ziel der Studie ist nicht die Erstellung von quantitativ absolut formulierten Grundsätzen für die Netzplanung von Verteilnetzen, sondern ein Vergleich mehrerer Verfahren der statischen Spannungshaltung in Bezug auf die Überarbeitung der aktuellen FNN-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 [1].

Insbesondere ist es auf Basis des hier verwendeten Typnetzansatzes nicht möglich, Aussagen darüber zu treffen, in welchem Anteil der deutschen Verteilnetze welche Spannungshaltungskonzepte wirtschaftlich vorteilhaft sind. Hinweise hierauf bieten z.B. die dena – Verteilnetzstudie [5] und die Verteilernetzstudie im Auftrag des BMWi [6]. Bei der Netzplanung sind insbesondere die Unsicherheiten des zukünftigen Zubaus an dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen.

Die Untersuchungen werden sowohl auf simulativer Basis als auch in praktischen Versuchen auf Laborebene durchgeführt.

### 1.3 Methodisches Vorgehen

Die vorliegende Studie zur statischen Spannungshaltung wurden gemeinsam von den Forschungseinrichtungen TU Braunschweig mit dem Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen – elenia, der Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) und der TU München mit dem Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze durchgeführt, wobei die RWTH Aachen mit dem Institut für Hochspannungstechnik im Unterauftrag beigetragen hat. Die nachfolgende Abbildung 1.1

zeigt die Zuordnung zu den Teilgebieten der Studie. Die wissenschaftliche Koordination zwischen den verschiedenen Forschungseinrichtungen wurde von der TU Braunschweig übernommen. Eine enge Verzahnung der verschiedenen Teilaspekte der Studie wurde durch regelmäßige Projekttreffen sichergestellt.

Zunächst werden Musternetze und die Randparameter der Simulationen als Basis der Untersuchungen erarbeitet. In den folgenden Schritten werden die Simulationsumgebungen für symmetrische und unsymmetrische Berechnungen aufgebaut. Zeitgleich wird der Aufbau des Labornetzes vorgenommen und notwendige Anpassungen an der Steuerungssoftware verschiedener Geräte durchgeführt.

Es werden im Rahmen der symmetrischen Simulationen sowohl Untersuchungen zum maximalen Integrationspotenzial der Musternetze und zum maximal vermeidbaren Netzausbau als auch Berechnungen mit Jahreszeitreihen durchgeführt. Die erzielten Ergebnisse werden im Anschluss als Basis einer wirtschaftlichen Bewertung der Spannungshaltungskonzepte genutzt. Im Rahmen der unsymmetrischen Simulationen wird zusätzlich anhand eines - im Labornetz validierten - Simulationsmodells das eingeschränkte maximale Integrationspotenzial bei unsymmetrischer Belastung untersucht.

Die Laboruntersuchungen werden in einem zweistufigen Verfahren durchgeführt. Im ersten Schritt werden die zur Verfügung stehenden Wechselrichter deutscher Hersteller, mit großen Marktanteilen, umfangreichen Einzelmessungen unterzogen, um Empfehlungen hinsichtlich der Parametrierung zu erarbeiten. Im zweiten Schritt wird ein Netzgebiet mit mehreren Wechselrichtern, Lasten und einem rONT nachgebildet, um das Verbundverhalten zu betrachten.

Abschließend werden durch alle Partner gemeinsam eine technische und wirtschaftliche Bewertung auf Basis der Simulationen und Laborerprobungen erarbeitet sowie Empfehlungen an das Expertennetzwerk des FNN formuliert.

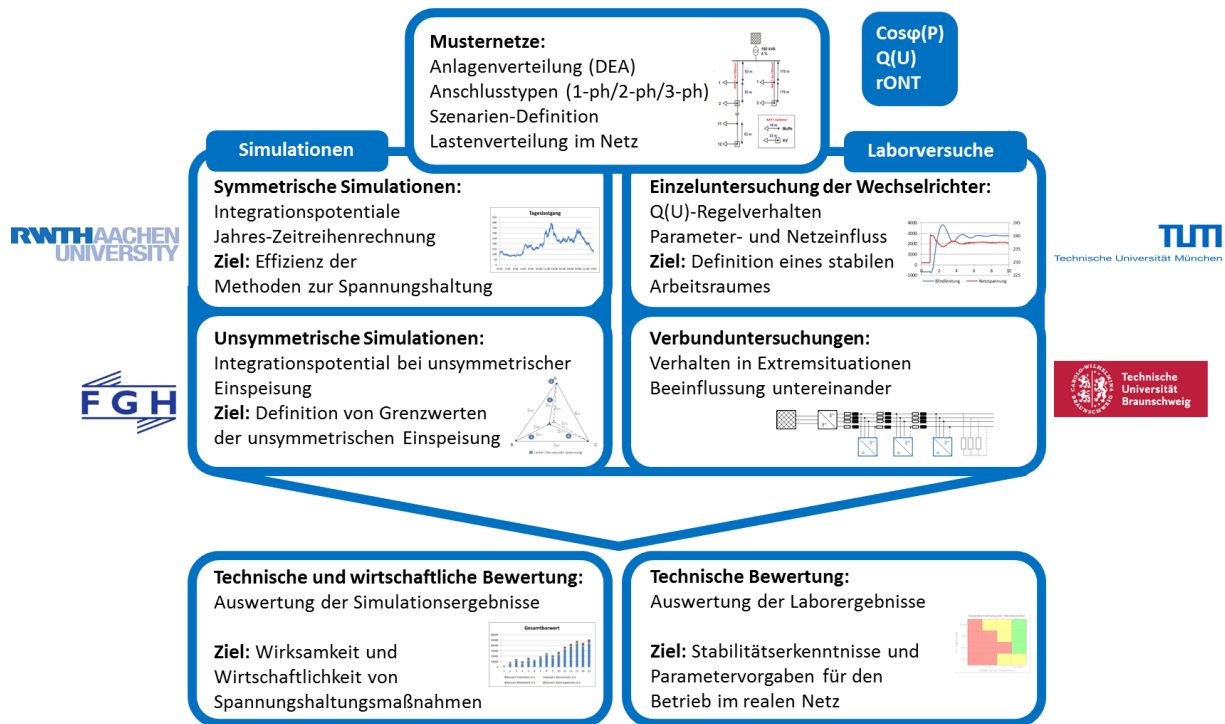


Abbildung 1.1: Arbeitspaketstruktur mit den jeweiligen Bearbeitern

## 1.4 Struktur des Berichtes

Die Struktur des vorliegenden Berichtes orientiert sich an der Arbeitspaketstruktur der vier Forschungspartner. Das 1. Kapitel motiviert zunächst einleitend die Untersuchungsthematik der Spannungshaltungskonzepte. Aufbauend auf dem Stand der Technik sowie der aktuellen Praxissituation wird auf die Herausforderungen im Zusammenhang mit dem Ausbau von in den Niederspannungsnetzen angeschlossenen dezentralen Erzeugern eingegangen. Auf dieser Basis werden das methodische Vorgehen zur Umsetzung der Studie sowie der strukturelle Aufbau des Berichtes erläutert.

Im 2. Kapitel wird die Generierung der Musternetze, die unterschiedliche real auftretende Niederspannungsnetze repräsentieren, eingegangen. Der letzte Abschnitt beschäftigt sich mit der Validierung der gefundenen Musternetze anhand einer unabhängigen Untersuchung. Das 3. Kapitel ist den Simulationen unter Annahme eines symmetrischen Netzes und seiner Belastung gewidmet. Zunächst geht es darin um die Modellierung der berücksichtigten Spannungshaltungskonzepte:  $\cos\phi(P)$ ,  $Q(U)$  und  $rONT$  und die verwendeten Reglerparameter. Es folgen das methodische Vorgehen zur Bestimmung des maximalen Netzintegrationspotenzials und des maximal vermeidbaren Netzausbaus, sowie die Simulationsergebnisse. Der zweite Teil des Kapitels beinhaltet die Rahmenbedingungen der Zeitreihenbetrachtungen und deren Untersuchungsergebnisse zur jährlichen Verlustenergie und Blindarbeit.

In Kapitel 4 werden die symmetrischen Betrachtungen um Simulationen unter der Annahme unsymmetrischer Einspeisung ergänzt. Eine Motivation gibt Einblick in die Notwendigkeit der zusätzlichen simulativen Untersuchungen und zeigt die normativen Rahmenbedingungen auf. Des Weiteren sind die Simulationsumgebung sowie deren Benchmark anhand von

Labormessungen Gegenstand des Kapitels. Abschließend werden die Ergebnisse vorgestellt und die Reduktion des maximalen Netzintegrationspotenzials durch einphasig angeschlossene Erzeuger thematisiert.

Die wirtschaftliche Bewertung der Spannungshaltungskonzepte wird in Kapitel 5 vorgenommen. Dazu wird eingangs der methodische Ansatz erläutert. Anschließend werden die Ergebnisse für Investitionen, Betriebskosten und Wartungskosten präsentiert. Abschließend werden die Ergebnisse in einer technisch-wirtschaftlichen-Gesamtbewertung zusammengefasst.

Die beiden Kapitel 6 und 7 behandeln die Laboruntersuchungen an der TU Braunschweig. Zunächst geht es dabei um die Einzelbetrachtung der verwendeten Photovoltaik-Wechselrichter. Die Ergebnisse dieses Arbeitspaketes finden anschließend Eingang in die Verbunduntersuchungen, die das Wechselwirken mehrerer Regelungsmechanismen analysieren.

Die Ergebnisse der Labortests werden anschließend in Kapitel 8, der Gesamtbewertung, aufgegriffen, im Kontext der Simulationen und der wirtschaftlichen Bewertung diskutiert und in eine Handlungsempfehlung kanalisiert.

## 2. Musternetze

Das vorliegende Kapitel beschäftigt sich mit der Auswahl geeigneter Netzmodelle für nachfolgende Untersuchungen. In der Literatur [7] wurden Musternetze basierend auf statistischen Auswertungen realer Netzdaten für unterschiedliche Bebauungsstrukturen erarbeitet. Aus den hieraus entspringenden Netzen werden häufig vorkommende Netzstrukturen ausgewählt.

### 2.1 Klassifizierungskriterien der Netze

In der Literatur [7], [8], [9], [10] unterscheiden alle Autoren zunächst in Anlehnung an die Bebauungsstruktur zwischen unterschiedlichen Netzklassen. Die Siedlungsstrukturen werden hier mit sechs bis neun Klassen unterschiedlich fein differenziert. Bei der Betrachtung realer Netzdaten gelingt es Kerber [7], die Netze anhand dieser wieder eindeutig sechs definierten Netzklassen zuzuordnen. Aufgrund dieser Tatsache wird die Systematik von Kerber für die Generierung der Musternetze in dieser Studie gewählt. In Tabelle 2.1 sind die sechs Netzklassen aufgeführt, wobei aufgrund der Spannungshaltungsproblematik die Auswahl auf die Klassen **Land-, Dorf- und Vorstadtnetz** weiter eingeschränkt werden kann.

Das eingesetzte Leitungsmaterial ist in allen Fällen bei Hauptleitungen vom überwiegend vorkommenden Typ NAYY 4x150 mm<sup>2</sup> und bei den hiervon abzweigenden Hausanschlussleitungen vom Typ NAYY 4x50 mm<sup>2</sup>.

Tabelle 2.1: Übersicht der verwendeten Netzklassen

Netzklasse	Charakteristika			
	Bebauung	Verbraucher	Netzstruktur	Leitung
Land	lockere Bebauung	Landwirtschaft, Gewerbe, Haushalte	Strahlennetz	Freileitung Kabel
Dorf	Einfamilienhäuser	Haushalte Landwirtschaft Gewerbe	Strahlennetz, offener Ring	Kabel
Vorstadt	Ein- und Zweifamilienhäuser, hohe Dichte	Haushalte	offener Ring, Maschennetz	Kabel
Blockbebauung	große Mehrfamilienhäuser	Haushalte	offener/ geschlossener Ring	Kabel
Gewerbegebiet	Gewerbegebäude	Gewerbe	Maschennetz	Kabel
Innenstadt	hohe Dichte	Gewerbe, Haushalte	Maschennetz	Kabel

Die eindeutige Zuordnung der Netzpläne zu den Netzklassen kann anhand folgender Größen erfolgen [7]:

- spezifische Transformatorleistung pro Verbraucher

Eine Betrachtung der Netzdaten hinsichtlich der Transformatoren zeigt: In Landnetzen sind zumeist 100 kVA- und 160 kVA-Transformatoren (Nennscheinleistung des Transformators) anzutreffen – mit zunehmender Verbraucherdichte steigt diese Leistung auf 400 kVA in Dorfnetzen bzw. 630 kVA in Vorstadtnetzen an. Eine eindeutige Zuordnung zur Netzklasse kann durch das Verhältnis der Transformatorleistung zur Anzahl der Hausanschlüsse (spezifische Transformatorleistung) vorgenommen werden, da sich hier die, aus den realen Netzdaten ermittelten, Verteilungsfunktionen ausreichend stark unterscheiden.

- spezifischer Verbrauchersummenwiderstand pro Netzstrahl:

Um den leitungsbedingten Spannungsfall auch in komplexeren Netzstrukturen mit vielen Verzweigungen, Unterverzweigungen und wechselnden Leitungstypen abzubilden, wird das Maß des Verbrauchersummenwiderstandes eingeführt. Dieser beschreibt den Realteil der Leitungsimpedanz der Strecke vom Transformator zu jedem einzelnen Verbraucher und wird aus Leitungsdaten und der Leitungslänge der einzelnen Abschnitte und anschließender Aufsummierung der Teilwiderstände gewonnen. Da alle Netzklassen die gleichen Spannungsgrenzen einhalten müssen, unterscheiden sich die Verbrauchersummenwiderstände nicht sonderlich. Durch Bezug auf die Verbraucherzahl kann jedoch ein eindeutiges Kriterium gefunden werden.

- mittlerer Hausabstand:

Ein weiteres unabhängiges Unterscheidungsmerkmal der Netzklassen ist der mittlere Hausabstand. Dieser liegt im Mittel bei:

- 54 m auf dem Land
- 32 m in Dörfern und
- 17 m im vorstädtischen Bereich.

## 2.2 Verwendete Musternetze

Es wird ausgehend von der durch einen Transformator gespeisten Niederspannungssammelschiene in der Ortsnetzstation von einem Strahlennetz mit einer gewissen Anzahl an Hauptstrahlen ( $n_{\text{Strahl}}$ ) ausgegangen. Vom jeweiligen Strahl (Hauptleitung) zweigen die einzelnen Hausanschlüsse (HA) ab. Der Anschluss erfolgt über die Hausanschlussleitung der Länge  $L_{\text{HA}}$ . Bei den hier verwendeten Netzklassen mit vorwiegend Einfamilienhäusern können Verbraucherzahl und Hausanschlusszahl ( $n_{\text{HA}}$ ) gleichgesetzt werden. Die Netzverknüpfungspunkte (VP) sind entweder per Muffe oder per Kabelverteilerschrank (KV) mit dem Abstand  $d_{\text{VP}}$  abwechselnd realisiert. Ringleitungen oder Vermaschungen werden bei

den hier behandelten Netzklassen vernachlässigt, zumal sie auch in der Realität betrieblich meist vermieden werden.

Aus den Statistiken wurden von Kerber insgesamt 17 Musternetze erzeugt, bestehend aus sieben *typischen* Standardnetzen für Land/Dorf/Vorstadt sowie zehn Extremfällen, die sich durch mehrere und längere Netzstrahlen, mehr Hausanschlüsse und stärker ausgelastete Transformatoren auszeichnen. Die Generierung der Extremnetze unterscheidet sich von den *typischen* Netzen im Hinblick auf die Auswahl der Werte aus den Verteilungsfunktionen. So wird beispielsweise bei der Ermittlung von Länge und Anzahl der Hausanschlüsse des typischen Netzstrahls beim typischen Netz das 50%-Quantil herangezogen, beim Extremnetz hingegen das 95%-Quantil.

Aus diesen Netzen wird für die vorliegenden Untersuchungen eine Auswahl von sechs Fällen getroffen: Für jede der drei Netzklassen je ein *typischer* und ein *extremer* Fall. In Tabelle 2.2 ist eine Zusammenstellung der verwendeten Musternetzkonfigurationen mit den jeweiligen Parametern zu finden. Für die Transformatoren wird dabei im Gegensatz zu Kerbers Musternetzen, die Bemessungsleistung nicht geringer als 400 kVA gewählt. Es ist damit sichergestellt, dass das Integrationspotenzial nicht durch den speisenden Transformator begrenzt wird. In den Abbildungen 2.1 und 2.2 sind exemplarisch ein *typisches* Landnetz und ein *typisches* Dorfnetz gezeigt.

Tabelle 2.2: Übersicht der verwendeten Musternetze

Musternetztyp	$S_{\text{ONT}}$ in kVA	$n_{\text{HA}}$	$n_{\text{Strahl}}$	$d_{\text{VP}}$ in m	Art des VP	$L_{\text{HA}}$ in m
Land, <i>typisch</i>	400	14	2	53; 175	50% Muffe	18
					50% KV	33
Land, <i>extrem</i>	400	27	2	26; 78	50% Muffe	18
					50% KV	33
Dorf, <i>typisch</i>	630	57	6	2x40; 29; 32; 43; 64	50% Muffe	15
					50% KV	31
Dorf, <i>extrem</i>	630	117	9	2x21; 29; 2x32; 40; 43; 64; 102	50% Muffe	15
					50% KV	31
Vorstadt, <i>typisch</i>	630	146	10	3x21; 2x17; 3x25; 11; 60	100% Muffe	11
					100% Muffe	11
Vorstadt, <i>extrem</i>	630	191	9	6; 2x11; 17; 21; 2x25; 60; 68	100% Muffe	11
					100% Muffe	11

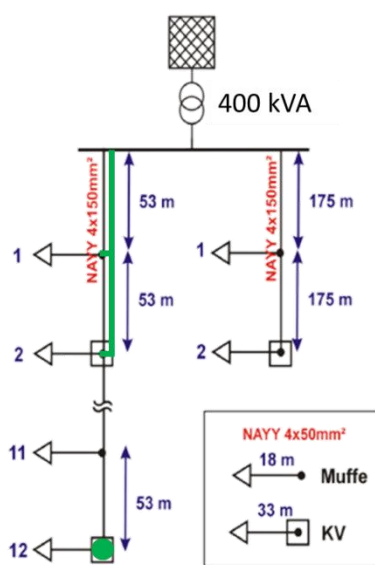


Abbildung 2.1: typisches Landnetz mit strangabschnittsgenauem Netzausbau (entsprechend Kapitel 3)

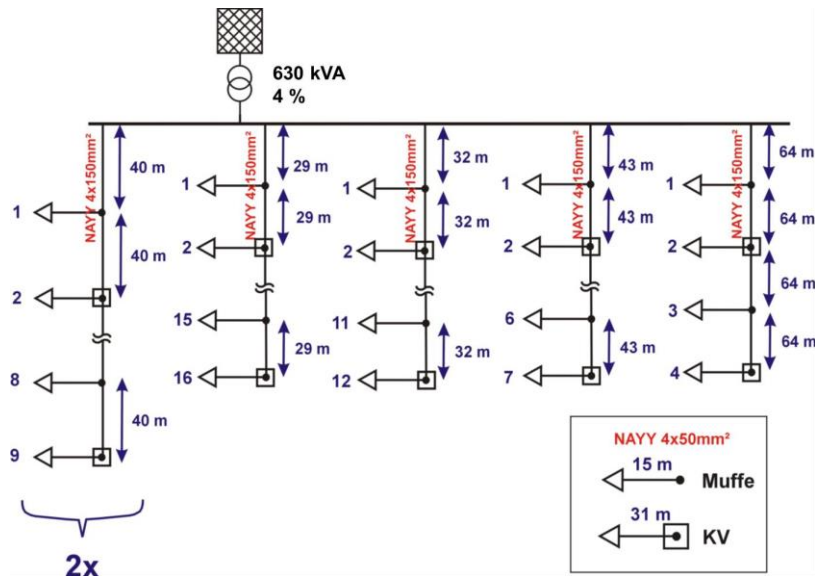


Abbildung 2.2: typisches Dorfnetz

### 2.3 Validierung der verwendeten Musternetze

Unabhängig von den verwendeten Netzen existiert bei der FGH ein Musternetzgenerator, welcher auf einer differenzierteren Klassifizierung und den statistischen Daten aus der Dissertation von Scheffler [8] basiert. Das Softwaretool führt dabei eine stochastische Ziehung der Netzparameter aus Verteilungsfunktionen durch, prüft daraufhin das so erzeugte Netz nach dem Spannungsfallkriterium nach VDE-AR-N 4105 und nimmt bei Verletzungen gegebenenfalls Korrekturen vor. Tabelle 2.3 stellt das Klassifizierungssystem der FGH dem von Kerber gegenüber und nimmt eine Zuordnung vor. Anschließend werden in Tabelle 2.4 die nach beiden Verfahren generierten Musternetze hinsichtlich Anzahl und Länge der Netzstrahlen, sowie Anzahl und Abstand der Hausanschlüsse verglichen.

Es ist zu erkennen, dass der Musternetzgenerator grundsätzlich eine größere Spannweite hinsichtlich aller Werte erlaubt. Beim Vergleich der beiden Landnetze zeigt sich, dass Kerbers Modell bei dem unteren Extremum der von der FGH angegebenen Spanne liegt. Bei den Fällen Dorf und Vorstadt stellen sich die Netze von Kerber hingegen als Worst-Case-Modelle heraus und liegen damit hinsichtlich der Anzahl der Abgänge im oberen Wertebereich. Daran ist gut zu erkennen, dass es sich hier um die verwendeten *extremen* Szenarien handelt.

Trotz unterschiedlicher Klassifizierungssysteme kann im Gesamten von einer sehr guten Übereinstimmung hinsichtlich der erzeugten Musternetze ausgegangen werden. Das Land-Dorf-Vorstadt-Modell von Kerber weist dabei eine höhere Übersichtlichkeit auf.

Tabelle 2.3: Vergleich der verwendeten Siedlungs-Klassifizierungssysteme

Kategorie der FGH	Kategorie von Kerber
A – Wohnplätze und Streusiedlungen B – Dörfer mit überwiegend Gehöften	Land
C – Ein- und Zweifamilienhaussiedlung niedriger Dichte D – Einfamilienhaussiedlung hoher Dichte und Dorfkern E – Reihenhausbauung F – Zeilenbauung mittlerer Dichte	Dorf, Vorstadt
G – Zeilenbauung hoher Dichte und Hochhäuser H – Blockbauung I – Mittelalterliche Altstadt	Innenstadt

Tabelle 2.4: Vergleich der Musternetze von FGH und Kerber

	FGH	Kerber
<b>Siedlungstyp B <math>\triangleq</math> Landnetz, extrem</b>		
Anzahl Abgänge	2-4	2
Länge der Netzstrahlen in m	200-500	36-312
Anzahl der Hausanschlüsse	10-51	6-52
Abstand der Hausanschlüsse in m	39	teils kleiner
<b>Siedlungstyp C <math>\triangleq</math> Vorstadtnetz, extrem</b>		
Anzahl Abgänge	2-6	6
Länge der Netzstrahlen in m	100-400	68-414
Anzahl der Hausanschlüsse	13-160	24-146
Abstand der Hausanschlüsse in m	15	ähnlich
<b>Siedlungstyp D <math>\triangleq</math> Dorfnetz, extrem</b>		
Anzahl Abgänge	2-6	5
Länge der Netzstrahlen in m	100-400	102-508
Anzahl der Hausanschlüsse	10-114	13-64
Abstand der Hausanschlüsse in m	21	ähnlich

### 3. Symmetrische Simulationen

Im folgenden Kapitel wird die Vorgehensweise bei den simulativen Untersuchungen vorgestellt und dargestellt, welche Auswirkungen verschiedene Regelungsmechanismen in den definierten Musternetzen haben. Zunächst wird auf die Modellierung der Spannungshaltungskonzepte (Abschnitt 3.1) eingegangen. In Abschnitt 3.2 wird untersucht, wie das Integrationspotenzial dezentraler Erzeugungsanlagen mit Hilfe der Spannungshaltungskonzepte gesteigert werden kann. In Abschnitt 3.3 wird schließlich untersucht, welche Auswirkungen die Konzepte bei Betrachtung eines ganzen Jahres in 15-minütiger Auflösung haben.

#### 3.1 Modellierung der Spannungshaltungskonzepte

Im Folgenden werden die  $\cos\varphi(P)$ -Steuerung, die  $Q(U)$ -Regelung, sowie die rONT-Regelung betrachtet und die für die spätere Simulation notwendigen Parameter vorgestellt.

##### 3.1.1 Konzept 1: Q(U)-Regelung

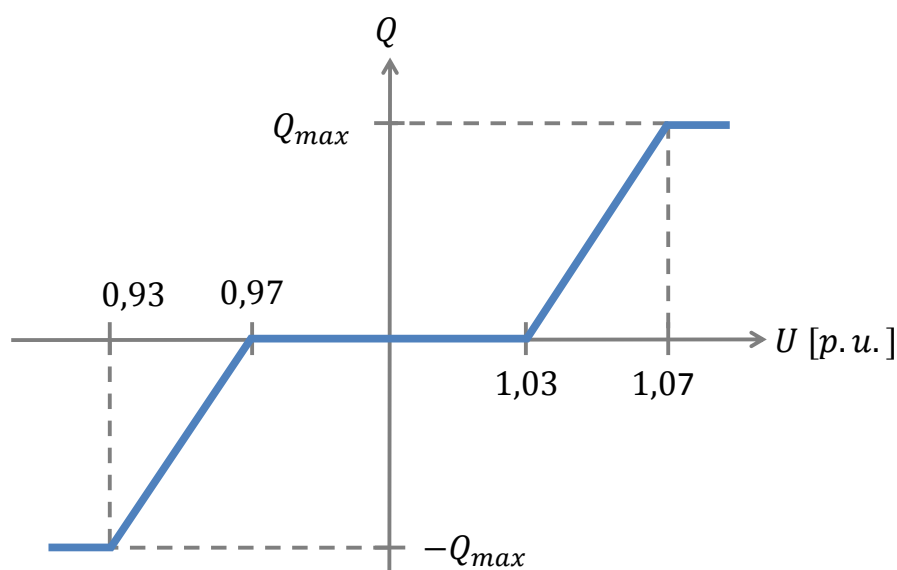


Abbildung 3.1: Implementierte  $Q(U)$ -Regelung

Bei der  $Q(U)$ -Regelung handelt es sich um eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung. Die Blindleistung wird hierbei durch eine vordefinierte Kennlinie bestimmt. Um der durch die Erzeugungsanlage verursachten Spannungsanhebung entgegenzuwirken, wird in den Netzbereichen mit Spannungshaltungsproblemen bei erhöhter Knotenspannung Blindleistung bezogen, bei verminderter Knotenspannung wird Blindleistung abgegeben. Gemäß des Verbraucherzählpfeilsystems wird im Folgenden der Bezug induktiver Blindleistung verkürzt als „Blindleistungsbezug“ definiert. Dies ist synonym mit einem untererregten Betrieb von Erzeugungsanlagen bzw. einem induktiven Verschiebungsfaktor zu verstehen. Dabei wird in einer Best-Case-Abschätzung STATCOM-Verhalten vorausgesetzt, d.h. die Fähigkeit der betrachteten Erzeugungsanlagen, weitestgehend

unabhängig von der eingespeisten Leistung Blindleistung zu beziehen bzw. abzugeben. Dies ermöglicht auch für den Starklastfall eine uneingeschränkte Wirksamkeit der Regelung. Die gewählte Kennlinie ist in Abbildung 3.1 zu sehen. Die maximal beziehbare bzw. abgebbare Blindleistung ergibt sich aus der installierten Leistung der Erzeugungsanlage und einem angenommenen, minimalen Verschiebungsfaktor von 0,95 bzw. 0,9. Bei der Q(U)-Regelung wird im Gegensatz zur  $\cos\varphi(P)$ -Steuerung nur dann Blindleistung bezogen oder bereitgestellt, wenn die Spannung deutlich (mehr als 3 %) von der Nennspannung abweicht. Das gewählte Totband von 6 % der Spannung zwischen 97 % und 103 % der Nennspannung verhindert ein Ansprechen der Regelung bei kleinen Spannungsabweichungen und vermindert so den Blindleistungsbedarf gegenüber der  $\cos\varphi(P)$ -Steuerung. Auf der Grundlage der Untersuchungsergebnisse wird eine Anpassung der Q(U)-Kennlinie auch bei einer manuellen Umstellung des Transformator-Übersetzungsverhältnisses als nicht notwendig erachtet. Unterschiedliche Umsteller-Positionen wurden daher in der vorliegenden Studie nicht untersucht.

### 3.1.2 Konzept 2: $\cos\varphi(P)$ -Steuerung

Bei der simulierten  $\cos\varphi(P)$ -Steuerung wird abhängig von der auf die installierte Leistung der Erzeugungsanlagen bezogenen Wirkleistungseinspeisung Blindleistung gemäß der in Abbildung 3.2 dargestellten Kennlinie bezogen. Da sich die eingestellte Blindleistung lediglich aus der eingespeisten Wirkleistung ergibt, handelt es sich hier aus Sicht des Netzes nicht um eine Regelung, sondern um eine Steuerung. Ab einer relativen Leistung von 50% wird der Verschiebungsfaktor gemäß einer linearen Kennlinie bis zu einem Verschiebungsfaktor von 0,95 bzw. 0,9 bei voller Leistung eingestellt. Prinzipiell ist auch ein Bezug kapazitiver Blindleistung möglich. Da der Bezug induktiver Blindleistung aufgrund der spannungssenkenden Wirkung das Integrationspotenzial von Erzeugungsanlagen erhöht, wird hier nur der Fall des Bezugs induktiver Blindleistung betrachtet.

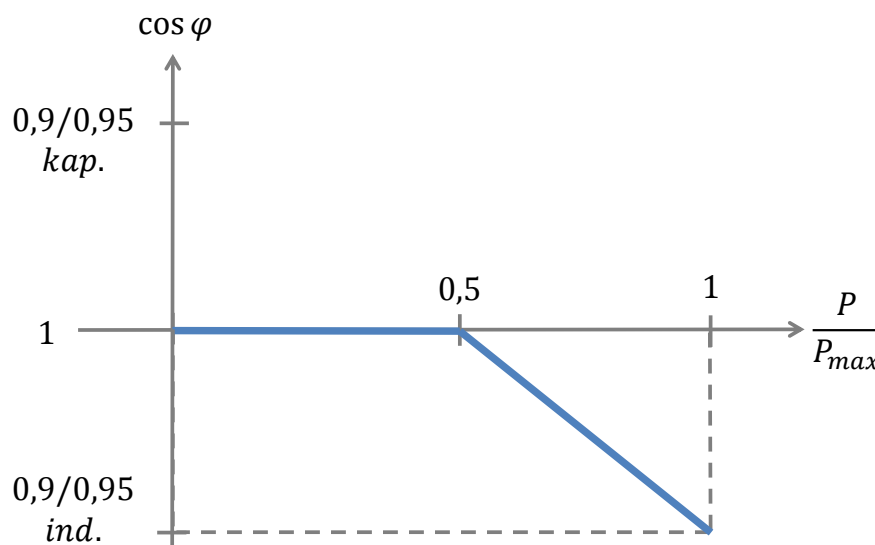


Abbildung 3.2: Implementierte  $\cos\varphi(P)$ -Steuerung

### 3.1.3 Konzept 3: rONT-Regelung

Bei der implementierten rONT-Regelung handelt es sich um eine stufenlos angenommene Sammelschienen-Regelung, die die Unterspannungsseite des Transformators durch Änderung des Übersetzungsverhältnisses des Transformators auf Nennspannung hält. Auf die detaillierte Modellierung von Totbändern sowie diskreten Stufen wurde bewusst verzichtet, um eine Hersteller-unabhängige Untersuchung zu gewährleisten. Es werden allerdings pauschale Sicherheitsmargen bei der rONT-Regelung berücksichtigt, die genauer in Unterabschnitt 3.2.1 beschrieben werden. Die betrachtete Version des rONT berücksichtigt lediglich die Spannung auf der Unterspannungsseite des Transformators und insbesondere nicht die Knotenspannungen des übrigen Netzes. Der Einsatz einer abgesetzten Sensorik wird somit nicht berücksichtigt.

### 3.1.4 Nicht berücksichtigte Konzepte

Die zuvor genannten Konzepte beeinflussen die Spannungshaltung indirekt durch Beeinflussung der Blindleistung (Q(U)-Regelung bzw.  $\cos\phi(P)$ -Steuerung) bzw. direkt durch Änderung des Übersetzungsverhältnisses des Transformators (rONT-Regelung). Diese Verfahren der statischen Spannungshaltung zielen darauf ab, eine vorgegebene, durch Wirkleistungseinspeisung hervorgerufene Spannungserhöhung zu reduzieren. In dieser Studie nicht berücksichtigt werden Konzepte, die der Spannungserhöhung a priori zuvorkommen, beispielsweise ein Einspeisemanagement in Form einer pauschalen Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen auf 70%. Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen hinsichtlich des Integrationspotenzials stellt die Untersuchung nicht abgeregelter Erzeugungsanlagen insofern eine Worst-Case-Annahme dar. Für eine Begrenzung der Einspeiseleistung dezentraler Erzeugungsanlagen sind die Ergebnisse dennoch unter Annahme der tatsächlichen maximalen Einspeiseleistung anwendbar. Ein situationsbezogenes Einspeisemanagement, das nur bei auftretenden Netzrestriktionen ergriffen wird, wird nicht behandelt.

## 3.2 Nicht-zeitaufgelöste Untersuchungen

Im Rahmen der „nicht-zeitaufgelösten Untersuchungen“ werden der reine Erzeugungsfall und keine Last betrachtet. Die nicht-zeitaufgelösten Untersuchungen haben das Ziel zu quantifizieren, wie viel mehr Einspeiseleistung in die Musternetze integriert werden kann, wenn Spannungshaltungskonzepte angewendet werden. Dazu wird im Folgenden dargestellt, wie das Integrationspotenzial und die vermiedenen Netzausbaukosten der Konzepte bestimmt werden (Unterabschnitt 3.2.1 und 3.2.2) und welche Ergebnisse sich bzgl. Integrationspotenzial und Netzausbaukosten ergeben (Unterabschnitt 3.2.3 und 3.2.4).

### 3.2.1 Bestimmung des Integrationspotenzials

Das Integrationspotenzial ist ein Maß dafür, welche Erzeugungsleistung durch den Einsatz eines Reglers oder einer Reglerkombination in das Netz integriert werden kann, ohne dabei Strom- oder Spannungsgrenzwerte zu verletzen. Dabei wird angenommen, dass sich keine

Last im Netz befindet. Erhöhte Knotenspannungen im Mittelspannungsnetz werden dadurch berücksichtigt, dass die Oberspannungsseite des Transformators auf eine Spannung von 104 % der Nennspannung gesetzt wird<sup>1</sup>. Diese im Mittelspannungsnetz bereits deutlich angehobene Spannung stellt den Fall dar, dass die betrachteten Niederspannungsnetze erzeugerdominiert sind und bereits an einem längeren Ausläufer des Mittelspannungsnetzes liegen. Zur Ermittlung des Integrationspotenzials wird an jedem Anschlusspunkt die Einspeiseleistung jeder Erzeugungsanlage so lange schrittweise erhöht, bis eine Grenzwertverletzung nach Tabelle 3.1 auftritt.

Eine Verletzung der maximalen Betriebsmittelbelastung wird dann erreicht, wenn der Leistungsfluss über eine Leitung 100 % der thermischen Grenzleistung überschreitet. Bei Transformatoren wird eine Überlast von 120 % ohne zeitliche Begrenzung zugelassen<sup>2</sup>.

Im NS-Netz ist eine maximale Erhöhung der Spannung von 3 % durch den Anschluss von Erzeugungsanlagen zulässig [1]. Bei Berücksichtigung einer Spannung von 104 % auf der Oberspannungsseite des Transformators ergibt sich daher eine maximale Spannung von 107 % an jedem Netzverknüpfungspunkt. In den Simulationen wurden darüber hinaus alle Netzanschlusspunkte überprüft.

Bei der rONT-Regelung ist es das Ziel, das Potenzial des rONT voll auszuschöpfen. Daher wurden die Grenzen bei der rONT-Regelung so festgelegt, dass das komplette Spannungsband von 10 % über und unter der Nennspannung ausgeschöpft werden kann [4]. Abzüglich einer Sicherheitsmarge von 1 %, die Einstellgenauigkeiten bei der rONT-Regelung berücksichtigt, ergibt sich ein zulässiger Bereich von 91 % bis 109 % der Nennspannung als Grenzwerte für die rONT-Regelung.

Tabelle 3.1: Grenzwerte bei der Bestimmung des Integrationspotenzials

	Grenzwertverletzung	
	Minimale / Maximale Knotenspannung	Maximale Betriebsmittelbelastung
<b>Ohne rONT-Regelung</b>	90 % / 107 %	100 % (Leitungen)
<b>Mit rONT-Regelung</b>	91 % / 109 %	120 % (Transformatoren)

Die Leistung der Erzeugungsanlagen wird so lange erhöht, bis das Integrationspotenzial erschöpft ist und sich eine Situation ergibt, bei der gerade noch keine der oben genannten Grenzwerte verletzt wird. Diese Erzeugungsleistung wird mit einem Fehler <10 Watt bestimmt.

Bei der Verteilung der Anlagen werden zwei Arten der Verteilung unterschieden:

<sup>1</sup> Hier wird der Grenzfall zugrunde gelegt, dass von einem erlaubten Spannungsanstieg von 10 % im gesamten Verteilungsnetz 4 % im MS-Netz, 2 % über den Transformator und 4 % im NS-Netz abfallen, woraus sich eine Maximalspannung von 104 % der Nennspannung im MS-Netz ergibt.

<sup>2</sup> Dieser Grenzwert wurde im Konsortium abgestimmt und passt zu den Netzplanungsgrundsätzen der EWE AG

- Bei der homogenen Verteilung werden die Anlagen an alle Netzanschlusspunkte verteilt, also an alle Netzpunkte, an denen Gebäude vorhanden sind.
- Bei der inhomogenen Verteilung werden die Anlagen nur an die letzten 20 % der Anschlusspunkte eines Stranges verteilt. Dies berücksichtigt, dass besonders die Anlagen am Ende eines Stranges Spannungsänderungen verursachen, aber auch besonders stark die Spannung durch Blindleistungsbezug beeinflussen können. Somit wird durch diese Untersuchungen ein Worst-Case abgebildet. Da sich, insbesondere bei Strängen mit wenigen Anschlusspunkten, keine ganzzahlige Anzahl an Anschlusspunkten (*AP*) ermitteln lässt, wird bei der Anzahl der Anlagen gemäß  $[0,2 * AP]$  nach oben aufgerundet.

Das so ermittelte Integrationspotenzial stellt ein Maß zum Vergleich der Effektivität der Spannungshaltungskonzepte bei der Integration von Erzeugungsanlagen dar. Es werden keine netzplanerischen Aspekte wie z.B. der zu erwartende Zubau dezentraler Erzeuger berücksichtigt, der u.U. unter dem ermittelten maximalen Integrationspotenzial liegt. Daher können bei Erzeugungsleistungen unterhalb des maximalen Integrationspotenzials durchaus andere Konzepte aus wirtschaftlicher Sicht (siehe Kapitel 5) die günstigste Lösung darstellen. Für die Effektivität des Spannungshaltungskonzeptes ist das Integrationspotenzial allerdings eine geeignete Quantifizierung.

### 3.2.2 Bestimmung des Netzausbaubedarfs

In jedem Szenario wird bestimmt, in welcher Höhe konventioneller Netzausbau notwendig gewesen wäre, um das gleiche Integrationspotenzial wie im betrachteten Szenario zu ermöglichen. Es wird so lange Netzausbau betrieben, bis keine Grenzwertverletzung gemäß Tabelle 3.1 mehr auftritt.

- Bei überlasteten Leitungen werden Kabel mit einem Querschnitt des Typs NYY 4\*300 mm<sup>2</sup> parallel verlegt.
- Bei Spannungsbandverletzungen wird ausgehend vom Ortsnetztransformator, parallel zu den bestehenden Leitungen strangabschnittsweise (siehe dazu Abbildung 2.1) ein Kabel des Typs NYY 4\*300 mm<sup>2</sup> gelegt, bis die Grenzwertverletzung behoben ist.

Auch hier gelten ähnliche Einschränkungen wie bei der Ermittlung des Integrationspotenzials: Die ermittelte vermeidbare Netzausbaulänge ist ein Maß für den wirtschaftlichen Nutzen eines Spannungshaltungskonzeptes gegenüber dem konventionellen Netzausbau.

### 3.2.3 Ergebnisse Integrationspotenzial

Im Folgenden wird das Integrationspotenzial für die jeweiligen Spannungshaltungskonzepte als prozentuale Steigerung gegenüber dem Szenario ohne Spannungshaltung angegeben. Dieses absolute Integrationspotenzial für die untersuchten Netze und Anlagenverteilungen, als Bezugswert der Spannungshaltungskonzepte, stellt Abbildung 3.3 dar.

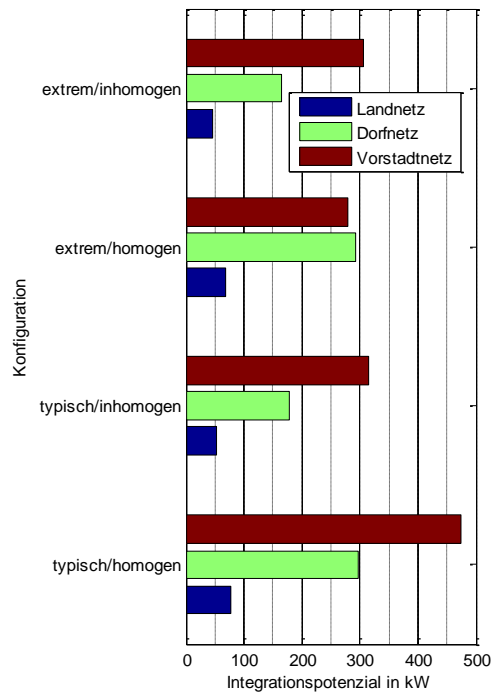


Abbildung 3.3: Das absolute Integrationspotenzial der untersuchten Netze ohne Spannungshaltungskonzepte

### 3.2.3.1 Typische Netze

Die das Integrationspotenzial begrenzenden Faktoren gemäß Tabelle 3.1 sind in Tabelle 3.2 dargestellt: In den Szenarien ohne rONT ist das begrenzende Kriterium überwiegend die Spannung, in den Szenarien mit rONT überwiegend die Bemessungsleistung des rONT oder der Leitungen. Je ländlicher das Netz ist, desto eher treten Spannungsprobleme auf, je vorstädtischer das Netz, desto eher wird das Integrationspotenzial durch den Transformator oder die Leitungen begrenzt.

Tabelle 3.2: Begrenzende Faktoren beim Integrationspotenzial im homogenen (H) und inhomogenen (I) Fall für typische Netze

Szenario	Begrenzender Faktor								
	Spannung			Transformator			Leitungen		
	Land	Dorf	Vorstadt	Land	Dorf	Vorstadt	Land	Dorf	Vorstadt
Ohne Regelung	H, I	H, I	H, I						
Q(U)   0,95	H, I	H, I	H, I						
Q(U)   0,9	H, I	H, I	I			H			
Cosphi(P)   0,95	H, I	H, I	I			H			
Cosphi(P)   0,9	H, I	H, I	I			H			
rONT	I	I				H, I	H	H	
rONT+Q(U)   0,95	I	I				H, I	H	H	
rONT+Q(U)   0,9	I					H, I	H	H, I	
rONT+Cosphi(P)   0,95	I	I				H, I	H	H	
rONT+Cosphi(P)   0,9	I					H, I	H	H, I	

Die relativen Steigerungen des Integrationspotenzials gegenüber der Referenzvariante ohne rONT und Spannungshaltungskonzepte, sind in Abbildung 3.4 dargestellt.

Im homogenen Fall (links) kann das Integrationspotenzial durch Spannungshaltungskonzepte zwischen 30 und 200 % gesteigert werden. Im Land- und Dorfnetz ermöglicht ein geringerer Verschiebungsfaktor ein höheres Integrationspotenzial, ebenso wie die  $\cos\phi(P)$ -Steuerung ein höheres Integrationspotenzial als die Q(U)-Regelung ermöglicht. Dieser Umstand begründet sich zum Teil in der verwendeten Q(U)-Kennlinie mit Totband. Aus diesem Grund werden nicht alle DEA im untererregten Zustand gefahren. Eine Verkleinerung des Totbandbereiches der Kennlinie würde das Integrationspotenzial von  $\cos\phi(P)$  und Q(U) angleichen, aber auch zu einer deutlichen Steigerung der Blindarbeit bei Q(U) führen.

Im Vorstadtnetz kann das Integrationspotenzial nicht weiter gesteigert werden, da die Transformator-Auslastungsgrenze erreicht wird. Die rONT-Regelung steigert das Integrationspotenzial in Land- und Dorfnetzen zwischen 130 und 200 %, im Vorstadtnetz hingegen durch die Begrenzung der Transformatorleistung nur gering. Durch die zusätzliche Blindleistung vermindert ein gleichzeitiger Einsatz von rONT- und Blindleistungskonzepten das Integrationspotenzial in allen Netzen.

Im inhomogenen Fall (rechts) treten prinzipiell ähnliche Effekte auf. Die Steigerung des Integrationspotenzials durch den rONT ist mit bis zu 310 % hier noch höher. Im Land- und Dorfnetz ermöglicht der gleichzeitige Einsatz von rONT- und Blindleistungskonzepten eine Vergrößerung des Integrationspotenzials.

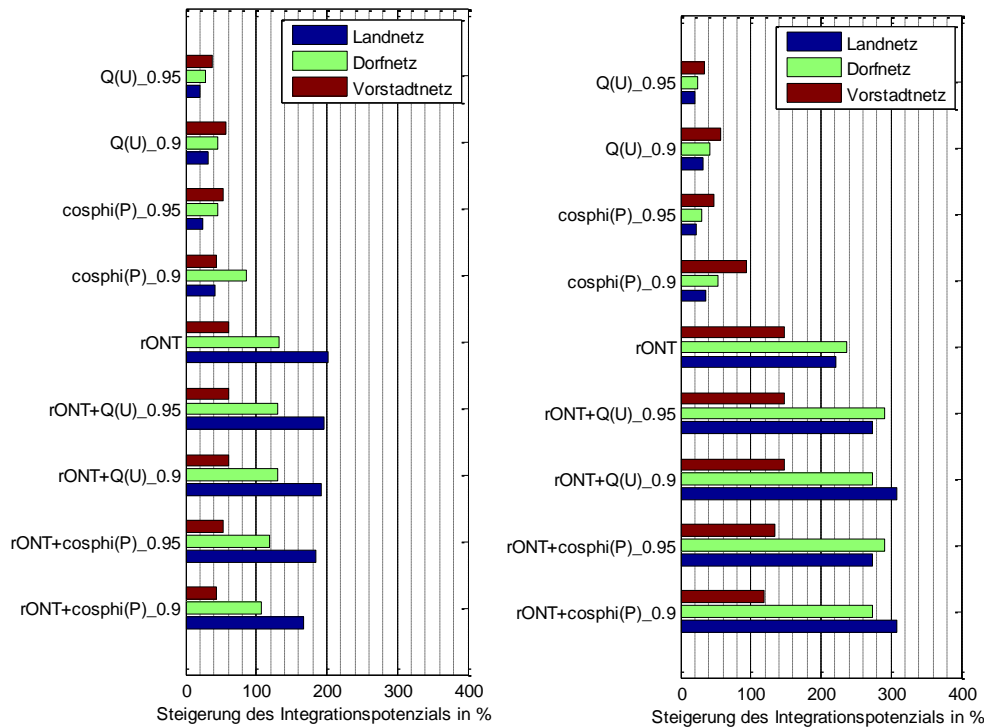


Abbildung 3.4: Steigerung des Integrationspotenzials für typische Netze im homogenen (links) und inhomogenen Fall (rechts)

### 3.2.3.2 Extreme Netze

Bei den *extremen* Netzen zeigen sich bei den das Integrationspotenzial limitierenden Faktoren ähnliche Effekte wie bei den *typischen* Netzen. Allerdings stellt die Transformatorbelastung nun auch im Dorfnetz einen begrenzenden Faktor dar. Statt im Dorfnetz kommt es im Vorstadtnetz zur Begrenzung des Integrationspotenzials durch die Leitungsauslastung.

In Abbildung 3.5 sind die Steigerungen des Integrationspotenzials für die *extremen* Netze dargestellt. Im Gegensatz zu den *typischen* Netzen ist auch im Vorstadtnetz eine signifikante Anhebung des Integrationspotenzials durch sowohl Blindleistungskonzepte als auch durch den rONT zu sehen. Im Vorstadtnetz ermöglichen Blindleistungskonzepte ähnlich starke Steigerungen des Integrationspotenzials wie das rONT-Konzept. Je ländlicher das Netz, desto höher ist die Steigerung des Integrationspotenzials des rONT gegenüber den Blindleistungskonzepten.

Tabelle 3.3: Begrenzende Faktoren beim Integrationspotenzial im homogenen (H) und inhomogenen (I) Fall für extreme Netze

Szenario	Begrenzender Faktor								
	Spannung			Transformator			Leitungen		
	Land	Dorf	Vorstadt	Land	Dorf	Vorstadt	Land	Dorf	Vorstadt
Ohne Regelung	H, I	H, I	H, I						
Q(U)   0,95	H, I	H, I	H, I						
Q(U)   0,9	H, I	H, I	H, I						
Cosphi(P)   0,95	H, I	H, I	H, I						
Cosphi(P)   0,9	H, I	H, I	I						H
rONT	I	I			H	I	H		H
rONT+Q(U)   0,95	I	I			H	I	H		H
rONT+Q(U)   0,9	I	I			H	I	H		H
rONT+Cosphi(P)   0,95	I	I			H	I	H		H
rONT+Cosphi(P)   0,9	I	I			H	I	H		H

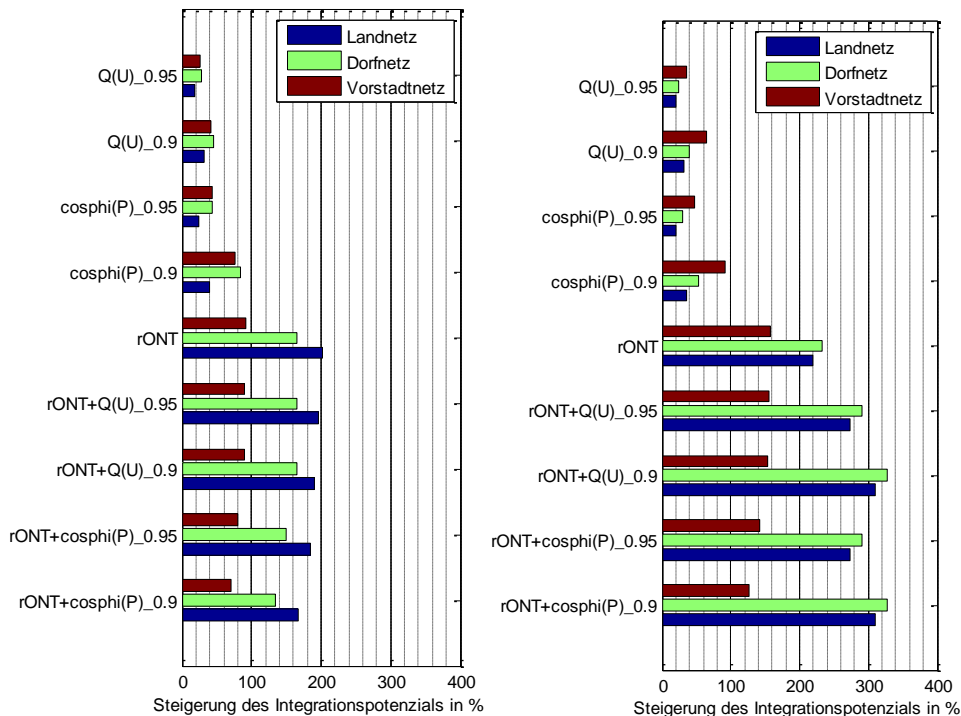


Abbildung 3.5: Steigerung des Integrationspotenzials für extreme Netze im homogenen (links) und inhomogenen Fall (rechts)

### 3.2.4 Ergebnisse vermiedener Netzausbau

Für jede Kombination von Spannungshaltungskonzepten wird ermittelt, welcher konventionelle Netzausbau gemäß Unterabschnitt 3.2.3 notwendig gewesen wäre, um das

gleiche Integrationspotenzial zu ermöglichen wie das jeweilige untersuchte Spannungshaltungskonzept. Dies ermöglicht neben dem technischen Bewertungskriterium „Integrationspotenzial“ eine wirtschaftliche Bewertung des vermiedenen Netzausbaus.

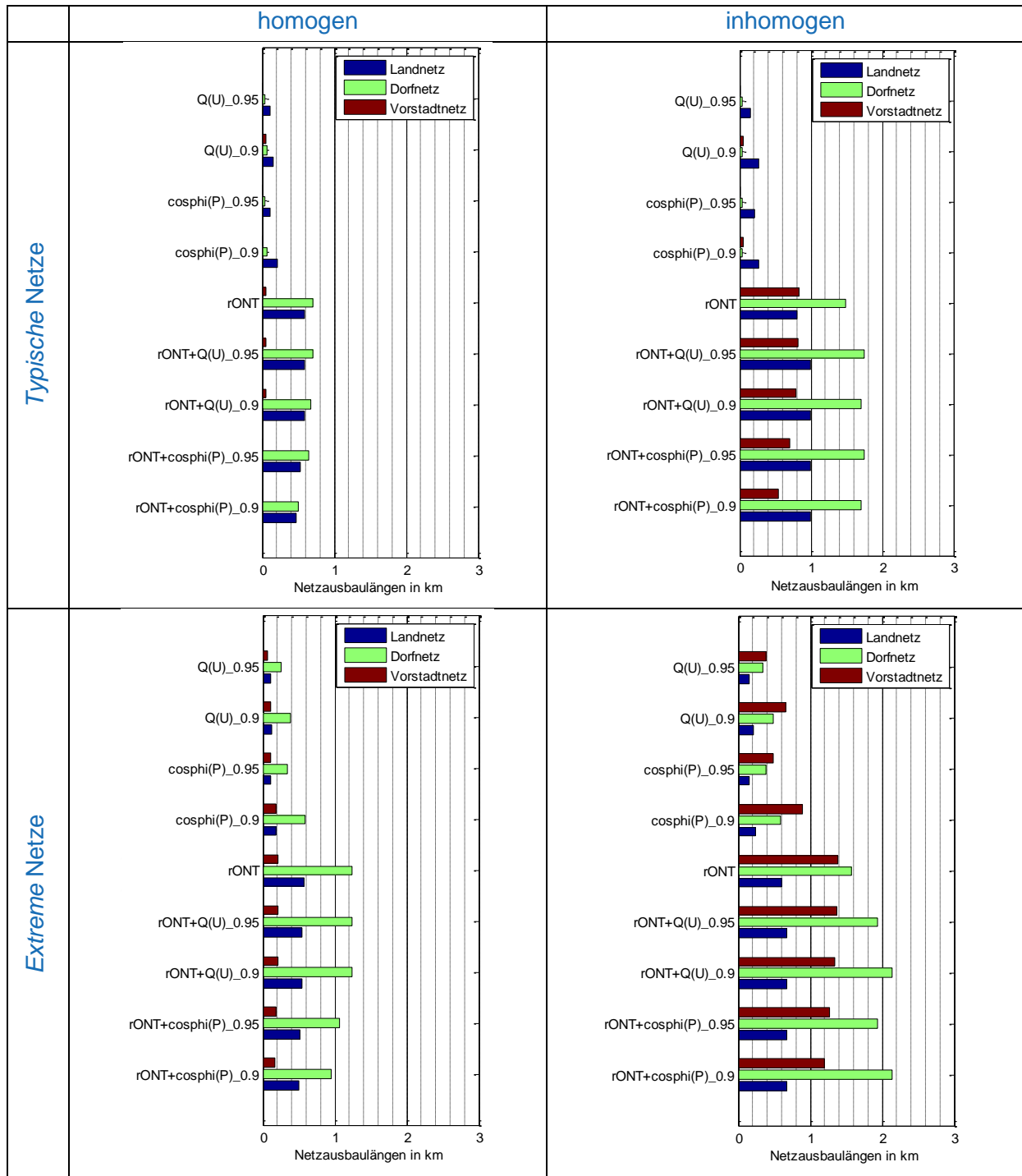


Abbildung 3.6: Vermiedene Netzausbaulängen für typische Netze im homogenen (l.o.) und inhomogenen (r.o.) und für extreme Netze im homogenen (r.u.) und inhomogenen (r.u.) Fall

Die Ergebnisse für die vermiedenen Netzausbaulängen für alle untersuchten Fälle sind in Abbildung 3.6 dargestellt. Im Dorfnetz kann mehr Netzausbau vermieden werden als im Land- und Vorstadtnetz. Mit der rONT-Regelung wird bei vollständiger Ausnutzung des

maximal möglichen DEA-Zubaus sowohl ein höheres Integrationspotenzial erreicht als auch mehr Netzausbau vermieden als mit den Blindleistungskonzepten. Im inhomogenen Fall kann sowohl durch Blindleistungskonzepte als auch durch rONT-Regelung mehr Netzausbau vermieden werden als im inhomogenen Fall.

### 3.3 Zeitreihenbetrachtungen

Unter „Zeitreihenbetrachtungen“ wird die Analyse eines ganzen Kalenderjahres in 15-minütiger Auflösung verstanden. Dies dient im Gegensatz zu Betrachtungen in Abschnitt 3.2 dazu, Aussagen über die Veränderung der Jahresenergieverluste sowie des Jahresblindleistungsbedarfs machen zu können. Zunächst werden die Versorgungsaufgabe der Musternetze sowie die eingesetzten Last- und Erzeugungszeitreihen beschrieben (Unterabschnitte 3.3.1, 3.3.2 und 3.3.3) und die Spannungsvariabilität des Bilanzknotens an der Oberspannungsseite des Ortsnetztransformators abgeleitet (Unterabschnitt 3.3.4). Zuletzt erfolgt die Darstellung der Ergebnisse (Abschnitt 3.4).

#### 3.3.1 Versorgungsaufgabe der Musternetze

Die in AP1 definierten Musternetze bilden *typische* und *extreme* Ausprägungen von Netztopologien ab, beinhalten aber keine Informationen über darin befindliche Lasten und Erzeuger. Daher wurden die in [8] definierten Musternetze herangezogen, um die Versorgungsaufgabe der Musternetze näher beschreiben zu können. Dabei wurden folgende Zuordnungen getroffen:

Tabelle 3.4: Zuordnung der verwendeten Musternetze zu in der Literatur verfügbaren Musternetzen

Bezeichnung in dieser Studie	Bezeichnung in [3]
Landnetze (Musternetz 1/2)	Wohnplätze und Streusiedlungen
Dorfnetze (Musternetz 3/4)	Dörfer mit überwiegend Gehöften
Vorstadtnetze (Musternetz 5/6)	Reihenhaussiedlung

Tabelle 3.5: Eigenschaften von Land-, Dorf- und Vorstadtnetzen

Eigenschaft	Landnetz	Dorfnetz	Vorstadtnetz
Durchschnittliche Wohneinheiten je Hausanschluss	1,3	1,8	1,2
Spannweite Wohneinheiten je Hausanschluss	1 - 2	1 - 6	1 – 4
Mittlerer Jahresenergiebedarf Haushalte [MWh]	3	3,4	4
Spannweite ( Mittelwert +/- Standardabweichung ) Jahresenergiebedarf Haushalte [MWh]	2 - 4	2 - 4,8	3,5 - 4,5
Haushalte pro Wohngebäude	1	2	1

Mit den Angaben aus [8] ergeben sich die in Tabelle 3.5 aufgelisteten Jahresenergiebedarfe und Haushalte pro Wohngebäude. Für Dorfnetze wurden 2 Haushalte pro Wohngebäude angenommen, für Land- und Vorstadtnetze jeweils 1 Haushalt pro Wohngebäude. Der Jahresenergiebedarf von Haushalten in Vorstadtnetzen ist höher als in Land- und Dorfnetzen.

Aus [7] sind die Anzahl an Wohn- und Landwirtschaftsgebäuden sowie die PV-Leistungen für Wohn- und Landwirtschaftsgebäude für die 6 definierten Musternetze bekannt. Mit Hilfe des zuvor ermittelten Integrationspotenzials im Fall ohne Technologieinsatz lässt sich damit die Anzahl der PV-Anlagen in Wohn- und Landwirtschaftsgebäuden, wie in Tabelle 3.6 gezeigt, bestimmen. In den Vorstadtnetzen gibt es ausschließlich Wohngebäude. In den Landnetzen gibt es nur sehr wenige Gebäude, die Landwirtschaftsgebäude überwiegen dabei. Die PV-Leistung auf Wohngebäuden ist bei den Vorstadtnetzen geringer als bei den Landnetzen.

Tabelle 3.6: Verwendete Last- und Erzeugungskonfigurationen für die Zeitreihenberechnung

	TN 1	TN 2	TN 3	TN 4	TN 5	TN 6
Wohngebäude	5	10	43	88	146	191
Landwirtschaftsgebäude	9	17	14	29	0	0
PV-Leistung auf Wohngebäuden [kWp]	12,3		11,3		7,8	
PV-Leistung auf Landwirtschaftsgebäuden [kWp]	27		27		-	
Integrationspotenzial [kWp]	66,6	52,2	293,8	223,3	474,7	215,9
Anzahl PV-Anlagen auf Wohngebäuden	1	1	13	11	61	28
Anzahl PV-Anlagen auf Landwirtschaftsgebäuden	2	2	5	4	-	-
installierte Erzeugungsleistung bei Zeitreihenrechnung [kW]	66,3	66,3	281,9	232,3	475,8	218,4

Pro Musternetz wurden gerade so viele PV-Anlagen verteilt, dass sich unter Berücksichtigung der PV-Leistungen auf Wohn- und Landwirtschaftsgebäuden das Integrationspotenzial ergibt, das ohne den Einsatz von rONT oder Blindleistungskonzepten ermittelt wurde. Dabei wurde das Verhältnis von Wohn- zu Landwirtschaftsgebäuden berücksichtigt und ggf. gerundet, sodass sich nur ganzzahlige Anzahlen ergeben.

Um zu berücksichtigen, dass es in realen Niederspannungsnetzen sowohl last- als auch erzeugungsdominierte Stränge gibt, wurde auf den zweiten Strang jedes Musternetzes keine Erzeugungsanlage verteilt, sodass dieser Strang last- und alle anderen Stränge erzeugungsdominiert sind.

### 3.3.2 Beschreibung eingesetzter Lastzeitreihen

Zur Zeitreihenberechnung werden Haushaltsprofile und landwirtschaftliche Profile eingesetzt, die im Folgenden näher beschrieben werden.

#### 3.3.2.1 Haushaltslasten

Als Haushaltslasten werden 10.000 synthetisch generierte Haushaltslastprofile verwendet. Der Simulation liegt eine detaillierte Bottom-Up-Modellierung von Haushalten und den in diesen Haushalten verwendeten Haushaltsgeräten zu Grunde. Diese wurden mit statistischen Angaben über die Besitzwahrscheinlichkeit, die Einschaltzeitpunkte, die Nutzungswahrscheinlichkeit, die Leistungsaufnahme und die Benutzungsdauer hinterlegt. Eine detaillierte Modellbeschreibung ist in [11] zu finden.

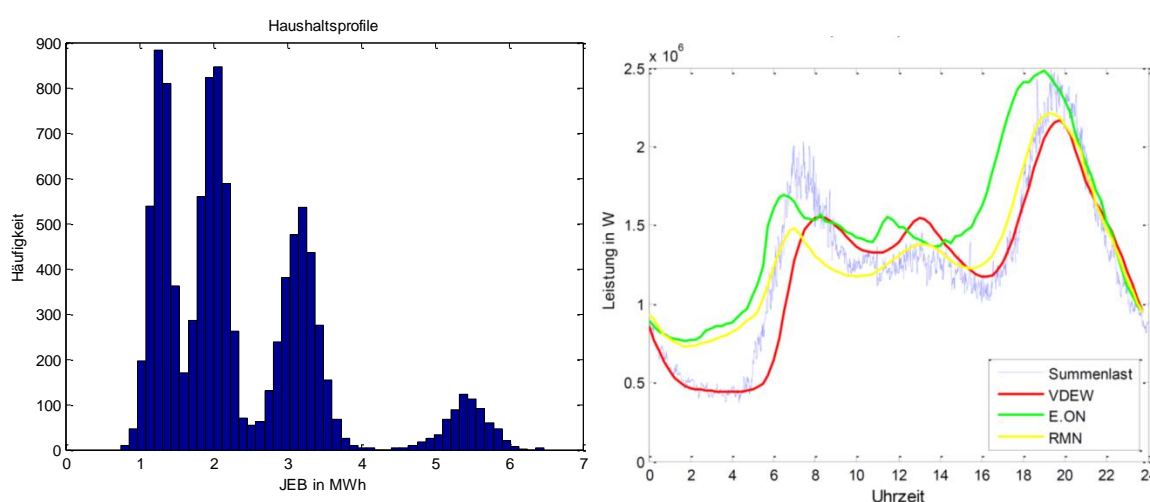


Abbildung 3.7: Links: Verwendeter Pool für Haushaltsprofile. Rechts: Vergleich von 5000 Haushaltslastprofilen mit Standardlastprofilen [11]

Abbildung 3.7 zeigt ein Histogramm der Jahresenergiebedarfe des verwendeten Profilpools. Dieser Profilpool deckt den Jahresenergiebedarf zwischen 2 und 4,5 MWh pro Jahr und Haushalt ab, die zur Parametrierung der Musternetze nach Tabelle 3.5 benötigt werden. Pro Musternetz werden Haushaltsprofile, die vom Jahresenergiebedarf in den geforderten Bereich passen, einmal zugeordnet und für sämtliche Szenarien verwendet, um vergleichbare Ergebnisse innerhalb der Szenarien zu erhalten. Ein Vergleich der verwendeten Profile mit Standardlastprofilen ist rechts in Abbildung 3.7 dargestellt

#### 3.3.2.2 Landwirtschaftslasten

Für landwirtschaftliche Profile werden Messzeitreihen von landwirtschaftlichen Verbrauchern verwendet, die dem Typ „L0“ von Standardlastprofilen aus Abbildung 3.8 entsprechen. Die Jahresenergiebedarfe liegen zwischen 5 und 30 MWh pro landwirtschaftlicher Last und Jahr (siehe Abbildung 3.8). Die Profile werden, analog zu den Haushaltslastprofilen, einmalig den landwirtschaftlichen Lasten pro Musternetz nach Tabelle 3.5 zugeordnet und in allen Szenarien eines Musternetzes verwendet.

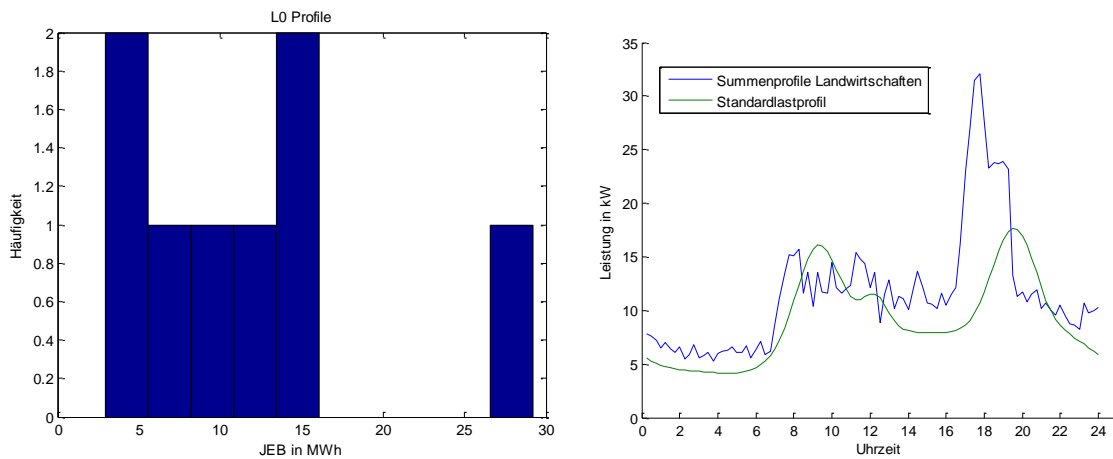


Abbildung 3.8: Links: Verwendeter Pool für landwirtschaftliche Profile. Rechts: Vergleich der verwendeten Profile mit einem Standardlastprofil

### 3.3.3 Einspeisepprofile von PV-Anlagen

Für alle PV-Anlagen wird dasselbe Einspeisepprofil verwendet. Zur Generierung der Zeitreihe wurde ein PV-Modell verwendet, was die direkte und diffuse Bestrahlungsstärke sowie die Außentemperatur aus Daten des Deutschen Wetterdienstes [12] verwendet. Im Modell berücksichtigt werden typische Konfigurationen von Solarmodulen und Wechselrichtern. Die maximale Modulleistung tritt nach dem Modell im Frühsommer auf. In Abbildung 3.9 sind drei Verläufe von Wirkleistungsprofilen einer Anlage mit einer Erzeugerleistung von 1 kWp für verschiedene Jahreszeiten dargestellt

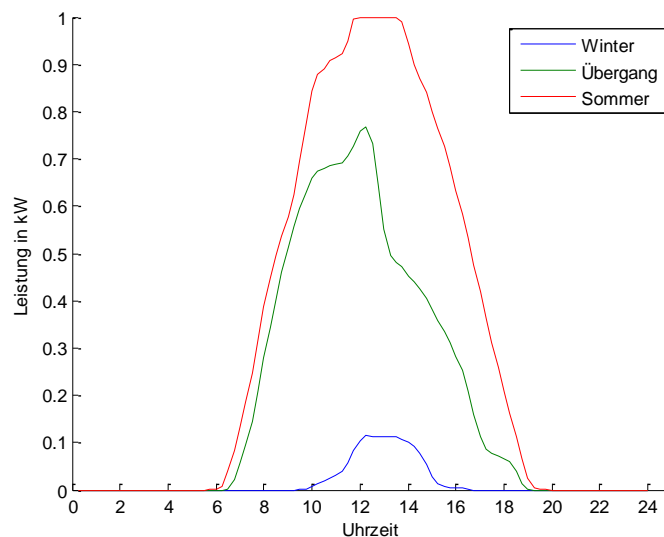


Abbildung 3.9: Erzeugungsprofile für 3 beispielhafte Tage für eine 1kWp-PV-Anlage

### 3.3.4 Ableitung der Slack-Knotenspannung der Musternetze

Um die durch die Mittelspannungsebene verursachten Spannungsänderungen im Mittelspannungsnetz abbilden zu können, wird die oberspannungsseitige Spannung der Ortsnetzstation mit Hilfe der im NS-Netz befindlichen Last- und Erzeugungssituationen abgeschätzt. Während bei der Ermittlung des Integrationspotenzials eine oberspannungsseitige Spannung von 1,04 p.u. angenommen wird, schwankt diese Spannung bei der Zeitreihenbetrachtung zwischen 1,04 p.u. (Einspeisefall) und 0,98 (Lastfall). Der minimalen Lastsituation (Summe aller Lasten und Erzeuger) wird dementsprechend eine oberspannungsseitige Spannung von 1,04 zugeordnet und der maximalen Lastsituation eine Spannung von 0,98. Zwischen diesen Werten wird gemäß der Last- und Erzeugungssituation im NS-Netz bei der Zuordnung linear interpoliert.

Das Ergebnis dieser Vorgehensweise ist in Abbildung 3.10 für alle Musternetze für den Lastfall (links, Tag 5) und den Erzeugungsfall (rechts, Tag 121) dargestellt. Durch die unterschiedlichen Lastprofile ergibt sich im Lastfall ein unterschiedlicher Verlauf, während im Erzeugungsfall die Spannungszeitreihe durch das einheitliche PV-Profil gekennzeichnet ist.

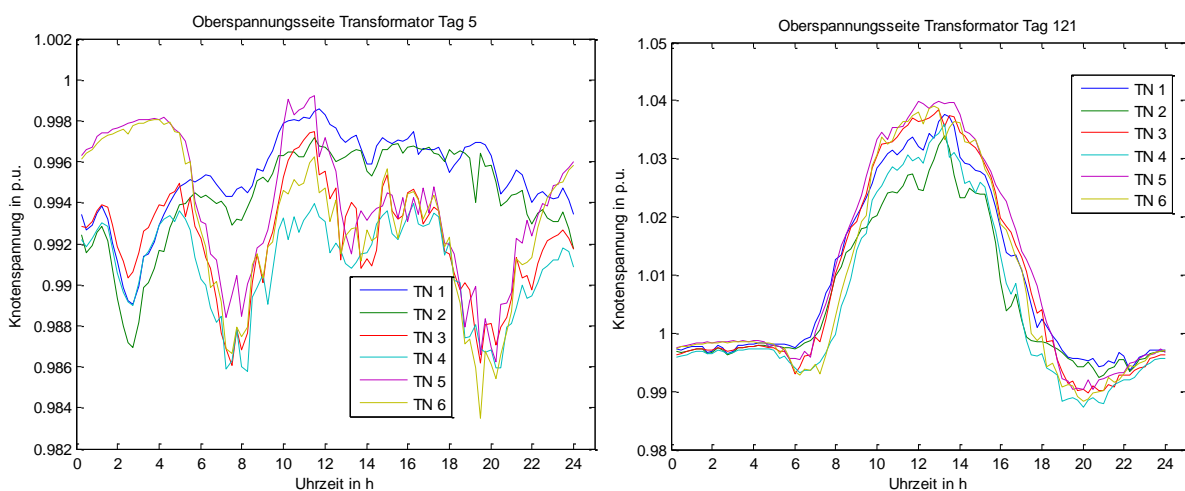


Abbildung 3.10: Oberspannungsseite Transformator an einem lastdominierten Wintertag (links) und einem erzeugungsdominierten Sommertag (rechts)

### 3.3.5 Ergebnisse jährliche Verlustenergie

Die jährliche Verlustenergie in den Referenznetzen liegt zwischen 0,7 MWh/a (*typisches* Landnetz) und 4,5 MWh/a (*extremes* Dorfnetz). Die Änderungen der jährlichen Verlustenergie gegenüber dem Fall ohne Spannungshaltung betragen unter 16 %. Um die jährlichen Verlustarbeiten zwischen betrachteten Netzen und den installierten Erzeugungseinheiten vergleichbar zu machen, wird die jährliche Verlustenergie auf die installierte Erzeugungsleistung bezogen und die Änderung dieses Wertes im Vergleich zum Fall ohne Spannungshaltung ermittelt. Die Normierung auf die integrierbare DEA-Leistung führt dazu, dass in allen Netzen sehr vergleichbare Verhältnisse herrschen und die Kennzahlen ähnlich sind. So werden Referenznetz-unabhängige Aussagen möglich, was die Formulierung von „Kernaussagen“ sehr vereinfacht.

Das Ergebnis ist in Abbildung 3.11 dargestellt. Sowohl in den *typischen* als auch in den *extremen* Netzen liegt die Anhebung der jährlichen Verlustenergie bei der Q(U)-Regelung zwischen 0 und 0,2 kWh pro kWp installierter Erzeugungsleistung. Bei der  $\cos\phi(P)$ -Steuerung mit einem Verschiebungsfaktor von 0,95 vergrößert sich dieser Bereich auf 0,2 – 0,4 kWh/kWp und mit einem Verschiebungsfaktor von 0,9 auf 0,4 – 0,8 kWh/kWp Erzeugungsleistung.

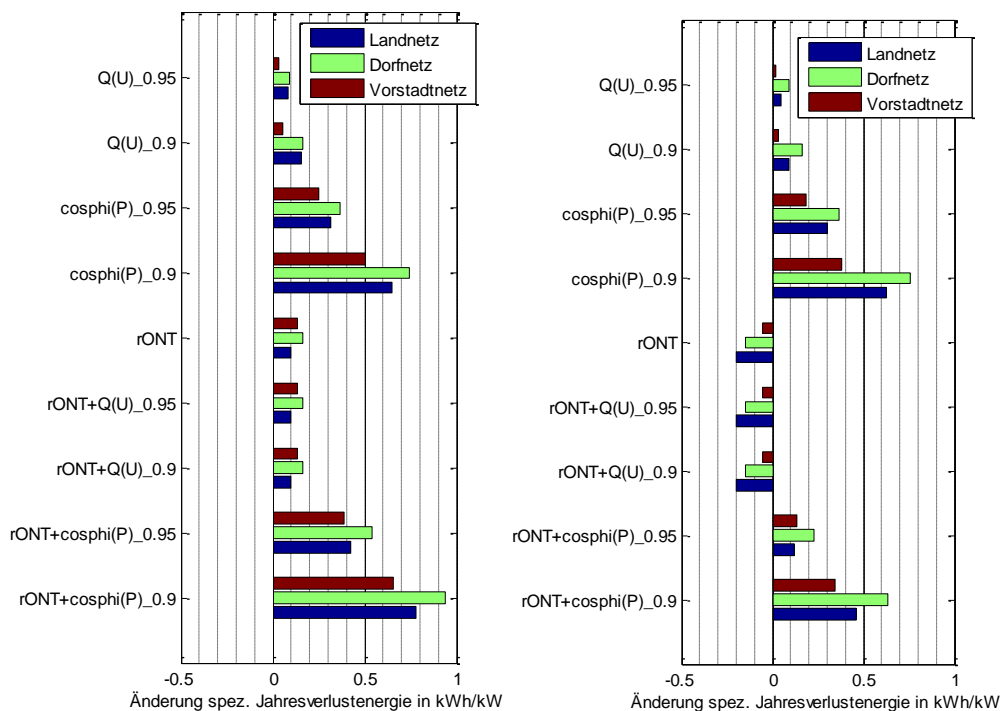


Abbildung 3.11: Änderung der auf die installierte Erzeugungsleistung bezogenen jährlichen Verlustleistung im Vergleich zum Fall ohne Spannungshaltung in kWh/kW für typische (links) und extreme (rechts) Netze

### 3.3.6 Ergebnisse jährliche Blindenergie

In gleicher Weise wird mit der jährlichen, induktiven und auf die installierte Erzeugungsleistung bezogene Blindenergie verfahren. Das Ergebnis der Untersuchung ist in Abbildung 3.12 dargestellt.

Die jährliche, auf die installierte Erzeugungsleistung bezogene induktive Blindenergie liegt für die *typischen* Netze unter 13 kVAh/kWp Erzeugungsleistung und verändert sich durch die rONT-Regelung nur marginal. Die Q(U)-Regelung erhöht diesen Bedarf auf Werte zwischen 15 und 39 kVAh/kWp. Bei der  $\cos\phi(P)$ -Steuerung ergeben sich Werte zwischen 70 und 113 kVAh/kWp. Ein gleichzeitiger Einsatz der Q(U)-Regelung und der rONT-Regelung ergibt kaum Veränderungen des Blindenergiebedarfs, da die Q(U)-Regelung durch den großen Totbandbereich überwiegend inaktiv bleibt.

Bei den *extremen* Netzen ergeben sich die gleichen Tendenzen und insgesamt ein minimal höherer, bezogener Blindenergiebedarf. Der Einfluss der Spannungshaltungskonzepte auf die Blindarbeit ist mit einer Vervielfachung der jährlichen Blindarbeit deutlich größer als der Einfluss der Konzepte auf die Verlustenergie.

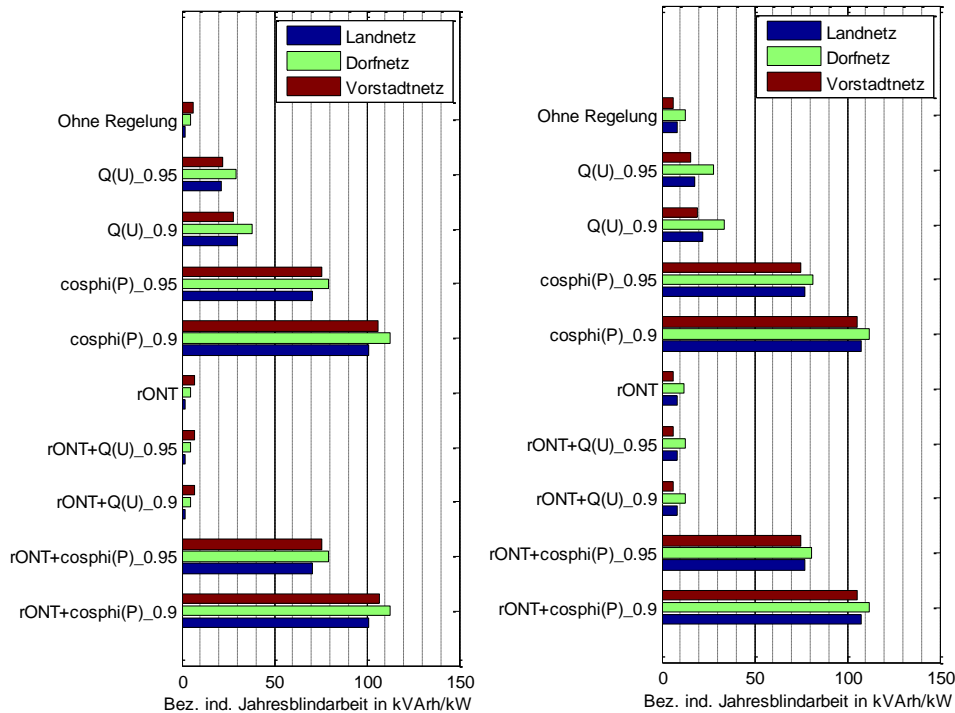


Abbildung 3.12: Jährlich induktive Jahresblindarbeit in Bezug auf die Erzeugungsleistung in kVAh/kW für typische (links) und extreme (rechts) Netze

### 3.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die symmetrischen Simulationen zeigen, dass sich mit allen untersuchten Spannungshaltungskonzepten das Netzintegrationspotenzial zum Teil signifikant steigern lässt.

Die beiden blindleistungsbasierten Spannungshaltungskonzepte  $Q(U)$  und  $\cos\phi(P)$  ermöglichen dabei eine Steigerung zwischen 20 und 80 %. In einem Großteil der realen Niederspannungsnetze dürfte der Umfang von Anschlussbegehren für Erzeugungsanlagen wahrscheinlich diese maximalen Integrationspotenziale nicht überschreiten.

Die Simulationen zeigen auch, dass der rONT besonders in ländlichen und dörflichen Niederspannungsnetzen mit sehr hoher zu installierender Erzeugerleistung, eine wirkungsvolle Lösung der Spannungshaltungsproblematik darstellt. In einigen Simulationsszenarien konnte der rONT das maximale Integrationspotenzial um bis zu 300 % steigern. Dies gilt nicht für die untersuchten vorstädtischen Netze. Hier ermöglichte der rONT eine ähnlich große Steigerung wie die Blindleistungskonzepte.

Die  $\cos\phi(P)$ -Steuerung erhöht die jährliche Verlustenergie um bis zu 0,8 kWh pro kW Erzeugungsleistung und liegt damit deutlich über der  $Q(U)$ -Regelung, die die Verlustenergie um bis zu 0,2 kWh pro kW Erzeugungsleistung gegenüber dem Fall ohne Spannungshaltungskonzept steigert. Die Änderung der jährlichen Verlustenergie liegt allerdings bei maximal 16 % und spielt im Vergleich mit der jährlich bezogenen Blindenergie eine untergeordnete Rolle. Der Einfluss einer Verschiebung der  $Q(U)$ -Kennlinie auf die jährliche Verlustenergie wurde nicht untersucht.

Die jährlich bezogene Blindenergie vervielfacht sich durch die Blindleistungskonzepte, abhängig vom betrachteten Netz, auf das ungefähr Dreifache bei der Q(U)-Regelung und das ungefähr Achtfache bei der  $\cos\varphi(P)$ -Steuerung.

## 4. Unsymmetrische Simulationen

### 4.1 Motivation

#### 4.1.1 Technische Grundlagen

Zur vereinfachten Beschreibung von elektrischen Energieversorgungssystemen werden in der Regel stationäre, symmetrische Systeme verwendet [13]. Deren Anwendung setzt voraus, dass die betrachteten Komponenten, wie Kabel, Freileitungen, Transformatoren, Generatoren oder Verbraucher symmetrisch aufgebaut und symmetrisch miteinander verbunden sind.

In der Realität ist der Aufbau elektrischer Anlagen und Systeme jedoch nicht perfekt symmetrisch. Für übliche Aufgabenstellungen der Netzplanung und des Netzbetriebs, besonders auf höheren Spannungsebenen, kann dies zwar vernachlässigt werden, in der Niederspannungsebene treten jedoch unsymmetrisch angeschlossene Verbraucher und Erzeuger auf. Diese können je nach Leistungsklasse ein- oder zweiphasig mit dem Netz verbunden sein. Ein unsymmetrischer Verbrauch und eine unsymmetrische Einspeisung führen aufgrund von unsymmetrischen Leiterströmen zu einer Verzerrung des Spannungszeigerdiagramms. Eine Verlagerungsspannung, die abhängig von der Höhe der Ungleichheit zwischen den einphasigen Einspeisungen ist, entsteht [14]. Diese Auswirkungen sind schematisch in Abbildung 4.1 skizziert.

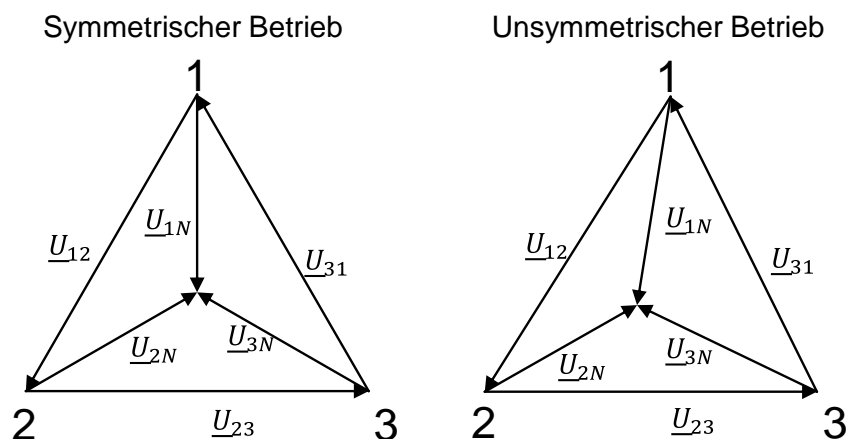


Abbildung 4.1: Schematisches Spannungszeigerdiagramm bei unsymmetrischer Einspeisung

Um die Höhe der Spannungsunsymmetrie, die bei ein- und zweiphasig angeschlossenen Erzeugern entsteht, bewerten zu können, sollen im Folgenden die in dieser Studie vorgestellten Netze mithilfe einer leiter-spezifischen Systemanalyse untersucht werden. Die Analysen konzentrieren sich hierbei auf Anlagen, die mit einem Q(P)-Konzept betrieben werden, da gemäß Kapitel 1 eine einphasige Q(U)-Regelung im Projekt nicht betrachtet wird.

#### 4.1.2 Richtlinien und Normen

Spannungsunsymmetrie ist in der Norm DIN EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, definiert als

*„Zustand in einem Mehrphasensystem, bei dem die Effektivwerte der Spannung zwischen Leitern (Grundschwingungsanteil) oder die Phasenwinkeldifferenzen zwischen aufeinanderfolgenden Leiterspannungen nicht alle gleich sind.“ [4]*

In der Norm wird nur das Verhältnis der Gegenkomponente zur Mitkomponente und nicht das Verhältnis der Nullkomponente zur Mitkomponente als Spannungsunsymmetrie interpretiert. Als Grenzwert für Spannungsunsymmetrie ist angegeben, dass

*„unter normalen Betriebsbedingungen [...] innerhalb eines beliebigen Wochenintervalls 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Gegensystemkomponente (Grundschwingung) der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs von 0% bis 2% der entsprechenden Mitsystemkomponente (Grundschwingung) liegen [müssen].“*

Es ist außerdem angemerkt, dass in manchen Gegenden Unsymmetrien bis zu etwa 3% auftreten. Die in der DIN EN 50160 definierten Grenzwerte lassen sich für den quasistationären Bereich in einem dritten Kriterium formulieren, das zusätzlich zu den beiden im Unterabschnitt 3.2.1 vorgestellten Kriterien (1. Kriterium: Spannungshub, 2. Kriterium: Stromtragungsfähigkeit) das Netzintegrationspotenzial begrenzt:

$$\text{3. Kriterium: } \frac{U_{\text{Gegensystemkomponente}}_{\text{eff}}}{U_{\text{Mitsystemkomponente}}_{\text{eff}}} \leq 2\%. \quad (4.1)$$

In der VDE-AR-N 4105 wird auf die Einhaltung der in der DIN EN 50160 definierten Grenzen verwiesen [1]. Um dies zu gewährleisten, dürfen Erzeugungsanlagen (DEA) nur dann einphasig ans Netz angeschlossen werden, wenn die Summe aller einphasig an einem Netzverknüpfungspunkt angeschlossenen DEA 4,6 kVA je Außenleiter nicht übersteigt. Dies schließt jedoch nicht aus, dass in einem NS-Netz mehrere DEA an unterschiedlichen Netzverknüpfungspunkten unsymmetrisch angeschlossen sind.

## 4.2 Verfahren

### 4.2.1 Überblick des Verfahrens

Zur Ermittlung des Netzintegrationspotenzials unter Einhaltung des vorgestellten 3. Kriteriums Spannungsunsymmetrie muss die Simulation eines unsymmetrischen Lastflusses durchgeführt werden. Hierzu wird das Simulationsprogramm ATP-Designer verwendet, eine grafische Benutzeroberfläche für das Netzberechnungsprogramm ATP [15] [16]. In ATP-Designer existiert ein Modul zur Berechnung des unsymmetrischen Lastflusses, außerdem

ist eine umfassende Bibliothek mit Standardbetriebsmitteltypen vorhanden. Zur Verifizierung des Lastflusses wird das Netzsimulationstool INTEGRAL verwendet [17].

Mithilfe des entwickelten Verfahrens soll ermittelt werden, wie hoch die Netzintegrationspotenzial der untersuchten Musternetze ist, wenn ein Teil der DEA unsymmetrisch mit dem Netz verbunden ist. Aus diesem Grund wird, ähnlich wie in Unterabschnitt 3.2.1 beschrieben, iterativ die installierte Leistung im untersuchten Netz erhöht und anschließend geprüft, ob das Netzintegrationspotenzial-begrenzenden Kriterien (1. Spannungshub, 2. Stromtragfähigkeit) noch eingehalten werden. Außerdem wird die Einhaltung des 3. Kriteriums Spannungsunsymmetrie geprüft, indem aus den Leiter-Sternpunktspannungen der Spannungsunsymmetriegrad bestimmt wird. Hierzu werden mit der Gleichung

$$\underline{U}_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{L,1} \\ \underline{U}_{L,2} \\ \underline{U}_{L,3} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

die Leiter-Sternpunkt-Spannungen im 012-System errechnet [18]. Mithilfe der Formel (4.1) kann anschließend geprüft werden, ob der Unsymmetriegrad unter den in der DIN EN 50160 definierten 2 % liegt. Ist eines der drei Kriterien verletzt, ist das maximale Integrationspotenzial erreicht. Der Aufbau des Gesamtverfahrens ist in Abbildung 4.2 zu sehen.

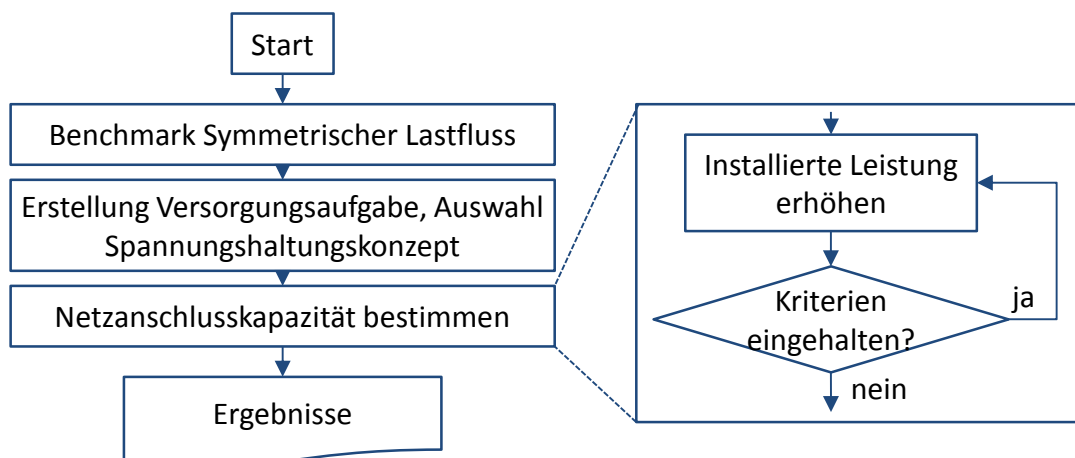


Abbildung 4.2: Übersicht Gesamtverfahren

#### 4.2.2 Benchmarking des Verfahrens mit Laboruntersuchungen

Um eine Verifizierung des verwendeten Modells für den unsymmetrischen Lastfluss mit der Realität vornehmen zu können, wird im Labor der TU Braunschweig ein Testaufbau mit unsymmetrischer Einspeisung aufgebaut und die Leiterströme sowie die resultierenden Leiter-Sternpunkt- sowie Leiter-Leiter-Spannungen gemessen. Weiterhin wird mithilfe des Power-Moduls des verwendeten Dewetron-Messsystems der Unsymmetriegrad bestimmt. Anschließend wird der Laboraufbau mithilfe von ATP simuliert, und die resultierenden Ströme, Spannungen sowie Unsymmetriegrad verglichen. Der Laboraufbau ist in Abbildung 4.3 zu sehen.

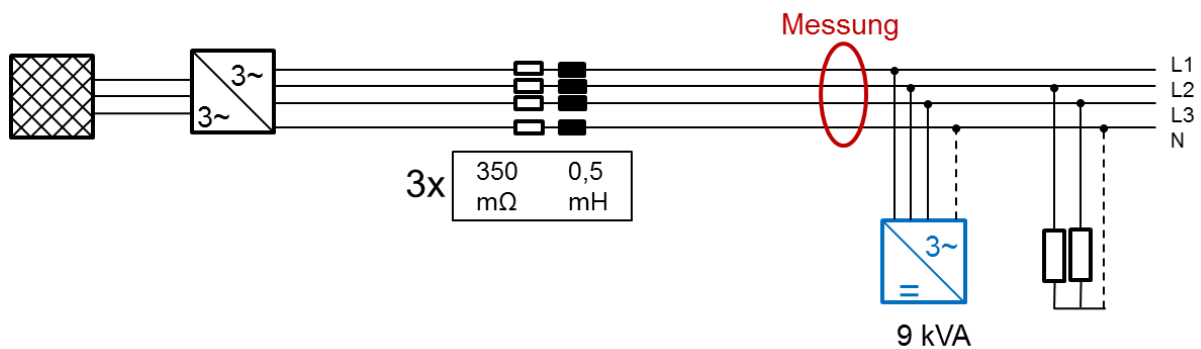


Abbildung 4.3: Laboraufbau zur Verifizierung der Simulationsumgebung

Der Abgleich der gemessenen und simulierten Werte (siehe Abbildung 4.4) zeigt eine hohe Übereinstimmung der im Labor gemessenen Spannungswerte mit der Simulation. Die größeren Abweichungen beim Unsymmetriegrad sind mit dem hohen Oberschwingungsgehalt im Labornetz und der nicht idealen Betriebsmittelnachbildung zu erklären (vgl. auch Abschnitt 6.1). Es wird aber auch deutlich, dass sich bereits aus geringen Unterschieden der Spannungen rechnerisch größere Unterschiede beim Unsymmetriegrad resultieren. Dieser Benchmark verifiziert und plausibilisiert die verwendete Simulationsumgebung.

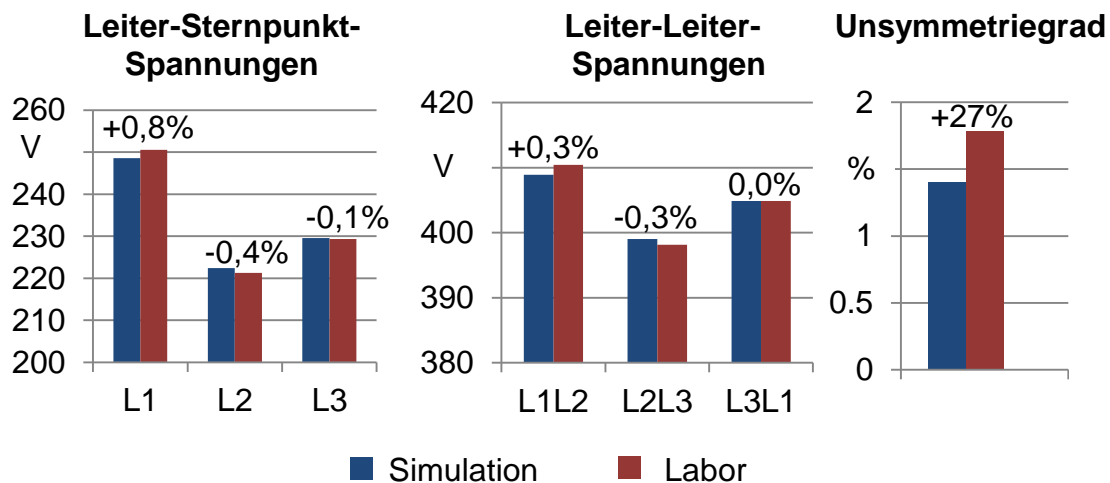


Abbildung 4.4: Vergleich Labor (Messung) und Simulation

### 4.3 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Auswirkungen von unsymmetrischer Einspeisung auf das Integrationspotenzial vorgestellt. Hierfür werden zunächst in Unterabschnitt 4.3.1 Auswertungen realer Netze vorgestellt, mit denen die Annahmen für die Simulation hinsichtlich des Anteils der einphasig angeschlossenen Anlagen ermittelt werden können. Anschließend wird in Unterabschnitt 4.3.2 das Untersuchungsprogramm erläutert, bevor in den anschließenden Unterabschnitten die jeweiligen Ergebnisse dargestellt werden.

### 4.3.1 Annahmen zur Netznutzung

Für eine realitätsnahe Modellierung der Musternetze für die unsymmetrischen Simulationen stellt sich die Frage, welcher Anteil der DEA unsymmetrisch ins Netz speist, sowie auf welcher Phase diese Anlagen einspeisen. Aus diesem Grund werden Auswertungen realer Niederspannungsnetze hinsichtlich dieser Parameter verwendet (siehe auch [19]). Eine Auswertung, auf wie viele Phasen die Anlagen angeschlossen sind, ist in Abbildung 4.5 zu sehen.

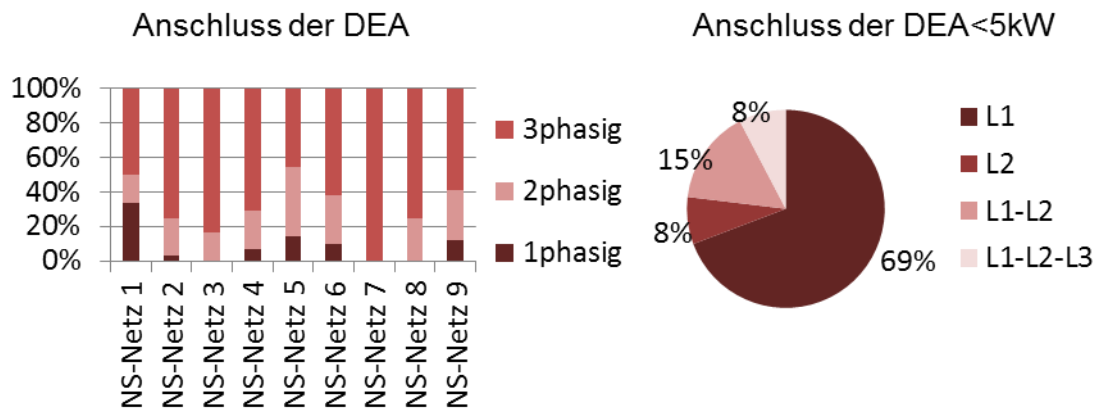


Abbildung 4.5: Auswertung realer Netze

Wie zu sehen ist, sind in einigen der untersuchten Netze fast 60 % der Anlagen nicht symmetrisch angeschlossen. In Abstimmung mit dem Auftraggeber und um einen Worst-Case-Fall abzubilden, wird folgender Anschluss der DEA für die Simulationen angenommen:

- 80 % der DEA speisen einphasig ein,
- 0 % der DEA speisen zweiphasig ein,
- 20 % der DEA speisen dreiphasig ein.

In Abbildung 4.5 auf der rechten Seite ist außerdem zu sehen, wie die DEA mit einer Leistung <5 kW angeschlossen sind. Wie zu erkennen ist, sind die einphasig angeschlossenen DEA nicht gleichmäßig auf die Phasen verteilt. Stattdessen speisen etwa 70 % der DEA auf Phase 1 ein. Um einen Worst-Case abzubilden, wird deswegen angenommen, dass alle einphasig angeschlossenen DEA auf Phase 1 speisen.

### 4.3.2 Untersuchungsprogramm

Das Untersuchungsprogramm umfasst die 3 Musternetze in *typischer* Ausprägung. In jedem Musternetz wird gemäß Projektskizze das Integrationspotenzial für den unsymmetrischen Fall ohne Blindleistungskonzept, für ein  $\cos\varphi(P)$ -Konzept mit einem  $\cos(\varphi)$  von 0,95 sowie für ein  $\cos\varphi(P)$ -Konzept mit einem  $\cos(\varphi)$  von 0,9 bestimmt, wie in Abbildung 4.6 dargestellt.

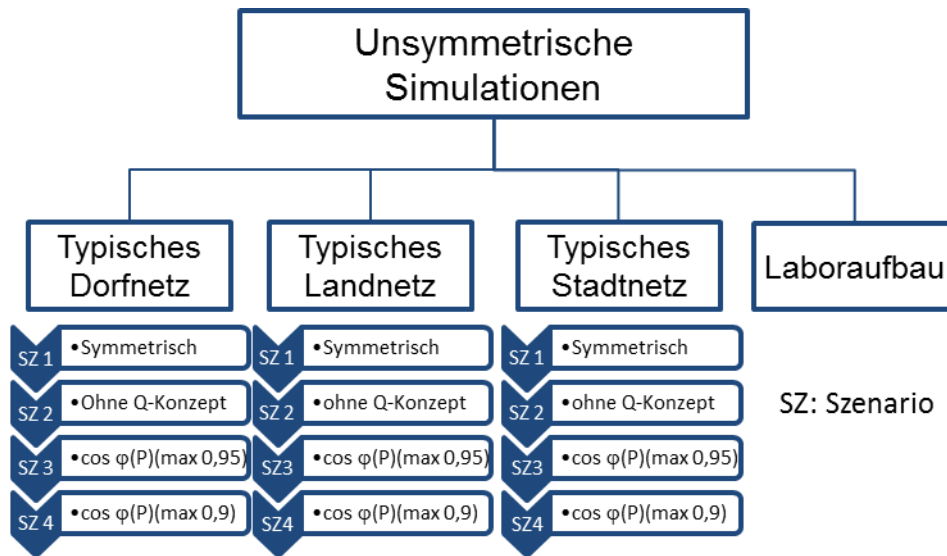


Abbildung 4.6: Untersuchungsprogramm der unsymmetrischen Simulationen

### 4.3.3 Auswirkungen unsymmetrischer Einspeisung auf das maximale Integrationspotenzial

Die Ergebnisse der unsymmetrischen Simulationen der drei untersuchten Netze, mit den unter 4.3.1 vorgestellten Annahmen, sind in Abbildung 4.7 dargestellt. Der blaue Balken beschreibt hierbei das maximale Integrationspotenzial, die sich bei einer symmetrischen Einspeisung der DEA ergeben würde. Der rote Balken zeigt, welches maximale Integrationspotenzial erreicht werden kann, wenn ein Anteil von 80 % der DEA unsymmetrisch, in diesem Fall einphasig, einspeist.

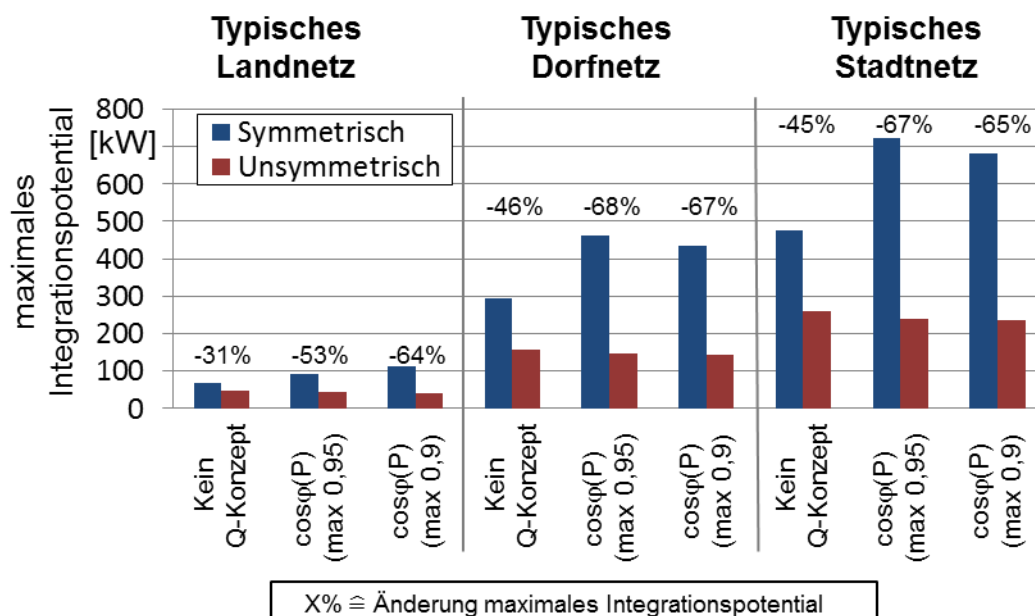


Abbildung 4.7: Ergebnisse der unsymmetrischen Simulationen

Es wird sehr deutlich sichtbar, dass die Berücksichtigung eines 3. Kriteriums Spannungsunsymmetriegrad bei unsymmetrischer Einspeisung unter den bei dieser Untersuchung berücksichtigten Worst-Case-Annahmen zu einem stark verringerten Integrationspotenzial in den untersuchten Netzen führt, von einer Reduktion von 31 % im *typischen* Landnetz bis hin zu 46 % im *typischen* Dorfnetz wenn kein Blindleistungskonzept angewendet wird.

Die Nutzung des Blindleistungskonzepts  $\cos\varphi(P)$  bewirkt eine weitere Verringerung des Integrationspotenzials von bis zu 67 % im Vergleich zum symmetrischen Fall - die Auswirkungen sind unabhängig vom Musternetz sehr ähnlich. Dies ist damit zu erklären, dass die zusätzliche Einspeisung von Blindleistung den Phasenwinkel des betroffenen Leiters stark verändert, während die Phasenwinkel der nicht betroffenen Phasen annähernd konstant bleiben. Dies führt zu einer stärkeren Verzerrung des resultierenden Spannungsdreiecks. Aus diesem Grund wirkt sich die Nutzung eines Blindleistungskonzepts kritisch auf den Spannungsunsymmetriegrad aus und die in 4.1.2 vorgestellten Grenzen werden eher erreicht.

#### **4.3.4 Variation unsymmetrisch angeschlossener Einspeisung**

Nachdem dargestellt wurde, dass sich eine unsymmetrische Einspeisung negativ auf das zu erreichende maximale Integrationspotenzial auswirkt, stellt sich die Frage, ab welchem Anteil unsymmetrisch angeschlossener DEA die Spannungsunsymmetrie keinen begrenzenden Faktor mehr darstellt. Aus diesem Grund wird der Anteil der einphasig angeschlossenen DEA diskret abgetastet und die Auswirkungen auf das Integrationspotenzial quantifiziert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4.8 zu sehen.

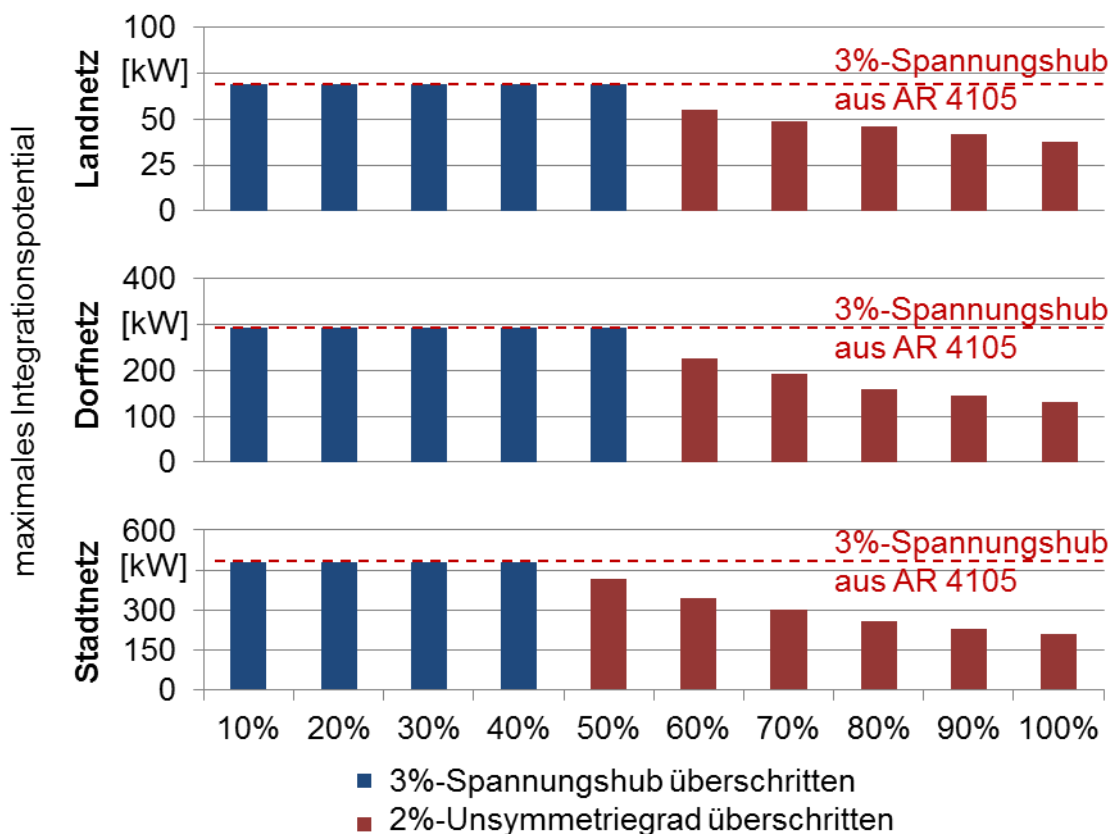


Abbildung 4.8: Variation des Anteils unsymmetrisch angeschlossener DEA

Es wird deutlich, dass bis zu einem Anteil von etwa 40 % der DEA, die unsymmetrisch angeschlossen sind, das 3 %-Spannungshubkriterium aus der VDE-AR-N 4105 das Integrationspotential begrenzt. Bei einer weiteren Erhöhung sinkt das Integrationspotential exponentiell ab, da das Kriterium Spannungsunsymmetriegrad nun begrenzend wirkt. Dieser Zusammenhang ist in den untersuchten Netzen sehr ähnlich.

Es kann zusammenfassend gesagt werden, dass das Kriterium Unsymmetriegrad erst ab einem Anteil von etwa 50 % unsymmetrisch angeschlossener Anlagenleistung das Integrationspotential zusätzlich zum 3 %-Spannungshubkriterium aus der VDE-AR-N 4105 beschränkt. Weitere Untersuchungen haben gezeigt, dass sich eine strangweise unsymmetrische Belastung, also beispielsweise ein Strang mit starker Einspeisung und ein Strang mit starker Last, nur sehr geringfügig auf die Spannungsunsymmetrie in den einzelnen Strängen auswirkt und somit der hier betrachtete, reine Einspeisefall den kritischen Fall hinreichend abbildet.

#### 4.3.5 Neutralleiterbelastung

Eine unsymmetrische Belastung der drei Phasen führt im Betrieb zu Strömen über dem Neutralleiter. Aus diesem Grund wurde in der vorliegenden Studie untersucht, inwiefern die thermische Grenze des Neutralleiters als weiteres begrenzendes Kriterium bei der Bestimmung der maximalen Netzanschlusskapazität berücksichtigt werden muss. Bei Neuanlagen darf dieser nach DIN VDE 0100-520 „Errichten von Niederspannungsanlagen“

nur dann einen kleineren Querschnitt als die Außenleiter besitzen, „*wenn der zu erwartende Strom im Stromkreis [...] auf die Außenleiter symmetrisch verteilt [ist]*“ [20]. Aus diesem Grund wurde für die Musternetze, in denen viele einphasige DEA einspeisen, die Annahme getroffen, dass der Neutralleiter mit dem gleichen Querschnitt wie die Außenleiter dimensioniert ist. In keiner der durchgeführten Simulationen ist eine Überlastung des Neutralleiters festzustellen. Da im simulierten stationären Bereich und bei Vernachlässigung von Oberschwingungen der maximale Neutralleiterstrom der Summe der Außenleiterströme entspricht, ergibt sich bei vollständigem Anschluss der DEA auf einer Phase die Neutralleiterbelastung aus der Höhe der Belastung dieser Phase. Da außerdem in allen Simulationen vor den thermischen Grenzen der Leitungen zunächst Spannungsgrenzen oder die maximale Bemessungsleistung des Transformators erreicht wurden, ist der Neutralleiter nicht als zusätzliches begrenzendes Kriterium zu bewerten.

Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass in der Vergangenheit der Neutralleiter teilweise reduziert, also mit geringerem Querschnitt als die Außenleiter, ausgeführt wurde. Bei einer solchen Ausführung kann die thermische Belastungsgrenze des Neutralleiters früher erreicht sein, als die der Außenleiter. Die in den Simulationen höchste auftretende Neutralleiterbelastung (100 % einphasig angeschlossene DEA im Dorfnetz) entsprach 63 % der thermischen Belastungsgrenze der Außenleiter. Sollte der Neutralleiter mit verringertem Querschnitt ausgeführt sein, kann dieser also zum begrenzenden Kriterium werden. Weiterhin kann durch im Niederspannungsnetz angeschlossene einphasige Lasten, die im simulierten Fall nicht berücksichtigt wurden, sowie durch resultierende Oberschwingungen eine zusätzliche Belastung des Neutralleiters hervorgerufen werden (siehe auch [21]). Da der Fokus der Studie auf den Auswirkungen der DEA liegt, wurden diese Fälle nicht weiter untersucht

#### 4.4 Fazit

Die dreiphasige Systemanalyse zeigt, dass ein 3. Kriterium Unsymmetrie das maximale Integrationspotenzial in den untersuchten Netzen deutlich begrenzen kann (bis zu 68 %). Die Nutzung des Blindleistungskonzepts  $\cos\phi(P)$  wirkt sich bei unsymmetrischer Einspeisung aufgrund einer größeren Verzerrung des Spannungsdreiecks zusätzlich negativ auf das Integrationspotenzial aus. Der Einfluss des Netztyps spielt hierbei eine untergeordnete Rolle, vielmehr bewegt sich die Verringerung des Integrationspotenzials bei allen untersuchten Musternetzen in der gleichen Größenordnung (ohne Blindleistungskonzept: -31 % bis -46 %, mit  $\cos\phi(P)$ -Konzept: -53 % bis -68 %).

Es kann außerdem gezeigt werden, dass das Kriterium Spannungsunsymmetrie erst ab etwa 40 % unsymmetrisch angeschlossener Anlagenleistung relevant wird. Aus diesem Grund sollte, um zu hohe Spannungsunsymmetrien zu vermeiden sowie die negativen Auswirkungen eines Blindleistungskonzepts zu verhindern, eine stark unsymmetrische Einspeisung der DEA vermieden werden. Wesentliche Empfehlungen zur Erreichung dieses Ziels sind:

- Falls möglich, sind Anlagen stets dreiphasig mit dem Netz zu verknüpfen.

- Bei einphasigem Anschluss ist vom Anlagen-Errichter und Netzbetreiber darauf zu achten, dass eine homogene Verteilung auf die einzelnen Phasen erfolgt. Dies kann beispielsweise durch Anweisung von im Feld handelnden Elektroinstallateuren, gewisse Faustformeln zu nutzen (Beispiel: Hausnummer durch 3 dividieren, der Rest + 1 ist die Phase, auf der die DEA anzuschließen ist), umgesetzt werden.
- Bei stark unsymmetrischer Einspeisung auf einzelnen Abgängen muss die Anwendung geeigneter Umschaltmaßnahmen geprüft werden. So kann die Last und Einspeisung in einzelnen Abgängen synchronisiert und der Spannungsunsymmetriegrad abgesenkt werden.

## 5. Wirtschaftliche Bewertung der Verfahren

Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit der betrachteten Spannungshaltungskonzepte werden die Ergebnisse der symmetrischen Simulation aus Kapitel 3 herangezogen. Anhand der verschiedenen Lebensdauern, Wartungsintervalle, Investitionen und Betriebskosten werden mit der Methode der „unendlichen identischen Investitionskette“ nach [22] die Investitionen und Betriebskosten der Spannungshaltungskonzepte, vor dem Hintergrund des maximal einzusparenden Netzausbaus, vergleichbar gemacht. Die Bewertung erfolgt dabei aus gesamtwirtschaftlicher Sicht. Das bedeutet eine Berücksichtigung von Kosten für Netzbetreiber wie z.B. Investitionen und Betriebskosten für den rONT, als auch für Anlagenbetreiber, sofern sie zur Blindleistungseinspeisung gegenüber der reinen Wirkleistungseinspeisung einen erweiterten Blindleistungsstellbereich der Wechselrichter zur Stromtragfähigkeit vornehmen müssen.<sup>3</sup> Im Vordergrund der Untersuchungen steht dabei der Vergleich der drei untersuchten Spannungshaltungskonzepte untereinander.

### 5.1 Modellansatz

Die gewählte Berechnungsmethodik bietet die Möglichkeit, unterschiedliche Nutzungsdauern der Investitionsgüter über einen unbeschränkten Betrachtungszeitraum zu berücksichtigen. Nach Ablauf der Lebensdauer wird davon ausgegangen, dass stets in die gleiche Anlage wieder investiert wird. Zukünftig anfallende Investitionen werden dabei auf den gegenwärtigen Zeitpunkt, als gemeinsamen Bezugspunkt aller Investitionen, abgezinst. So lassen sich die Barwerte verschiedener Konzepte miteinander vergleichen. Analog wird für die jährlich oder in bestimmten Jahren anfallenden Betriebskosten verfahren, von denen in der vorliegenden Studie die Beschaffungskosten für Netzverluste und Blindarbeit sowie Wartungskosten für Betriebsmittel, wie beispielsweise einen rONT berücksichtigt werden. Für die Berechnungen der notwendigen Investitionen wurde eine Ausnutzung des maximal möglichen Integrationspotenzials mit dem jeweiligen Spannungshaltungskonzept vorausgesetzt. Für das Basisszenario werden alle betrachteten Spannungshaltungskonzepte ausgeblendet. Auf diese Weise ist es möglich die Vor- und Nachteile von jedem Konzept einzeln erfassen- und quantifizieren zu können.<sup>4</sup>

Die Betriebskosten wurden im Sinne einer besseren Vergleichbarkeit für jeweils gleiches Integrationspotenzial ermittelt.

Das Verfahren der unendlichen identischen Investitionskette wurde bereits 2013 in der Dissertation von T. Stetz [23] für eine Kostenvergleichsrechnung für Verfahren zur statischen Spannungshaltung im Kontext der vermiedenen Netzausbaukosten angewendet.

Als Zinssatz wird, aufbauend auf [23] in der vorliegenden Studie und in Abstimmung mit dem Expertennetzwerk DEZ des FNN, 8 % angesetzt.

<sup>3</sup> Für die wirtschaftliche Bewertung wird der Einsatz von PV-Wechselrichtern mit vergrößerter Nennscheinleistung zur Vermeidung einer Wirkleistungsabregelung vorausgesetzt

<sup>4</sup> In Deutschland ist seit dem 01.08.2011 eine  $\cos\phi(P)$ -Kennliniensteuerung für Erzeugungsanlagen, deren Erzeugungseinheiten über Umrichter oder blindleistungsfähige Synchrongeneratoren einspeisen Auslieferungsstandard.

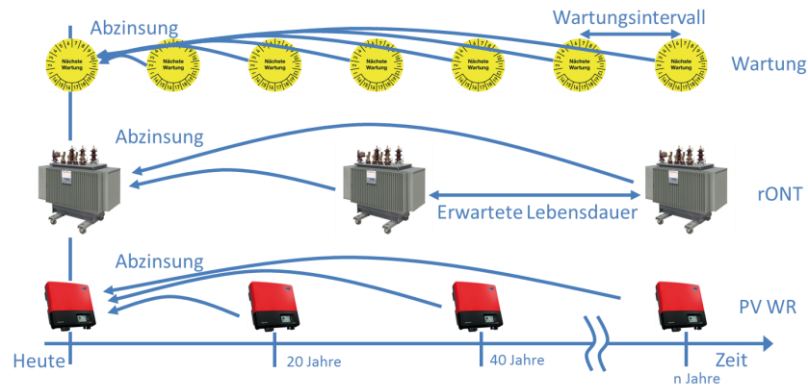


Abbildung 5.1: Schematische Darstellung der unendlichen identischen Investitionskette

In Tabelle 5.1 und Tabelle 5.2 sind die Randbedingungen der wirtschaftlichen Bewertung aufgelistet.

Tabelle 5.1 Angenommene Investitionen für Geräte und Betriebsmittel mit erwarteten Nutzungsdauern

Investitionen			
Objekt	Investitionen	Nutzungsdauer	
rONT 400 kVA	26.000 €/Stück	30 Jahre [24]	
rONT 630 kVA	29.000 €/Stück		
rONT Steuerungselektronik	2.500 €/Stück [23]	15 Jahre [24]	
NYN 4x300 mm <sup>2</sup> (inkl. Verlegung) Land	60 €/m [5]	40 Jahre [24]	
NYN 4x300 mm <sup>2</sup> (inkl. Verlegung) Dorf/ Stadt	100 €/m [5]		
PV-Wechselrichter	284 €/kVA	20 Jahre	

Tabelle 5.2 Betriebs und Wartungskosten

Betriebskosten			
Kostenpunkt	Kosten	Zeit	
Beschaffung Verlustarbeit	62,7 €/MWh (Absprache mit FNN)	Jährlich	
Beschaffung Blindarbeit	10 €/MVArh (Absprache mit FNN)	Jährlich	
rONT Wartung	1.000 € [23]	Alle 10 Jahre	

Die Datengrundlage für die wirtschaftliche Bewertung der Verfahren zur statischen Spannungshaltung wurde bereits in den Simulationen erarbeitet:

- Aus den **nicht-zeitaufgelösten Simulationen** werden für die verschiedenen Szenarien und Netze jeweils das maximale Netzintegrationspotenzial für DEA, sowie der durch die statische Spannungshaltung maximal vermeidbare Netzausbau in „Niederspannungskabelmeter“ verwendet.
- Aus den **Zeitreihenrechnungen mit Belastungsprofilen** und Verteilungsannahmen können Werte für Netzverluste und Blindarbeit pro Jahr abgeleitet werden.

Anhand dieser Daten werden die Barwerte von Investitionen und Kosten der Verfahren zur Spannungshaltung ermittelt und im Folgenden nach 2 Kategorien ausgewertet:

- Kostenvergleich für Spannungshaltung und Netzausbau
- Betriebs- und Wartungskosten

## 5.2 Investitionen

Auf Datenbasis der Simulationen wird über die unendliche identische Investitionskette der Barwert des äquivalenten notwendigen Netzausbaus zu jedem Szenario für das entsprechende maximale Netzintegrationspotenzial bestimmt. Dem gegenüber gestellt werden die Investitionsbarwerte für rONT-Installation und einen erweiterten Blindleistungsstellbereich (für eine Q(U)-Regelung und eine  $\cos\phi(P)$ -Steuerung), für jeweils identisches Integrationspotenzial. Die Investitionen für eine geringere tatsächliche Integration können zum Teil kleiner ausfallen.

Für die Ermittlung der Investitionen für eine Erweiterung des Blindleistungsstellbereichs bei PV-Wechselrichtern wird für alle Szenarien mit  $\cos\phi = 0,95$  eine fünf-prozentige und für Szenarien mit  $\cos\phi = 0,9$  eine zehn-prozentige Vergrößerung der Wechselrichterscheinleistung angenommen. Um eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung der Konzepte zu ermöglichen werden für die Blindleistungskonzepte die Mehrausgaben gegenüber  $\cos\phi = 1$  bei Nennwirkleistung ermittelt. In der Praxis kann es durch die typischen Wechselrichterbaugrößen zu abweichenden Auslegungen kommen. Abweichende Investitionsbarwerte sind daher möglich.

Die in Abbildung 5.2 und Abbildung 5.3 dargestellten Ergebnisse zeigen die Investitionen für eine Ausnutzung des jeweils maximal möglichen Netzintegrationspotenzials. Insbesondere in den Land- und Dorfnetzen ergibt sich im Verhältnis zum Netzausbau ein Kostenvorteil für die Spannungshaltungskonzepte. Die Differenz reicht bis zu Faktor 4 für das Szenario 6 (rONT ohne Blindleistungskonzept) im *extremen* Dorfnetz.

Als einziges Netz mit deutlich höheren notwendigen Ausgaben für Spannungshaltungskonzepte als für Netzausbaumaßnahmen zeigt sich das *typische* Vorstadtnetz. Wie in Unterabschnitt 3.2.1 gezeigt wird, haben die Spannungshaltungskonzepte im *typischen* Vorstadtnetz nur geringe Auswirkung auf das zusätzliche Netzintegrationspotenzial. Dieses ist bereits ohne Spannungshaltungskonzept sehr hoch und kann aufgrund der begrenzenden Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel nur um maximal 60 % gesteigert werden. In gut ausgebauten vorstädtischen Netzen mit großer Dichte an Hausanschlüssen und kleiner maximaler Stranglänge kann daher die Wirkung von Spannungshaltungskonzepten durch vergleichsweise geringfügigen Netzausbau erreicht werden. Sollten in solchen Netzen Problemen auftreten, so erscheint hier für Netzbetreiber ein Einsatz der kostengünstigen Blindleistungskonzepte sinnvoll.

Stoßen Betriebsmittel an ihre thermische Belastungsgrenze, so ist eine weitere Steigerung des Integrationspotenzials nur durch einen Austausch oder den Einsatz von Parallelsystemen möglich.

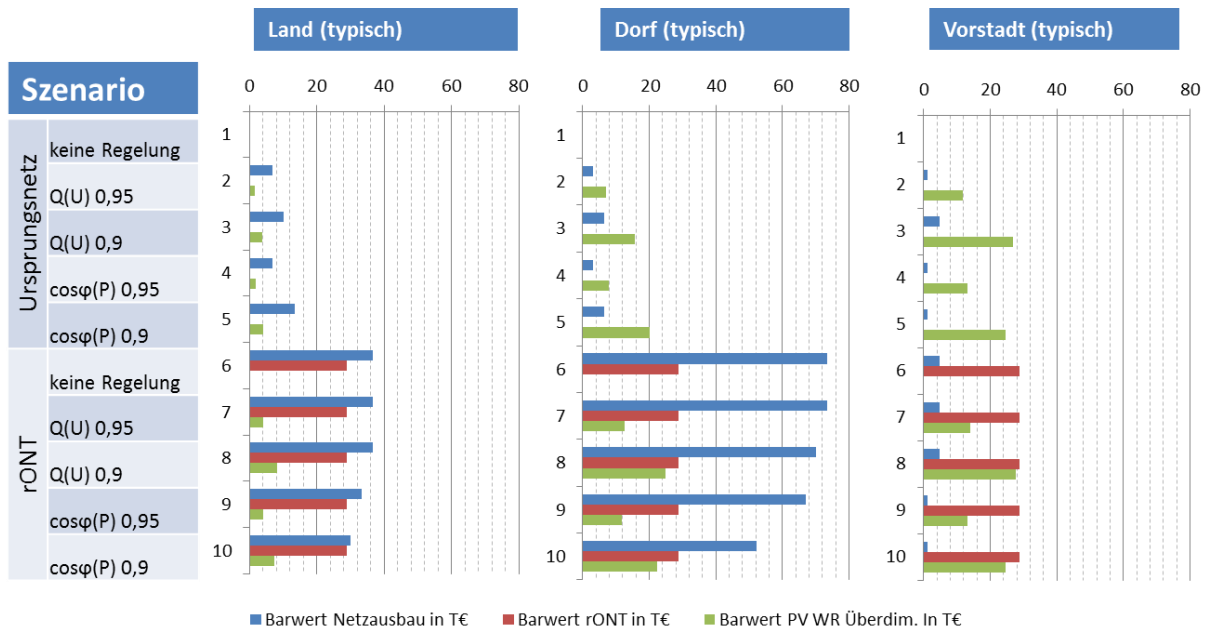


Abbildung 5.2: Vergleich von Barwerten für Netzausbau mit Investitionsbarwerten für rONT und Wechselrichter für die drei typischen Netze (Es wird eine Ausnutzung des jeweils maximal möglichen Integrationspotenzials unterstellt)

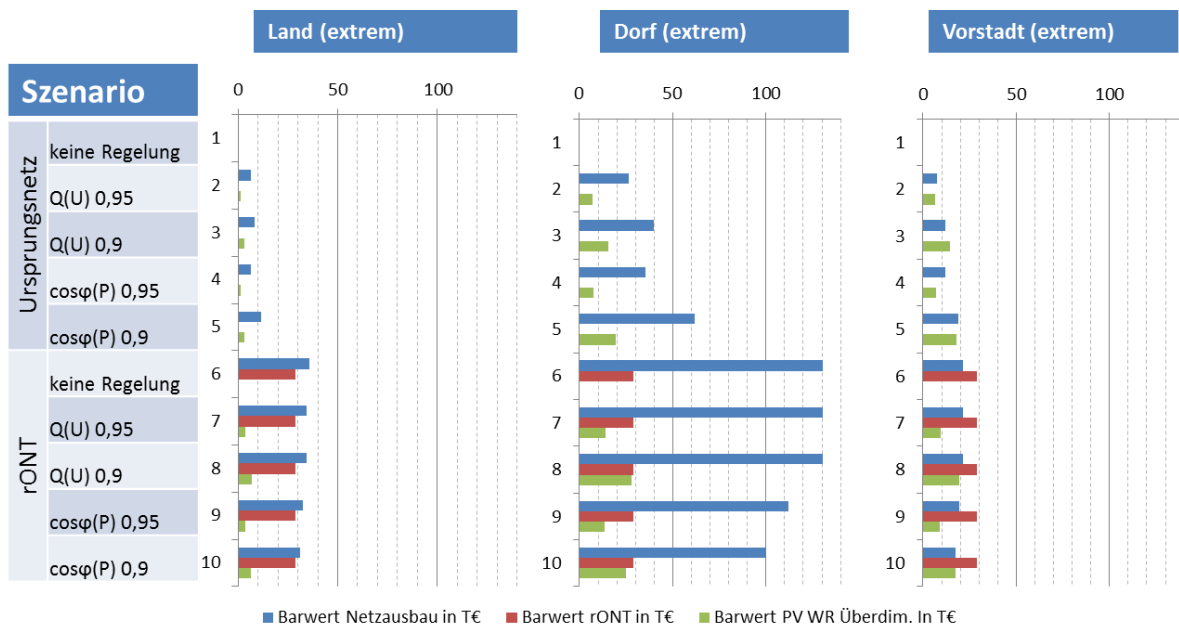


Abbildung 5.3: Vergleich von Barwerten für Netzausbau mit Investitionsbarwerten für rONT und Wechselrichter für die drei extremen Netze (Es wird eine Ausnutzung des jeweils maximal möglichen Integrationspotenzials unterstellt)

Abbildung 5.4 stellt für die drei typischen Musternetzstrukturen die Investitionsbarwerte für die untersuchten Spannungshaltungskonzepte und die diskreten Netzausbaukosten über dem Integrationspotenzial dar. Die diskreten Netzausbaukosten wurden für den minimal notwendigen Netzausbau zur Erreichung des entsprechenden Integrationspotenzials

ermittelt. In den Bereichen zwischen den Berechnungspunkten wurde stückweise linear interpoliert. Zudem zeigt die Abbildung die jeweiligen Obergrenzen des Integrationspotenzials für das entsprechende Netz auf. Der rote Pfeil markiert das Integrationspotenzial, welches ohne den Einsatz von Spannungshaltungsmaßnahmen oder Netzausbau erreicht werden kann. Der Bereich rechts davon kann nur durch Investitionen in Spannungshaltungskonzepte oder Netzausbau erreicht werden. Die x-Achse sollte dabei nicht als Zeitachse interpretiert werden.

Für die Blindleistungskonzepte steigen die Investitionsbarwerte linear an, da sich diese Kosten rein aus der Erweiterung des Blindleistungsstellbereichs der Wechselrichter ergeben. Sie betragen rund 36 €/ kWp installierter Leistung für Szenarien mit  $\cos\varphi = 0,9$  und 18 €/ kWp für Szenarien mit  $\cos\varphi = 0,95$ . Für den rONT ist der Investitionsbarwert bis zum maximalen Integrationspotenzial konstant. Der Grund dafür ist, dass die Kosten für den rONT in voller Höhe bereits bei der Installation anfallen.

Da die Blindleistungskonzepte insbesondere bei einem geringeren erwarteten Zubau deutlich wirtschaftlicher sind, ist der Einsatz eines rONT häufig erst sinnvoll, wenn bereits eine hohe Erzeugungsleistung in das Netz integriert ist. Der tatsächliche Nutzen eines rONT würde sich also nur auf den Bereich beziehen, der zwischen dem maximalen Integrationspotential der Blindleistungskonzepte und dem des rONT liegt. Insbesondere für das vorstädtische und auch für das dörfliche Netz ist der Einsatz eines rONT zur Spannungshaltung aus wirtschaftlicher Sicht daher kritisch und unter Beachtung der Spezifika im konkreten Fall zu bewerten.

In allen drei Netzen, aber insbesondere im ländlichen und im vorstädtischen Netz liegt das maximale Integrationspotenzial der unterschiedlichen Blindleistungskonzepte nah bei einander. Auch die Begrenzung des maximalen  $\cos\varphi$  auf 0,9 oder 0,95 wirkt sich nur in geringem Umfang aus.

Im ländlichen Musternetz ist die durch die Blindleistungskonzepte gewonnene Ausbaureserve schnell erschöpft. Ein rONT Einsatz kann hier sinnvoll sein. Er ermöglicht eine zusätzliche Reserve von 120 kWp, was in einem Großteil der Netze mittelfristig ausreichend ist. Der Investitionsbarwert ist jedoch sehr hoch.

Im dörflichen Musternetz können durch Blindleistungskonzepte bis zu 260 kWp Ausbaureserve gewonnen werden. Ein rONT würde im Anschluss nochmals etwa 140 kWp ermöglichen.

Im vorstädtischen Musternetz liegen die maximalen Integrationspotenziale von Blindleistungskonzepten und rONT dicht zusammen. Ein rONT-Einsatz würde das maximale Integrationspotenzial nur um etwa 30 kWp anheben.

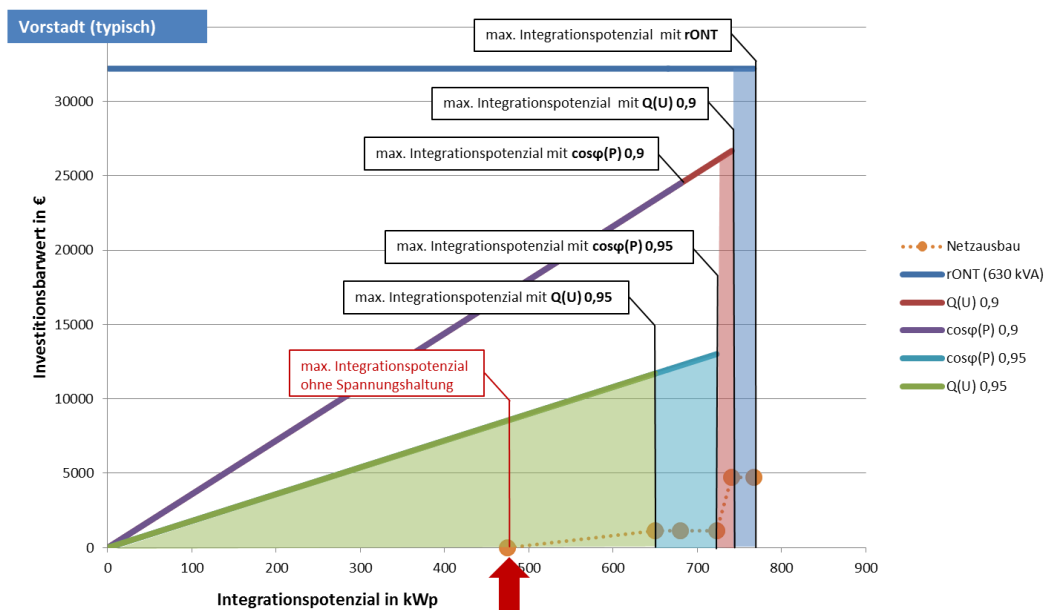
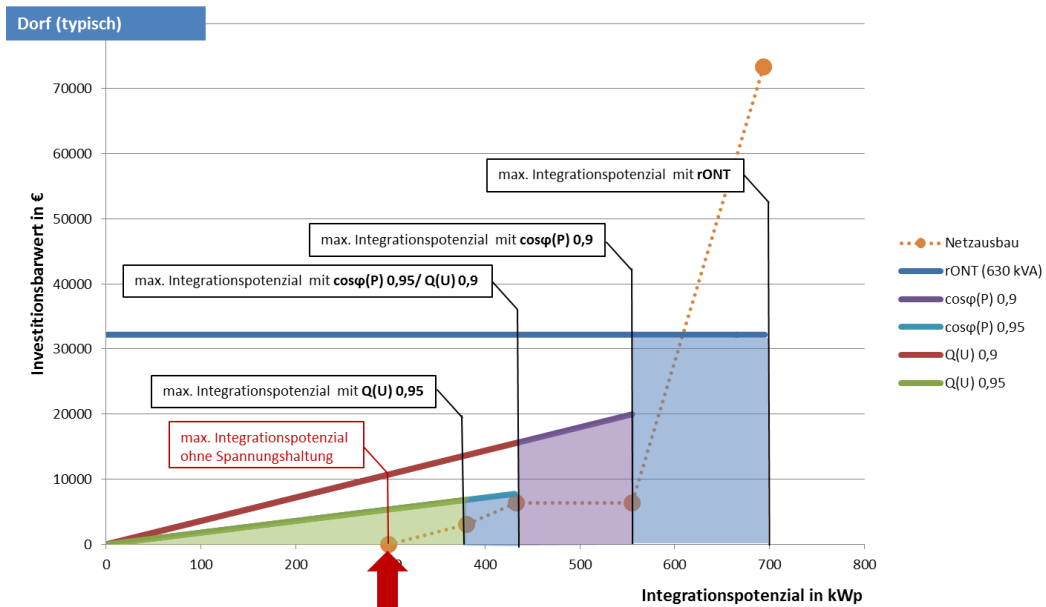
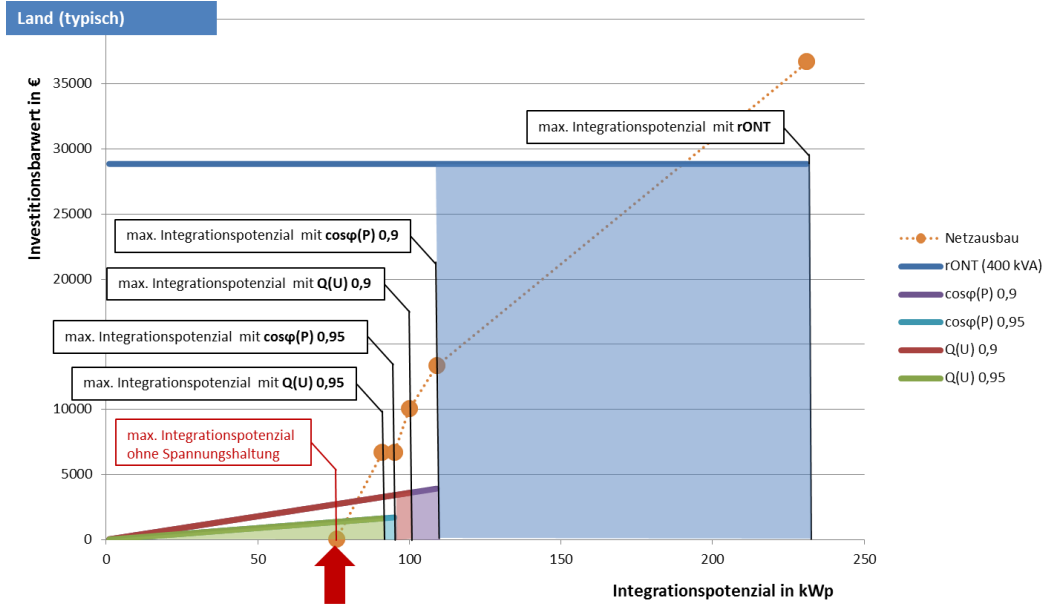


Abbildung 5.4: Investitionsnarwerte für Spannungshaltungskonzepte und Netzausbau unter Berücksichtigung unterschiedlicher Integrationspotenziale

**Fazit:** Besonders in ländlichen und dörflichen Netzen stellen Spannungshaltungskonzepte eine gesamtwirtschaftlich durchaus konkurrenzfähige Alternative zu konventionellem Netzausbau dar. In *typischen* Vorstadtnetzen ist die Spannungshaltung jedoch überwiegend unkritisch und in der Regel nur geringfügiger Netzausbau für das gleiche Integrationspotenzial notwendig. Für geringe Zubauten oberhalb des ohne Spannungshaltung erreichbaren, Potenzials stellen Blindleistungskonzepte die kostengünstigste Lösung dar. Für einen weiteren Zubau stehen der rONT oder Netzausbau zur Verfügung. Dabei muss mit zum Teil deutlich höheren gesamtwirtschaftlichen Kosten gerechnet werden.

### 5.3 Betriebs- und Wartungskosten

Ein weiterer wichtiger Bewertungsbaustein für Spannungshaltungskonzepte sind die Betriebs- und Wartungskosten. Während die blindleistungsbasierten Verfahren  $Q(U)$  und  $\cos\phi(P)$  über die angesetzte Lebensdauer des Wechselrichters von 20 Jahren als wartungsfrei angenommen werden können, so wird für den rONT aus der Literatur [23] ein 10-jährliches Wartungsintervall angesetzt. Zudem wird mit einem Austausch der Steuerungselektronik des rONT alle 15 Jahre gerechnet. Der Transformator selbst wird mit einer erwarteten Nutzungsdauer von 30 Jahren angesetzt.

Die Betriebskosten bestehen für diese Untersuchung aus den jährlichen Netzverlusten und der jährlichen Blindarbeit. Beide sind Ergebnisse der Jahres-Zeitreihenrechnung. Für die Berechnung mittels der unendlichen identischen Investitionskette werden die Ausgaben für Betriebskosten als jährlich auftretender und konstant bleibender Ausgabenpunkt angesehen.

Der Übersichtlichkeit halber werden in der Ergebnisdarstellung in Abbildung 5.5 und Abbildung 5.6 die drei Kostenpunkte Wartung, Verluste und Blindarbeit getrennt aufgetragen. Wartungskosten sind lediglich in den Szenarien mit rONT (6 bis 10) relevant. Der Barwert der rONT-Wartung plus Austausch der Elektronik liegt bei 2013 €. Besonders in den beiden Landnetzen mit geringer Besiedlungsdichte, wenigen Verlusten und Blindarbeit können die Wartungskosten des rONT im Verhältnis zu den gesamten Betriebskosten einen sehr großen Anteil einnehmen (bis zu 82 %).

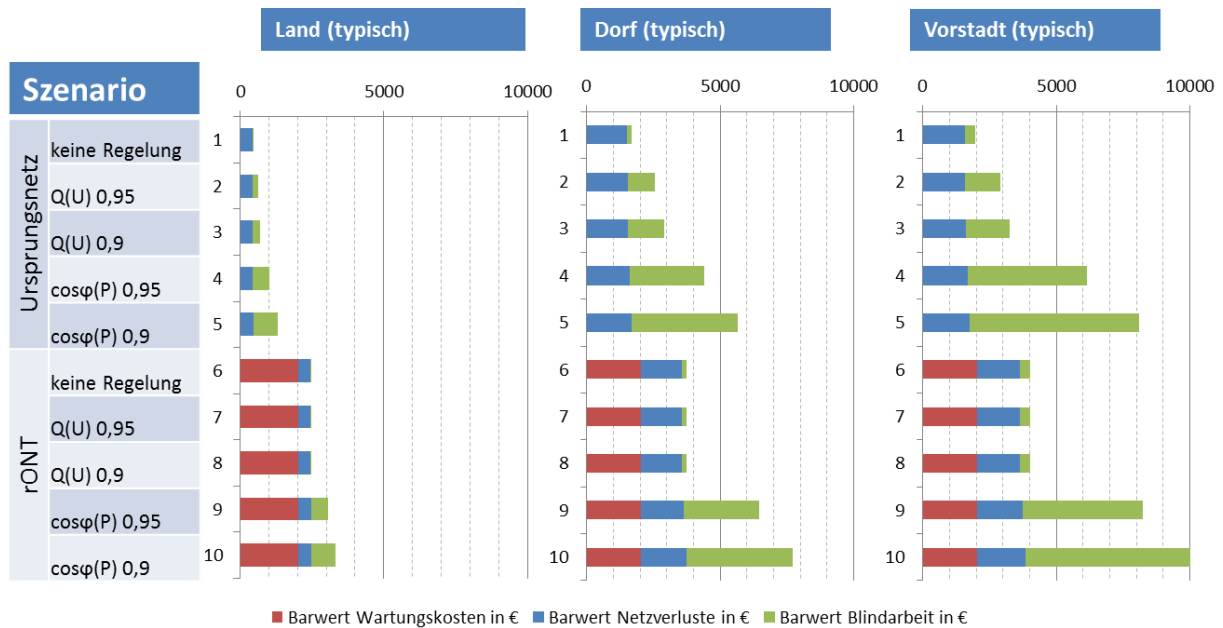


Abbildung 5.5: Betriebs- und Wartungskostenbarwerte für die drei typischen Netze

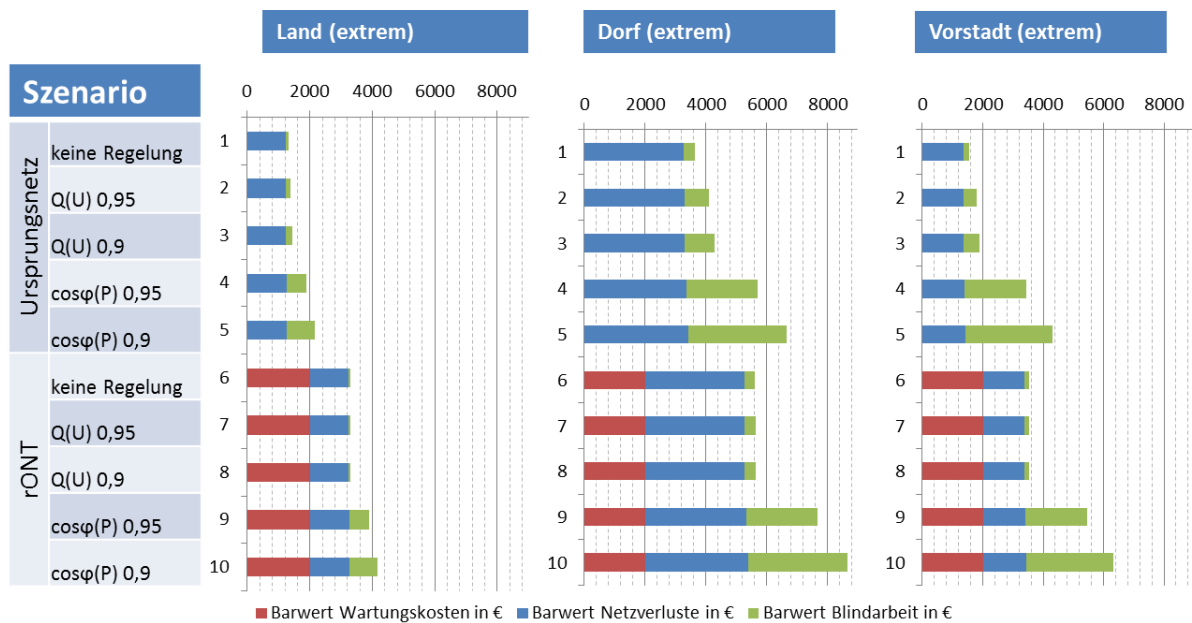


Abbildung 5.6: Betriebs- und Wartungskostenbarwerte für die drei extremen Netze

Die Abbildungen zeigen ein Einsparpotenzial bei den jährlichen Blindarbeitskosten durch einen Wechsel von einer  $\cos\phi(P)$ -Steuerung auf Q(U)-Regelung von 70 bis 80 % in den Szenarien ohne rONT. Mit rONT liegen die Werte mit 80 bis 98 % sogar noch deutlich höher. So ist z.B. in den Dorf- und Vorstadtnetzen ein rONT plus Q(U)-Regelung in Betrieb und Wartung günstiger als eine reine  $\cos\phi(P)$ -Steuerung. Diese zeigt besonders in Verbindung mit einem rONT ihre Nachteile.

**Fazit:** Auf Basis der geringen Unterschiede zwischen den Szenarien bei den Kosten für Netzverluste kann kein Spannungshaltungskonzept favorisiert werden. Bei den Kosten für Blindarbeit sind die Unterschiede hingegen mit bis zu 82 % sehr groß. Daher schneidet eine Q(U)-Regelung deutlich besser ab als  $\cos\phi(P)$ . Bei einem rONT sind Wartungskosten einzuplanen.

#### 5.4 Technisch-wirtschaftliche Gesamtbewertung

Das jeweils höchste maximale Netzintegrationspotenzial wird in allen untersuchten Musternetzen mit einem rONT ermöglicht, zum Teil mit deutlichem Abstand vor der ausschließlichen Blindleistungserbringung aus Erzeugungsanlagen (Land und Dorf), zum Teil mit kleinem Abstand (Vorstadt). Aufgrund der recht hohen Betriebsmittelinvestitionen, der Wartungskosten und der Planungsunsicherheit beim DEA-Zubau besteht beim rONT die Gefahr von Stranded-Investments, sollte sich der weitere Zubau verzögern oder schwächer als erwartet ausfallen.

In vielen Fällen ersetzt der rONT einen deutlich kleineren Ortsnetztransformator. Ist dieser zudem noch im Bereich seiner erwarteten Lebensdauer oder älter so müssen hier lediglich die Mehrkosten gegenüber einem herkömmlichen Ortsnetztransformator angesetzt werden. Besonders in den Landnetzen mit geringer Lastdichte und großer Stranglänge treten die Vorteile des rONT hinsichtlich der Steigerung des maximalen Integrationspotenzials deutlich zu Tage. In solchen Netzen ist die Netzspannung in den meisten Fällen das erste begrenzende Kriterium für das Integrationspotenzial. Wird allerdings vom Netzbetreiber ein geringer Zubau prognostiziert, so sind die Blindleistungskonzepte  $\cos\phi(P)$  und Q(U) in allen untersuchten Netzen deutlich günstiger als der rONT. Zudem zeigen die Berechnungen, dass in dicht besiedelten Netzen (Vorstadtnetze) die Blindleistungskonzepte ein ähnliches Integrationspotenzial wie der rONT ermöglichen. Auch in Netzen mit langen und ungleich belasteten Strängen (Einspeisestrang/ Laststrang) sollte der Einsatz eines rONT hinsichtlich seiner Wirksamkeit präzise geprüft werden.

Im Vorstadtnetz kann mit dem konventionellen Netzausbau im Vergleich zu allen untersuchten Szenarien eine kostengünstigere Lösung ermittelt werden. Zu beachten ist dabei allerdings, dass für die Untersuchungen keine Mindestausbaulängen vorgegeben werden. So kann es beispielsweise auch zu einer Parallelverkabelung über praxisferne Längen wie z.B. 5 m kommen.

Die Berechnungen zu den Betriebskosten zeigen, dass bei den Blindleistungskonzepten mit einer Q(U)-Regelung gegenüber  $\cos\phi(P)$  zwischen 70 und 80 % in den Szenarien ohne rONT und mit rONT sogar 80 bis 98 % der jährlichen Blindarbeit eingespart werden kann. In den Untersuchungsszenarien ergibt dies im Schnitt eine Reduzierung der jährlichen Betriebskosten um 45 %. Besonders im Zusammenspiel mit dem rONT kann die Q(U)-Regelung ihre Vorteile ausspielen. Durch die Wahl eines entsprechenden Totbandes wird die Blindleistungsbereitstellung in diesen Szenarien kaum in Anspruch genommen. Die  $\cos\phi(P)$ -Steuerung hingegen minderte das durch den rONT gewonnene Integrationspotenzial wieder.

Im Hinblick auf die strategische Netzplanung können folgende Punkte festgehalten werden:

- Die beiden Blindleistungskonzepte  $Q(U)$  und  $\cos\phi(P)$  ermöglichen eine ähnlich große Steigerung des Integrationspotenzials. Diese liegt in den Simulationen je nach Musternetztyp zwischen 20 und 80 %.
- Blindleistungskonzepte sind aufgrund ihrer geringen Investitionen zur Erweiterung des Blindleistungsstellbereichs und ihrer Kombinierbarkeit untereinander und mit einem rONT für alle Verteilnetze mit Spannungshaltungsproblemen zu empfehlen.
- Blindleistungskonzepte sind die erste Wahl um die Spannungshaltung beim Netzanschluss von Erzeugungsanlagen zu gewährleisten. Für Netzbetreiber fallen hier bis auf die Betriebskosten durch einen erhöhten Blindleistungsaustausch keine Kosten an.
- Wird das mit  $Q(U)$  und  $\cos\phi(P)$  gewonnene Integrationspotenzial ausgeschöpft, was insbesondere in ländlichen Netzen schnell der Fall sein kann, so empfehlen sich Maßnahmen wie der Einsatz eines rONT oder gezielter Netzausbau.
- Die Blindleistungskonzepte können den Ergebnissen aus Simulation und Laborversuch zufolge problemlos mit einem rONT kombiniert werden. Es werden keine Umparametrierungen oder Ähnliches notwendig. Empfohlen wird aber die Verwendung einer  $Q(U)$ -Regelung, da im Gegensatz zur  $\cos\phi(P)$ -Steuerung unnötige Blindleistungsflüsse vermieden werden können.
- Ein rONT-Einsatz ist dabei im Hinblick auf die weitere Zubauplanung und den Netztyp zu prüfen. Die Musternetzberechnungen ergaben beispielsweise für städtische Netze keinen nennenswerten Kapazitätsgewinn mit einem rONT. In den ländlichen und dörflichen Netzen fiel dieser jedoch sehr hoch aus.

Im Hinblick auf eine zeitliche Verschiebung von Investitionen werden folgende Aussagen getroffen:

- Aufgrund eines in zeitlicher und örtlicher Hinsicht stark heterogenen Zubaus an dezentralen Erzeugungsanlagen können sich große Investitionsprojekte wie die rONT-Installation, oder der über die Notwendigkeit im einzelnen Anschlussbegehren hinausgehende konventionelle Netzausbau zur Lösung der Spannungshaltungsproblematik nachträglich als deutliche Überdimensionierung herausstellen.
- Die Blindleistungskonzepte  $Q(U)$  und  $\cos\phi(P)$  ermöglichen in vielen Fällen eine zeitliche Verschiebung von größeren Investitionen wie dem rONT oder Netzausbaumaßnahmen.
- Größere Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber können auf diese Weise in zeitlicher Hinsicht aufgeschoben werden.

## 6. Laboruntersuchungen der Photovoltaikwechselrichter

Die folgenden beiden Kapitel beschäftigen sich mit den Labormessungen im Rahmen der Studie. Ziel der durchgeführten Messungen ist zunächst die Ermittlung von möglichen instabilen oder schwingenden Netzsituationen sowie der dazu nötigen Randbedingungen des Systems. Nach Bestimmung der Stabilitätsgrenze wird anschließend untersucht, ob mittels geeigneter Reglerparametrierung ein unerwünschtes Verhalten ausgeschlossen werden kann. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf dem Zusammenspiel verschiedener, die Netzspannung regelnder Komponenten wie rONT und Photovoltaikwechselrichtern. Im folgenden Kapitel 6 wird zunächst für jeden Wechselrichter separat das Regelungsverhalten untersucht und analysiert. Die Ergebnisse zeigen für jedes Gerät in einer Ampelgrafik zu empfehlende und nicht zu empfehlende Parametrierungen.

### 6.1 Laborumgebung und Versuchswechselrichter

Die Laboruntersuchungen zur vorliegenden Studie werden im „Netzintegrationslabor“ (siehe Abbildung 6.1) am Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen – elenia der TU Braunschweig [25] in Zusammenarbeit mit der TU München durchgeführt. Hier können über einen Netzsimulator beliebige Vorgänge im Niederspannungsnetz nachgestellt werden. Über Leitungsnachbildungen kann eine ausgedehnte Infrastruktur eines Netzes komprimiert abgebildet werden.



Abbildung 6.1: Laboraufbau zu Messzwecken für die vorliegende Studie am elenia der TU Braunschweig (Nicht im Bild: der Netzsimulator)

Abbildung 6.1 zeigt den Laboraufbau für die Untersuchungen der Studie. Zu sehen sind die vier untersuchten Wechselrichter (siehe Tabelle 6.1), rechts die speisenden DC-Quellen mit PV-Kennliniennachbildung und drei regelbare AC Lasten. In den Schaltschränken befinden sich Messwandler, Widerstände und Drosseln zur Leitungsnachbildung, sowie Schütze zur

Umschaltung zwischen verschiedenen Netzkonfigurationen. Der Netzsimulator befindet sich außerhalb des Bildausschnittes.

Tabelle 6.1: Auflistung der Versuchswechselrichter

Typ	S <sub>Nenn</sub>	Anschlussart	min. cosφ	Q <sub>Max</sub>
SMA STP9000TL	9000 VA	3 ph	0	0,5 S <sub>Max</sub>
KACO POWADOR 14.0 TL3	12.500 VA	3 ph	0	0,6 S <sub>Max</sub>
KOSTAL PICO12	12.000 VA	3 ph	0,2	0,6 S <sub>Max</sub>
SIEMENS SINVERT10 (Externe Steuerung)	10.000 VA	3 ph	0,86	0,57 P

## 6.2 Auswirkungen des Netzes auf das Wechselrichterverhalten

Die auftretenden Blindleistungs- und Spannungsschwankungen sind sowohl bei hochinduktiven Leitungsnachbildungen mit lediglich 82 mΩ (parasitärer Widerstand der Laborkabel) und 1,5 mH als auch bei realen Konstellationen mit einem Widerstand von 1132 mΩ und 1,5 mH mit ähnlichen Amplituden im Labor mess- und reproduzierbar. Der ohmsche Widerstand bestimmt im Wesentlichen die wirkleistungsinduzierte Spannungsanhebung am Einspeisepunkt. Die Induktivität, als rückführendes Glied des Q(U)-Regelkreises, beeinflusst die Schwankungen von Spannung und Blindleistung. Bei hohen Induktivitäten ist das Überschwingen der Blindleistung und der Spannung sehr ausgeprägt. Ist die Induktivität dagegen klein, so findet fast kein Überschwingen statt und die Spannungsschwankungen sind verschwindend gering. Um eine stabile Parametrierung der zu untersuchenden Wechselrichter in allen Szenarien garantieren zu können wird das Labornetz mit der maximalen Induktivität bestückt. Die Leitungsnachbildung entspricht dann einem 5,7 km langen NAYY 4x150mm<sup>2</sup> Erdkabel mit einem spezifischen Widerstand von  $R' = 0,206 \frac{\Omega}{\text{km}}$  und einer spezifischen Induktivität von  $X' = 0,256 \frac{\text{mH}}{\text{km}}$  [26]. Das R/X-Verhältnis liegt bei: 2,51. Vergleicht man das Labornetz im Nennbetrieb (3 Wechselrichter mit insgesamt ca. 30 kW) mit einem Niederspannungskabel im Nennbetrieb ( $I_N = 238 \text{ A}$ ), so entspricht der realisierbare Spannungshub von  $\Delta U = 51 \text{ V}$  einem 1 km langen NAYY 4x150 mm<sup>2</sup> Erdkabel, das mit Nennleistung belastet wird.

Das Verhältnis von Kurzschlussleistung zu installierter Wechselrichterleistung beträgt im untersuchten Labornetz ca.  $\frac{S_k''}{P_{WR}} = \frac{130 \text{ kVA}}{30 \text{ kW}} = 4,35$ . Die in dem Labornetz installierte Wechselrichterleistung kann damit als überdurchschnittlich hoch angesehen werden, was in Bezug auf Spannungshaltungsprobleme einen Worst-Case darstellt.

## 6.3 Verifikation der Q(U)-Kennlinien

Zur Verifikation der implementierten Q(U)-Kennlinien wird das zu untersuchende Spannungsband, mit Hilfe des Netzsimulators, langsam durchfahren. Die aufgenommenen

Blindleistungswerte sollten so genau wie möglich der Vorgabe entsprechen. Die Q(U)-Kennlinien mit  $100 \frac{\%}{V}$  Steigung (blau) und  $11 \frac{\%}{V}$  Steigung (grün) von Wechselrichter C sind beispielhaft in Abbildung 6.2 dargestellt, gestrichelte Linien markieren die Sollwertvorgaben. Die gemessenen Blindleistungswerte stimmen – bis auf einen leichten Versatz – mit der Vorgabe überein. Dieser Versatz lässt sich durch die Laborkabel zwischen Wechselrichter und Netzsimulator erklären. Im oberen Knickpunkt der  $11 \frac{\%}{V}$ -Kennlinie wird eine Spannung von  $245,54 \text{ V}$  und eine induktive Blindleistung von  $4500 \text{ VAr}$  gemessen. Verglichen mit dem vorgegebenen Arbeitspunkt für  $4500 \text{ VAr}$  bei  $246 \text{ V}$  ergibt sich eine Spannungsverschiebung von  $0,46 \text{ V}$ . Mit  $P = -5000 \text{ W}$  ergibt sich eine Gesamtscheinleistung von  $S_{WR} = \sqrt{4500^2 + 5000^2} = 6727 \text{ VA}$  und ein Phasenstrom von  $I = 9,75 \text{ A}$  für den Messaufbau. Über den vorhandenen parasitären Widerstand der Laborkabel zwischen Spannungsmesspunkt und Wechselrichterterklemme ( $R_p \approx 50 \text{ m}\Omega$ ) fällt eine Spannung von  $\Delta U = I \cdot R_p = 0,49 \text{ V}$  vom Wechselrichter zum Netzsimulator ab und erzeugt den Versatz in der Kennlinie. Alle Wechselrichter zeigen in den Messungen ein sehr ähnliches Verhalten.

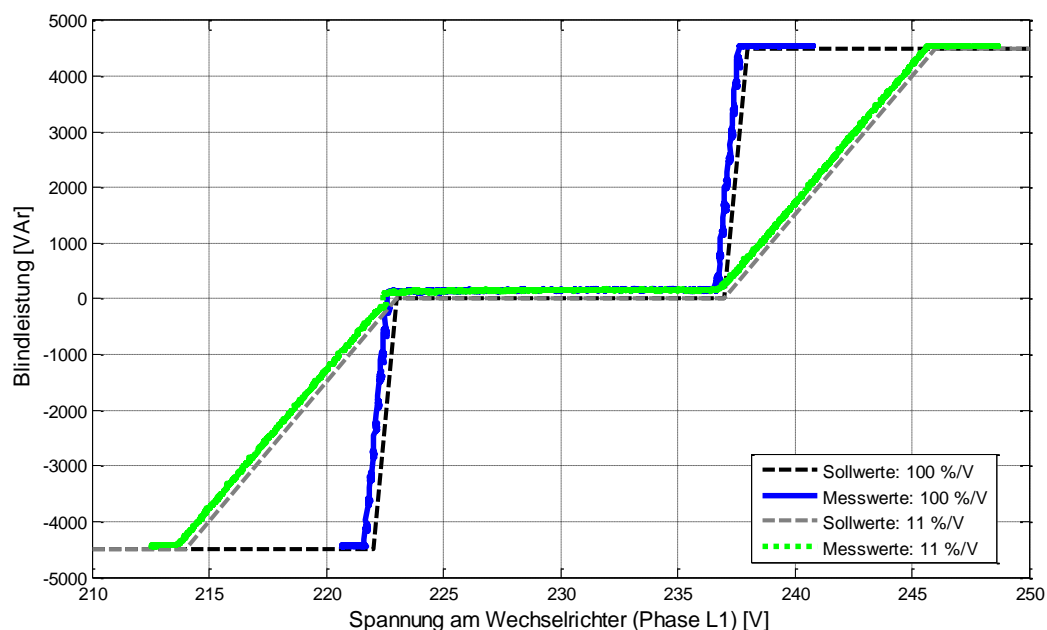


Abbildung 6.2: Verifikation der  $100\%/V$  und  $11\%/V$  Q(U)-Kennlinien

#### 6.4 Einzeluntersuchung der Wechselrichter

Um einen sicheren und stabilen Betrieb mehrerer regelnder Betriebsmittel im Netz zu gewährleisten, muss jedes System mit rückgeführter Ausgangsgröße in sich, sicher und stabil arbeiten. Ein stabiler Betrieb jeder Systemkomponente ist also maßgeblich für die Stabilität des Gesamtsystems.

In den nachfolgend dargestellten Untersuchungen werden die Wechselrichter im Labornetz mit definierten Spannungssprüngen angeregt und an der oben beschriebenen „Worst-Case“-Netznachbildung auf ihre Stabilität im „Störfall“ überprüft. Ein „Störfall“ steht hier für die reglungstechnisch ungünstigste Anregung, die ein Sprung am Regelungseingang darstellt.

Das Erreichen eines stabilen Betriebes im Störfall inkludiert einen stabilen Betrieb im Nennbetrieb. Die Blindleistungskonzepte  $Q(P)$  und  $\cos\varphi(P)$  gelten per Definition als gesteuerte Blindleistungseinspeisung (vgl. [27]) und können daher aufgrund der nicht vorhandenen Ausgangsgrößenrückführung aus der Stabilitätsbetrachtung ausgeschlossen werden.

Durch steuerbare DC-Quellen wird den zu vermessenden Wechselrichtern eine konstante Wirkleistungseinspeisung von 6 kW vorgegeben. Angelehnt an die technische Richtlinie zu Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz [28] werden Spannungssprünge entlang der  $Q(U)$ -Kennlinie von 70% kapazitiver Einspeisung auf 70% induktive Einspeisung erzeugt. Abbildung 6.3 stellt die sprungartige Anregung schematisch dar.

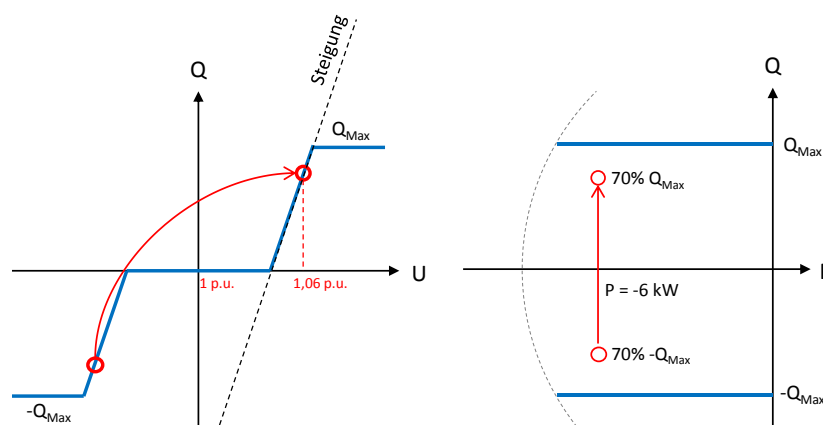


Abbildung 6.3: Skizze einer sprungartigen Anregung

#### 6.4.1 Berücksichtigte Normen, Richtlinien und zusätzliche Kriterien

Richtlinien oder Normen zur Parametrierung der  $Q(U)$ -Kennlinie und des Regelungsverhaltens beim Einsatz einer  $Q(U)$ -Kennlinie sind bisher nicht existent. Die bestehenden Vorgaben zum Verhalten einer  $\cos\varphi(P)$ -Steuerung und zur allgemeinen Spannungsqualität sind folgend zusammenfassend aufgelistet:

- **FNN Anwendungsregel „VDE-AR-N 4105 [1]:**
  - Schnelle Spannungsänderungen dürfen nicht zu unzulässigen Netzwirkungen führen. Die maximale Spannungsänderung im Netz von  $\Delta u_{\max} = 3\%$  darf nur einmal in 10 Minuten auftreten.
  - Bei Verwendung einer  $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie muss der Sollwert innerhalb von 10s erreicht werden.
  - Bei Verwendung einer  $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie darf der  $\cos(\varphi)$ -Fehler im stationären Zustand maximal 0,01 betragen.
- **Technische Richtlinie Teil 3 (FGW) [29]:**
  - Die Ausregelzeit ist anzugeben.

- **Technische Richtlinie zu Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (BDEW) [2]:**
  - Die Einstellzeit einer Q(U)-Regelung sollte zwischen 10 Sekunden und einer Minute liegen.
- **DIN EN 50160 [4]:**
  - Die Änderung des Effektivwertes der Netzspannung bei schnellen Spannungsänderungen darf höchstens 5 % der Nennspannung betragen. Das absolute Maximum der Spannungsänderung liegt bei 10 % der Nennspannung. Die Integrationszeit bei der Berechnung beträgt 10 ms.

Diese Vorgaben schließen ein ungewünschtes Verhalten nicht aus und werden auch von leicht schwingenden Systemen erfüllt. Daher ist die Einführung weiterer Kriterien zur Bewertung der gemessenen Sprungantworten notwendig. Diese zusätzlichen Kriterien wurden im Konsortium wie folgt erarbeitet:

### 1. Geringer stationärer Fehler der Netzspannung

Als wichtigstes Kriterium stellt sich der möglichst geringe „Fehler“ der Netzspannung dar. In die Kategorie „Fehler“ fallen alle Abweichungen der betrachteten Größe vom jeweiligen Mittelwert. Die Form der auftretenden Abweichungen (Flackern, Schwingen) ist unerheblich. Da die Ausgangsgröße (Blindleistung) der Q(U)-Regelung die Netzspannung über die Netzimpedanz direkt beeinflusst, kann das induzierte stationäre Schwingen der Netzspannung auf ein stationäres Schwingen der Blindleistung zurückgeführt werden. Folglich ist dieses zu reglementieren und zu stabilisieren.

### 2. Geringer Schwingungsgehalt der Blindleistung

Ein Schwingen oder Flackern der Blindleistung im stationären Betrieb ist nicht erwünscht. Allerdings sind spannungsinduzierte Abweichungen der Blindleistung vom konstanten Sollwert durch die schwankende Eingangsgröße „Netzspannung“ des Regelungssystems nicht zu vermeiden. Dieses wird durch andere, im Verteil- und Übertragungsnetz vorkommende Betriebsmittel erzeugt. Zur Bestimmung eines numerischen Grenzwertes wird - anlehnend an die DIN 40110-1 [30] - der Schwingungsgehalt des RMS-Wertes der Blindleistung eingeführt. Dieser kann nach (6.1) aus den Ergebnissen einer diskreten Fourier Transformation der RMS-Blindleistung als Verhältnis von Wechselanteil zur gesamten Mischgröße ermittelt werden.

$$s_Q = \frac{\widetilde{Q_{RMS}}}{Q_{RMS}} \cdot 100\% \quad (6.1)$$

Optische Betrachtung aller Sprungantworten ergaben einen heuristischen Grenzwert von  $s_{Q,max} = 20\%$ .

### 3. Geringes Überschwingen der Blindleistung

Aufgrund der sprungartigen Anregung (regelungstechnischer Störfall) des Systems ist ein auftretendes Überschwingen kein grundsätzliches Negativkriterium. Dieses sollte jedoch nicht extrem ausfallen, um einen schnellen Einschwingvorgang zu gewährleisten und zudem mögliche Rückwirkungen auf weitere sich im System befindliche Regelkreise, zu vermeiden. In der Praxis hat sich ein System mit einem Grenzwert des Überschwingers von  $\ddot{u} = 15\%$  als ausreichend gedämpftes System im Störfall etabliert [27]. Dieses Verhalten entspricht einem idealen PT2-Übertragungsverhalten mit einer Dämpfung (D) von ungefähr 50 %.

$$\ddot{u} = e^{-\frac{\pi D}{\sqrt{1-D^2}}} \quad (6.2)$$

Das Übertragungsverhalten der Wechselrichter wird als PT2-Glied angenommen. Die exakte Charakteristik fällt jedoch unter Unternehmensgeheimhaltung und ist daher nicht bekannt.

#### 6.4.2 Beschreibung des betrachteten Parameterraumes

Der Versuchsablauf wurde bereits in 4.2 beschrieben.

Die verfügbaren Parameter des Regelungssystems gliedern sich, verdeutlicht durch Abbildung 6.2 und Abbildung 6.3, wie folgt:

- **Parameter der Q(U)-Kennlinie**
  - Steigung im Übergangsbereich in Prozent der maximalen Blindleistung pro Volt  
Die in dieser Studie vorgeschlagene Kennlinie weist eine Steigung vom Rand des Totbandes (1,03 p.u.) auf die maximale induktive Blindleistungseinspeisung (1,07 p.u.) in 0,04 p.u. auf. Die Steigung dieser Kennlinie berechnet sich beispielhaft zu  $\frac{\% Q_{\max}}{V} = \frac{100\%}{0,04 \cdot 230\text{ V}} = \frac{100\%}{9,2\text{ V}} \approx 11 \frac{\%}{V}$ .
  - Maximale kapazitive sowie induktive Blindleistungseinspeisung
  - Größe und Position des Spannungs-Totbandes
- **Parameter der WR-internen Regelglieder**
  - Zeitkonstante des Verzögerungsgliedes erster Ordnung (PT1) „T“
  - Verstärkung des Verzögerungsgliedes erster Ordnung (PT1) „K“

Die beiden genannten Parameter T und K stellen mögliche Vorgabewerte für das Regelungssystem dar. Die Verstärkung ist jedoch nur bei einem der untersuchten Geräte einstellbar.

Gleiche einstellbare Parameter bedeuten allerdings noch keinesfalls, dass die interne Reglerstruktur (unterliegt der Geheimhaltung der Hersteller) oder das dynamische Verhalten der Geräte gleich sind. Auf letzteren Punkt wird in der folgenden Ergebnisdarstellung näher eingegangen.

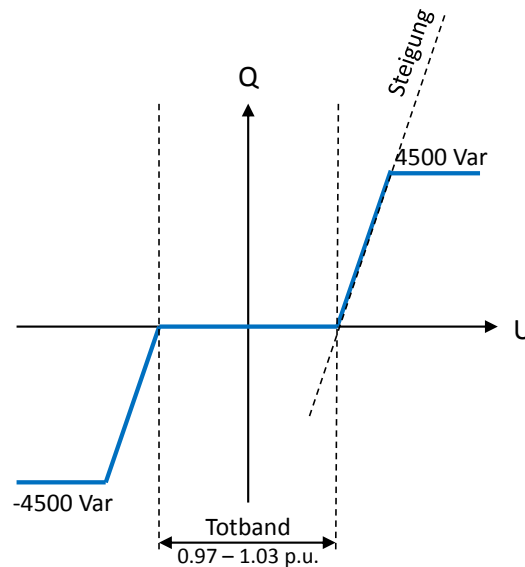


Abbildung 6.4 Parameter der  $Q(U)$ -Kennlinie

Um den Parameterraum auf ein realisierbares Maß zu verkleinern, werden drei Parameter entlang besprochener Vorgaben fixiert:

- **Maximale Blindleistungseinspeisung:**
  - Zur Vergleichbarkeit der verschiedenen, im Labor vorkommenden Wechselrichter wird eine maximale Blindleistungseinspeisung  $Q_{Max} = \pm 4500 \text{ Var}$  gewählt. Diese sind auch für die Labor-Wechselrichter mit enger  $\cos(\varphi)$ -Beschränkung realisierbar.
- **Breite des Spannungs-Totbandes:**
  - Zur Vermeidung von unnötiger Blindarbeit bei guter Spannungsqualität am jeweiligen Netzverknüpfungspunkt wird das Spannungstotband zwischen 0.97 p.u. und 1.03 p.u. gesetzt.
- **Feste Verstärkung des Verzögerungsgliedes erster Ordnung (PT1)**
  - Analog zur den Ergebnissen einer Vorgängerstudie [31] kann instabiles Verhalten bei hohen Verstärkungswerten auftreten. Ein mit dem Faktor  $x$  multiplizierter Verstärkungswert ist mit einer mit dem Faktor  $x$  multiplizierten Kennliniensteigung vergleichbar. In den Laboruntersuchungen dieser Studie konnte starkes Schwingen bereits bei einer Verstärkung größer als  $\sim 2$  beobachtet werden. Die in [32] berechneten Verstärkungswerte der Vorgängerstudie [31] [3] entsprechen zusammen mit der verwendeten Netzreaktanz Kennliniensteigungen von 280 bis 900 %/V. Diese Werte übersteigen die in dieser Studie untersuchten Kennliniensteigungen bei weitem. Für alle weiteren Labormessungen wurde die Verstärkung des PT1-Gliedes auf 1 fixiert.

Somit stehen zwei Parameter zur Variation und Optimierung zur Verfügung.

## Steigung der Q(U)-Kennlinie im Übergangsbereich

### Zeitkonstante des Verzögerungsgliedes erster Ordnung (PT1)

Die Steigung der Q(U)-Kennlinie wird in dieser Studie zwischen  $100 \frac{\%}{V}$ ,  $50 \frac{\%}{V}$ ,  $25 \frac{\%}{V}$  und  $11 \frac{\%}{V}$  variiert. Als Zeitkonstanten des PT1-Gliedes werden 0 s, 1 s, 5 s sowie 10 s eingestellt. Somit werden pro Wechselrichter 16 Messungen durchgeführt und ein Ergebnisraum über 64 Variationen aufgespannt.

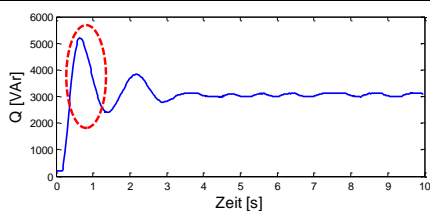
#### 6.4.3 Auswertungsmethodik

Während der sprunghaften Anregung des Systems werden Spannungen und Ströme am Netzverknüpfungspunkt der Wechselrichter hochfrequent mit bis zu 100 kHz aufgezeichnet. Die zur Auswertung benötigten numerischen Kenngrößen und der zu betrachtende Teilaspekt der Sprungantwort sind in Tabelle 6.2 zusammengefasst.

Tabelle 6.2: Numerische Kenngrößen der Sprungantwort

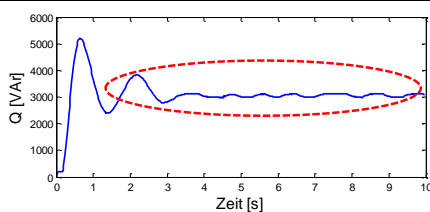
#### Visualisierung der zu ermittelnden Größen

##### Teilaspekt der Sprungantwort



##### Zu ermittelnde Größen

- Anregelzeit  $t_{an}$
- Überschwingweite  $\ddot{u}$



- Ausregelzeit  $t_{aus}$
- Stationäre Fehler [U, Q,  $\cos(\varphi)$ ]
- Schwingungsgehalt aus DFT

Vollständiger Verlauf: Optimierung anhand der zeitgewichteten Betragsregelfläche

Die in Abbildung 6.5 schematisierte Auswertung wurde mit MATLAB automatisiert. Dabei werden grundsätzlich drei Auswertungsschritte pro Messung vollzogen. Vorab werden die gemessenen Signale auf Plausibilität überprüft und per PT1-Filter geglättet. Aus dem gefilterten Verlauf werden die nötigen Zeitwerte (Überschwinger, Zeitpunkt des stationären Zustands, Anregel- und Ausregelzeit) bestimmt. Diese Zeitwerte werden anschließend auf die Rohmessdaten angewendet, um die Charakteristika der jeweiligen Sprungantwort zu bestimmen. Aus einer nachgeschalteten Diskreten Fourier Transformation (DFT) lässt sich der Schwingungsgehalt bestimmen.

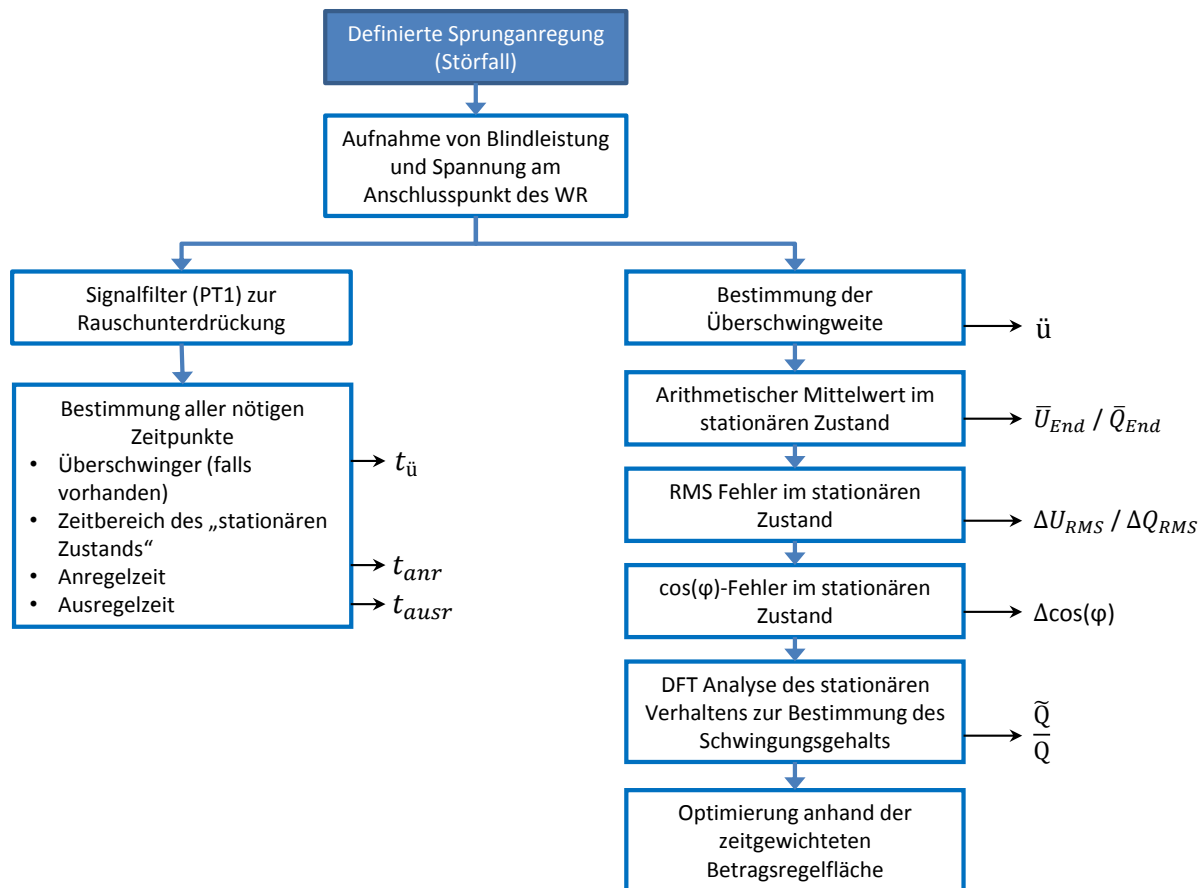


Abbildung 6.5: Entwickeltes Verfahren zur Auswertung

Abschließend werden die Sprungantworten nach der Methode der zeitgewichteten Betragsregelgröße [27] bewertet. Dazu wird über die aufgezeichneten Werte fester Zeitdauer das Integral aus (6.3) berechnet.

$$A_{abs,t} = \int_0^{\infty} |Q(t) - Q(t \rightarrow \infty)| \cdot t \, dt \quad (6.3)$$

Die Fläche repräsentiert die aufsummierte, zeitgewichtete Abweichung der Regelgröße vom Sollwert. Durch die Zeitgewichtung gehen Überschwinger und stationäres Schwingen stärker in den Optimierungsprozess ein. Eine Minimierung der zeitgewichteten Betragsregelgröße stellt das Optimum der variierten Parameter dar und erzeugt ein Regelkreisverhalten mit minimalem Überschwinger bei kurzer Reaktionszeit. Eine Kombination dieses Optimierungsverfahrens mit den in Unterabschnitt 6.4.1 genannten Kriterien stellt die zu empfehlenden Betriebsparameter dar.

#### 6.4.4 Ausgewählte Messergebnisse der Einzelvermessung

In diesem Unterkapitel werden die detaillierten Untersuchungsergebnisse der vier Wechselrichter dargestellt und diskutiert. Unterschieden wird zwischen dynamischen und stationären Kenngrößen der Sprungantworten. Für stationäre Kenngrößen wird der Zeitbereich nach dem ersten Überschwinger bis zum Ende der Messung betrachtet. Nach

der klassischen Regelungstechnik gilt dieser zwar nicht als rein „stationärer Betrieb“, doch wird bei genügend langer Betrachtung ( $>10$  s) der zeitanteilige Einschwingvorgang ausgemittelt und eine gute Aussagekraft der Ergebnisse erreicht. Ein Vorzug dieser Vorgehensweise ist das verstärkte Augenmerk auf dem Einschwingvorgang.

Die Anregelzeit beschreibt das erstmalige Erreichen des Sollwertes und damit die Schnelligkeit bzw. Reaktionszeit des Regelungssystems. Die Ausregelzeit gibt die Zeitdauer an, ab der die Regelgröße zum letzten Mal in ein  $\pm 5\%$  Band um den Sollwert eintritt und dieses nicht mehr verlässt.

Zur Bewertung des „stationären Betriebs“ stehen die Kenngrößen zum Fehler der Netzspannung, zum Fehler der Blindleistung, zum Fehler des  $\cos(\varphi)$  sowie zum Schwingungsgehalt der Blindleistung zur Verfügung. Anregelzeit und Blindleistungsüberschwinger beschreiben das dynamische Verhalten. Ein eventuelles Überschwingen oder unruhiges Verhalten der Netzspannung kann anhand des verwendeten Laboraufbaus mit der direkten Abhängigkeit von der Blindleistung erklärt werden und ist daher nicht explizit zu analysieren oder zu optimieren.

- Für die folgende Ergebnisdarstellung der Labormessungen werden die untersuchten Wechselrichter in anonymisierter Form mit der Kennzeichnung A bis D benannt.

Abbildung 6.6 zeigt drei exemplarische Messungen aus dieser Studie. Die Unterschiede der Sprungantworten und das potenziell instabile Verhalten der Wechselrichter sind deutlich erkennbar. Die durch Parameterwahl bedingten Schwingungen treten reproduzierbar auf.

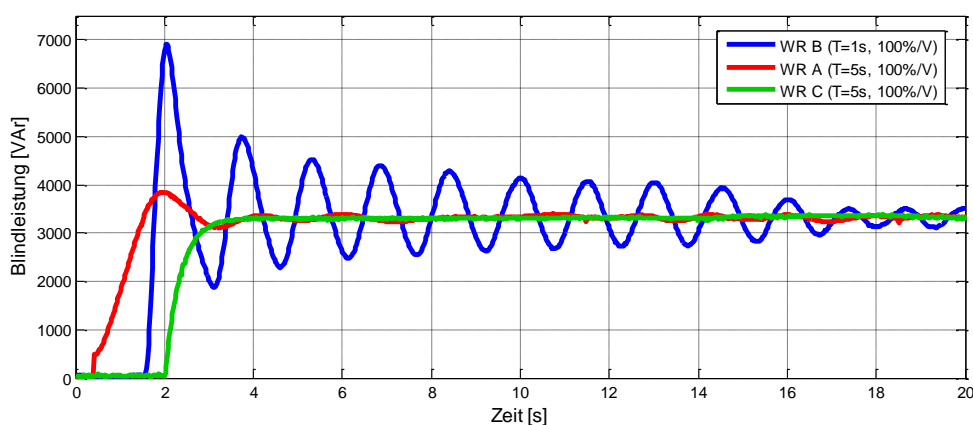


Abbildung 6.6: Exemplarische Sprungantworten

#### 6.4.4.1 Anregel- und Ausregelzeit

Die Anregelzeit unterliegt keiner Optimierungsaufgabe. Als regelungstechnische Kenngröße bietet sie dennoch eine Informationen über die Reaktionszeit eines Regelungssystems. Wechselrichter C bietet einzig keine Parametrierung des PT1-Gliedes, sondern einer

allgemeinen Einstellzeit an. Diese scheint sich an der Anregelzeit zu orientieren. Die Ergebnisse der Messdatenauswertung zeigt Abbildung 6.7

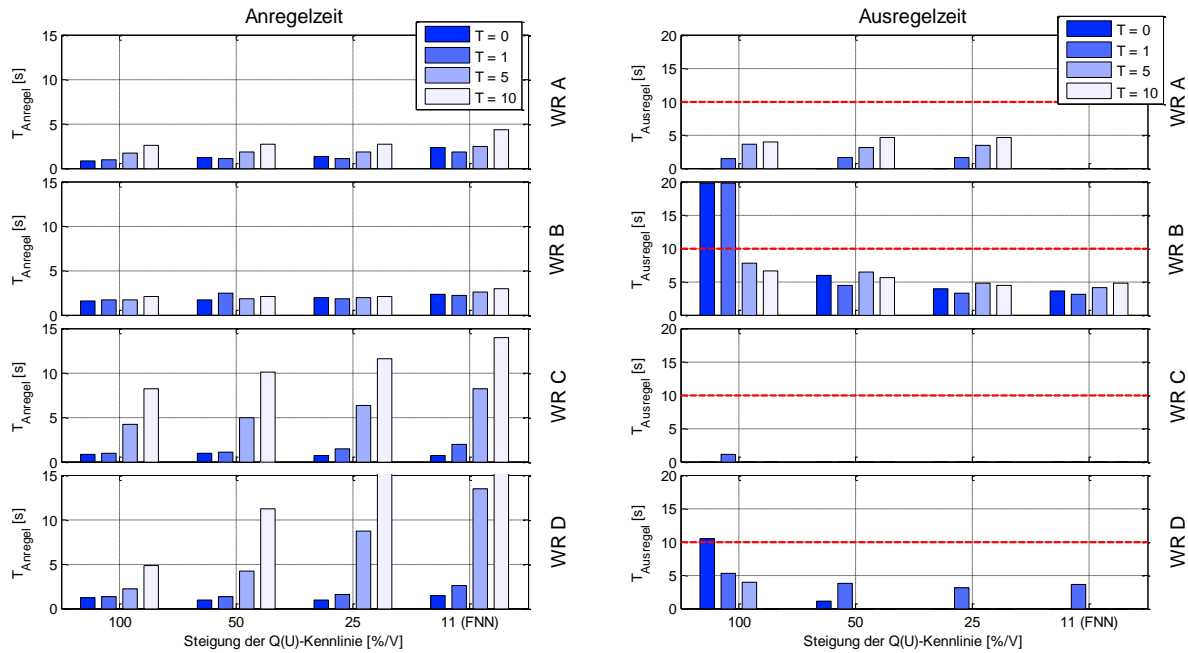


Abbildung 6.7: Anregel- und Ausregelzeit bei den untersuchten Wechselrichterparametrierungen

Ein eventuell auftretender Einschwingvorgang kann in der zeitlichen Ebene mit der Ausregelzeit beschrieben werden. Falls es keinen Einschwingvorgang gibt, bestimmt sich die Ausregelzeit zu 0. Nach Kapitel 6.4.1 sollte die Ausregelzeit einer Q(U)-Regelung auf 10 s begrenzt werden. Lediglich bei sehr hohen Kennliniensteigungen und kleinen Zeitkonstanten wird dieses Kriterium verletzt.

Allerdings zeigen die Wechselrichter stark unterschiedliches Verhalten bei gleicher Parametrierung (vgl. Abbildung 6.8). Zur besseren Integration verschiedener Hersteller in ein System sollte gleiche Parametrierung gleiches Verhalten erzeugen.

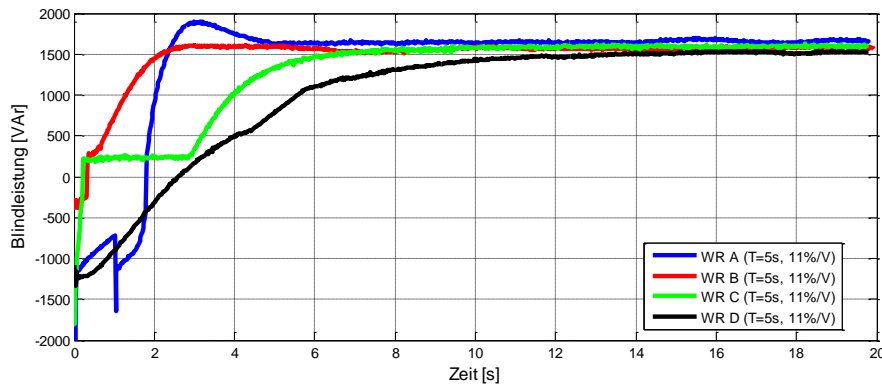


Abbildung 6.8: Unterschiedliche Einstellzeiten der WR bei gleicher Parametrierung (T=5 s, 11 %/V)

### 6.4.4.2 Stationärer Fehler der Netzspannung

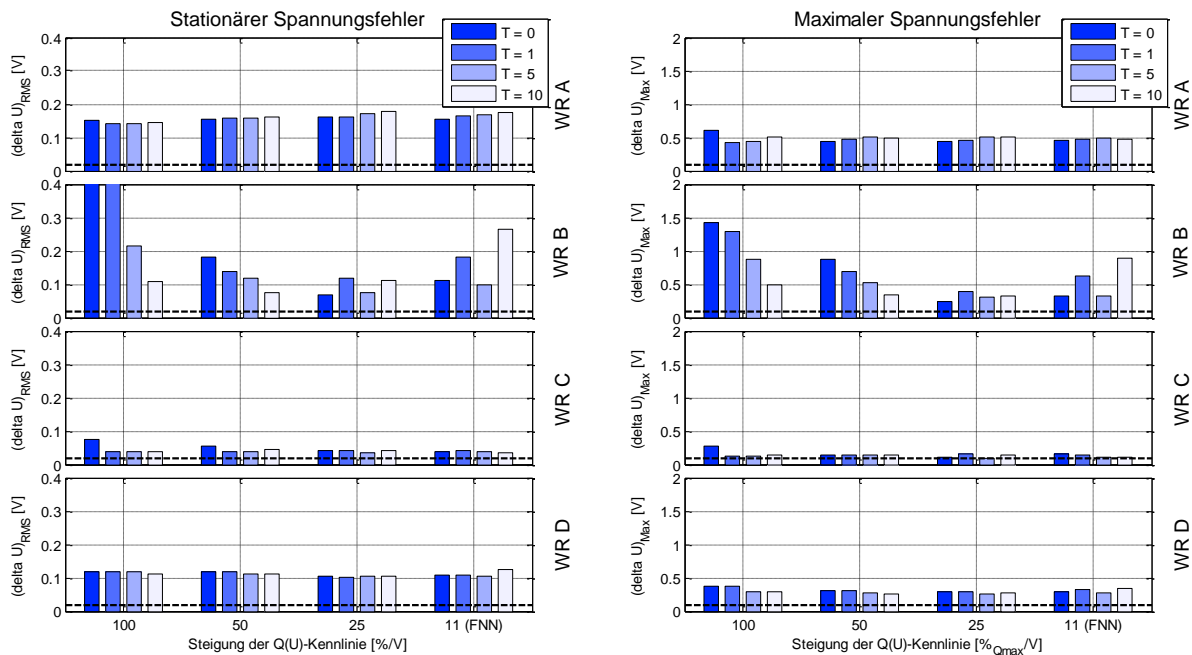


Abbildung 6.9: Stationärer Fehler der Netzspannung bei den untersuchten Wechselrichterparametrierungen

**Fazit:** Das 5 % Kriterium der DIN EN 50160 wird bei keiner Untersuchung verletzt

Die wichtigsten Kriterien sind der stationäre Fehler der Netzspannung sowie die maximal auftretende Spannungsänderung. Existierende Normen lassen eine maximale, schnelle Änderung von 5 % der Netznominalspannung  $U_N$  zu. Die Ergebnisse der Messdatenauswertung sind in Abbildung 6.9 dargestellt. Alle gemessenen, stationären Spannungsfehler sind um mindestens eine Zehnerpotenz geringer und damit als unkritisch einzustufen (vgl. linke Grafik, angegeben in  $\Delta U_{\text{RMS}}$ ). Auch die Betrachtung des maximalen Spannungsfehlers (vgl. rechte Grafik, angegeben in  $\Delta U_{\text{MAX}}$ ) mit  $1,5 \text{ V} = 0,65 \%$  weist auf keine Überschreitung der Norm hin.

Der durch den Netzsimulator erzeugte Spannungsfehler ist zur Referenz als gestrichelte Linie dargestellt.

### 6.4.4.3 Schwingungsgehalt und Überschwinger der Blindleistung

Hohe Kennliniensteigungen in Verbindung mit kleinen Verzögerungszeiten führen zu Schwingungsgehalten, welche das 20 %-Kriterium zum Teil deutlich verletzen. Dieses lässt Kennliniensteigungen unter 50 %/V bei einer PT1-Zeitkonstante ab 1 s zu.

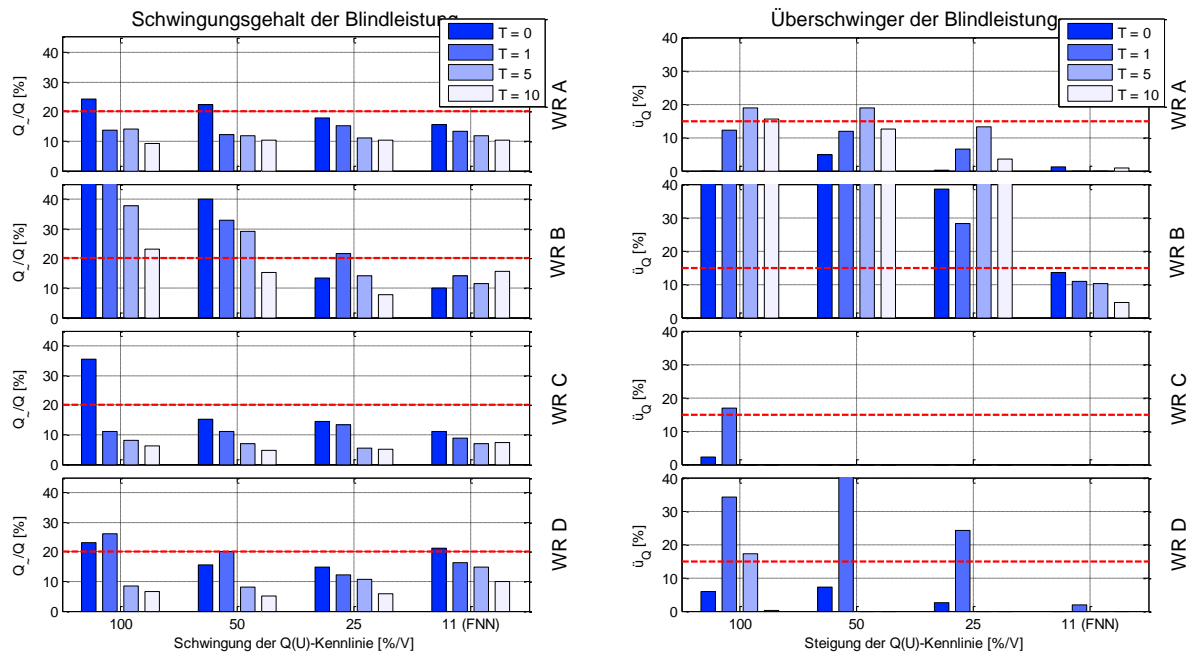


Abbildung 6.10: Schwingungsgehalt und Überschwinger der Blindleistung bei den untersuchten Wechselrichterparametrierungen

Die Wechselrichter zeigen auch hier deutlich unterschiedliches Verhalten bei gleicher Parametrierung (siehe Abbildung 6.10). WR C reagiert lediglich auf eine sehr steile Kennlinie bei einer PT1-Zeitkonstante von 1 s unerwünscht. WR A zeigt Ausprägungen bei einer PT1-Zeitkonstante von 5 s. WR D kann die Q(U)-Funktionalität nur durch ein vorgeschaltetes Steuergerät zur Verfügung stellen. Durch die externe Erweiterung des Regelkreises und die damit einhergehende Kommunikationsverzögerung (TCP/IP Protokoll) kann es zu unerwünschten Resonanzfrequenzen kommen. Diese tritt bei WR D bei einer PT1-Zeitkonstante von ungefähr 1 s in Erscheinung. WR B arbeitet nur bei Verwendung der flachen Kennlinie im zulässigen Bereich. Eine Steigung der Kennlinie von  $11 \frac{\%}{V}$  ist zu empfehlen.

**Empfehlung:** Kennliniensteigungen unter  $25 \frac{\%}{V}$ , PT1-Zeitkonstanten ab 1 s

#### 6.4.5 Gesamtbewertung der Einzeluntersuchungen

Die Detailergebnisse der Einzeluntersuchungen zeigen, dass ein schwingendes Verhalten nur unter Extrembedingungen und kritischen Parametrierungen zu erreichen ist. Das aufgebaute Labornetz stellt einen extremen Niederspannungsstrang von 5 km Länge mit einer Induktivität von 1,5 mH dar. Bei hohen Kennliniensteigungen und kleinen PT1-Zeitkonstanten kann es zu schwingendem Verhalten kommen, ähnlich den Ergebnissen einer Vorgängerstudie [31]. Durch die Wahl von geeigneten Regelungsparametern kann jedoch erreicht werden, dass selbst hohe Spannungssprünge ( $\Delta U = 24 V$ ) in einem Extremnetz zu keinerlei Instabilitätserscheinungen führen.

Abbildung 6.11 gibt einen Überblick über die wechselrichterspezifischen Ergebnisse der Einzeluntersuchungen. Die gewählten PT1-Zeitkonstanten sind über der Kennliniensteigung aufgetragen. Folgende Kriterien fanden Anwendung:

- Maximaler Spannungsfehler von  $3\% U_N$
- Maximale Ausregelzeit von 10 s
- Maximaler Überschwinger der Blindleistung von 15 %
- Maximaler Schwingungsgehalt der Blindleistung von 20 %
- Maximaler  $\cos(\varphi)$ -Fehler von 0,01

Grün hinterlegte Matrixelemente stehen für die Einhaltung aller Kriterien. Die Verletzung eines Kriteriums wird durch ein gelb hinterlegtes Matrixelement dargestellt. Rot hinterlegte Matrixelemente kennzeichnen eine Überschreitung von mindestens zwei Parametern. Nach Unterabschnitt 6.4.3 ergeben sich die optimalen Parameter durch das Minimum der zeitgewichteten Betragsregelfläche. Die drei kleinsten Werte sind in Abbildung 6.11 schwarz umrandet.

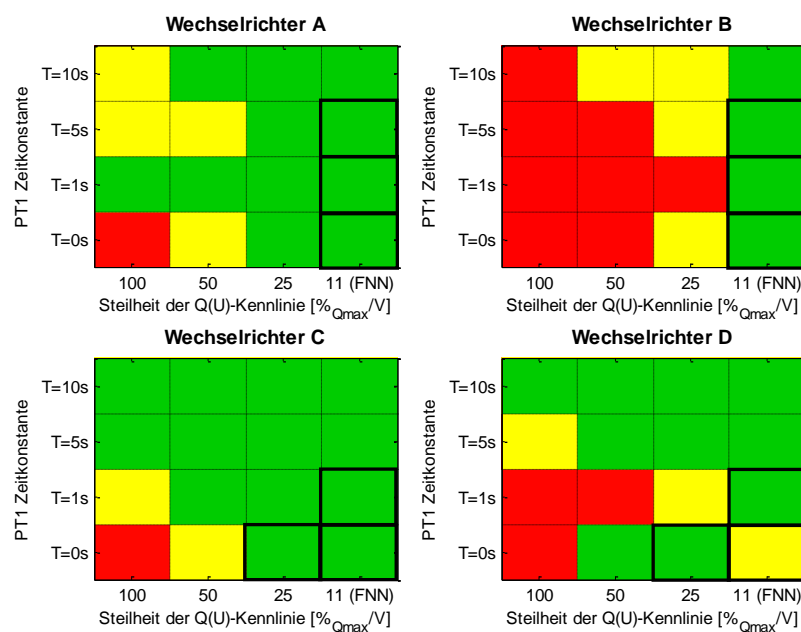


Abbildung 6.11: Ergebnisse der Einzeluntersuchungen

Bei gleicher Parametrierung weisen die untersuchten Wechselrichter unterschiedlichstes Verhalten auf. Detaillierte Untersuchungen zum Regelkreisverhalten mit eventuellen Vorgaben zur Standardisierung sind daher für zukünftige Arbeiten sehr zu empfehlen.

Die Überlagerung aller vermessenen Wechselrichter resultiert in dem in Abbildung 6.12 dargestellten Ergebnisraum. Ein sicheres und stabiles Verhalten aller Wechselrichter unter Extrembedingungen kann mit einer flachen Kennlinie von  $11 \frac{\%}{V}$  und PT1-Zeitkonstanten von 1 s bis 10 s erreicht werden.

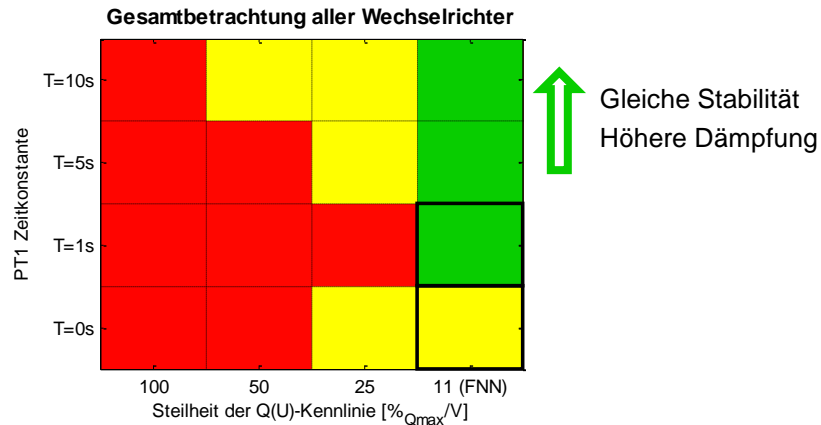


Abbildung 6.12: Gesamtbetrachtung aller Wechselrichter

Das überlagerte Optimum der zeitgewichteten Betragsregelfläche liegt im Parameterraum mit einer Q(U)-Kennliniensteigung  $11 \frac{\%}{V}$  und einer PT1-Zeitkonstante von null oder einer Sekunde. WR D wies bei der Parametrierung mit 0 s eine leichte Erhöhung des Schwingungsgehalts auf. Bei Vergrößerung der PT1-Zeitkonstante resultiert die optimale Reglerparametrierung bei gleichbleibender Stabilität in einer höheren Dämpfung und damit geringeren Reaktionszeit. Bei Beachtung eines Sicherheitsfaktors wird daher folgende Parametrierung als wechselrichterübergreifend **sicher** und **stabil** empfohlen:

Steigung der Q(U)-Kennlinie:  $\leq 11 \frac{\%}{V}$

PT1-Zeitkonstante: 5 – 10 s

## 7. Ausgewählte Messergebnisse aus den Verbundmessungen

Im Anschluss an die Einzelvermessung der Photovoltaikwechselrichter werden im Labor verschiedene Netzkonfigurationen nachgebildet und Messungen zum Verbundverhalten der Geräte durchgeführt. Für die Wechselrichter kommen dabei die in Kapitel 6 als grün markierten Parameterkombinationen zum Einsatz. Ziel der Messungen ist es, für die zuvor empfohlenen Parametrierungen der Wechselrichter die Möglichkeit der gegenseitigen Beeinflussung und der Wechselwirkung der Regelungen zu untersuchen.

### 7.1 Untersuchungsszenarien

Neben den drei Wechselrichtern (A, B, und C) kommen für die folgenden Untersuchungen drei einphasige elektronisch regelbare Lasten zu je 9,8 kW und ein 45 kVA Netzsimulator mit Rückspeisefunktion zum Einsatz. Über den Netzsimulator wird zusätzlich softwareseitig das Verhalten eines rONT nachgebildet. Über das Messsystem werden sowohl die Netzverknüpfungspunkte der drei Versuchswechselrichter, als auch der optionale Parallelstrang und die Sammelschiene des simulierten rONT erfasst. Eine Darstellung des Laborkonzeptes mit Messpunkten zeigt Abbildung 7.1. Das nachgebildete Netz verfügt über konzentrierte RL-Leitungsnachbildungen in den drei Phasen und im Neutraleiter, um auch bei unsymmetrischer Belastung eine realitätsnahe Netznachbildung zu ermöglichen.

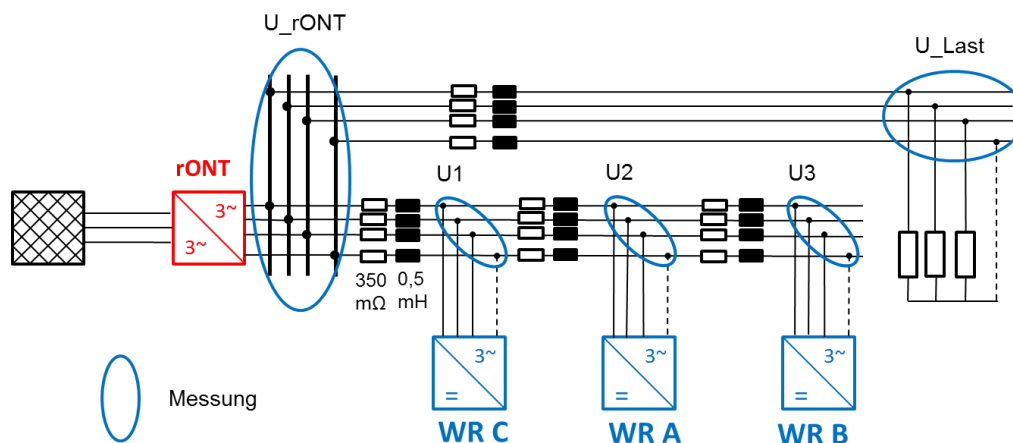


Abbildung 7.1 Laborkonzept mit Anordnung der Messpunkte

Nachdem in Kapitel 6 einige Parameterkombinationen für die Q(U)-Regelung der Wechselrichter als nicht empfehlenswert eingestuft worden sind, kommen in den hier vorgestellten Untersuchungen überwiegend empfohlene Parameter zum Einsatz. Diese sind in Tabelle 7.1 aufgelistet.

Tabelle 7.1 Verwendete Wechselrichterparameter der Verbunduntersuchungen

**Wechselrichter-Parameter**

Zeitkonstante des PT1-Gliedes T	10 s
Verstärkung des PT1-Gliedes K (nur bei einem WR einstellbar)	1
dQ/dt (nur bei einem WR einstellbar)	$Q_{\max}/0,3$ s
Q(U)-Kennlinientypen	25 % $Q_{\max}/V$ 11 % $Q_{\max}/V$

Die empfohlenen Wechselrichterparameter sind nun unter besonderen Randbedingungen zu untersuchen. Zum einen bietet hier die Gestaltung des Netzes einen Freiheitsgrad, zum anderen können über die Parameter des rONT die Bedingungen verändert werden. Für die nachfolgend vorgestellten Untersuchungsergebnisse werden die in Tabelle 7.2 aufgelisteten, vergleichsweise *extremen* rONT-Parameter gewählt (vgl. [33]). Ein schmales Spannungstotband, bei großer Stufenspannung und kleiner Totzeit steigert die Gefahr von Schwingungen durch häufiges Schalten.

Tabelle 7.2 Verwendete rONT Parameter der Verbunduntersuchungen

**rONT-Parameter**

Stufenspannung (auf $U_{\text{Nenn}}$ bezogen)	4 % (9,2 V)
Breite des Regeltotbandes (auf $U_{\text{Nenn}}$ bezogen)	5,2 % (224 – 236 V)
Totzeit der Stufenregelung	0 s und 5 s

Eine in MATLAB implementierte Steuerung liest dazu dreiphasig Strom und Phasenwinkelinformationen über den Netzsimulator ein, berechnet den Spannungsfall und prüft auf Grenzwertverletzungen. Die neue berechnete Spannung wird an den Netzsimulator ausgegeben und eigestellt. Das Programm erlaubt die Wahl verschiedener Trafogrößen, Regelung auf verschiedene Spannungsmesspunkte und beinhaltet verschiedene Regelalgorithmen.

Die verschiedenen, bei den Messungen berücksichtigten Netzkonfigurationen sind in Abbildung 7.2 dargestellt.

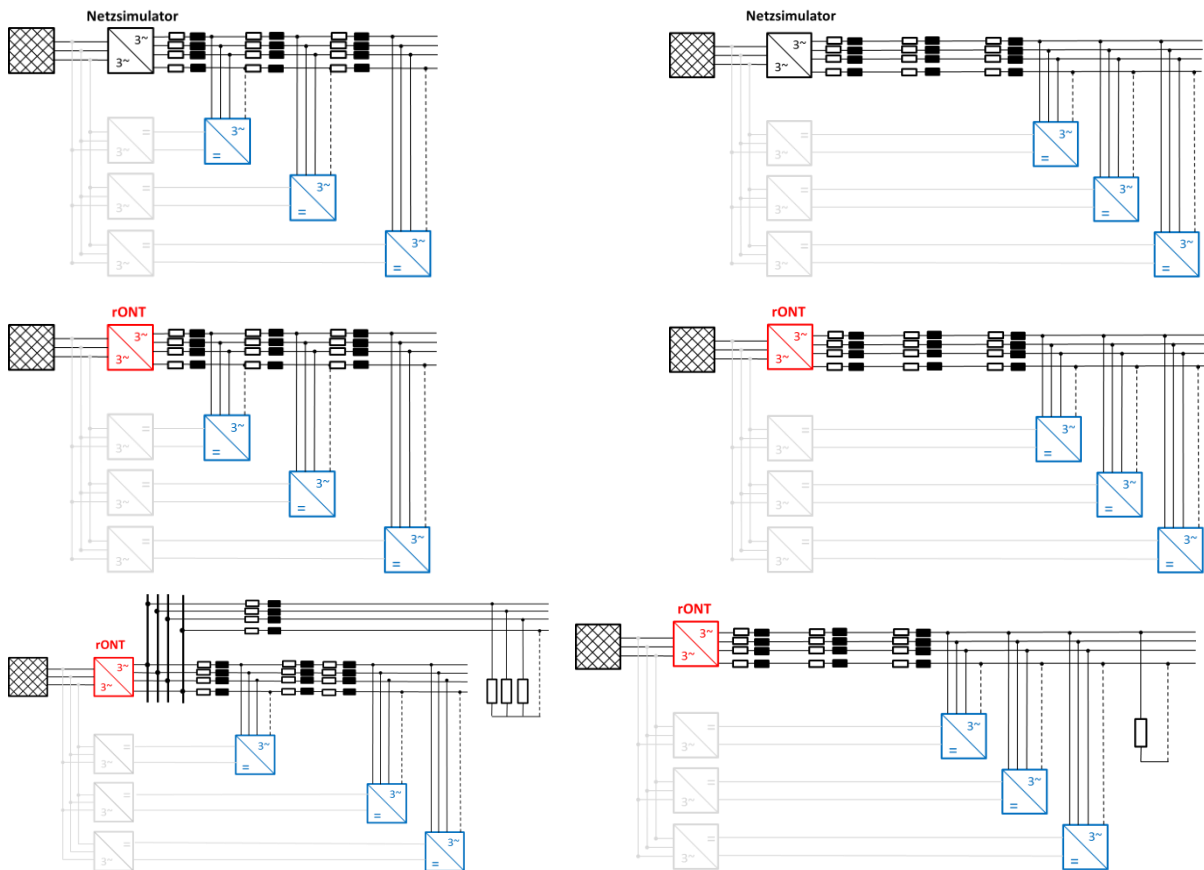


Abbildung 7.2 Untersuchungsszenarien der Verbundmessungen: o. l. einsträngiges Netz mit homogener Verteilung; o. r. einsträngiges Netz mit inhomogener Verteilung; m. l. rONT mit homogener Verteilung; m. r. rONT mit inhomogener Verteilung; u. l. zweisträngiges Netz mit rONT und Laststrang; u. r. einsträngiges unsymmetrisches Netz mit rONT und inhomogener Verteilung

## 7.2 Einsträngiges Netz

Zunächst wird für die Untersuchungen eine einfache Netzstruktur (ein Strang) mit idealer Verteilung der Wechselrichter im Netz (homogen) aufgebaut. In Anlehnung an die Musternetze aus den Kapiteln 2, 3 und 4 werden anschließend eine inhomogene Verteilung, sowie der zusätzliche Einsatz eines rONT untersucht. Exemplarisch werden zudem Messungen mit einer nicht empfohlenen Wechselrichterparametrierung durchgeführt.

### 7.2.1 Homogene Verteilung ohne und mit rONT

Im Szenario homogene Verteilung werden die drei Wechselrichter gleichmäßig auf den Netzstrang verteilt. Dieser Umstand bedingt unterschiedliche Arbeitspunkte der Wechselrichter in der Q(U)-Kennlinie. Während sich beispielsweise Wechselrichter C (nah an der Ortsnetzstation) im Totbandbereich der Q(U)-Kennlinie aufhält und keine Blindleistung bereitstellt, arbeitet Wechselrichter A im Anstiegsbereich der Q(U)-Kennlinie (mittlerer Netzverknüpfungspunkt) und B bereits mit maximaler Blindleistung ( $Q_{\max}$ ) (Strangende).

Voraussetzung dafür ist ein entsprechend langer Netzstrang, bzw. eine große eingespeiste Wirkleistung.

Gemessen werden zum Einen das Verhalten der Wechselrichter bei linear ansteigender Wirkleistungseinspeisung und zum Anderen das Verhalten bei aufeinanderfolgenden Wirkleistungssprüngen der Wechselrichter um etwa 5 kW (Anregelzeit der Wechselrichter ca. 30 ms). Die Ergebnisse einer Messung mit Anregung durch Wirkleistungssprünge stellt Abbildung 7.3 dar.

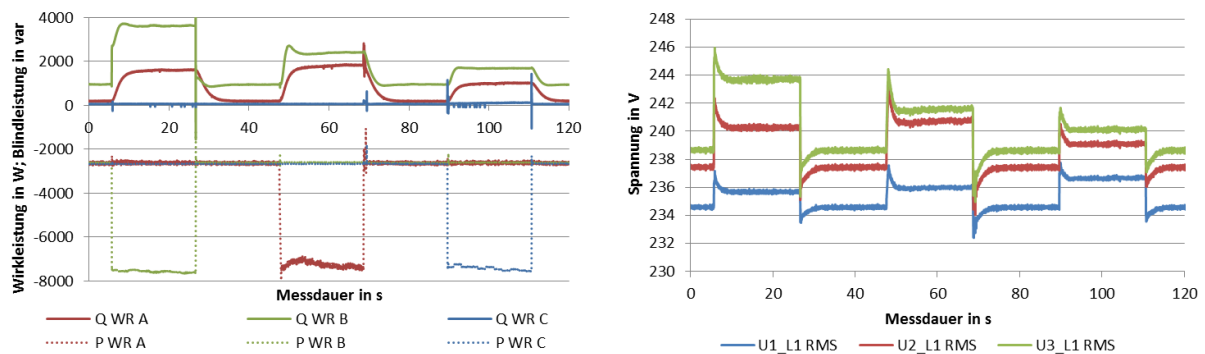


Abbildung 7.3: Wirkleistungs-, Blindleistungs- und Spannungsverläufe für Untersuchungen mit Wirkleistungssprüngen

Im ersten Fall, der einem realen Wirkleistungsverhalten der Wechselrichter noch am nächsten kommt, kann lediglich ein gestaffeltes Ansprechen der Q(U)-Regelung entsprechend der Netzspannung beobachtet werden. Bei den Wirkleistungssprüngen hängt das Verhalten der Wechselrichter davon ab, an welchem Ort im Strang der Wechselrichter mit springender Wirkleistung installiert ist. Wirkleistungssprünge eines Wechselrichters elektrisch nah an der Ortsnetzstation (ONS) zeigen, aufgrund der geringeren Netzimpedanz, eine deutlich geringere Wirkung auf die Netzspannung und damit auf die Blindleistung als elektrisch ferne Wechselrichter.

Als potentiell kritische Situation beim Zusammenspiel eines rONT mit der Q(U)-Regelung in Photovoltaikwechselrichtern wird die Umschaltung zwischen zwei rONT-Stufen gesehen. Im Gegensatz zu Wirk- oder Blindleistungssprüngen tritt bei einer rONT-Schaltung der Spannungssprung an allen Orten im Netz mit dem gleichen Betrag auf. In der Folge kann es im Gegensatz zur spannungsunabhängigen  $\cos\phi(P)$ -Steuerung bei der Q(U)-Regelung zu einer sprunghaften Änderung der Blindleistungsflüsse kommen, was je nach induktivem Anteil der Netzimpedanz große Auswirkungen auf die Netzspannung haben kann.

Im Labornetz kann bei den Messungen beobachtet werden, dass durch die Transformatorimpedanz, die Spannung an der rONT-Sammelschiene durch die Blindleistung deutlich abgesenkt wird. Dies führt zu einem Unterschreiten des rONT-Regeltotbandes, was eine Stufenschaltung nach sich zieht.

In dem betrachteten Szenario, der homogenen Verteilung mit einem rONT, wird die Wirkleistungseinspeisung ebenfalls synchron bei allen Wechselrichtern linear gesteigert, bis es blindleistungsbedingt am rONT zu einer Spannungsabsenkung kommt und der rONT die Netzspannung um die Stufenspannung anhebt. Im Gegensatz zu den ONS-nahen

Netznoten kommt es am Strangende durch die Q(U)-Regelung nahezu zu einer Kompensation des Spannungssprungs. Dies führt im Resultat am Strangende zu einem kurzen Spannungsspeak. Im beschriebenen Szenario arbeiten der rONT (hebt die Spannung an) und die Q(U)-Regelung (senkt die Spannung ab) gegeneinander. Ein Ausschnitt aus der Messung ist in Abbildung 7.4 dargestellt.

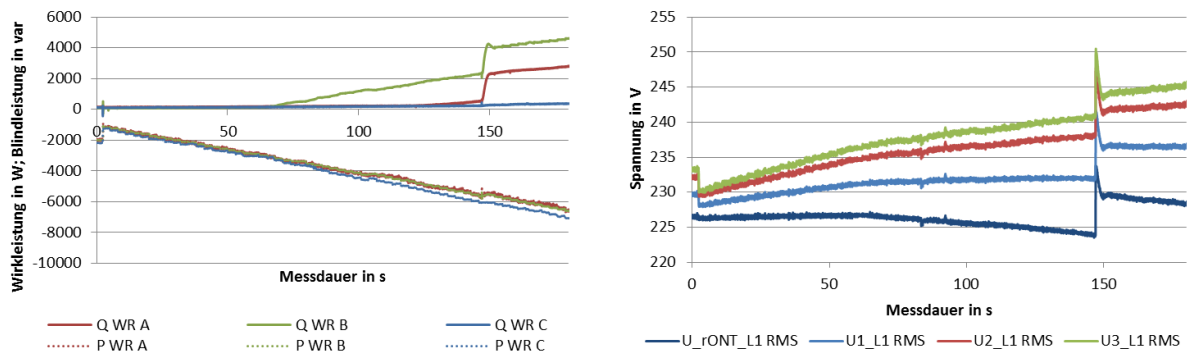


Abbildung 7.4: Wirkleistungs-, Blindleistungs- und Spannungsverläufe für Untersuchungen mit einem rONT und einer Wirkleistungsrampe

Zusätzlich zu der Wirkleistungsrampe werden gestaffelte Wirkleistungssprünge über die Wechselrichter, jeweils mit 0 und 5 s rONT-Totzeit, untersucht. Durch die homogene Verteilung wird eine rONT-Stufung erst mit drei einspeisenden Wechselrichtern zeitgleich erreicht. Ein Anzeichen auf Instabilität oder Schwingungen kann nicht festgestellt werden.

## 7.2.2 Inhomogene Verteilung ohne und mit rONT

Bei der inhomogenen Verteilung sind alle drei Wechselrichter am gleichen Netzverknüpfungspunkt am Strangende angeschlossen und messen die gleiche Netzspannung. Zu erwarten ist daher, bei gleicher Parametrierung der Wechselrichter, ein einheitliches Verhalten. Die Ergebnisse zeigen jedoch deutliche Abweichungen, besonders beim Überschwingverhalten der Blindleistung (siehe Abbildung 7.5).

Untersucht wird in diesem Fall das Verhalten der Q(U)-Regelung bei Wirkleistungssprüngen durch die Wechselrichter. Die verwendeten Q(U)-Kennlinien sind: 25 %  $Q_{\max}/V$  und 11 %  $Q_{\max}/V$ . Die 25 %  $Q_{\max}/V$ -Kennlinie mit dem steileren Anstiegsbereich führt in den Versuchen bei einem Wechselrichter zu einem deutlich höheren Blindleistungsüberschwingen. Aber auch die Blindleistung der drei Wechselrichter im eingeschwungenen Zustand ist nicht identisch. Abbildung 7.5 zeigt die Abweichungen von Gerät A gegenüber den Geräten B und C.

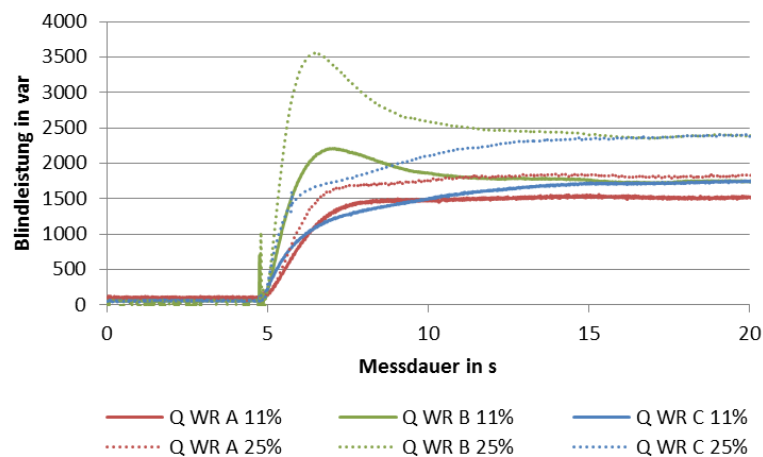


Abbildung 7.5: Blindleistungsverläufe bei einem Wirkleistungssprung für die zwei verschiedenen  $Q(U)$ -Kennlinientypen 11 %  $Q_{max}/V$  und 25 %  $Q_{max}/V$

Bei den Messungen mit rONT zeigt sich ein prinzipiell ähnliches Bild. Das Abfahren einer Wirkleistungsrampe führt bei den Wechselrichtern zu einem Ansprechen der  $Q(U)$ -Regelung mit leichtem Zeitversatz. Dies deutet auf eine unterschiedliche regelungstechnische Umsetzung der einstellbaren Totzeit (bei allen drei Wechselrichtern gleich eingestellt) hin. Wechselrichter A liegt hier stets etwas unter B und C.

Ein Hinweis auf ein instabiles, oder schwingendes Verhalten lässt sich aus keiner der Messungen ableiten.

### 7.2.3 Inhomogene Verteilung bei nicht empfohlener Wechselrichterparametrierung

Zur Ermittlung der Auswirkungen der Wechselrichterparameter auf das Verbundverhalten der Regelungen werden im einsträngigen Netz bei einer inhomogenen Verteilung der Wechselrichter die Messungen aus Unterabschnitt 7.2.2 mit einer nicht empfohlenen Parametrierung wiederholt. Einen Auszug aus den Ergebnissen zeigt Abbildung 7.6.

Im Resultat können drei Hauptaspekte festgestellt werden:

- 1) Es kommt infolge der wirkleistungsbedingten Spannungsanstiege zu deutlichen Schwingungen in den Blindleistungsverläufen der drei Wechselrichter. Infolge dessen zeigt die Netzspannung schwingendes Verhalten. Je weiter die Distanz zur ONS, desto größer die Schwingungsamplitude.
- 2) Es kommt in den Messungen zu deutlichen Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Wechselrichtern. Beispielsweise übernimmt ein Wechselrichter den Einbruch im Blindleistungsbezug eines Anderen (siehe Abbildung 7.6 rechts oben).
- 3) In den Messungen kommt es zu einer ungleichmäßig verteilten Blindleistungsaufnahme der drei Wechselrichter, trotz einheitlicher Eingangsspannung. Eine naheliegende Vermutung ist, dass aufgrund der nicht empfohlenen Regelungsparameter, die Wechselrichter unterschiedliche schnell ihren Blindleistungsbezug steigern, was zu schnellen Rückwirkungen auf die Netzspannung führt. Somit messen in einem solchen Fall die „trägen“ Wechselrichter lediglich eine kleine Spannungsveränderung, was zu den dargestellten Unterschieden bei der

Blindleistung in Abbildung 7.6 führt. Diese Beobachtung wurde jedoch nicht weiterführend messtechnisch untersucht.

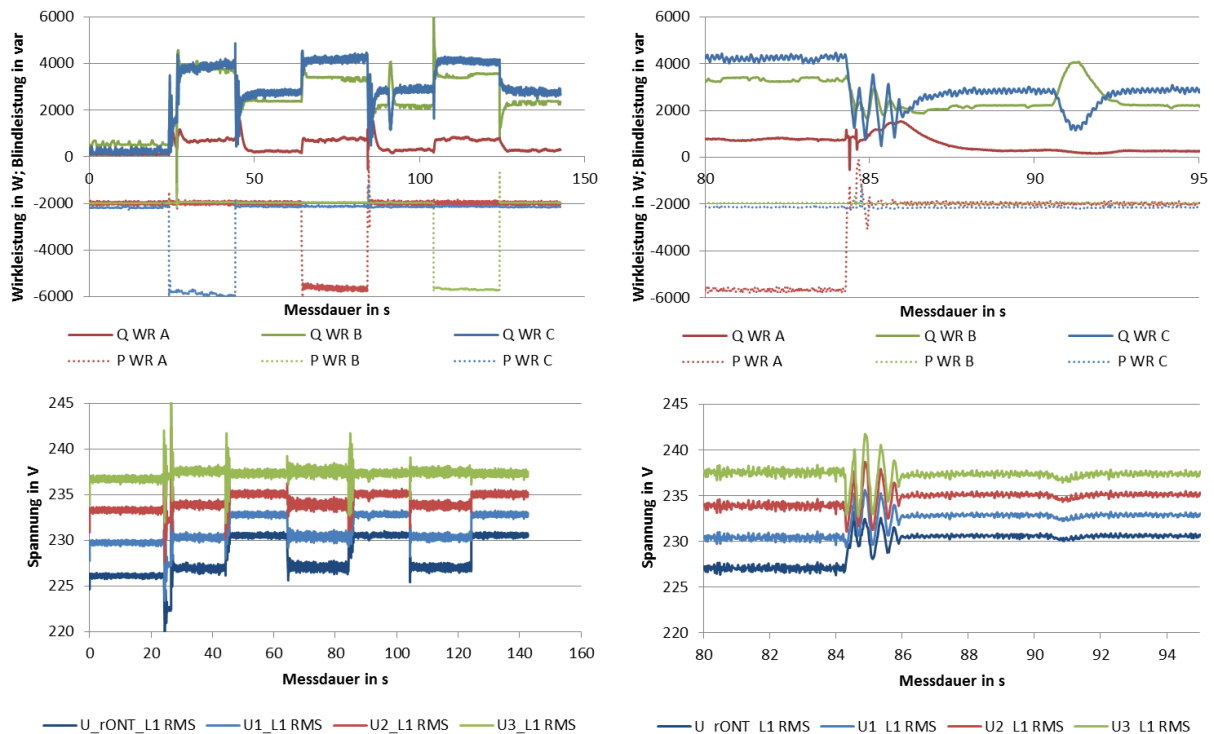


Abbildung 7.6 Links: Gesamtmessung mit nicht empfohlener Parametrierung und unterschiedlicher Blindleistungsaufnahme; rechts: Ausschnitt der Messung mit Blindleistungs- und Spannungsschwankungen, sowie gegenseitiger Beeinflussung der Regelung

**Fazit:** Bei einer, von den Empfehlungen abweichenden, Parametrierung der Wechselrichter kann es zu unerwünschten Effekten im Niederspannungsnetz kommen. Zur Sicherstellung der Stabilität eines Multikomponentensystems muss die Stabilität jeder Komponente sichergestellt werden (siehe Abschnitt 6.4).

## 7.2.4 Unsymmetrisch belastetes Netz

Zur Thematik der unsymmetrisch belasteten Netze werden zwei verschiedene Untersuchungen durchgeführt:

- 1) Messung des Wechselrichterverhaltens in Bezug auf Unsymmetrien
- 2) Untersuchung des Zusammenspiels einer Q(U)-Regelung und einer rONT-Regelung auf die jeweils minimale oder maximale Phase

Das Wechselrichterverhalten wird in einem einsträngigen Netz mit inhomogener Verteilung untersucht. Dazu werden über den Netzsimulator abwechselnd die drei Phasenspannungen angehoben oder gesenkt, so dass jede Phase mindestens einmal den maximalen (252 V) und einmal den minimalen (214 V) Wert einnimmt. Der Mittelwert der drei Phasen liegt dabei überwiegend im Totbandbereich der Q(U)-Kennlinie (in Abbildung 7.7 grau dargestellt).

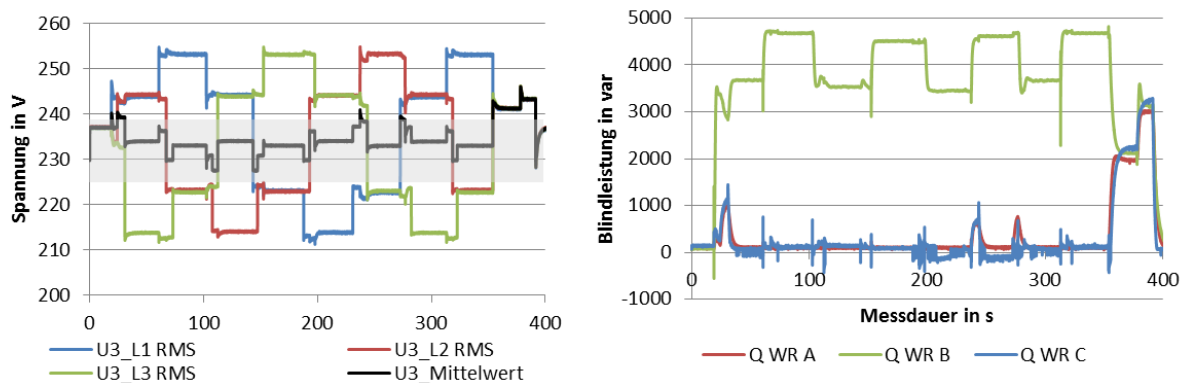


Abbildung 7.7: Blindleistungsverläufe für ein stark unsymmetrisches Netz mit schwankenden Phasenspannungen

Die Ergebnisse in Abbildung 7.7 zeigen deutlich, auf welche Spannung die jeweiligen Geräte mit ihrer Q(U)-Regelung reagieren. Während Wechselrichter A und C den Mittelwert der Effektivwerte der drei Phasenspannungen verwenden, arbeitet B mit der maximalen Phase. Dieses Verhalten führt in der Messung zu einer Blindleistungsaufnahme von Wechselrichter B.

In der Praxis kann dieses Verhalten zu einer Absenkung der Netzspannung auf allen drei Phasen führen und unter Umständen - bei starken Unsymmetrien - auch eine Verletzung des 10 % Spannungskriteriums bewirken.

Eine einheitliche Regelung auf den Mittelwert der drei Phasen wird daher empfohlen.

Ein weiterer Nachteil einer Regelung auf die Phase mit der maximalen Spannung wird in einer zweiten Messung untersucht. Die rONT-Regelung wird dafür auf eine Regelung auf die minimale und maximale-Phasenspannung umgestellt. Über die elektronischen Lasten wird auf einer Phase langsam der Bezug erhöht, bis sich die Energieflussrichtung umkehrt und ein Spannungsfall in umgekehrter Richtung auftritt. Durch den zusätzlichen Blindleistungsbezug des Wechselrichters B wird dieser Effekt verstärkt.

In diesem Szenario kann eine kontraproduktive rONT-Stufung (spannungsanhebend) beobachtet werden, die zu einer Verstärkung des Problems führt und die Blindleistungsaufnahme des Wechselrichters B weiter steigert.

**Fazit:** Sowohl für den rONT, als auch für die Wechselrichter wird eine Regelung auf den Mittelwert des Effektivwertes der drei Phasenspannungen empfohlen.

### 7.3 Zweisträngiges Netz mit rONT

Neben den verschiedenen Netzkonfigurationen im einsträngigen Netz wird eine Messung mit einem zusätzlichen, reinen Laststrang durchgeführt.

Untersucht werden in mehreren Messungen verschiedene Aspekte wie das Verhalten bei Spannungs- und Wirkleistungssprüngen. In Abbildung 7.8 dargestellt ist ein Ausschnitt der Messung einer rONT-Stufung infolge eines Wirkleistungssprunges um etwa 13 kW im Laststrang.

Die dargestellte Spreizung der Spannung über das Netzgebiet ist mit ca. 21 V sehr groß und wird durch die Zunahme der Last vergrößert. Während am Ende des Laststrangs die

Spannung unterhalb der rONT-Sammelschienenspannung und auch unterhalb des Regeltotbandes des rONT liegt, ergibt sich im hinteren Teil des Einspeisestrangs eine Spannung, die deutlich oberhalb des Q(U)-Regeltotbandes liegt

Als Folge der rONT-Schaltung kommt es zu einem Anstieg der Blindleistung bei den beiden am Strangende installierten Wechselrichtern.

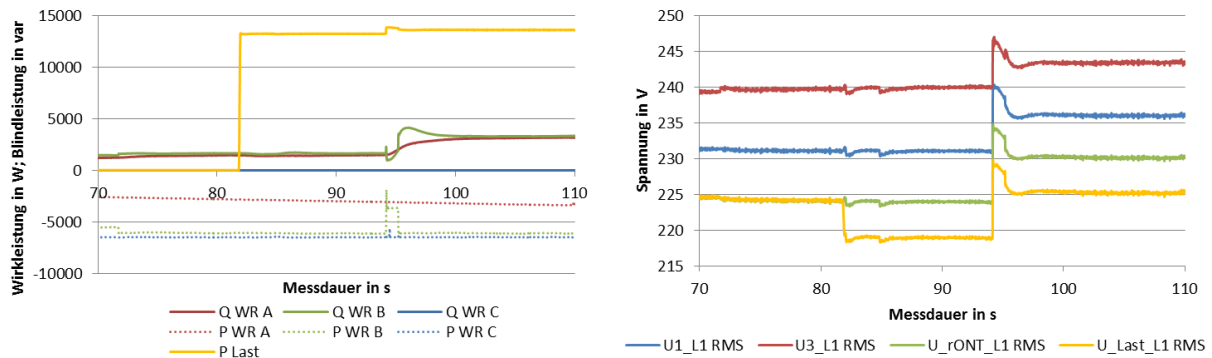


Abbildung 7.8: Messung einer rONT Umschaltung in Folge eines Lastsprunges im zweiten Netzstrang

Würden im Laststrang zusätzlich PV-Anlagen mit einer Q(U)-Regelung installiert, so würde die maximale Spannungsspreizung durch die Abgabe von Blindleistung reduziert.

Auf diese Weise würde sich gleichzeitig der Blindleistungsaustausch mit der überlagerten Spannungsebene verringern, da es zu einer Blindleistungskompensation zwischen den beiden Strängen kommt.

#### 7.4 Zusammenfassung der Messergebnisse

Im Rahmen der Verbundmessungen im Labor wird das Zusammenspiel mehrerer Q(U)-Regelungen untereinander und mit einem rONT untersucht. Für die zuvor in Kapitel 6 erarbeiteten empfohlenen Parameter kann in den Messungen kein unzulässiges bzw. ungewünschtes Verhalten festgestellt werden. Bei einer stark abweichenden Parametrierung können jedoch Schwingungen bei Blindleistung und Spannung, eine gegenseitige Beeinflussung der Regelungen und eine ungleichmäßige Aufteilung der Blindleistung auf die Wechselrichter gezeigt werden. Es ist daher auf eine geeignete Parametrierung der Wechselrichter zu achten

Das Zusammenspiel der Q(U)-Regelungen mit dem rONT stellt in den Untersuchungen kein Sicherheitsrisiko dar und es werden keine Anzeichen von Instabilitäten oder Schwingungen festgestellt.

Die verschiedenen, untersuchten Netzstrukturen wirken sich in keiner Weise auf die Stabilität und den sicheren Betrieb der Q(U)-Regelungen aus, wenngleich jede Konfiguration unterschiedliche Ergebnisse zeigt. Das einsträngige Netz mit homogener Verteilung zeigt die unterschiedliche Teilnahme an der Spannungshaltung je nach Position im Strang. Das zweisträngige Netz mit reinem Laststrang verdeutlicht die Problematik der großen Spannungsspreizung mit einem rONT.

## 8. Gesamtbewertung und Empfehlungen

Das abschließende Kapitel 8 fasst die zentralen Erkenntnisse der vorliegenden Studie aus Simulation und Laboruntersuchung zusammen und leitet Kernbotschaften und Empfehlungen an das Expertennetzwerk DEZ des FNN, zur Weiterentwicklung der FNN-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ ab.

### 8.1 Zusammenfassung

Zur Lösung der Spannungshaltungsprobleme auf der Niederspannungsebene und zur Reduzierung konventioneller Netzausbaumaßnahmen gibt es verschiedene Ansätze. In der vorliegenden Studie wurden einzeln und in Kombination die Konzepte  $\cos\phi(P)$ ,  $Q(U)$  und  $rONT$  untersucht. Die Untersuchungen stützen sich dabei sowohl auf Simulationen, als auch auf Laboruntersuchungen.

Im ersten Teil des Berichtes (Kapitel 2 bis 5) wurden die Ergebnisse der simulativen Untersuchungen vorgestellt. Zunächst wurde auf die Simulationsgrundlage, die Musternetze, eingegangen. Hier wurden drei *typische* Netzstrukturen, die jeweils die Regionen Land, Dorf und Vorstadt abbilden und drei *extreme* Netze derselben Regionen, die sich durch kleinere Transformatoren, längere Stränge und eine größere Anzahl an Lasten auszeichnen, definiert. Die sechs Musternetze können jedoch die Vielzahl an realen Niederspannungs-netzstrukturen nur eingeschränkt abbilden. Eine Verallgemeinerung der Simulations- und Berechnungsergebnisse auf beliebige andere Niederspannungsnetze sollte daher vermieden werden. Gleichwohl erlauben die mit realen Daten parametrisierten Musternetze die Ableitung von grundsätzlichen Tendenzaussagen zum Einsatz von Spannungshaltungskonzepten und entsprechenden Empfehlungen für eine Überarbeitung der VDE-AR-N 4105. Als Spannungshaltungskonzepte: werden in den Simulationen  $\cos\phi(P)$ ,  $Q(U)$  und der  $rONT$  angewendet. Bei der  $\cos\phi(P)$ -Steuerung wurde die in der VDE-AR-N 4105 definierte Standardkennlinie verwendet. Für die  $Q(U)$ -Regelung wurde eine symmetrische Kennlinie mit Totband berücksichtigt. Auf Grundlage der Untersuchungsergebnisse wird eine Anpassung der  $Q(U)$ -Kennlinie auch bei einer manuellen Umstellung des Transformator-Übersetzungsverhältnisses als nicht notwendig erachtet. Unterschiedliche Umsteller-Positionen, sowie  $Q(U)$ -Kennlinien wurden daher in der vorliegenden Studie nicht untersucht. Der  $rONT$  wurde über eine stufenlose Sammelschienenregelung abgebildet.

Im Rahmen der Wirksamkeitsuntersuchung wurden in einem ersten Berechnungsschritt für die sechs Musternetze sowie für die verschiedenen Spannungshaltungskonzepte und deren Kombinationen das maximale Netzintegrationspotenzial sowie der für dieses Szenario vermeidbare Netzausbau ermittelt. Dabei wurde zwischen einer homogenen und einer auf die Abgangsenden konzentrierten inhomogenen Verteilung der Erzeugungsanlagen unterschieden. Die Ergebnisse zeigten große Unterschiede sowohl zwischen den Spannungshaltungskonzepten, als auch zwischen den Musternetzen. Besonders deutlich wurde der starke maximale Zugewinn an Integrationspotenzial durch den  $rONT$  in den

ländlichen und dörflichen Musternetzen von bis zu 300 %. Auch die Blindleistungskonzepte ermöglichten Zuwächse von etwa 80 %. Der Unterschied in der Steigerung des Integrationspotenzials zwischen  $Q(U)$  und  $\cos\phi(P)$  stellte sich in allen Netzen klein dar. Meist war dieses mit einer  $\cos\phi(P)$ -Steuerung etwas höher als mit  $Q(U)$ . Dieser Umstand ist zum Teil auf die gewählte  $Q(U)$ -Kennlinie mit Totband zurückzuführen, siehe dazu auch Unterabschnitt 3.2.3.

Besonders in dörflichen Netzstrukturen kann bei einer Ausnutzung des vollen Integrationspotenzials den Ergebnissen zufolge mit Spannungshaltungskonzepten viel Netzausbau eingespart werden, da hier eine große prozentuale Steigerung des Integrationspotenzials mit einem ausgedehnten Netz zusammentreffen. Bis zu 2000 m Kabel konnte in Extremfällen ein einzelner rONT ersetzen. In vorstädtischen Netzen hingegen war die Spannungshaltung weniger ein limitierender Faktor, so dass alle betrachteten Spannungshaltungskonzepte eine ähnliche Wirkung auf das Integrationspotenzial hatten und sich durch vergleichsweise geringfügigen Netzausbau substituieren ließen.

Im zweiten Berechnungsschritt wurden als Basis für die wirtschaftliche Bewertung der Konzepte, die Jahresverlustarbeit und die Jahresblindarbeit für die einzelnen Szenarien und Netze ermittelt. Die Ergebnisse zeigten einen untergeordneten Einfluss der Blindleistung auf die Netzverluste. Während sich die jährliche Blindenergie bei einer  $Q(U)$ -Regelung im Vergleich zu einer  $\cos\phi(P)$ -Steuerung um 75 % bis 82 % reduzierte, veränderten sich die Netzverluste um maximal 16 % gegenüber dem Szenario ohne Spannungshaltungskonzept.

Im Rahmen der wirtschaftlichen Bewertung wurden anhand des Verfahrens der unendlichen identischen Investitionskette die einzelnen Untersuchungsszenarien vergleichbar gemacht.

Die Ergebnisse zeigen für ländliche und dörfliche Netze einen zum Teil erheblichen Kostenvorteil der Spannungshaltungskonzepte gegenüber dem konventionellen Netzausbau. In vorstädtischen Netzen ist der Netzausbau die wirtschaftlichere Alternative zu rONT,  $\cos\phi(P)$  und  $Q(U)$ .

Des Weiteren wurden die Betriebskosten, bestehend aus Wartungskosten und Beschaffungskosten, für Blind- und Verlustenergie analysiert. In den Landnetzen dominierte der Wartungskostenanteil des rONT die gesamten Betriebskosten. In vorstädtischen Netzen hingegen sind die Betriebskosten mit rONT und einer  $Q(U)$ -Regelung geringer ausgefallen als ohne rONT. Dieser Umstand begründet sich in den hohen Kostenaufwänden für Blindarbeit.

Die Ergebnisse zeigen, dass für eine geringe Steigerung des Integrationspotenzials die Blindleistungskonzepte vorteilhaft sind, jedoch für die Integration hoher zusätzlicher Erzeugungsleistung je nach Netztyp zwangsläufig der rONT – oder entsprechender konventioneller Netzausbau – notwendig ist. Ein gleichzeitiger Einsatz von rONT und Blindleistungskonzepten bringt lediglich bei inhomogener Verteilung einen kleinen Vorteil. In allen anderen Fällen minderte eine  $\cos\phi(P)$ -Steuerung das maximale Integrationspotenzial leicht. Die  $Q(U)$ -Regelung zeigte keine Auswirkungen. Eine Umparametrierung der Wechselrichter bei einer rONT-Installation ist jedoch nicht notwendig. Eine negative gegenseitige Beeinflussung konnte nicht festgestellt werden.

In simulativen Untersuchungen wurden die Auswirkungen einer starken unsymmetrischen Einspeisung untersucht. Zunächst wurde die Simulationsumgebung anhand einer Messung im Labor validiert. Das Resultat zeigte eine hohe Übereinstimmung. Die Ergebnisse der darauf aufbauenden Simulation zeigten deutlich, dass ab einem Anteil unsymmetrisch, an die gleiche Phase angeschlossener Erzeugungsanlagen von 40 % das Unsymmetriekriterium nach der DIN EN 50160 [4] das Integrationspotenzial begrenzt. Die Nutzung von Blindleistungskonzepten bewirkte eine weitere Verringerung des Integrationspotenzials von bis zu 68 % im Vergleich zum symmetrischen Fall.

Die Untersuchungen zeigen einen untergeordneten Einfluss des Netztyps. Die aktuelle verstärkte Installation dreiphasiger Wechselrichter wirkt sich abschwächend auf die Problematik der Spannungsunsymmetrie aus.

Die zweite Hälfte des Berichtes befasste sich mit den Labormessungen. Zunächst wurden die vier Versuchswechselrichter in einem Labornetz einzeln untersucht. Hauptuntersuchungsgegenstand war die Q(U)-Regelung, da bei einer  $\cos\phi(P)$ -Steuerung von einem stabilen und sicheren Betrieb ausgegangen werden kann. Dazu wurde das Verhalten der Wechselrichter bei Spannungssprüngen, die mittels eines Netzsimulators eingepreßt wurden, bewertet. Die Auswertung der Messergebnisse bestätigt jeweils in Teilen die scheinbar so gegensätzlichen Ergebnisse der Vorgängeruntersuchungen aus München [32] und Wilhelmshaven [31] zur Stabilität der Q(U)-Regelung. Zentrale Erkenntnisse dieser Versuche waren:

- Unter bestimmten Voraussetzungen, wie einer extrem steilen Q(U)-Kennlinie und einer extremen, nicht zu empfehlenden, Reglerparametrierung, konnte ein zum Teil stark schwingendes Verhalten des Regelsystems nachgewiesen werden
- Wurden jedoch Werte, wie beispielsweise eine Verstärkung von 1 und größere Totzeiten als 1 s als PT1-Parameter, sowie eine flache Kennlinie (maximal 25 %  $Q_{\max}/V$ ) am WR eingestellt, so zeigte sich ausschließlich ein stabiles und sicheres Verhalten der Versuchswechselrichter.

Aus den aufgeführten Erkenntnissen wurde eine Parametermatrix erstellt, die für jedes Gerät einen empfohlenen Parameterraum ausweist, für den auch in einem *extremen* Netzstrang ein schwingendes Verhalten ausgeschlossen werden kann.

Es wurde zudem festgestellt, dass die Wechselrichter auf unterschiedliche Phasenspannungen regeln.

Im Anschluss an die Einzelvermessung der Wechselrichter wurden im Labor sechs verschiedene Netzkonfigurationen aufgebaut, um das Verbundverhalten der Q(U)-Regelungen und das Zusammenspiel mit einer rONT-Regelung untersuchen zu können. Die Messungen bestätigten die Ergebnisse der Einzeluntersuchungen.

- Bei einer von den Empfehlungen stark abweichenden Parametrierung wurde folgendes festgestellt: schwingende Blindleistungs- und Spannungsverläufe, Wechselwirkungen der einzelnen Q(U)-Regelungen und eine ungleichmäßige Aufteilung der Blindleistung auf die Wechselrichter.

- Bei einer empfohlenen Parametrierung konnten auch unter extremen Laborbedingungen selbst Ereignisse wie Spannungs- und Wirkleistungssprünge oder rONT Stufungen kein unerwünschtes Verhalten hervorrufen.

## 8.2 Empfehlungen

Hinsichtlich eines zukünftigen Umganges mit der Q(U)-Regelung auf der Niederspannungsebene können aus den Simulationen und Laboruntersuchungen im Rahmen der vorliegenden Studie folgende Empfehlungen an das Expertennetzwerk DEZ des FNN abgeleitet werden:

Ein zukünftiger Einsatz der Q(U)-Regelung als Standardverfahren in Photovoltaikwechselrichtern für die Einspeisung auf der Niederspannungsebene wird für sinnvoll erachtet. Ein entsprechender Abschnitt, mit konkreten Anforderungen, sollte in die zukünftige FNN-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 einfließen. Eine Nachrüstung von Bestandsanlagen mittels Softwareupdate scheint nach derzeitiger Lage allerdings in keinem guten Kosten-Nutzen-Verhältnis zu stehen.

Empfohlen wird seitens des Konsortiums die Verwendung einer Q(U)-Kennlinie mit einem als Totband bezeichneten Spannungsbereich, der einen Blindleistungssollwert von Null vorgibt. Nur mit einer solchen Kennlinie kann vermieden werden, dass Blindleistungsbezug und somit Blindleistungsflüsse, die aus Gründen der Spannungshaltung nicht notwendig sind, entstehen.

Ausgehend von Niederspannungsnetzen ohne Spannungshaltungsprobleme, legen die Ergebnisse dieser Studie folgende Empfehlungen nahe:

Die beiden Blindleistungskonzepte Q(U) und  $\cos\phi(P)$  sind beide in der Lage das maximale Integrationspotenzial von Niederspannungsnetzen anzuheben. Es konnten auch bei einer Q(U)-Regelung weder ein nicht durch Parametrierung behebbares, grundsätzlich instabiles Verhalten noch eine unerwünschte Wechselwirkung mit einem rONT festgestellt werden. Ein Einsatz der Blindleistungskonzepte zur Vermeidung von Spannungshaltungsproblemen und zur Steigerung des Integrationspotenzials wird daher empfohlen.

Ein Vergleich mit äquivalenten Netzausbaukosten zeigte auf gesamtwirtschaftlicher Ebene in vielen Fällen einen kostentechnischen Vorteil der Blindleistungskonzepte. Besonders in ländlichen und dörflichen Netzstrukturen können die Blindleistungskonzepte und der rONT einen großen Kostenvorteil bedeuten und bis zu viermal günstiger als der konventionelle Netzausbau sein.

Bei geringem erwartetem Zubau sind häufig schon die untersuchten Blindleistungskonzepte hinreichend, um das notwendige Integrationspotenzial zu erreichen. Damit kann in einigen untersuchten Szenarien eine zeitliche Verschiebung von Investitionen erreicht werden.

Im Hinblick auf einen verstärkten zukünftigen Einsatz des rONT [33] in Netzen mit Spannungshaltungsproblemen ist die Q(U)-Regelung einer  $\cos\phi(P)$ -Steuerung überlegen. Blindleistung wird mit ihr nur noch an Netzverknüpfungspunkten mit kritischer Netzspannung bezogen. Zudem schränkt die  $\cos\phi(P)$ -Steuerung das mit dem rONT gewonnene, zusätzliche Integrationspotenzial in einigen Fällen erheblich ein. Es wird daher die Verwendung einer Q(U)-Regelung empfohlen.

Die unsymmetrischen Simulationen der vorliegenden Studie verdeutlichen die Auswirkungen einer starken, unsymmetrischen Einspeisung auf das Netzintegrationspotenzial. Wie die Auswertungen zeigen, ist ein Anschluss einphasiger Erzeugungsanlagen überwiegend auf der Phase L1 keine Seltenheit. Da den Simulationsergebnissen zufolge eine starke unsymmetrische Einspeisung auf einer Phase zur Verletzung des Unsymmetriekriteriums nach der DIN EN 50160 führt, sollte zukünftig seitens der Netzbetreiber verstärkt auf eine gleichmäßige Verteilung der einphasigen Erzeugungsanlagen auf die drei Phasen geachtet werden. Ein Rückgang der Installation einphasiger Erzeugungsanlagen in der jüngeren Vergangenheit entschärft allerdings diese Problematik.

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Laboruntersuchungen zum Verhalten der Q(U)-Regelung und zum Zusammenspiel dieser mit einem rONT legen folgende Empfehlungen nahe: Die Q(U)-Regelung ist prinzipiell in der Lage, ein unerwünschtes Wechselrichterverhalten mit schwingenden Blindleistungs- und Spannungsverläufen zu erzeugen. Daher ist aus Sicht des Konsortiums ein besonderes Augenmerk auf die Parametrierung der Regelung, auf die Q(U)-Kennlinie und auf das Klemmenverhalten des Wechselrichters zu legen. Diese Kriterien wurden eingehend untersucht und sollten in einer zukünftigen Netzanschlussregel für Wechselrichter mit der Qualifikation „Q(U) ready“ vorgegeben werden.

In Bezug auf die Q(U)-Kennlinie wurden verschiedene Kennliniensteilheiten untersucht. Prinzipiell gilt hier: Je steiler die Kennlinie, desto größer das Risiko von Schwingungen. Empfohlen wird daher eine Q(U)-Kennlinie, mit einer Steilheit von  $11 \% Q_{\max}/V$ .

Unter dem Gesichtspunkt des stabilen und sicheren Klemmenverhaltens der Wechselrichter sollte besonders das dynamische Verhalten der Blindleistung vorgegeben werden. Dazu gehören Kriterien wie Überschwinger, Schwingungsgehalt und das maximale  $dQ/dt$ . Folgen eines nicht empfohlenen Parametersatzes sind starke Überschwinger bei der Blindleistung mit Auswirkungen auf die Netzspannung und eine ungleichmäßige Aufteilung der Blindleistung auf die Wechselrichter.

Ein weiterer, fest zu definierender Parameter ist die zu messende Spannungsgröße. Bei den untersuchten Geräten werden hierfür je nach Wechselrichter unterschiedliche Spannungen (Mittelwert der drei Phasen oder Maximalwert der drei Phasen) verwendet. Auf Basis der Laboruntersuchungen und der unsymmetrischen Simulationen wird eine einheitliche Regelung auf den Mittelwert der Effektivwerte der drei Phasenspannungen oder alternativ auf die Mitsystemspannung empfohlen. Zum anderen sind Parameter wie die Verstärkung und die Verzögerung des Regelkreises zu benennen. Die Verstärkung sollte in jedem Fall 1 sein und die Verzögerung etwa bei 5-10 s liegen.

Aufgrund der Komplexität der Q(U)-Regelung und des großen möglichen Einflusses auf die Netzstabilität wird seitens des Konsortiums empfohlen, eine Prüfvorschrift für dreiphasige Wechselrichter mit der Qualifikation „Q(U) ready“ zu erarbeiten. Diese sollte konkrete Vorgaben zu:

1. Sollwertwertabweichung der Blindleistung

2. Reglerparametern und
3. Klemmenverhalten

festlegen. Empfohlen wird eine Typprüfung der Wechselrichter an einer einfachen Netznachbildung, um den vollständigen Regelkreis abzubilden. Die Wechselwirkungen untereinander und mit anderen Komponenten wie einem rONT muss nicht Bestandteil der Prüfung sein. Des Weiteren wird empfohlen, eine solche Prüfung durch ein unabhängiges Prüf- und Zertifizierungsinstitut durchführen zu lassen.

Für die neue VDE-AR-N 4105 wird aufgrund der Untersuchungsergebnisse empfohlen, die  $\cos\phi(P)$ -, durch die  $Q(U)$ -Funktion als Standardeinstellung für wechselrichterbasierte DEA abzulösen. Für Erzeugungseinheiten mit direkt an das Netz gekoppelten Generatoren gilt dies in Anlehnung an die VDE-AR-N 4105 demnach nicht.

Die Systemverantwortung obliegt weiterhin den Netzbetreibern, so dass diese selbständig über das eingesetzte Blindleistungskonzept entscheiden können.

## Literaturverzeichnis

- [1] VDE, *VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, 2011.
- [2] BDEW, „Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb),“ 2008.
- [3] T. Schaupp, T. Meyer, J. Backes und E. Wieben, „Entwicklung und Untersuchung von Solarwechselrichtern mit spannungsabhängiger Blindleistungseinspeisung in Labor und Feld,“ 25. Symposium Photovoltaik, Bad Staffelstein, 2010.
- [4] DIN, „DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen,“ 2011.
- [5] dena, *dena - Verteilnetzstudie Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*, berlin: dena, 2013.
- [6] BMWi, "Moderne Verteilernetze für Deutschland" (Verteilernetzstudie) Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), BMWi, 2014.
- [7] G. Kerber, *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen*, München: Dissertation am Fachgebiet für elektrische Energieversorgungsnetze, TU-München, 2010.
- [8] J. Scheffler, *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten*, Dissertation, Universität Chemnitz, 2002.
- [9] M. Schilling, *Raum- und Siedlungsstrukturmodell zur vereinfachten Beschreibung der räumlichen Verteilung photovoltaisch nutzbarer Flächen*, Dissertation, Universität Paderborn, 1992.
- [10] M. Hübert, *Großflächige Einbindung dezentral verteilter Photovoltaikanlagen in regionale Energieversorgungssysteme*, Dissertation, Universität Paderborn, 1995.
- [11] T. Smolka, T. Dederichs, M. Gödde und A. Schnettler, *Potentiale und Rahmenbedingungen für einen flächendeckenden Einsatz von Smart Metering für Stadtwerke*, In: Internationaler ETG-Kongress 2011: Umsetzungskonzepte nachhaltiger Energiesysteme - Erzeugung, Netze. Verbrauch; Fachtagung 1 bis 5, 2011.
- [12] J. Christopher, T. Deuschländer und M. Webs, *Deutscher Wetterdienst - Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse*, TRY. Offenbach am Main: Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes, 2004.
- [13] A. Moser, *Elektrizitätsversorgungssysteme: Skriptum zur Vorlesung*, Aachen: IAEW RWTH, 2010.
- [14] H. Karger, *Info-Brief Nr. 5: Verlagerungsspannung im Drehstromnetz*, A Eberle GmbH & Co. KG, 2013.
- [15] *ATP - Alternativ Transients Programm*, Available: [ww.emtp.org](http://ww.emtp.org), [www.eeug.org](http://www.eeug.org).

- [16] M. Igel, *ATP Designer*, Available: [www.atpdesigner.de](http://www.atpdesigner.de).
- [17] FGH, *Integral: Interaktives Grafisches Netzplanungssystem*, Available: [http://www.fgh.rwth-aachen.de/www/cms/upload/pdf/Faltblatt\\_Integral\\_2012.pdf](http://www.fgh.rwth-aachen.de/www/cms/upload/pdf/Faltblatt_Integral_2012.pdf).
- [18] P. E. Saar, *Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz: Abschlussbericht*, Saarbrücken: Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek, Mai 2012.
- [19] R. Pardatscher, R. Witzmann, G. Wirth, G. Becker, M. Garhamer und J. Brantl, *Analyse von Lastgangzählerdaten aus dem Projekt "Netz der Zukunft"*, Stuttgart: VDE-Verlag GmbH, VDE Kongress 2012.
- [20] DIN, DIN VDE 0100-520: Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 5-52: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel - Kabel und Leitungsanlagen, 2013.
- [21] S. Fassbinder, *Neue Last in alten Netzen*, Düsseldorf: Deutsches Kupferinstitut, 2007.
- [22] W. Hoffmeister, *Investitionsrechnung und Netzwertanalyse*; 2. überarbeitete Auflage, Berlin: BWV Berliner Wissenschafts-Verlag, 2007.
- [23] T. Stetz, *Autonomous Voltage Control Strategies in Distribution Grids with Photovoltaic Systems - Technical and Economical Assessment -*; Dissertation, Kassel, 03.11.2013.
- [24] *Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 Satz 1) Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern nach: Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist, 25.07.2005.*
- [25] S. Laudahn, O. Marggraf und B. Engel, *Laboruntersuchung und –simulation zum Systemverhalten von Komponenten zukünftiger Verteilnetze*, VDE-Kongress 2014 Smart Cities, 2014.
- [26] S. Heinhold, *Kabel und Leitungen für Starkstrom*.
- [27] L. Wendt, *Taschenbuch der Regelungstechnik*, 2007.
- [28] BDEW, *Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb)*, 2008.
- [29] FGW, „TR3: Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz,“ 2013.
- [30] DIN, „DIN 40110-1: Wechselstromgrößen,“ 1994.
- [31] H. Basse, J. Backes und T. Leibfried, *Dynamische Auswirkungen einer spannungsabhängigen Blindleistungsregelung bei dezentralen Einspeisern*, internationaler ETG-Kongress 2009, 2009.
- [32] P. Esslinger und R. Witzmann, *Studie Q(U) - Schlussbericht der TU München in Kooperation mit der EnBW Regional AG, der E.ON Bayern AG, der SMA Solar Technology AG, der KACO new energy GmbH und der Siemens AG*, München, 31.08.2012.
- [33] B. Lehde, P. Ratsch und J. Schmiesing, *Standartbetriebsmittel rONT: Planung und Betrieb bei der Avacon AG*, Berlin: Internationaler ETG-Kongress 2013, 05.-06.11.2013.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Arbeitspaketstruktur mit den jeweiligen Bearbeitern.....	5
Abbildung 2.1: typisches Landnetz mit strangabschnittsgenauem Netzausbau (entsprechend Kapitel 3).....	10
Abbildung 2.2: typisches Dorfnetz .....	10
Abbildung 3.1: Implementierte Q(U)-Regelung .....	12
Abbildung 3.2: Implementierte $\cos\phi(P)$ -Steuerung .....	13
Abbildung 3.3: Das absolute Integrationspotenzial der untersuchten Netze ohne Spannungshaltungskonzepte.....	17
Abbildung 3.4: Steigerung des Integrationspotenzials für typische Netze im homogenen (links) und inhomogenen Fall (rechts) .....	19
Abbildung 3.5: Steigerung des Integrationspotenzials für extreme Netze im homogenen (links) und inhomogenen Fall (rechts) .....	20
Abbildung 3.6: Vermiedene Netzausbaulängen für typische Netze im homogenen (l.o.) und inhomogenen (r.o.) und für extreme Netze im homogenen (r.u.) und inhomogenen (r.u.) Fall.....	21
Abbildung 3.7: Links: Verwendeter Pool für Haushaltsprofile. Rechts: Vergleich von 5000 Haushaltslastprofilen mit Standardlastprofilen [11] .....	24
Abbildung 3.8: Links: Verwendeter Pool für landwirtschaftliche Profile. Rechts: Vergleich der verwendeten Profile mit einem Standardlastprofil .....	25
Abbildung 3.9: Erzeugungsprofile für 3 beispielhafte Tage für eine 1kWp-PV-Anlage .....	25
Abbildung 3.10: Oberspannungsseite Transformator an einem lastdominierten Wintertag (links) und einem erzeugungsdominierten Sommertag (rechts) .....	26
Abbildung 3.11: Änderung der auf die installierte Erzeugungsleistung bezogenen jährlichen Verlustleistung im Vergleich zum Fall ohne Spannungshaltung in kWh/kW für typische (links) und extreme (rechts) Netze .....	27
Abbildung 3.12: Jährlich induktive Jahresblindarbeit in Bezug auf die Erzeugungsleistung in kVArh/kW für typische (links) und extreme (rechts) Netze.....	28
Abbildung 4.1: Schematisches Spannungszeigerdiagramm bei unsymmetrischer Einspeisung.....	30
Abbildung 4.2: Übersicht Gesamtverfahren .....	32
Abbildung 4.3: Laboraufbau zur Verifizierung der Simulationsumgebung .....	33
Abbildung 4.4: Vergleich Labor (Messung) und Simulation.....	33
Abbildung 4.5: Auswertung realer Netze .....	34
Abbildung 4.6: Untersuchungsprogramm der unsymmetrischen Simulationen .....	35
Abbildung 4.7: Ergebnisse der unsymmetrischen Simulationen.....	35
Abbildung 4.8: Variation des Anteils unsymmetrisch angeschlossener DEA.....	37
Abbildung 5.1: Schematische Darstellung der unendlichen identischen Investitionskette .....	41
Abbildung 5.2: Vergleich von Barwerten für Netzausbau mit Investitionsbarwerten für rONT und Wechselrichter für die drei typischen Netze (Es wird eine	

Ausnutzung des jeweils maximal möglichen Integrationspotenzials unterstellt).....	43
Abbildung 5.3: Vergleich von Barwerten für Netzausbau mit Investitionsbarwerten für rONT und Wechselrichter für die drei extremen Netze (Es wird eine Ausnutzung des jeweils maximal möglichen Integrationspotenzials unterstellt).....	43
Abbildung 5.4: Investitionsbarwerte für Spannungshaltungskonzepte und Netzausbau unter Berücksichtigung unterschiedlicher Integrationspotenziale .....	46
Abbildung 5.5: Betriebs- und Wartungskostenbarwerte für die drei typischen Netze .....	47
Abbildung 5.6: Betriebs- und Wartungskostenbarwerte für die drei extremen Netze.....	47
Abbildung 6.1: Laboraufbau zu Messzwecken für die vorliegende Studie am elenia der TU Braunschweig (Nicht im Bild: der Netzsimulator) .....	50
Abbildung 6.2: Verifikation der 100%/V und 11%/V Q(U)-Kennlinien.....	52
Abbildung 6.3: Skizze einer sprungartigen Anregung .....	53
Abbildung 6.4 Parameter der Q(U)-Kennlinie .....	56
Abbildung 6.5: Entwickeltes Verfahren zur Auswertung.....	58
Abbildung 6.6: Exemplarische Sprungantworten .....	59
Abbildung 6.7: Anregel- und Ausregelzeit bei den untersuchten Wechselrichterparametrierungen .....	60
Abbildung 6.8: Unterschiedliche Einstellzeiten der WR bei gleicher Parametrierung (T=5 s, 11 %/V).....	60
Abbildung 6.9: Stationärer Fehler der Netzspannung bei den untersuchten Wechselrichterparametrierungen .....	61
Abbildung 6.10: Schwingungsgehalt und Überschwinger der Blindleistung bei den untersuchten Wechselrichterparametrierungen.....	62
Abbildung 6.11: Ergebnisse der Einzeluntersuchungen.....	63
Abbildung 6.12: Gesamtbetrachtung aller Wechselrichter .....	64
Abbildung 7.1 Laborkonzept mit Anordnung der Messpunkte .....	65
Abbildung 7.2 Untersuchungsszenarien der Verbundmessungen: o. l. einsträngiges Netz mit homogener Verteilung; o. r. einsträngiges Netz mit inhomogener Verteilung; m. l. rONT mit homogener Verteilung; m. r. rONT mit inhomogener Verteilung; u. l. zweisträngiges Netz mit rONT und Laststrang; u. r. einsträngiges unsymmetrisches Netz mit rONT und inhomogener Verteilung.....	67
Abbildung 7.3: Wirkleistungs-, Blindleistungs- und Spannungsverläufe für Untersuchungen mit Wirkleistungssprüngen.....	68
Abbildung 7.4: Wirkleistungs-, Blindleistungs- und Spannungsverläufe für Untersuchungen mit einem rONT und einer Wirkleistungsrampe.....	69
Abbildung 7.5: Blindleistungsverläufe bei einem Wirkleistungssprung für die zwei verschiedenen Q(U)-Kennlinientypen 11 % $Q_{max}/V$ und 25 % $Q_{max}/V$ .....	70
Abbildung 7.6 Links: Gesamtmessung mit nicht empfohlener Parametrierung und unterschiedlicher Blindleistungsaufnahme; rechts: Ausschnitt der Messung	

	mit Blindleistungs- und Spannungsschwankungen, sowie gegenseitiger Beeinflussung der Regelung.....	71
Abbildung 7.7:	Blindleistungsverläufe für ein stark unsymmetrisches Netz mit schwankenden Phasenspannungen .....	72
Abbildung 7.8:	Messung einer rONT Umschaltung in Folge eines Lastsprunges im zweiten Netzstrang .....	73

## Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 2.1: Übersicht der verwendeten Netzklassen</i> .....	7
Tabelle 2.2: Übersicht der verwendeten Musternetze .....	9
Tabelle 2.3: Vergleich der verwendeten Siedlungs-Klassifizierungssysteme .....	11
Tabelle 2.4: Vergleich der Musternetze von FGH und Kerber .....	11
Tabelle 3.1: Grenzwerte bei der Bestimmung des Integrationspotenzials .....	15
Tabelle 3.2: Begrenzende Faktoren beim Integrationspotenzial im homogenen (H) und inhomogenen (I) Fall für typische Netze.....	18
Tabelle 3.3: Begrenzende Faktoren beim Integrationspotenzial im homogenen (H) und inhomogenen (I) Fall für extreme Netze.....	20
Tabelle 3.4: Zuordnung der verwendeten Musternetze zu in der Literatur verfügbaren Musternetzen.....	22
Tabelle 3.5: Eigenschaften von Land-, Dorf- und Vorstadtnetzen .....	22
Tabelle 3.6: Verwendete Last- und Erzeugungskonfigurationen für die Zeitreihenberechnung.....	23
Tabelle 5.1 Angenommene Investitionen für Geräte und Betriebsmittel mit erwarteten Nutzungsdauern .....	41
Tabelle 5.2 Betriebs und Wartungskosten .....	41
Tabelle 6.1: Auflistung der Versuchswechselrichter.....	51
Tabelle 6.2: Numerische Kenngrößen der Sprungantwort .....	57
Tabelle 7.1 Verwendete Wechselrichterparameter der Verbunduntersuchungen.....	66
Tabelle 7.2 Verwendete rONT Parameter der Verbunduntersuchungen .....	66