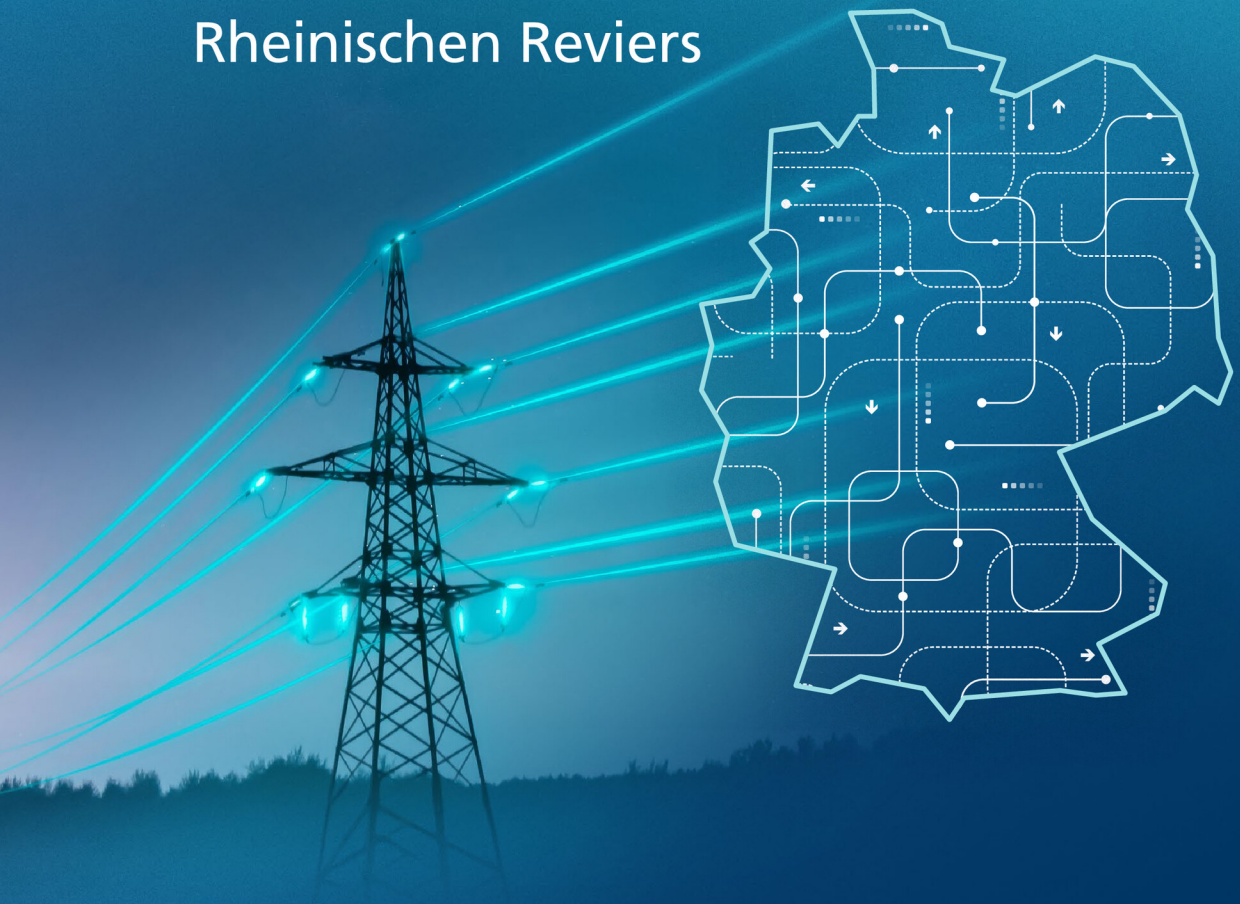

Facts & Solutions: QUIRINUS Control

Spannungsqualitätssicherung
im Strukturwandel des
Rheinischen Reviers



Projektpartner

Forschungsgemeinschaft
für Elektrische Anlagen
und Stromwirtschaft e. V.



envelio GmbH



Rheinische
NETZGesellschaft mbH



SOPTIM AG



Technische Hochschule
Köln



Energiewirtschaftliches
Institut an der Universität
zu Köln gGmbH



RWTH Aachen
University



Fraunhofer-Einrichtung
für Energieinfrastrukturen
und Geotechnologien IEG



Leitungspartner GmbH



Regionetz GmbH



gridhound GmbH



RWE Power AG



morEnergy GmbH



Bocholter Energie-
und Wasserversorgung
GmbH



Stadtwerke
Brühl GmbH

Stadtwerke Brühl



Stadtwerke
Brühl GmbH



Verfasser

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V.

Christoph Wirtz
Christian Fröhlich
Kevin Jansen
Martin Schmitz

Technische Hochschule Köln

Prof. Dr.-Ing. habil. Ingo Stadler
Prof. Dr.-Ing. Eberhard Waffenschmid
Patrick Lehnen
Patrick Mack

RWTH Aachen University/IAEW

Markus Stroot

envelio GmbH

Ellen Jaenecke
Moritz Cramer
Olga Annenko
Michael Holthausen
Matthis Wacker

gridhound GmbH

Dr.-Ing. Tim Schlösser

SOPTIM AG

Martin Pöppe
Hans-Josef Grefen
Till Koppers
Alexander Krumm

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Tim Jäger
Dr. rer. pol. Philipp Artur Kienscherf
Martin Lange
Dr. rer. pol. Nils Namockel
Antonie Reinecke
Stephan Terhorst
Dr. rer. pol. Philipp Theile

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien (IEG)

Housam Al Rakouki

Endredaktion

Prof. Dr.-Ing. Ulf Herrmann (IEG)
Housam Al Rakouki (IEG)
Anette Anthrakidis (IEG)
Björn Drechsler (IEG)
Dr.-Ing. Judith Stute (IEG)

Grafik, Layout, Lektorat

SeitenPlan GmbH

Titelmotiv

SeitenPlan GmbH unter Verwendung von Shutterstock.com

DOI: 10.24406/publica-10376

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Haftungsausschluss

Dieses Facts & Solutions Buch einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Facts & Solutions Buch korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	5
Zusammenfassung	8
Kapitel 1 – Daten in QUIRINUS Control	11
1.1 Übersicht der Datenflüsse	12
1.2 Lokale Aufnahme und Vorverarbeitung	14
Kapitel 2 – Das Wide-Area-Monitoring-System (WAMS)	24
2.1 Motivation und Aufgabe	25
2.2 Aufbau des WAMS	26
2.3 Funktionen der WAMS-Oberfläche	28
2.4 Technische Details des WAMS	32
2.5 Auswahl sowie Anforderungen an Messgeräte und Standorte	33
2.6 Netzdatenbehandlung	35
Kapitel 3 – Netzbewertung und Simulationen	39
3.1 PQ-Ereignisse	40
3.2 Netzbewertung	42
3.3 Gegenmaßnahmen	65
Kapitel 4 – Rahmenbedingungen für das WAMS	71
4.1 Beschreibung eines WAMS-Geschäftsmodells	72
4.2 Regulatorische Rahmenbedingungen und volkswirtschaftlicher Nutzen eines WAMS	79
Kapitel 5 – Handlungsoptionen im Kontext von QUIRINUS Control	82
5.1 Zielsetzung und Einordnung der Handlungsempfehlungen	83
5.2 Zentrale Botschaften aus QUIRINUS Control	83
5.3 Handlungsempfehlungen im Kontext von QUIRINUS Control	85
5.4 Zusammenfassung der zentralen Handlungsempfehlungen	86
Anhang	87

Executive Summary

The research project QUIRINUS Control addresses the growing importance of power quality in the Rhenish mining region, especially in the context of the energy transition and the structural transformation of the region. The objective of the project is to establish a systematic and data-driven foundation for recording, assessing, and further developing power quality in distribution grids. At its core is the conception, implementation, and testing of a manufacturer-independent Wide-Area-Monitoring-System (WAMS), which integrates high-resolution measurement data with consistently processed grid data in a digital twin, a virtual representation that enables grid-wide, integrated analysis.

The energy industry is undergoing fundamental changes. The increasing share of renewable energy from wind and solar power, the growing electrification of the heating sector through heat pumps, and the boom of electromobility are leading to new load and feed structures. An increasing number of decentralized sources are feeding electricity into the grid, and the amount of electricity fluctuates significantly depending on the weather. Consumers are becoming suppliers themselves, making the grid more dynamic. At the same time, the number of coal, gas, and nuclear power plants is declining, altering overall system behavior.

These developments pose new challenges for power quality, particularly in low- and medium-voltage grids. Power quality describes the stability of voltage frequency, magnitude, and waveform and is crucial for the trouble-free operation of electrical loads. But how good is the power quality, really? Traditional indicators of supply quality used in regulatory assessment, such as the SAIDI (System Average Interruption Duration Index), primarily capture long-duration interruptions, namely power outages, but do not provide information on short-term or frequency-dependent phenomena such as flicker, harmonics, unbalance, or rapid voltage changes. Therefore, an exclusive focus on supply reliability is no longer sufficient to comprehensively assess the actual quality of delivered electrical energy.

In addition, there is currently no comprehensive, continuous, and grid-wide comparable data basis for assessing power quality. Measurements are often carried out selectively, on an event-driven basis, or as part of individual studies, and they are rarely systematically embedded in a consistent grid model. This makes both an objective assessment of the current state and reliable planning of future measures more difficult.

QUIRINUS Control addresses precisely this gap by combining high-resolution, standards-compliant power quality measurements with structured CGMES-based grid data, a consistent digital twin, and a scalable cloud architecture for storing, analyzing, and visualizing the data.

Data acquisition is dispersed across the grid using Class A power quality measurement devices with high temporal resolution and bandwidth. Recorded parameters include voltage magnitude, frequency profiles, flicker indices, harmonic and inter-harmonic distortions, voltage unbalance, and event-based disturbance recordings. In addition, dedicated measurements of frequency-dependent grid impedance were performed to characterize local grid properties in detail and to gain deeper insight into system interactions.

The WAMS centrally integrates these heterogeneous data sources. It consists of decentralized collector components that collect and transmit measurement and operational data, a back-end cluster, time-series databases such as TimescaleDB, visualization tools such as Grafana, and a web-based user interface. The system architecture is multi-tenant capable, cloud-based, scalable, and can in principle be extended to larger grid areas.

Based on this infrastructure, extensive measurement data was collected and evaluated over several years. The data enables both long-term statistical analyses and detailed investigations of individual voltage events. Phenomena such as rapid voltage changes, flicker, voltage dips, and harmonic distortions were systematically recorded and analyzed regarding their frequency, intensity, and temporal development.

In addition to measurements, comprehensive simulations were conducted to model future grid scenarios and to estimate potential developments in power quality. Two complementary methodological approaches were applied: quasi-steady state simulations to assess long-term voltage band violations, loading conditions, and unbalance; and dynamic time-domain simulations (EMT) to analyze harmonics, transient processes, and the interactions of power electronic components.

Zusammenfassung

Das Forschungsprojekt QUIRINUS Control adressiert die wachsende Bedeutung der Spannungsqualität im Rheinischen Revier – insbesondere im Kontext der Energiewende und des strukturellen Wandels in der Region. Ziel des Projekts ist es, eine systematische und datenbasierte Grundlage aufzubauen, um die Spannungsqualität in Verteilnetzen zu erfassen, zu bewerten und weiterzuentwickeln. Dafür soll ein herstellerunabhängiges Wide-Area-Monitoring-System (WAMS) konzipiert, implementiert und erprobt werden. Dieses System führt hochaufgelöste Messdaten mit konsistent aufbereiteten Netzdaten in einem digitalen Zwilling zusammen – einem virtuellen Abbild, das netzweite, integrierte Analysen ermöglicht.

Die Energiewirtschaft verändert sich grundlegend. Der steigende Anteil erneuerbarer Energien aus Wind- und Sonnenkraft, die zunehmende Elektrifizierung des Heizsektors durch Wärmepumpen sowie der Boom der Elektromobilität führen zu neuen Last- und Einspeisestrukturen: So speisen immer mehr dezentrale Quellen Strom ins Netz ein, dessen Menge je nach Wetter stark schwankt. Verbraucher werden selbst zu Einspeisern, das Geschehen im Netz wird insgesamt dynamischer. Gleichzeitig geht die Anzahl konventioneller Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke zurück. Dadurch verändert sich das Systemverhalten der Netze. Im Fokus steht vor allem die Spannungsqualität der Nieder- und Mittelspannungsnetze. Die Spannungsqualität beschreibt, wie stabil Frequenz, Amplitude und Kurvenform der Spannung sind – und ist entscheidend für einen störungsfreien Betrieb elektrischer Verbraucher. Wie gut aber ist die Versorgungsqualität tatsächlich? Klassische in der Regulatorik verwendete Kennzahlen wie der SAIDI (System Average Interruption Duration Index) erfassen in erster Linie Langzeitunterbrechungen, also Stromausfälle. Sie erlauben jedoch keine Aussage über kurzzeitige oder frequenzabhängige Phänomene, etwa sogenannte Flicker, Oberschwingungen, Unsymmetrien oder schnelle Spannungsänderungen. Das bedeutet: Um die Qualität der gelieferten elektrischen Energie umfassend zu bewerten, reicht es nicht aus, allein die Versorgungszuverlässigkeit zu betrachten.

Hinzu kommt, dass bislang keine flächendeckende und netzweit vergleichbare Datengrundlage zur Bewertung der Spannungsqualität existiert. Messungen erfolgen häufig punktuell, anlassbezogen oder im Rahmen einzelner Untersuchungen und sind selten systematisch in ein konsistentes Netzmodell eingebettet. Dies erschwert sowohl eine objektive Einschätzung

des aktuellen Zustands als auch die Planung zukünftiger Maßnahmen. QUIRINUS Control setzt genau an dieser Stelle an: Das Projekt kombiniert hochaufgelöste, normgerechte Spannungsqualitätsmessungen mit strukturierten Netzdaten im Standardformat CGMES, einem digitalen Zwilling sowie einer skalierbaren Cloud-Architektur, die die Daten speichert, analysiert und visualisiert.

Die Datenerfassung erfolgt dezentral über Power-Quality-Messgeräte der Klasse A mit hoher zeitlicher Auflösung und Bandbreite. Sie zeichnen unter anderem Spannungshöhen, Frequenzverläufe, Flickerkennwerte, harmonische und interharmonische Verzerrungen auf, Spannungsunsymmetrien sowie ereignisbasierte Störfalldaten. Ergänzend Messungen zum frequenzabhängigen Netzwidestand helfen dabei, lokale Netzeigenschaften detailliert zu charakterisieren und ein vertieftes Verständnis der Wechselwirkungen im Netz zu gewinnen. Das WAMS führt diese heterogenen Datenquellen zentral zusammen. Es besteht aus dezentralen Collector-Komponenten, die Mess- und Betriebsdaten erfassen und weiterleiten, einem Backend-Cluster, Zeitreihendatenbanken wie TimescaleDB, Visualisierungstools wie Grafana sowie einer webbasierten Benutzeroberfläche. Die Systemarchitektur ist mandantenfähig, cloudbasiert und skalierbar ausgelegt und damit prinzipiell auch auf größere Netzgebiete übertragbar.

Auf Basis dieser Infrastruktur wurden über mehrere Jahre hinweg umfangreiche Messdaten erhoben und ausgewertet. Die Daten erlauben sowohl statistische Langzeitanalysen als auch detaillierte Untersuchungen einzelner Spannungsereignisse. Phänomene wie schnelle Spannungsänderungen, Flicker, Spannungseinbrüche oder harmonische Verzerrungen wurden systematisch erfasst und hinsichtlich ihrer Häufigkeit, Intensität und zeitlichen Entwicklung analysiert. Ergänzend zu den Messungen erfolgten umfassende Simulationen. Das Ziel: zukünftige Netzszenarien abbilden und abschätzen, wie sich die Spannungsqualität potenziell entwickelt. Dabei kamen zwei sich ergänzende methodische Ansätze zum Einsatz: quasistationäre Simulationen zur Bewertung langfristiger Spannungsbandverletzungen, Auslastungen und Unsymmetrien sowie dynamische Zeitbereichssimulationen (EMT), mit denen insbesondere Oberschwingungen, vorübergehende Vorgänge und Wechselwirkungen leistungselektronischer Komponenten analysiert werden.



Der digitale Zwilling wird zum Rechenwerkzeug.

Die Ergebnisse zeigen, dass Szenarien mit mehr Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zu stärkeren Spannungsänderungen, einer erhöhten Auslastung des Netzes und zunehmenden Unsymmetrien führen, kurzum: die Netze instabiler machen können. Gleichzeitig hat QUIRINUS Control gezielte Gegenmaßnahmen identifiziert und bewertet. Dazu zählen unter anderem der klassische Netzausbau, aber auch der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT), die Spannungsschwankungen aktiv ausgleichen. Außerdem: aktive und hybride Filterlösungen sowie kompensatorische Systeme wie STATCOM (Static Synchronous Compensator) oder UPQC (Unified Power Quality Conditioners).. Damit liefert das Projekt nicht nur eine Zustandsbeschreibung, sondern auch konkrete Ansatzpunkte für technische Lösungsstrategien.

Ein weiterer Fokus lag auf der Entwicklung KI-gestützter Verfahren zur Bewertung der Spannungsqualität. Da es nicht wirtschaftlich ist, alle Netzknoten mit hochpräziser Messtechnik auszustatten, haben wir künstliche Intelligenz genutzt, um aus einer begrenzten Anzahl von Messpunkten auf den Zustand definierter Teilnetze zu schließen. Hierzu wurden neuronale Netze mit physikalisch fundierten Simulationsdaten trainiert. Die Ergebnisse belegen: Eine echtzeitfähige Abschätzung zentraler Spannungsqualitätsgrößen, einschließlich harmonischer Verzerrungen, ist grundsätzlich möglich – sofern die Trainingsdaten ausreichend variantenreich sind und eine geeignete Vorverarbeitung erfolgt.

Neben der technischen Machbarkeit hat das Projekt auch die wirtschaftliche Tragfähigkeit eines WAMS untersucht. Die wesentlichen Kosten ergeben sich aus der Beschaffung und Installation der Messgeräte, der Collector-Infrastruktur, dem Cloud-Dienst sowie der Wartung und dem Betrieb. Für das Referenzgebiet Rheinisches Revier ergaben sich jährliche Gesamtkosten von geschätzten 13,5 Millionen Euro. Dem gegenüber steht ein potenzieller volkswirtschaftlicher Nutzen in Form vermiedener Schäden durch Spannungsqualitätsprobleme, ausgedrückt mit dem Konzept des Value of Voltage Quality (VoVQ). Unter konservativen Annahmen zeigt die Analyse, dass der Break-Even-Punkt nicht erreicht wird. Gleichzeitig bestehen erhebliche Unsicherheiten: Wie groß sind die Schäden tatsächlich? Welche Kundengruppen sind betroffen? Bislang fehlt eine repräsentative und belastbare Datengrundlage.

Ein zentrales Ergebnis des Projekts ist daher, dass die Einführung eines flächendeckenden WAMS weniger an der technischen Realisierbarkeit scheitert, sondern vielmehr an fehlenden regulatorischen Anreizen. Im bestehenden Regulierungsrahmen wird Spannungsqualität, anders als die Versorgungszuverlässigkeit, nicht explizit berücksichtigt. Und laufende Betriebskosten unterliegen einem hohen Effizienzdruck. Die Anreize für ein systematisches, kontinuierliches Monitoring der Spannungsqualität sind also begrenzt.

Insgesamt zeigt QUIRINUS Control, dass die Spannungsqualität im Zuge der Energiewende strategisch an Bedeutung gewinnt und eine rein auf Unterbrechungsdauer basierende Bewertung der Versorgungsqualität nicht mehr ausreicht. Es fehlt derzeit aber eine netzweite Datengrundlage, um Entwicklungen frühzeitig zu erkennen und gezielt zu steuern. Erst die Kombination aus hochaufgelösten Messdaten, strukturierten Netzdaten, digitalem Zwilling und WAMS ermöglicht eine objektive, systemweite Bewertung. Simulationen und KI-gestützte Verfahren eröffnen zudem die Möglichkeit, zukünftige Szenarien vorausschauend zu analysieren. Die wirtschaftliche Tragfähigkeit hängt dabei wesentlich vom regulatorischen Rahmen ab. Das Projekt verdeutlicht, dass frühzeitiges, proaktives Handeln langfristig kosteneffizienter ist als reaktives Eingreifen bei bereits bestehenden Problemen. Alles in allem liefert QUIRINUS Control damit eine technisch fundierte, methodisch integrierte und praxisnahe Grundlage für die zukünftige Ausgestaltung eines systematischen Spannungsqualitätsmonitorings in Verteilnetzen.

KAPITEL 1

Daten in QUIRINUS Control



Daten in QUIRINUS Control

Eine nachvollziehbare Datengrundlage für die Spannungsqualität schaffen

Um die Spannungsqualität zu sichern und zu bewerten, erfasst und verarbeitet QUIRINUS Control systematisch verschiedene Datenarten und wertet diese aus. Vor diesem Hintergrund beschreibt das vorliegende Kapitel die im Projekt genutzten Daten, deren Herkunft sowie die grundlegenden Datenflüsse von der lokalen Erfassung bis hin zur zentralen Weiterverarbeitung im Wide-Area-Monitoring-System (WAMS).

Ziel ist es, eine nachvollziehbare Datensicht zu schaffen, die als fachliche Grundlage für die nachfolgenden Ausführungen dient. Zu diesem Zweck betrachtet dieses Kapitel sowohl statische Netzdaten als auch dynamische Betriebs- und Messdaten. Neben der inhaltlichen Charakterisierung der jeweiligen Datenarten erläutert es, auf welche Weise die Daten lokal erfasst, vorverarbeitet und anschließend in strukturierter Form an das zentrale System übermittelt werden.

Inhaltlich fokussiert sich das Kapitel auf zwei zentrale Aspekte:

- Zunächst gibt es einen Überblick über die relevanten Datenflüsse sowie die beteiligten Subsysteme. Dieser verdeutlicht, wie lokale Messsysteme, Netzdaten und das zentrale Observationssystem zusammenspielen.

- Darauf aufbauend beschreibt das Kapitel, wie die Messdaten lokal erfasst und vorverarbeitet werden. Dies umfasst sowohl die normgerechte Bestimmung von Kennwerten zur Spannungsqualität als auch projektbezogene Erweiterungen und spezielle Messungen.

Die dargestellten Datenstrukturen, Messgrößen und Verarbeitungsprinzipien bilden die Grundlage für die im weiteren Verlauf beschriebenen Systemarchitekturen, Analyseverfahren und Bewertungsansätze. Damit fungiert dieses Kapitel als verbindendes Element zwischen der gemessenen Spannungsqualität und ihrer systematischen Nutzung im WAMS, wie sie in den folgenden Kapiteln vertieft behandelt wird.

1.1 Übersicht der Datenflüsse

Innerhalb des WAMS werden verschiedene Daten aufgenommen, verarbeitet und weitergeleitet. Eine Übersicht der Datenflüsse und Subsysteme stellt Abbildung 1 dar. Die Daten lassen sich in zwei Kategorien einteilen: Netzdaten und Messdaten. Im Folgenden werden diese Daten sowie ihr Fluss im Gesamtsystem exemplarisch beschrieben. Detaillierte Beschreibungen finden sich in den nachfolgenden Abschnitten.

Das WAMS lässt sich in drei Subsystemarten unterteilen:

1. lokale Messsysteme
2. Netz- und Betriebsdatenbereitstellung
3. zentrales Observationssystem

Die Datenflüsse zwischen den Untersystemen verlaufen in der Regel nur in eine Richtung. Von allen lokalen Messsystemen fließen sowohl regelmäßige als auch eventbasierte Messdaten und zugleich Netz- und Betriebsdaten von mehreren Bereitstellungssystemen zum zentralen Observationssystem.

Innerhalb der einzelnen Subsysteme gibt es weitere Datenflüsse. So besteht das zentrale Observationssystem aus drei Elementen: Speichersystem, Analysesystem und Human-Machine Interface (HMI). Von anderen Subsystemen eingehende Datenflüsse gelangen zunächst in das Speichersystem. Hierbei handelt es sich in der Regel um Datenbanken für unterschiedliche Arten von Informationen. Zwischen Analysesystemen und Speicher gibt es einen bidirektionalen Austausch. Analysealgorithmen rufen Netz- und Messdaten nach Bedarf ab (z. B. für eine State Estimation). Ergebnisse ihrer Analysen werden dann in den Speicher zurückgeschrieben. Über das HMI zeigen Nutzende die Daten an und interagieren mit ihnen. Dafür fließen Daten vom Speicher zum HMI. Je nach gewählter Übersicht werden Mess- und/oder Analysedaten abgerufen.

Innerhalb der lokalen Messsysteme gibt es ebenfalls drei Elemente: das Messgerät, das Netzwerkinterface und einen Datenkonzentrator. Die Elemente können in beliebiger Kombination innerhalb von einem, zwei oder drei physikalischen Geräten vorkommen. Das Messgerät selbst nimmt die gewünschten Messdaten auf und unternimmt jegliche Vorverarbeitung – es errechnet etwa weitere Kennwerte aus den aufgenommenen Werten. Vom Messgerät fließen die Daten weiter zum Netzwerkinterface. Dies ermöglicht es dem Messgerät, über ein Wide Area Network (WAN) mit dem zentralen WAMS zu kommunizieren. Es kann dabei entweder überhaupt die Netzwerkfähigkeit herstellen oder als Protokoll-Converter funktionieren. Verfügt das Messgerät bereits über ein Interface mit passendem Protokoll, dann sind beide Elemente in diesem Gerät zusammengefasst. Vom Interface fließen die Daten optional in einen Datenkonzentrator. Dieser sammelt Daten mehrerer Messgeräte und leitet sie gebündelt an das WAMS weiter. Dies ist besonders hilfreich, wenn die Messgeräte in einem lokalen oder geschlossenen Netzwerk verortet sind und über eine kontrollierte Schnittstelle mit dem außen liegenden WAMS kommunizieren sollen.

1.2 Lokale Aufnahme und Vorverarbeitung

Das WAMS selbst ist ein System, das Daten aus diversen lokalen Messungen sammelt, darstellt und für systemweite und -übergreifende Analysen nutzt. Diese Messdaten müssen jedoch zunächst lokal aufgenommen werden. Ebenfalls lokal finden bereits diverse Vorverarbeitungen und Analysen statt. Dieses Vorgehen nutzt Computerressourcen in den lokalen Systemen effizient aus und optimiert die Datenraten für die Übertragung an das zentrale System.

Die grundlegenden Größen, die ein Spannungsqualitätsmessgerät direkt erfassen kann, sind die Momentanwerte der Spannung und optional des Stroms. Sie werden in der Regel mit Datenraten von mindestens 20 Kilohertz (kHz) abgetastet, um belastbare Ergebnisse berechnen zu können. Es wäre jedoch sehr ineffizient, die Messungen in dieser Auflösung an das zentrale System zu senden. Daher werden aus diesen direkten Messungen lokal diverse Werte berechnet, die als Qualitätsindikatoren dienen. Die genauen Indikatoren sind in Standards wie der DIN EN 61000-5-30 festgelegt und werden von normgerechten Messgeräten zur Verfügung gestellt. Diese Werte können dann an das zentrale System gesendet werden – und helfen dabei, die Spannungsqualität im Verlauf der Zeit nachzuverfolgen. Eine genaue Übersicht zu den normgerechten Messungen gibt Abschnitt 1.2.1.

Für alle lokal erfassten Qualitätsindikatoren werden Grenzwerte definiert und im Messgerät hinterlegt. Zumeist wird sich dafür an der DIN EN 50160 orientiert, die Angaben zum üblichen Wertebereich für RMS-Werte, Harmonics, Flicker und Unsymmetrien in Energienetzen macht. Im Fall einer Grenzwertverletzung legt das Messgerät einen sogenannten Störschrieb an. Dabei werden für ein kurzes Zeitfenster die hochfrequent abgetasteten Messdaten gespeichert. Der Störschrieb zeigt dabei den Moment der Grenzwertüberschreitung sowie einen kurzen Zeitraum davor und danach an. Diese hochaufgelösten Daten unterstützen bei der Analyse des Ereignisses und liefern weitere Erkenntnisse. Sie werden ebenfalls an das zentrale System gesendet. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass nicht mehr Daten als nötig, aber so viele relevante Informationen wie nötig zum WAMS gelangen.

Über Normmessungen hinaus können im lokalen Messsystem selbst prototypische und akademische Verarbeitungsalgorithmen umgesetzt werden. Dazu zählen unter anderem die Eventdetektion und die Klassifizierung sowie die experimentelle Datenkomprimierung. Im Fall von Detektion und Klassifizierung ordnet ein Algorithmus die hochaufgelösten Messdaten einer von diversen Störungsklassen zu. Hierbei kommen zunehmend datengetriebene Ansätze mithilfe von neuronalen Netzen zum Einsatz. Die Information, dass eine andere Klasse als „normales Signal“ erkannt wurde und welche Störung konkret vorliegt, wird dann an das zentrale System weitergeleitet. Effiziente

Komprimierungsalgorithmen ermöglichen es, die hochaufgelösten Daten in stark reduzierter Größe an das zentrale System zu übermitteln. Jedoch leidet darunter die Datengenauigkeit.

Zuletzt können lokale Geräte bestimmte Spezialmessungen durchführen. Dazu gehören in der Regel die normgerechte Messung der Qualitätsindikatoren und die Anwendung der akademischen Algorithmen. Zusätzlich können weitere Werte erhoben werden, für die jedoch ein Spezialmessgerät erforderlich ist. Im Projekt wurde eine aktive Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz durchgeführt, also des Gesamtwiderstands im Netz. Dieser Widerstand gibt Aufschluss darüber, wie stark aktiv eingespeiste Ströme der lokalen Anlage die Spannung am betrachteten Netzknoten beeinflussen. Dies umfasst sowohl die Spannungsamplitude bei 50 Hz als auch harmonische Komponenten bei höheren Frequenzen. Dadurch lassen sich auch mögliche Resonanzpunkte identifizieren, also Frequenzen, bei denen das Netz besonders empfindlich auf Störungen reagiert. Die regelmäßige Messung des Netzwidestands zeigt zudem, wie sich die Impedanzen im Zeitverlauf verändern. Das macht zyklische und saisonale Effekte ebenso sichtbar wie generelle Trends. Außerdem eignet sich der Netzwidestand als Input für weitere Analysen im zentralen System. Die Messergebnisse werden daher auch an das WAMS weitergeleitet. Weitere Details liefert Abschnitt 1.2.4.

1.2.1 Definition der Messeinheiten und Netzdatenvorverarbeitung

Um die Spannungsqualität systematisch bewerten und vergleichen zu können, gibt es Normen, die das Stromsystem aus unterschiedlichen Perspektiven beschreiben und Anforderungen an einzelne Netzkomponenten formulieren. Dabei wird die Spannungsqualität überwiegend als Teilbereich der elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) verstanden.

In Europa sind insbesondere für elektrische Verteilnetze mehrere Normen von zentraler Bedeutung, da sie technische Grenz- und Referenzwerte der Spannungsqualität definieren. Eine grundlegende Rolle nimmt dabei die Norm DIN EN 50160 ein: Sie beschreibt die Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Ergänzend hierzu legen die Normen IEC/EN 61000-2-2 und IEC/EN 61000-2-12 Verträglichkeitspegel für niederfrequente, leitungsgeführte Störgrößen sowie für die Signalübertragung in öffentlichen Nieder- und Mittelspannungsnetzen fest. Damit definieren sie relevante Umgebungsbedingungen im Sinne der EMV.

Neben diesen übergeordneten Regelwerken kommen Normen zur Anwendung, die sich gezielt mit einzelnen Phänomenen der Spannungsqualität befassen. Hierzu zählt unter anderem die DIN EN 61000-4-15, die Prüf- und Messverfahren für Flickermessungen spezifiziert und sowohl die Funktionsbeschreibung als auch die Auslegung von Flickermessern festlegt. Ergänzend dazu stellt die IEEE 519 empfohlene Vorgehensweisen und

Anforderungen zur Begrenzung harmonischer Verzerrungen in elektrischen Energiesystemen bereit. Sie wird insbesondere im internationalen Kontext häufig herangezogen.

Darüber hinaus existieren Normen, die Grenzwerte und Methoden im Zusammenhang mit elektrischen Verbrauchern und Erzeugungsanlagen definieren. Ein Beispiel ist die VDE-AR-N 4110, die technische Anschlussbedingungen für Erzeugungsanlagen am öffentlichen Mittelspannungsnetz unter Berücksichtigung möglicher Netzurückwirkungen beschreibt. Die Normenreihe IEC/EN 61000-3 ergänzt diesen Bereich. Sie legt Anforderungen zur Begrenzung von Netzurückwirkungen verschiedener Verbraucherklassen fest.

Spannungsqualitätsmessgeräte, häufig auch Power-Quality-Analysatoren oder PQ-Meter genannt, unterliegen ebenfalls normativen Vorgaben. Besonders relevant ist die Normenreihe IEC/EN 61000-4, die detailliert Prüf- und Messverfahren für die Erfassung von Störungen und Qualitätskennwerten beschreibt.

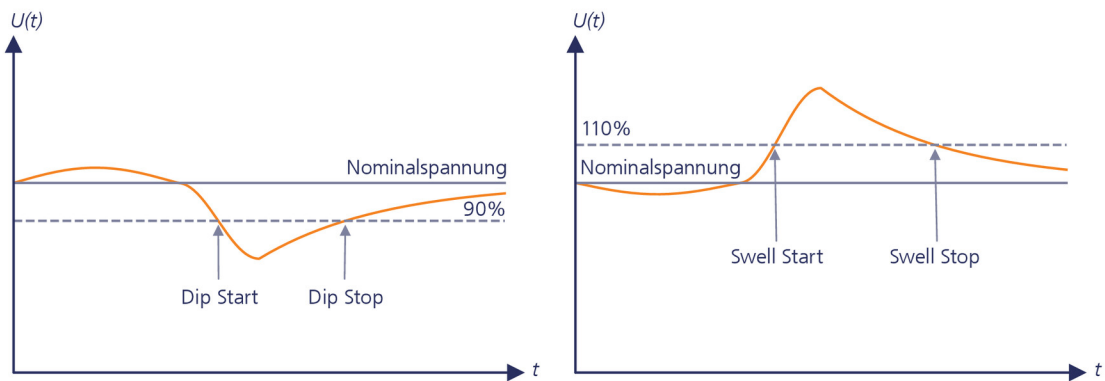
Auf Grundlage dieser normativen Rahmenbedingungen erläutern wir im Folgenden die einzelnen Messgrößen der Spannungsqualität.

1.2.1.1 Höhe der Versorgungsspannung

Die Versorgungsspannung in den Niederspannungsnetzen in Deutschland ist nach [1] für die Spannung zwischen Außenleiter und Neutralleiter auf $UN = 230\text{ V} \pm 10\%$ definiert. Konkret bedeutet das, dass die Spannung zwischen 207 V und 253 V liegen muss. Zwischen Außenleiter – Außenleiter beträgt die Spannung $UN = 400\text{ V}$. Das Prüfverfahren nach [1] gibt vor, dass 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung im Toleranzbereich von $\pm 10\%$ liegen müssen. Zusätzlich müssen alle 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes innerhalb einer erweiterten Toleranz von -15% bis $+10\%$ liegen. Die Toleranzwerte können je nach anzuwendender Norm abweichen.

1.2.1.2 Netzfrequenz und deren Schwankungen

Die Netzfrequenz beschreibt in Wechselstromnetzen die Änderungsrate der idealerweise sinusförmigen Spannung. Im deutschen Versorgungsnetz beträgt diese Frequenz 50 Hz und sollte stets auf einem stabilen Niveau sein. Eine Frequenz von 50 Hz bedeutet, dass der Strom seine Polarität 50-mal pro Sekunde ändert. Um die Netzfrequenz auf einem stabilen Niveau zu halten, müssen Erzeugung und Verbrauch im Einklang sein. Dies bedeutet, dass immer so viel elektrische Energie erzeugt werden muss, wie auch verbraucht wird. Für den Fall, dass die Frequenz über 50 Hz steigt, müssen Kraftwerke ihre Einspeiseleistung reduzieren. Fällt die Frequenz unter 50 Hz, so müssen die Kraftwerke mehr Energie einspeisen. In Ausnahmefällen können bei einer enormen Frequenzunterschreitung auch Lasten abgeworfen werden [2].

Abbildung 3: Spannungseinbruch (Dip) und Spannungserhöhung (Swell)

Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium, basierend auf [4]

In Abbildung 3 sind beide Phänomene zu sehen. Die linke Grafik zeigt den Vorgang eines Spannungseinbruchs (im Englischen Dip genannt). Dabei sinkt der Spannungseffektivwert auf unter 90 % des Nominalwertes ab. Dies dauert meist mindestens 10 Millisekunden und kann mehrere Minuten anhalten. In der rechten Grafik ist der Vorgang einer Spannungserhöhung (im Englischen Swell) zu sehen. Dabei steigt der Effektivwert der Spannung über 10 %, ebenfalls über die oben genannten Zeitspannen (vgl. [4]).

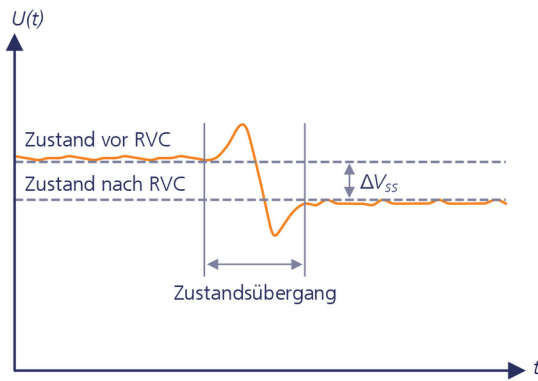
Spannungseinbrüche entstehen beispielsweise durch hohe Einschaltströme von Elektromotoren oder anderen Lasten. Auch Kurzschlüsse in einem vorgelagerten Netz – verursacht etwa durch Wartungsarbeiten oder Kabelalterung – können sie verursachen. Hingegen entstehen Spannungserhöhungen, wenn plötzlich große Lasten abgeschaltet werden (vgl. [4]).

1.2.1.5 Schnelle Spannungsänderungen (Rapid Voltage Change, RVC)

Ein weiteres relevantes Merkmal sind schnelle Spannungsänderungen, auch bekannt als Rapid Voltage Changes (RVC). Dieses im Versorgungsnetz häufig auftretende Phänomen löst häufig Laständerungen oder Schalthandlungen im Netz aus. Charakteristisch hierfür ist, dass die Netzspannung von einem stabilen Zustand in einen anderen übergeht (vgl. [4]).

RVCs sind somit Spannungsänderungen, die sich innerhalb des zulässigen Spannungsbandes von 90 % bis 110 % der Nennspannung U_n bewegen. Spannungsänderungen, die dieses Band verlassen, heißen bei Werten unter $U_n = 90 %$ Spannungseinbrüche, oder bei Überschreitung der Obergrenze von $U_n = 110 %$ Spannungserhöhungen. Unter normalen Bedingungen erreichen RVCs im Niederspannungsnetz ein maximales Spannungsdelta von $\Delta U_n = 5 %$. Unter besonderen Umständen können jedoch mehrmals täglich Differenzen von bis zu $\Delta U_n = 10 %$ erreicht werden [8].

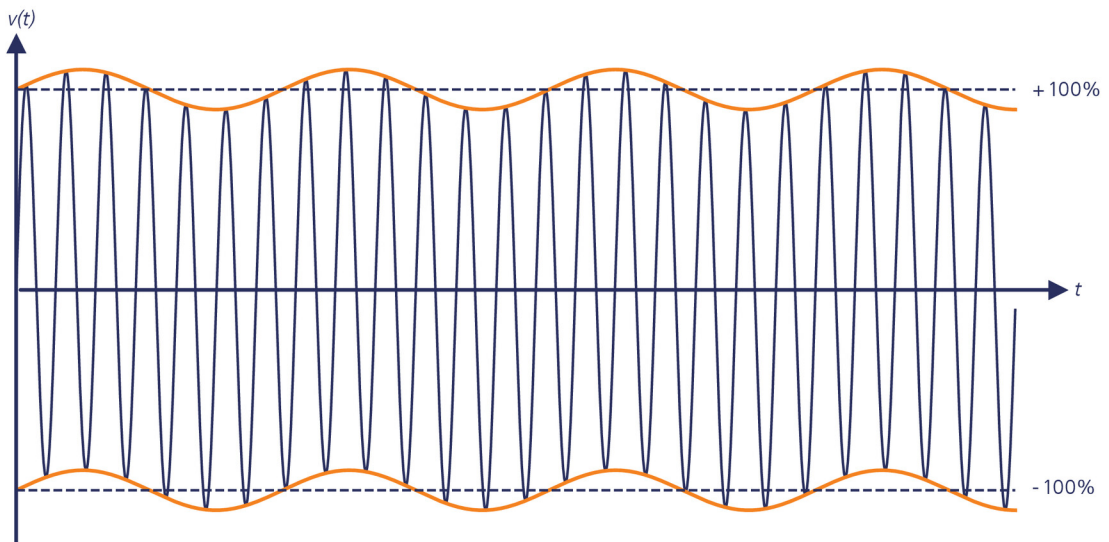
Erkennt ein PQ-Messgerät einen solchen Vorgang, dokumentiert es über die Dauer des Übergangs die maximale Spannungsabweichung sowie die dauerhafte Änderung der Spannung. Obwohl sich schnelle Spannungsänderungen normalerweise nicht signifikant auf elektrische Geräte auswirken, können wiederholte RVC-Ereignisse den Flickerpegel erhöhen. Dieser Vorgang ist in Abbildung 4 dargestellt [4].

Abbildung 4: Rapid Voltage Change (RVC)

Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium, basierend auf [4]

1.2.1.6 Flicker

DIN EN 50160 (2022) definiert den Begriff Flicker wie folgt: „Eindruck der Unstetigkeit visueller Empfindungen, hervorgerufen durch Lichtreize mit zeitlicher Schwankung der Leuchtdichten oder der spektralen Verteilung.“ Abbildung 5 zeigt, was damit gemeint ist: Die Spannung ändert stetig ihre Minima und Maxima, sodass es zu einem wahrnehmbaren Flimmern kommt.

Abbildung 5: Flickerflimmern

Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium, basierend auf [4]

Nach der Norm DIN EN 61000-4-15 (2023) werden Flicker-schwankungen als dimensionslose Größe erfasst. Berechnungen mithilfe des Flickermessverfahrens erfolgen durch ein gewichtetes Mittelwertverfahren in zwei Zeitintervallen. Dabei wird der Kurzzeitflicker P_{st} (Perceptibility short-term) über ein 10-Minuten-Intervall und der Langzeitflicker P_{lt} (Perceptibility long-term) über ein 2-Stunden-Messintervall ermittelt. Die Norm DIN EN 50160 (2022) legt keine spezifischen Grenzwerte für die Häufigkeit für Flickereignisse fest. Sie bewertet lediglich die Wochenstatistik für den Langzeitflicker P_{lt} in 2-Stunden-Intervallen [4].

DIN EN 50160 gibt Formel 4 und Formel 5 an:

Formel 4:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314 P_{0,1\%} + 0,0525 P_{1\%s} + 0,0657 P_{3\%s} + 0,28 P_{10\%s} + 0,08 P_{50\%s}}$$

Formel 5:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{12} P_{st}^3}{12}}$$

Insbesondere in Fällen, in denen das Netz durch einen hohen Netzwideerstand geprägt ist, treten Flicker deutlicher auf [4].

1.2.1.7 Transienten

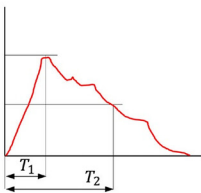
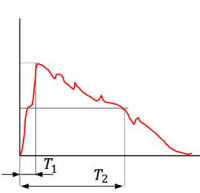
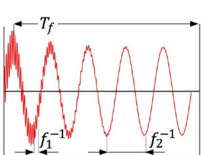
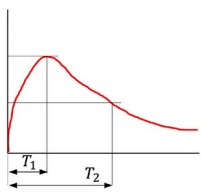
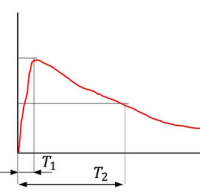
Transienten sind aperiodische Impulse, die in das Netz eingeleitet werden und sich dort ausbreiten. Sie werden abhängig von ihrem Anstieg und ihrer Dauer kategorisiert: Bei Transienten mit langsamem Anstieg handelt es sich zum Beispiel um Schaltvorgänge von Kapazitäten oder Induktivitäten, die netzintern stattfinden. Transienten mit schnellem Anstieg entstehen dagegen meistens durch externe Ereignisse, die eher im Hoch- und Mittelspannungsnetz angesiedelt sind: etwa Blitzeinschläge ins Leiter- oder Erdseil einer Freileitung. Transienten mit sehr schnellem Anstieg (eher bekannt als Very Fast Transients – VFT) werden gesondert kategorisiert und treten sehr selten bei Schaltungen in gasisolierten Schaltanlagen auf. Tabelle 3 vergleicht die beschriebenen Effekte miteinander [9].

1.2.1.8 Spannungsunsymmetrie

DIN EN 50160 (2022) definiert Spannungsunsymmetrien in Drehstromsystemen als Abweichungen des Effektivwertes der Spannung zwischen den Leitern und/oder als Abweichungen der Phasenwinkeldifferenz von den standardmäßigen 120° zwischen den Leiter-Erd-Spannungen.

Unsymmetrien treten auf, wenn sich die Impedanz einer einzelnen Phase von denen der anderen Phasen unterscheidet. Solche Zustände können durch einphasige Verbraucher, einphasige Erzeuger, einen unsymmetrischen Netzaufbau oder durch unsymmetrische Fehler verursacht werden. Unsymmetrische Fehler sind zum Beispiel Phasenunterbrechungen, zweiphasige

Tabelle 3: Transienten

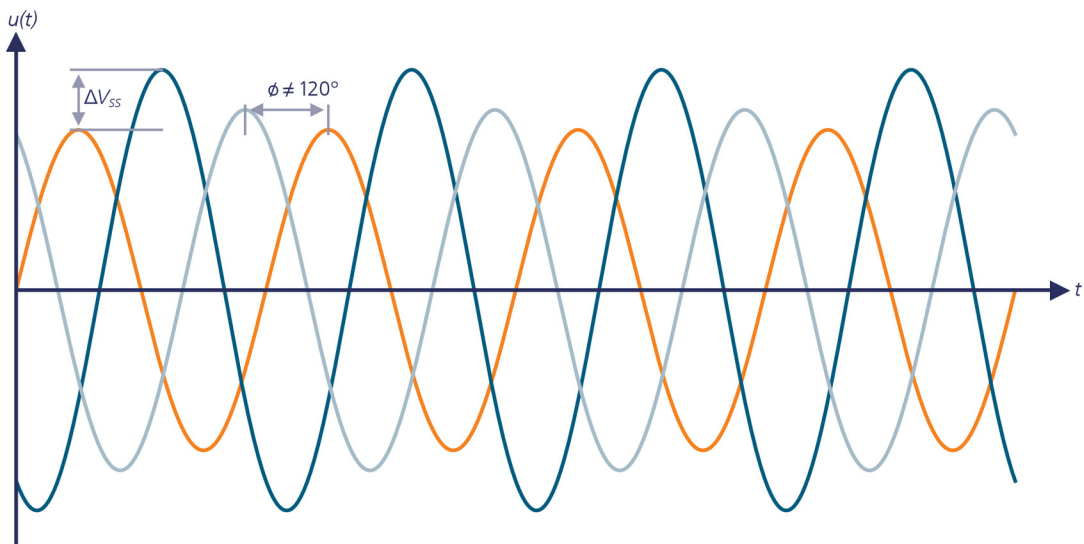
	Langsamer Anstieg	Schneller Anstieg	Sehr schneller Anstieg
Beispiel für die Spannungsform			
Wertebereich für die Spannungsform	$20 \mu s < T_p < 5000 \mu s$ $T_2 < 20 ms$	$0,1 \mu s < T_p < 20 \mu s$ $T_2 < 300 \mu s$	$T_1 < 0,1 \mu s$ $0,3 MHz < f_1 < 100 MHz$ $30 kHz < f_2 < 300 kHz$
Genormte Spannungsform			(Festlegung durch das zuständige Gerätekomitee)
Werte für genormte Spannungsform	$T_1 = 250 \mu s$ $T_2 = 2500 \mu s$	$T_1 = 1,2 \mu s$ $T_2 = 50 \mu s$	(Festlegung durch das zuständige Gerätekomitee)
Genormte Spannungsprüfung	Schaltstoßspannungsprüfung	Blitzstoßspannungsprüfung	(Festlegung durch das zuständige Gerätekomitee)

Kurzschlüsse oder Erdbertührungen. Besonders Niederspannungsnetze, die auf Vierleitersystemen basieren, sind anfällig für Unsymmetrien. Denn der Neutraleiter ermöglicht den Anschluss von einphasigen Verbrauchern und Erzeugern [10].

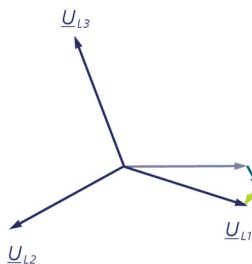
Die Bewertung der Spannungsunsymmetrien erfolgt nach DIN EN 50160 (2022) anhand eines Wochenintervalls. Innerhalb dieses Zeitraums muss sichergestellt werden, dass 95 % der 10-Minuten-Effektivwerte der Gegensystemkomponente der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs von 0 % bis 2 % der entsprechenden Mitsystemkomponente liegen.

Abbildung 6 stellt ein unsymmetrisches Drehstromsystem mit dem Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem dar. Diese Systeme werden zur Bewertung der Spannungsunsymmetrien genutzt. Das erste System ist das Mitsystem. Es besteht aus drei Spannungen bzw. Phasen, die jeweils um 120° versetzt sind, die die gleiche Amplitude aufweisen und sich in positiver Richtung im Zeigerdiagramm drehen. Das Gegensystem weist dieselben Eigenschaften wie das Mitsystem auf, allerdings dreht es sich in negativer Richtung im Zeigerdiagramm. Im Nullsystem sind alle drei Phasen gleich ausgerichtet und besitzen die gleiche Amplitude.

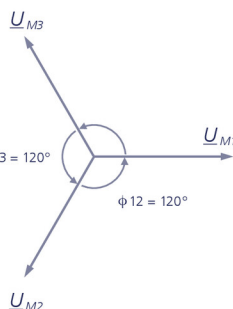
Abbildung 6: Spannungsunsymmetrien



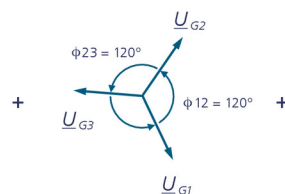
**Unsymmetrisches
Drehstromsystem**



Mitsystem



Gegensystem



Nullsystem



Knoten. Dabei wird das restliche Netz als ideale Spannungsquelle abstrahiert. Die Netzimpedanz ist der verbleibende Serienwiderstand, der zwischen Spannungsquelle und dem betrachteten Knoten liegen muss. Berechnet wird dieser Wert nach dem ohmschen Gesetz $Z = U/I$, also aus einem Strom und der zugehörigen Spannungsänderung.

Die Netzimpedanz ist stark abhängig vom betrachteten Knoten. Aus Verteilnetztsicht gilt: Je weniger Elemente (Leitung, Trafos, ...) zwischen dem Knoten und dem Anschluss ans Übertragungsnetz liegen, desto geringer ist der Netz Widerstand. Aber auch andere Elemente, die netzparallel angeschlossen sind, beeinflussen die Netzimpedanz. Außerdem sind die

Quellen der Leistung längst nicht mehr nur im Übertragungsnetz verortet, sondern wandern zunehmend in die Verteilnetze. Des Weiteren ist die Netzimpedanz auch von der betrachteten Frequenz abhängig, da sich die Impedanz induktiver und kapazitiver Elemente mit der Frequenz ändert.

Die Netzimpedanz bestimmt maßgeblich, wie sehr sich Störungen im Strom auf die Spannung auswirken. Ist sie niedrig, dann erzeugt ein lokal einfließender Strom nur eine sehr geringe Spannungsänderung. Ist sie jedoch hoch, so können bereits kleinere Stromeinflüsse die Spannung maßgeblich beeinflussen. Bei der 50-Hz-Basisfrequenz sorgt dies dafür, dass sich die normale Spannung erhöht oder einbricht. Bei anderen Frequenzen werden diese Frequenzanteile zusätzlich in das Spannungssignal eingeprägt. Die Netzimpedanz kann daher viel Aufschluss über die lokale Widerstandsfähigkeit des Netzes gegenüber Störungen geben.

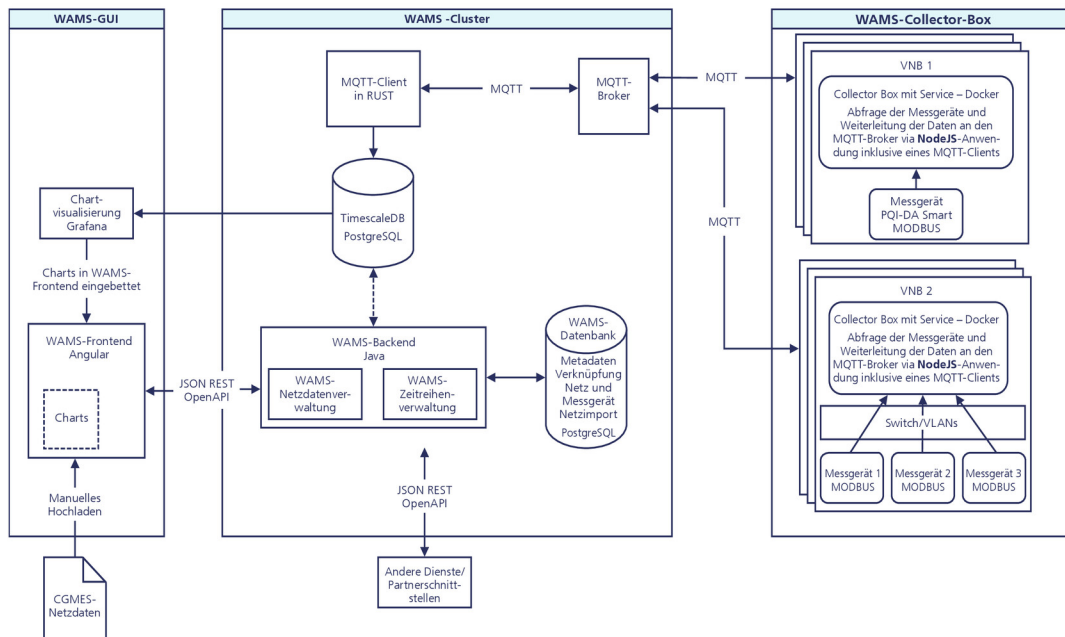
Im Rahmen von QUIRINUS Control werden die Spezialmessungen mit einem Gerät der morEnergy GmbH durchgeführt. Es ist in der Lage, die Netzimpedanz im Bereich von 0 bis 50 kHz zu bestimmen. Dies geschieht durch eine breitbandige, aktiv eingebrachte Stromanregung. Die Reaktion der Spannung darauf wird gemessen und daraus die Netzimpedanz in 50-Hz-Schritten über den Frequenzraum berechnet. Diese Messung wird mehrfach (oft fünfmal) wiederholt und der Mittelwert gebildet, um Fehler und Rauschen zu minimieren.

Es steht eine offene Schnittstelle mit dem Messgerät zur Verfügung. Dadurch können die berechneten RMS-, Harmonic- und Impedanzwerte abgerufen und an das WAMS weitergeleitet werden. Auch hochaufgelöste Spannungsmessungen lassen sich abrufen, um sie weiteren Verarbeitungsalgorithmen zur Verfügung zu stellen.

Zusammenfassung

- Man unterscheidet zwischen statischen Netzdaten (Topologie, Betriebsmittel, geografische Zuordnung) und dynamischen Betriebs- und Messdaten (Schaltzustände, Spannungsqualitätsmessungen).
- Die Netzdaten werden aus verschiedenen Quellen zu einem digitalen Zwilling zusammengeführt. Er dient als Referenzmodell für die Zuordnung und Analyse der Messdaten.
- Die Messdatenerfassung erfolgt dezentral über lokale Systeme, die hochaufgelöste elektrische Grundgrößen erfassen und daraus normgerechte Spannungsqualitätskennwerte ableiten.
- Die Kombination aus regelmäßiger Messung in definierten Zeitintervallen und ereignisbasierter Aufzeichnung hochaufgelöster Störschriebe schafft eine aussagekräftige Datengrundlage.
- Eine lokale Vorverarbeitung der Messwerte reduziert das Datenvolumen und ermöglicht erste Analysen (z. B. Eventdetektion), bevor die Informationen an das zentrale System, das WAMS, übertragen werden.
- Ergänzend helfen projektbezogene Spezialmessungen, insbesondere zur frequenzabhängigen Netzimpedanz, lokale Netzeigenschaften detaillierter zu charakterisieren.
- Das Wide-Area-Monitoring-System speichert die Daten zentral, synchronisiert und visualisiert sie und wertet sie aus.

Abbildung 7: Vereinfachtes Datenflussdiagramm des WAMS



2.3 Funktionen der WAMS-Oberfläche

Die grafische Benutzeroberfläche (GUI) des WAMS stellt eine intuitiv bedienbare und übersichtlich strukturierte Web-Anwendung bereit. Im oberen Bereich befindet sich eine Headline, die eine komfortable Auswahl des Betrachtungszeitraums sowie der Messgeräte ermöglicht und zugleich den Zugriff auf verschiedene Konfigurationsoptionen bietet (siehe Abbildung 8). Darunter sind mehrere Boards angeordnet, die unterschiedliche Darstellungs- und Analysefunktionen abbilden. Hierzu zählen Bereiche zur Visualisierung von Zeitreihendiagrammen, ein Board zur Anzeige von Netzdatenkarten, ein weiterer Bereich zur Auswahl und Darstellung von Störschrieben sowie ein Dashboard, auf dem Anwender individuell konfigurierte Boards platzieren und anordnen können.

2.3.1 Konfigurationsfunktionen

Über diese Funktion erfolgt der Import der Netzdaten im CGMES-Format. Dabei besteht die Möglichkeit, mehrere voneinander galvanisch getrennte CGMES-Einzelnetze parallel hochzuladen, im System zu verwalten und gleichzeitig zu

visualisieren (siehe auch Abbildung 9: Netzdatenkarte). Ziel ist es, Netzbetreibern mit mehreren Netzgebieten oder Testnetzen eine integrierte, aber dennoch klar strukturierte Analyseumgebung bereitzustellen. Änderungen am Netzdatenmodell können über den CGMES-Importer im WAMS aktualisiert werden. Dadurch stellen wir sicher, dass das im WAMS hinterlegte Netzmodell jederzeit dem aktuellen Modell des Netzbetreibers entspricht.

Neue Messgeräte zeigt das WAMS nach der erfolgreichen Installation und Ersteinrichtung an. Anschließend kann das Messgerät im WAMS mit einem Netzelement des Netzdatenmodells verknüpft werden, um es in der Netzdatenkarte anzuzeigen und zu bedienen.

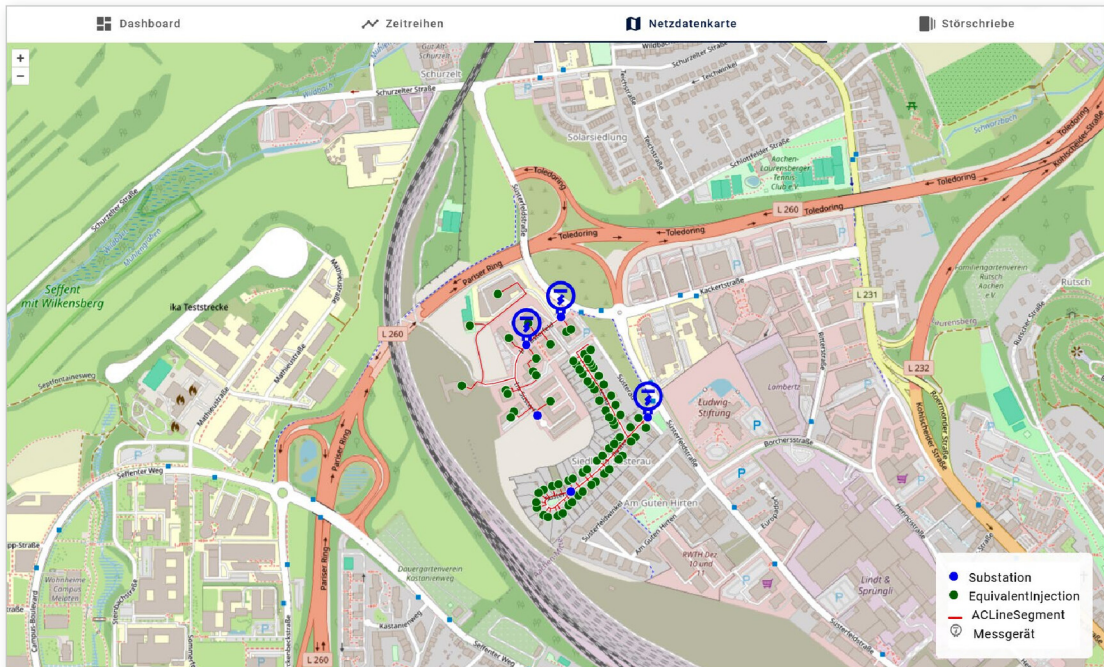
Um das Kommunikations- und Datenvolumen zu reduzieren, können die tatsächlich relevanten Messwerte, die ans WAMS übertragen werden, aus der Vielzahl der im Messgerät verfügbaren Messwerte herausgefiltert werden.

Abbildung 8: WAMS-Oberfläche



Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium

Abbildung 9: Netzdatenkarte



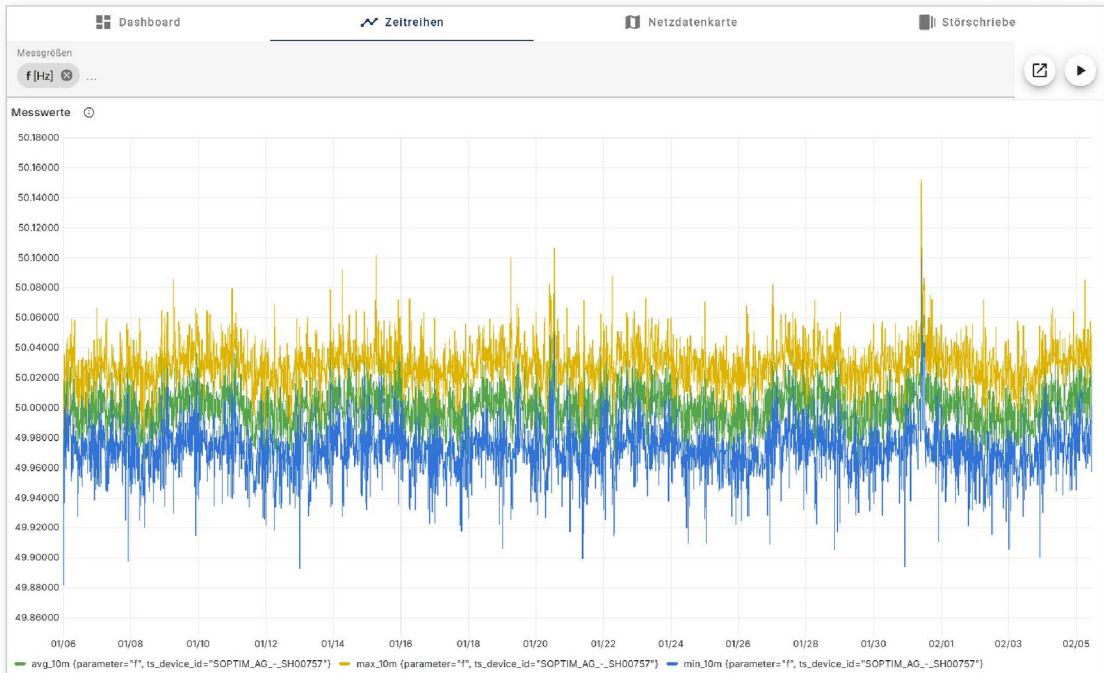
Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium

2.3.2 Netzdatenkarte

Die Netzbildarstellung – wie in Abbildung 9 gezeigt – stellt das Netzmodell auf einer entsprechenden Karte und mit den im Netz vorhandenen Messgeräten dar. Hier stehen die üblichen in einem GIS-System bekannten Zoom-Mechanismen zur Verfügung. Die visualisierten Messgeräte sind bedienbar und verzweigen in das Zeitreihenboard für dieses Gerät.



**Das WAMS ermöglicht
die Navigation von
Netzmodellen zu Daten.**

Abbildung 10: Zeitreihenvisualisierung

Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium

2.3.3 Zeitreihen

Für das in der Headline ausgewählte Messgerät können im Zeitreihenboard sämtliche erfassten Messwerte in unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen dargestellt werden (vgl. Abbildung 10). Die Visualisierung der Messdaten erfolgt durch die direkte Einbindung von Grafana. So stehen umfangreiche Visualisierungs- und Analysefunktionen zur Verfügung. Zusätzlich zeigt ein Livemodus die Messwerte der letzten 5 Minuten echtzeitnah an und aktualisiert sich automatisch. Die Speicherung der konfigurierten und übertragenen Messdaten erfolgt in einer TimescaleDB, wodurch ein performanter Zugriff auf die Zeitreihendaten gewährleistet wird.

Das WAMS-GUI sowie das Backend werden über einen Load Balancer mithilfe des Gateway-API extern bereitgestellt. Das Gateway unterstützt sowohl HTTP- als auch TCP-Routen und leitet eingehende Anfragen, abhängig von Pfaden, Protokollen und Ports, an die jeweils zuständigen Dienste weiter. Für TLS-verschlüsselte Verbindungen wird der Cert-Manager zur automatisierten Bereitstellung und Verwaltung von Zertifikaten eingesetzt. Zur Entgegennahme der Messwerte ist ein MQTT-Broker in dem jeweiligen Cluster integriert. Dieser überträgt die Messdaten in das System und speichert sie dauerhaft in der Datenbank.

Die private Registry Harbor speichert die für den Betrieb der Anwendung verwendeten Artefakte und sichert sie ab, insbesondere Container Images und Helm Charts. Diese unterstützt eine signaturbasierte Verifikation der Artefakte und ermöglicht rollenbasierte Zugriffskontrollen.

Die Authentifizierung erfolgt unter Verwendung des Standardprotokolls OpenID Connect. Hierzu ist die Authentifizierungs- und Autorisierungslösung Keycloak an das WAMS-Backend angebunden. Die Zugangsdaten der Netzbetreiber werden zentral verwaltet und können individuell konfiguriert werden.

Wer entsprechende Berechtigungen hat, kann die Cluster manuell über das Command Line Interface (CLI) oder über Freelens administrieren und anpassen. Ein Observability Stack überwacht die Infrastruktur. Tritt eine Störung oder ein anderes definiertes Ereignis auf, generiert er automatisiert Warnmeldungen. Diese Alerts werden gezielt an die jeweils zuständigen Stellen weitergeleitet, damit sie zeitnah reagieren können.

Im Rahmen des Monitorings erlauben definierte Schwellwerte, Ressourcenengpässe frühzeitig zu erkennen. Auf dieser Basis lässt sich die Skalierung je nach Bedarf anpassen – und so ein stabiler und leistungsfähiger Betrieb der Infrastruktur sicherstellen.

2.5 Auswahl sowie Anforderungen an Messgeräte und Standorte

In modernen Energiesystemen ist es für einen effizienten und störungsfreien Betrieb entscheidend, die Netzqualität zu überwachen und sicherzustellen. Hochpräzise Klasse-A-Power-Quality-Meter mit einer großen Bandbreite des Messeingangs bieten hier erhebliche Vorteile. Diese Instrumente erfassen Spannungs- und Stromparameter nicht nur exakt, sondern ermöglichen auch eine umfassende Analyse der Netzqualität nach internationalen Standards wie der IEC/EN 61000-4-30. Klasse-A-Messgeräte sind unerlässlich, will man rechtlich verbindliche Aussagen treffen.

20

kHz Eingangsbandbreite gewährleisten, dass das Messgerät zukunftsfähig ist.

Ein weiterer Vorteil dieser Geräte: Sie erfassen ein breites Spektrum von Frequenzen. Das ist besonders wichtig, weil nichtlineare Lasten und erneuerbare Energiequellen zunehmen, die komplexe Frequenzmuster erzeugen können. Die große Bandbreite stellt sicher, dass sowohl niedrige als auch hohe Frequenzen erfasst werden. Das Ergebnis: eine umfangreiche und detaillierte Abbildung des Netzverhaltens.

Integrierte Rogowski-Spulen als Stromsensoren verstärken diesen Vorteil noch weiter. Die Spulen sind bekannt für ihre Flexibilität und Frequenzsensitivität. Da sie keine magnetische Sättigung aufweisen und über ein breites Frequenzspektrum hinweg linear arbeiten, eignen sie sich hervorragend, um Ströme in Systemen zu messen, in denen harmonische Verzerrungen und andere frequenzsensitive Phänomene vorkommen. Diese Spulen sind einfach zu installieren, da sie keine galvanische Verbindung benötigen und um bestehende Leiter gewickelt werden können. Eine ideale Lösung für Nachrüstungen und anspruchsvolle Messumgebungen!

Zusammen bieten präzise Klasse-A-Power-Quality-Meter mit großer Messbandbreite und Rogowski-Spulen eine leistungsstarke Kombination, um die Netzüberwachung zu optimieren. Sie ermöglichen es nicht nur, hochfrequente Spannungsschwankungen zu erfassen. Sie erlauben es auch, Oberwellen und andere Störungen genau zu identifizieren und analysieren. Das ermöglicht bessere Diagnosen, präventive Wartungen – und führt letztendlich zu einer stabileren und effizienteren Energieversorgung.

Vor dem Hintergrund eines Forschungsvorhabens sollte berücksichtigt werden, dass die Anforderungen an die Geräte idealerweise bereits zukünftigen Herausforderungen entsprechen. Üblicherweise sind Normen durch verschiedene Interessen und aktuelle Umstände geprägt. Dies führt im Bereich der Spannungsqualität zu dem Effekt, dass zum Beispiel Hersteller von Leistungselektronik Schaltfrequenzen von Halbleitern im Bereich oberhalb regulierter Bereiche wählen, um mehr Freiheiten bei der Entwicklung dieser Geräte zu haben. So sind im Bereich der öffentlichen Netze (hier Niederspannung) nach IEC/EN 61000-2-2 nur Störpegelempfehlungen bis 9 kHz zu finden. Pulsfrequenzen liegen aber häufig oberhalb von 10 kHz und sind nicht in ihren Netzrückwirkungen limitiert.

Somit haben wir im Projekt ein Messgerät gewählt, das eine Eingangsbandbreite von 20 kHz besitzt, während andere, preislich vergleichbare Geräte nur die von der Norm geforderten 9 kHz abdecken.

Hinsichtlich der Aufgaben im Projekt QUIRINUS Control sollten die Geräte eine weitere Anforderung erfüllen: ausreichend Offlinespeicher. So können die Geräte schon in einer frühen Projektphase messen, auch wenn noch keine Onlineanbindung an das WAMS hergestellt ist.

2.5.1 Auswahl der Messgeräte

Die eingesetzten Messgeräte müssen den spezifischen Anforderungen der Spannungsqualitätsanalyse gerecht werden, um relevante Parameter zu erfassen – darunter Spannung, Frequenz und Phasenverschiebung, Schein-, Wirk- und Blindleistung sowie Oberschwingungen und Zwischenharmonische.



**Hochaufgelöste Messdaten
sind die Grundlage für eine
objektive Bewertung der
Spannungsqualität.**

Zentral ist eine hohe Messgenauigkeit. Nur Geräte, die Daten präzise und zeitlich hochaufgelöst erfassen, dokumentieren Spannungsschwankungen, Flicker, Oberschwingungen oder Spannungsunterbrechungen zuverlässig. Ebenso wesentlich ist die Normkonformität der Messgeräte. Insbesondere die Einhaltung der DIN EN 61000-4-30 zur Messung der Spannungsqualität gewährleistet, dass die Daten standardisiert, reproduzierbar und vergleichbar erhoben werden.

Darüber hinaus müssen die Messgeräte robust und zuverlässig sein, da sie über längere Zeiträume eingesetzt werden und dabei unterschiedlichen Umwelteinflüssen sowie Netzstörungen ausgesetzt sind. Eine weitere Voraussetzung ist die einfache Integration in bestehende Netzstrukturen. Die Geräte sollten sich ohne Aufwand installieren lassen und erfasste Messdaten nahtlos an übergeordnete Systeme übertragen können.

2.5.2 Anforderungen an Messstandorte

Die Messgeräte werden an unterschiedlichen Standorten im Verteilungsnetz installiert, um die Spannungsqualität flächendeckend zu überwachen. Geeignete Messorte sind unter anderem Ortsnetzstationen, Kabelverteilerschränke, Netzanschlusspunkte, Kompaktstationen sowie Mittelspannungsabgänge. Diese Standorte haben wir aufgrund ihrer zentralen Funktion innerhalb der Netzstruktur ausgewählt. Häufig fungieren sie als kritische Schnittstellen der Stromversorgung und sind somit besonders anfällig für Instabilitäten im Netz.

Sicherzustellen ist, dass die installierten Messgeräte die Netzqualität möglichst repräsentativ abbilden. Dies gilt sowohl für bestehende Netzstrukturen als auch für zukünftige Konfigurationen im Kontext des strukturellen Wandels. Besonders wichtig ist dabei: dass die Standorte gut zugänglich sind und die Messgeräte in die vorhandene Infrastruktur integriert werden können, ohne die Netzstabilität zu beeinträchtigen.

Ziel des Projekts ist es, durch ein kontinuierliches Monitoring potenzielle Netzinstabilitäten frühzeitig zu identifizieren und geeignete Maßnahmen abzuleiten, die die Versorgungsqualität sicherstellen. Die erhobenen Messdaten bilden die Grundlage, um die Netzsituation fundiert zu bewerten und Handlungsempfehlungen zu entwickeln – immer vor dem Hintergrund des Strukturwandels und des zunehmenden Anteils erneuerbarer Energien. Moderne Messtechnik wie der PQI DA smart gewährleistet, dass alle relevanten Parameter erfasst werden sowie eine belastbare Analyse und Optimierung der Spannungsqualität möglich ist.



Da jeder Verteilnetzbetreiber mit unterschiedlichen Quellsystemen arbeitet, kann der digitale Zwilling Daten aus verschiedensten Systemlandschaften verarbeiten. Entsprechend können Netzbetreiber ihre Daten über unterschiedliche Wege bereitstellen: zum Beispiel aus internen Systemen des Netzbetreibers, wie etwa Abrechnungssystemen oder anderen Fachanwendungen, über den Zugriff auf definierte Views in ausgewählten Datenbanken oder die Ablage der Daten in internen Austauschordnern über abgestimmte alternative Wege, etwa über sichere Transferkanäle. Im vorliegenden Projekt werden strukturierte Exportdateien über abgestimmte, sichere Übertragungswege bereitgestellt und anschließend in den digitalen Zwilling integriert.

2.6.2 Datenverarbeitung mittels Shipper

Eine eigens entwickelte, modulare Datenpipeline, der sogenannte Shipper, verarbeitet die Eingangsdaten weiter. Der Shipper ist eine fehlertolerante, auditable Integrations- und Transformationspipeline, die dazu dient, heterogene Quellformate automatisiert und nachvollziehbar in ein konsistentes, fachlich geprüftes und topologisch vollständiges Netzmodell zu überführen. Er unterstützt sowohl idempotente (wiederholbare) als auch inkrementelle (differenzielle) Verarbeitungsansätze. Wir haben den Shipper iterativ entlang der fachlichen Anforderungen im Projektverlauf entwickelt, wobei seine Module in enger Abstimmung mit den Netzbetreibern auf typische Datenqualitäten und Systemstrukturen zugeschnitten wurden.

Die Pipeline-Schritte zeigen, dass die Shipper-Verarbeitung in mehreren zentralen Phasen erfolgt. Die Datenextraktion und Normalisierung umfasst die Extraktion der relevanten Informationen aus Quellsystemen beziehungsweise den Dateiimport, etwa aus CSV, JSON, REST oder Datenbank-Views, sowie die Überführung in ein normalisiertes, schemabasiertes Zwischenformat. Im Preprocessing werden die Rohdaten harmonisiert, Einheitenkonvertierungen wie kW ↔ kVA durchgeführt, Kodierungen vereinheitlicht, Null- und Duplikatwerte behandelt und offensichtliche Inkonsistenzen plausibilisiert. Die fachliche Transformation erfolgt in der Module Chain assetspezifisch in separaten Modulen, beispielsweise für Sites, Nodes oder Lines, wobei Geschäftsregeln wie Ableitungs- und Zuordnungsregeln angewendet und Daten kontextualisiert werden. Abhängigkeiten zwischen den Modulen sind explizit definiert und die Verarbeitung erfolgt deterministisch. Die topologische Zuordnung umfasst den Aufbau logischer und räumlicher Beziehungen zwischen Netzkomponenten, einschließlich der Verankerung von Leitungen an Knoten, der Berücksichtigung von Schaltzuständen und der Zuordnungen innerhalb von Netzbereichen. In der Validierung und Qualitätssicherung werden Struktur-, Wert- und Topologieintegrität, Referenzbeziehungen sowie Vollständigkeitsregeln geprüft und die Ergebnisse werden in Form von Datenqualitätsberichten mit dokumentierten Findings und Handlungsempfehlungen bereitgestellt. Die Persistenz und Versionierung beinhaltet die Speicherung des verarbeiteten Netzmodells in der IGP einschließlich Änderungsverlauf, Snapshots

Die entwickelten Szenarien bilden zukünftige Netzzustände realitätsnah ab.

und Rücksetzpunkten. Die laufende Aktualisierung stellt sicher, dass Daten über definierte Sync-Jobs (Zeitpläne) und Trigger-Events automatisiert aktualisiert und bei Bedarf angereichert werden. So stehen jederzeit aktuelle, geprüfte Datenstände zur Verfügung und Änderungen aus den Quellsystemen werden zeitnah übernommen.

2.6.3 Synthetische Datenergänzung

Nicht immer ist die Datenbasis vollständig. In solchen Fällen werden fehlende Informationen auf Basis nachvollziehbarer Annahmen ergänzt. Dabei kommen standardisierte Parameter zum Einsatz, zum Beispiel Normwerte für elektrische Eigenschaften von Leitungen, Transformatoren und Schaltern sowie Impedanzen, Schaltvermögen oder Übersetzungen. Die geometrische Rekonstruktion erfolgt, indem wir Koordinaten und Kabelverläufe mittels Interpolation aus benachbarten bekannten Punkten abschätzen oder dafür digitale Karten nutzen. Für Netze ohne detaillierte Messdaten wenden wir die Lastprofil-schätzung an. Das bedeutet, wir modellieren Verbrauchs- und Einspeiseprofile mithilfe von Standardlastprofilen und Gruppen-Gleichzeitigkeitsfaktoren, um realistische Lastflüsse zu simulieren.

2.6.4 Nutzung in der IGP & CGMES-Export

Die Intelligent Grid Platform speichert das resultierende Netzmodell und stellt dort ein stets aktuelles digitales Abbild des Stromnetzes dar: einen sogenannten digitalen Zwilling. Er dient als Grundlage für verschiedene Anwendungsfälle. Dazu gehören Netzanalysen wie die Berechnung von Lastflüssen, Spannungen und Auslastungen ebenso wie Simulationsszenarien, etwa Lastfluss- und Spannungsbandanalysen, Kurzschlussberechnungen, N-1-Berechnungsfälle sowie Planungs- und Ausbauszenarien, beispielsweise für den Anschluss von Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen oder Ladeinfrastruktur. Auch Zustandsbewertungen des aktuellen Netzbetriebs basieren auf dem digitalen Zwilling, ebenso die Ableitung operativer Maßnahmen. Darüber hinaus macht der digitale Zwilling Daten transparent und ermöglicht ihre Bewertung und Verbesserung. Denn Inkonsistenzen oder Lücken in den Eingabedaten können identifiziert, dokumentiert und gezielt behoben werden.

In der IGP besteht die Möglichkeit, ein validiertes Netzmodell als CGMES-Export bereitzustellen. Die Übertragung des internen Node-Breaker-Modells in das CGMES-Format erfolgt über eine standardisierte Mapping-Logik (CIMPyORM) [12]. Dadurch lassen sich Netzdaten in einem international anerkannten Format an externe Analyse- oder Planungstools übergeben, beispielsweise für Netzberechnungen in PowerFactory oder für Forschungspartner.

Das System unterstützt zwei Strukturvarianten: zum einen die kombinierte Einzeldatei, in der alle CGMES-Profile in einer XML-Datei zusammengefasst werden, zum anderen separate Dateien, bei denen jedes Profil als eigene Datei exportiert wird. Das Equipment Profil (EQ) enthält die statischen Betriebsmittel, das Topologyprofil (TP) beschreibt deren Verschaltung, das Steady-State-Hypothesis-Profil (SSH) umfasst Betriebsparameter und das State-Variables-Profil (SV) gegebenenfalls die Ergebnisse von Berechnungen. Optional können zusätzlich Layoutinformationen und geografische Koordinaten (GL) beigefügt werden, wie in Punkt 2.3.1 beschrieben.

2.6.5 Modellierung der Versorgungsaufgabe im Projektkontext

Die Versorgungsaufgabe dient dazu, realistische Belastungszustände des Netzes abzubilden. Dafür werden die installierten Leistungen der Netzteilnehmer unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeit und Nutzung skaliert. Die so ermittelten Belastungszustände werden anschließend über den CGMES-Export bereitgestellt. Die Modellierung erfolgt dabei in zwei Schritten. Im ersten Schritt wird festgelegt, mit welcher Leistung Netzteilnehmer modelliert werden, wofür zunächst die Berechnungsmethode und der Berechnungsfall für die Lastflussberechnung ausgewählt werden. Die IGP stellt dafür zwei grundlegende Methoden bereit:

1. **Skalierungsfaktoren:** Hierbei erfolgt eine Leistungsflussberechnung für einen einzelnen Zeitschritt mit Pauschalfaktoren für bestimmte Netzteilnehmergruppen wie Haushalte oder PV. Es wird ein fester Faktor pro Netzteilnehmertyp unabhängig von der Gruppengröße verwendet. Diese Methode eignet sich für Momentaufnahmen und einfache Lastannahmen.
2. **Gruppen-Gleichzeitigkeitsfaktoren (GGLZF):** Sie berücksichtigen eine abnehmende Gleichzeitigkeit bei zunehmender Teilnehmerzahl. Der Gleichzeitigkeitsfaktor $g(n)$ liegt zwischen 0 und 1 und variiert mit der Gruppengröße. Er kann in verschiedenen Betrachtungsbereichen wie Netz für Trafo-/Stationsauslegung, Strang für Leitungen/Spannung oder Anschlussobjekt angewendet werden und ist optional mit einem Leistungskorrekturfaktor kombinierbar. Zusätzlich wird der Berechnungsfall gewählt, der festlegt, ob nur Lasten, nur Einspeiser oder Lasten und Einspeiser kombiniert berücksichtigt werden. So wird definiert, welche Netzteilnehmer mit welchen Faktoren in die Berechnung eingehen.

Im zweiten Schritt legen wir fest, wie die Leistung der Netzteilnehmer in der Simulation skaliert wird, indem die gewählte Berechnungsmethode auf die installierten Leistungen angewendet wird. Die effektive Leistung ergibt sich dabei aus der installierten Leistung multipliziert mit dem jeweiligen Skalierungs- oder Gleichzeitigkeitsfaktor. Diese Leistungen fließen in die Lastflussberechnung der IGP ein und werden im CGMES-Export im Steady-State-Hypothesis-Profil (SSH) als P/Q für Lasten (Energy Consumer) und Erzeugerobjekte wie Synchronous Machine oder Equivalent Injection bereitgestellt. Dabei werden sowohl die installierte Leistung (maxP) als technische Obergrenze als auch die effektive Leistung (p, q) entsprechend des gewählten Berechnungsfalls exportiert, sodass verschiedene Lastszenarien konsistent im exportierten Netzmodell abgebildet werden.

2.6.6 Integration in den CGMES-Export

Die Netzstruktur bilden mehrere CGMES-Profilen ab, wobei das Equipment-Profil die statischen Netzobjekte und deren Anschlüsse enthält und das Topologyprofil (TP) die Knotenzuordnung über Terminal/ConnectivityNode sowie die aktuelle Schaltlage beschreibt. Im Steady-State-Hypothesis-Profil sind die Betriebszustände mit skalierten Leistungswerten hinterlegt. Das Geographical-Location-Profil (GL) umfasst geografische Informationen und das Diagram-Layout-Profil (DL) schematische Darstellungen.

2.6.7 CGMES-Exportformat und Pseudonymisierung

Der Export der Netzmodelle erfolgt über den internationalen Common Grid Model Exchange Standard, der auf dem CIM-Standard (IEC 61970) basiert und RDF/XML verwendet. Die gelieferten Daten sind somit maschinenlesbar und interoperabel. Der Export besteht aus mehreren Profildateien, wobei das Equipment-Profil die statische Ausstattung des Netzes wie Leitungen, Transformatoren oder Schalter beschreibt. Das Topologieprofil enthält das Ergebnis einer Topologieauswertung. Dabei werden alle Knoten, die über geschlossene Schalter verbunden sind, zu sogenannten Topologieknoten zusammengefasst. Offene Schalter markieren dagegen den Übergang zu einem neuen Knoten, sodass die reine elektrische Vernetzung ohne jedes einzelne Schaltelement als „reduzierte“ Topologie abgebildet wird. Das Steady-State-Hypothesis-Profil umfasst Betriebsparameter wie Last, Generatorsollwerte oder Schalterstellungen, während das State-Variables-Profil optional Ergebnisse von Lastflussberechnungen wie Spannungen oder Strömen enthält.

Zusätzliche optionale Profile stehen für Grenzgeräte/Topologie, Diagrammlayouts sowie dynamische Modelle zur Verfügung. Damit sich große Datenmengen effizient übertragen lassen, werden die einzelnen XML-Dateien zu einem cimx-Container zusammengefasst. Dieses Format ist technisch ein ZIP-Archiv mit einer manifest.xml, die die enthaltenen Dateien beschreibt.

Die Projektanforderung besteht darin sicherzustellen, dass keine Daten geteilt werden, für deren Weitergabe keine Vereinbarung besteht. Daher werden die gelieferten Daten pseudonymisiert, also beispielsweise Gerät-IDs oder Koordinaten durch nicht rückführbare Identifikatoren ersetzt. So konnten die Projektpartner bereits mit den Exporten arbeiten, ohne sensible oder vereinbarungsgebundene Informationen offenzulegen.

Liegt jedoch eine entsprechende Vereinbarung vor, werden die Daten ohne Pseudonymisierung bereitgestellt.

2.6.8 Qualitätssicherung und Weiterentwicklung

Mit der beschriebenen Netzdatenbehandlung gewährleisten wir, dass aus unterschiedlichsten Datenquellen ein konsistentes, qualitativ hochwertiges Netzmodell entsteht. Die Kombination aus initialer Analyse, modularer Verarbeitung, strikter Qualitätskontrolle und – wenn nötig – vorsichtiger synthetischer Anreicherung erlaubt es, verlässliche digitale Zwillinge zu erzeugen und diese regelmäßig zu aktualisieren. Weil alle Annahmen und verwendeten Verfahren transparent dokumentiert werden, bleibt der Prozess für alle Projektpartner nachvollziehbar. Langfristig ist geplant, weniger abhängig von synthetischen Ergänzungen zu sein. Dafür müssen die Netzbetreiber ihre Datenerfassung weiter optimieren – zum Beispiel, indem sie sensorbasierte Monitoring-Lösungen ausbauen.

Zusammenfassung

- Das WAMS bildet eine herstellerunabhängige Brücke zwischen SCADA-Systemen und klassischem Power-Quality-Monitoring und ermöglicht eine zentrale, netzbezogene Auswertung hochaufgelöster Daten zur Spannungsqualität.
- Die praxisnahe Umsetzung in einer skalierbaren Cloud-Umgebung zeigt, dass ein WAMS auch für große Verteilnetze mit vielen Messgeräten leistungsfähig und betrieblich beherrschbar ist.
- Durch die konsistente Integration von Mess-, Netz- und Metadaten und deren Zuordnung im CGMES-Netzmodell werden räumliche Analysen von Spannungsqualitätsabweichungen erstmals systematisch möglich.
- Der modulare Systemaufbau mit klar getrennten Komponenten (Collector Boxes, Backend-Cluster, Web-GUI) gewährleistet, dass das System erweiterbar und wartbar ist und sich Daten flexibel anbinden lassen.
- Leistungsfähige Zeitreihen- und Ereignisdatenverarbeitung erlaubt nahezu Echtzeitmonitoring sowie detaillierte Analysen von Spannungsereignissen.
- Eine benutzerfreundliche, webbasierte Visualisierung unterstützt Netzbetreiber dabei, komplexe Spannungsqualitätsphänomene zu interpretieren.
- Hohe Anforderungen an Messtechnik, Zeitsynchronisation und Standortwahl sind entscheidend für vergleichbare, rechtssichere und aussagekräftige Messergebnisse.
- Ein digitaler Zwilling mit strukturierter Netzdatenpipeline ermöglicht konsistente Netzanalysen, Simulationen und eine kontinuierliche Verbesserung der Datenqualität.
- Standardisierte CGMES-Exporte sichern die Interoperabilität mit externen Analyse- und Planungstools und bilden die Grundlage für realistische Last- und Einspeiseszenarien.
- Die praxisnahe Erprobung erfolgt in einer skalierbaren Cloud-Umgebung. Dabei wird das Wide-Area-Monitoring-System (WAMS) in einer Public Cloud betrieben. Auf diese Weise werden Funktionalität, Performance und Skalierbarkeit demonstriert. Diese Erkenntnisse bilden die Grundlage für den Einsatz in großen Netzen mit vielen Messgeräten.

KAPITEL 3

Netzbewertung und Simulationen





Netzbewertung und Simulationen

PQ-Kennzahlen auswerten und Netzzustände simulieren

3.1 PQ-Ereignisse

Im Rahmen der Kapitel 1 und 2 haben wir dargelegt, welche Daten für die Beobachtbarkeit der Power Quality (PQ) wichtig sind und wie diese aufgenommen, gespeichert und generell verarbeitet werden. Dieses Kapitel legt nun dar, wie anhand dieser Daten eine Netzbewertung stattfinden kann und Simulationen zu erweiterten Erkenntnissen führen. Zunächst lassen sich die PQ-Kennzahlen an sich beobachten und einordnen. Dies geschieht zum einen durch statistische Auswertung, zum anderen durch die gezielte Analyse einzelner Kennwerte oder Störschriebe, die ein Verhalten abseits der Normen oder des Normalverhaltens darstellen.

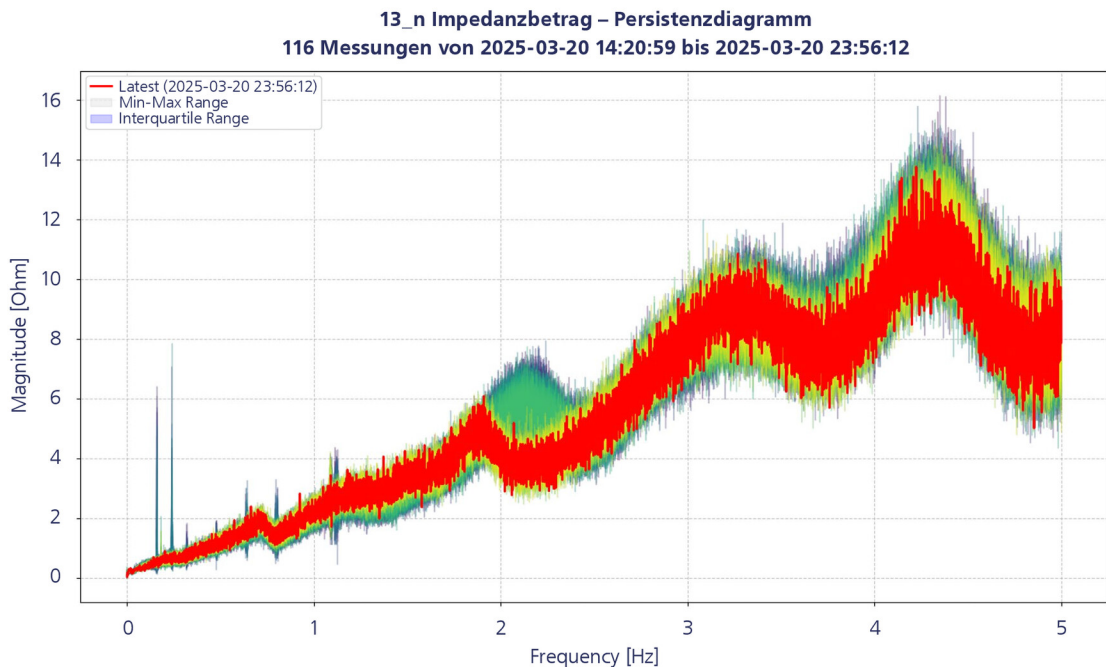
3.1.1 Beschreibung der PQ-Ereignisse

Im Rahmen des Projektes wurden ca. 37 Messgeräte in den Netzen der beteiligten Netzbetreiber installiert. Über den Zeitraum von nunmehr fast drei Jahren haben wir dabei die PQ-Kennzahlen, wie zuvor beschrieben aufgezeichnet und gesammelt. Aggregiert ergeben sich Detektionshäufigkeiten für die beschriebenen Phänomene. Eine Auswertung dieser Häufigkeiten gibt Tabelle 4 an. Alle nicht aufgeführten Phänomene wurden im betrachteten Zeitraum nicht detektiert. Diese Daten können nun als Indikation verwendet und über längere Zeiträume nachverfolgt werden. Zusätzlich sind Einzelanalysen individueller Störungen in anonymisierter Form möglich.

Tabelle 4: Auftrittshäufigkeit von PQ-Phänomenen zwischen KW 16 2023 und KW 30 2025

Phänomen	Absolute Häufigkeit	Relative Häufigkeit
Schnelle Spannungsänderung	102	28 %
Kurzzeitflicker	99	27 %
Überspannung (RMS)	77	21 %
Spannungsabfall (Dip)	41	11 %
Langzeitflicker	35	10 %
Oberschwingung	4	1 %
Spannungsunterbrechung	4	1 %

Zusätzlich zur flächendeckenden Messung der allgemeinen PQ-Kennzahlen haben wir in zwei Stichprobenmessungen über eine Woche eine Spezialmessung der frequenzabhängigen Netzimpedanz durchgeführt. Abbildung 13 zeigt exemplarisch die Auswertung eines Tages. Die übereinander aufgetragenen Bereiche bilden die zeitliche Varianz über den Tag ab. Speziell im Bereich zwischen 20 und 25 kHz ist eine Änderung zu erkennen: Die könnte zum Beispiel auf PV-Anlagen hindeuten. Aber auch Industriemaschinen könnten ein solches Profil erzeugen. Im Allgemeinen waren die Messungen jedoch unauffällig und entsprachen einem typischen Profil.

Abbildung 13: Beispielhafte Darstellung der frequenzabhängigen Netzimpedanz

Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium

3.1.2 Mathematische Nachbildung von PQ-Ereignissen und deren Klassifizierung mit Vor- und Nachteilen

3.1.2.1 Herausforderung der Datenakquisition

Power-Quality-Algorithmen zu entwickeln und zu validieren, ist eine fundamentale Herausforderung. Denn: Es gibt kaum repräsentative und ausreichend variable Messdaten realer Spannungsqualitätsereignisse. Netzbetreiber verfügen zwar über umfangreiche Datenarchive, jedoch sind diese oft proprietär formatiert, unvollständig dokumentiert oder enthalten nur eine begrenzte Vielfalt an Störungstypen.

Die stochastische Natur realer PQ-Ereignisse verschärft diese: Störungen treten plötzlich auf, variieren stark und werden oft von netzspezifischen Randbedingungen überlagert. Um KI-Algorithmen systematisch zu entwickeln und zu trainieren, braucht es jedoch große Mengen an systematisch variierten, wohldefinierten Testdaten. Darüber hinaus unterliegen reale Netzmessdaten oft datenschutzrechtlichen und wettbewerbsrechtlichen Beschränkungen, was ihre Verfügbarkeit für Forschungszwecke einschränkt. Solche Daten zu anonymisieren und zu bereinigen ist aufwendig und kann zu Informationsverlusten führen, die die Aussagekraft beeinträchtigen.

3.1.2.2 Hochpräziser dreiphasiger Signalgenerator

QUIRINUS Control überwindet die beschriebenen Herausforderungen dank eines hochpräzisen, mathematischen Signalgenerators für dreiphasige Spannungsstörungen. Speziell für das Projekt entwickelt, basiert er auf einer umfassenden Literaturrecherche sowie der systematischen Modellierung elektrotechnischer Störungsphänomene unter Berücksichtigung verschiedener Netzstrukturen und Betriebsweisen. Der Generator umfasst 29 unterschiedliche Störungsklassen, die von einfachen sinusförmigen Signalen bis hin zu hochkomplexen Kombinationen mehrerer Störungstypen reichen. Die mathematische Modellierung stützt sich auf physikalische Grundlagen der Elektrotechnik und berücksichtigt die charakteristischen Eigenschaften realer Netzkomponenten wie Transformatoren, Leitungen und Lasten. Ein besonderes Merkmal ist die realitätsnahe Modellierung der Kopplungen zwischen den drei Phasen eines Drehstromsystems. Im Gegensatz zu vereinfachenden einphasigen Betrachtungen bildet sie die physikalischen Zusammenhänge über Netzimpedanzen, Sternpunktbehandlung und Erdungskonzepte explizit ab. Dadurch lassen sich authentische Störungsverläufe generieren, die den Bedingungen in realen Verteilnetzen entsprechen.

Die Fehlertypenmodellierung basiert darauf, dass die implementierten Störungstypen systematisch nach elektrotechnischen Kriterien klassifiziert und parametrisiert wurden. Grundlage dafür ist eine umfassende Taxonomie, die sowohl die Ursachen als auch die Auswirkungen verschiedener Netzstörungen berücksichtigt. Die Einführung des dreiphasigen Generators erforderte zudem, die Datenstrukturen gegenüber dem ursprünglich einphasigen Ansatz grundlegend neu zu gestalten. Die gewählte Lösung verwendet ein dreidimensionales NumPy Array in der Anordnung [Zeit × Phase × Signal], wodurch die effizienten Broadcasting-Mechanismen von NumPy optimal genutzt werden. Diese Strukturierung bietet mehrere algorithmische Vorteile: Störungen können sowohl phasenindividuell als auch phasenübergreifend parametrisiert werden, ohne dass explizite Schleifen notwendig sind, und die vektorisierten Operationen ermöglichen eine erhebliche Performance-Steigerung gegenüber iterativen Implementierungen. So bleibt der Generator auch für große Datensätze praktikabel. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Rückwärtskompatibilität. Das bedeutet: Durch eine geschickte Dimensionierung können bestehende einphasige Störungsmodelle ohne Anpassungen auch im dreiphasigen Kontext verwendet werden. So ist eine schrittweise Migration bestehender Algorithmen möglich und der Implementierungsaufwand sinkt erheblich.

Störungen werden über eine einheitliche JSON-basierte Konfigurationsschnittstelle parametrisiert, die sowohl interaktive als auch automatisierte Batch-Generierung unterstützt. Dabei können alle relevanten physikalischen Parameter wie Störungsbeginn, -dauer, -amplitude und -form frei konfiguriert werden. So erreichen wir eine nahezu unbegrenzte Variabilität der generierten Datensätze.

3.2 Netzbewertung

Das WAMS ermöglicht es, die Spannungsqualität in den betrachteten Nieder- und Mittelspannungsnetzen flächendeckend zu bewerten. Auf diese Weise erfolgt eine fundierte Bestandsaufnahme der bestehenden Qualitätsphänomene im elektrischen Verteilnetz. Die Simulation des elektrischen Energieversorgungssystems, die wir im Zuge der Netzbewertung anwenden, eröffnet uns darüber hinaus jedoch noch weitere Betrachtungsoptionen. So können wir unterschiedliche Dimensionen des Systems mit geringerem Aufwand anpassen und deren Einflüsse auf das System untersuchen, beispielsweise die Netztopologie oder das Verbraucherverhalten. Dadurch lassen sich gezielt verschiedene Szenarien und deren Folgen für das Stromnetz betrachten. Mithilfe von Simulationen können wir zudem datenintensive Methodiken untersuchen, was in der Realität mit einem unverhältnismäßig hohen Aufwand verbunden wäre. Das schafft Raum für Forschung und Entwicklung. Aus diesem Grund sind Simulationen das Mittel der Wahl, wenn es darum geht, die Netze mit zukünftigen Szenarien oder innovativen Algorithmen zu bewerten.

96

Prozent beträgt Prognosen
zufolge die Marktdurch-
dringung von E-Autos bis 2045.

Die folgenden Abschnitte beschreiben den Aufbau der in QUIRINUS Control durchgeführten Simulation. Zunächst wird hierzu die technologische Entwicklung in Deutschland betrachtet – als die Grundlage für die folgenden Untersuchungen. Darauf basierend präsentieren wir Netzsimulationen, die zukünftige Szenarien und Gegenmaßnahmen untersuchen. In einem letzten Schritt stellen wir dann auf simulativer Ebene die Zustandsschätzung in elektrischen Netzen vor. Hier lassen sich durch innovative Algorithmen Netzzustände bewerten, die nicht direkt vermessen werden können.

3.2.1 Technologische Entwicklungsszenarien in Deutschland

Die Energiewende in Deutschland schreitet dynamisch voran: Der Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen, die zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen sowie der rasche Hochlauf der Elektromobilität bilden die tragenden Säulen einer dekarbonisierten Energiezukunft. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) sieht vor, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 80 % auszubauen. Parallel dazu läuft der Kohleausstieg, im Rheinischen Revier mit den Standorten Neurath und Niederaußem, der bis spätestens 2030 abgeschlossen sein soll.

Die vorliegende Untersuchung widmet sich der methodischen Erfassung und räumlichen Analyse der vier Schlüsseltechnologien Photovoltaik (PV), Windkraft, Wärmepumpen und Elektromobilität. Auf Basis offizieller Datenquellen, statistischer Verfahren und georeferenzierter Modelle beschreiben wir ein konsistentes Abbild der räumlich-zeitlichen Transformation des Energiesystems. Dieses bildet die Grundlage für die Integration in Simulationen.

3.2.1.1 Elektromobilität

Unsere Betrachtung von Elektrofahrzeugen (Battery Electric Vehicle, BEV) und Ladeinfrastruktur basiert auf amtlichen Statistiken und szenariobasierten Prognosen. Die Fahrzeugbestände werden aus den Datensätzen des Kraftfahrt-Bundesamts [13] entnommen, die Anzahl der batterieelektrischen Fahrzeuge nach Zulassungsbezirk ausgewiesen. Ergänzende demografische und sozioökonomische Daten, darunter Bevölkerungsverteilung und Einkommensteuerstatistiken, stammen vom Statistischen Bundesamt [14]. Prognostizierte Marktentwicklungen übernehmen wir aus dem Fraunhofer-Langfristszenario (TN-Strom) [15]. Demnach erreichen batterieelektrische Fahrzeuge bis 2045 eine Marktdurchdringung von rund 96 %. Informationen zu privaten Stellplätzen entstammen der Datenbasis RegioStaR7 [16].

Diese Datengrundlagen bereinigen wir, indem wir die regionalen Identifikatoren nach den NUTS3-Codes der Kreisebene harmonisieren und die Fahrzeugzahlen auf Plausibilität prüfen, zum Beispiel im Verhältnis zur Bevölkerungsdichte. Anschließend verteilen wir künftige zusätzliche Elektrofahrzeuge szenariobasiert: Private BEVs werden proportional zu Bevölkerungs- und Einkommensindikatoren zugewiesen, wobei Marktsättigungseffekte durch eine sättigende Exponentialfunktion berücksichtigt werden. Gewerbliche BEVs werden als Komplement der privaten Anteile modelliert und zusätzlich mit Beschäftigungszahlen skaliert, die regionale Wirtschaftsstrukturen widerspiegeln.

Die Ladeinfrastruktur teilen wir in drei Kategorien ein: private, gewerbliche und öffentliche Ladepunkte. Private Ladepunkte werden anhand der verfügbaren Stellplätze modelliert, gewerbliche Ladepunkte aus der Anzahl der gewerblichen BEVs abgeleitet und öffentliche Ladepunkte decken den verbleibenden Ladebedarf ab – gewichtet nach der Bevölkerungszahl ohne private Parkmöglichkeiten.

Die georeferenzierte Analyse erfolgt auf NUTS3-Ebene. Durch die Kombination der Fahrzeug- und Infrastrukturdaten entstehen Indikatoren wie Ladepunkte pro Einwohner. Choroplethenkarten (auch Flächenkartogramme genannt) visualisieren die regionale Dichte, während zusätzliche Überlagerungen, zum Beispiel zur Einkommensstruktur oder Beschäftigungsdichte, mehrdimensionale Interpretationen erlauben. Methodisch lehnt sich der Ansatz an die Publikation „Modelling georeferenced locations of charging infrastructure and electric vehicles based on socio-economic parameters“ [17] an.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass sich der starke Zuwachs an batterieelektrischen Fahrzeugen (BEVs) vor allem auf urbane und einkommensstarke Regionen konzentriert. Dagegen steht der Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur insbesondere in ländlichen Räumen deutlich hintenan.

3.2.1.2 Wärmepumpen

Für die Modellierung der Wärmepumpenverbreitung setzen wir das Open-Source-Tool DemandRegio [18] ein, das zur Harmonisierung und Weiterentwicklung regionaler Energiebedarfsmodelle in Deutschland entwickelt wurde. Das Tool erlaubt eine detaillierte Differenzierung des Haushaltsenergiebedarfs anhand räumlicher, sozioökonomischer und zeitlicher Merkmale. Zentrale Eingangsgrößen sind Gemeindegrenzen, Bevölkerungsverteilung, Einkommensstrukturen und Gebäudetypologien, ergänzt um zeitliche Daten zu Lastprofilen und Temperaturreihen.

Neben DemandRegio fließen Marktprognosen des Bundesverbands Wärmepumpe [19] sowie Gebäudebestandsstatistiken des Statistischen Bundesamts in die Analysen ein. Auf dieser Grundlage entsteht ein szenariobasierter Ansatz, um die zukünftige Ausbreitung von Wärmepumpen auf Kreisebene (NUTS3) abzuschätzen. Die nationalen Absatzprognosen werden zum regionalen Gebäudebestand verteilt, um zukünftige Installationen konsistent abzuschätzen. Das harmonisierte Datenset ermöglicht die jährliche Visualisierung der regionalen Wärmepumpenentwicklung (z. B. für 2028, 2033, 2038). Die Marktpenetrationsprognosen bilden die Grundlage für die Ermittlung regionaler Wärmepumpenverordnungen und liefern Erkenntnisse für die lokale räumlich-zeitliche Analyse der Wärmepumpenverteilung. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Verbreitung von Wärmepumpen in hohem Maße mit den jeweiligen Gebäudetypologien und dem Einkommensniveau korreliert.

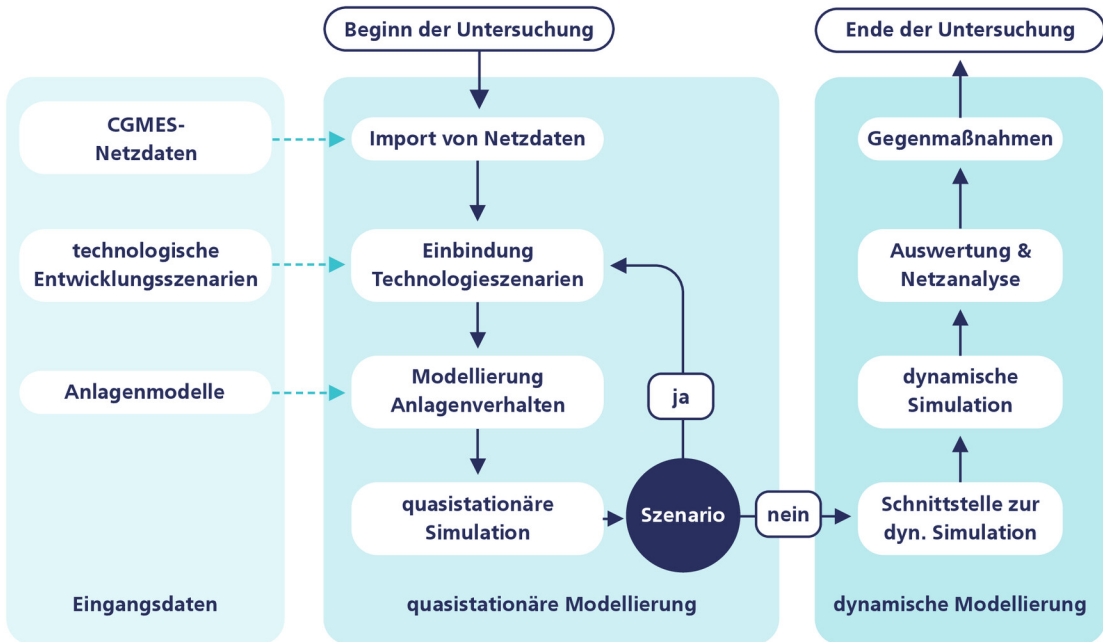
3.2.1.3 Photovoltaik (PV)

Die PV-Analyse nutzt Daten aus dem Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur. Der Zugriff erfolgt über das Open-Source-Python-Paket open-MaStR [20], über das Registerdaten automatisiert ausgelesen und strukturiert werden können.

Die installierten Bruttoleistungen aggregieren wir auf Bundesland- und Kreisebene. Die georeferenzierte Zuordnung erfolgt über PLZ- und NUTS3-Codes, wodurch die installierte PV-Leistung räumlich abgebildet werden kann. Zur Datenvalidierung überprüfen wir Verteilungen über zentrale Metadatenattribute (z. B. Betriebsstatus, Netzbetreiberzuordnung) grafisch. Die aggregierten Kapazitäten werden anschließend kartografisch dargestellt, um regionale Schwerpunkte und Merkmale zu identifizieren.

Hinzu kommen sozioökonomische und physische Einflussgrößen wie landwirtschaftliche Flächennutzung (Destatis, [21]), Bevölkerungsdichte, Wohnflächenstruktur aus DemandRegio sowie Globalstrahlung. Diese Indikatoren bilden die Grundlage für die Regionalisierung der PV-Ausbauziele. Basierend auf den nationalen Ausbauzielen des Netzentwicklungsplans (NEP) brechen wir die PV-Ziele über einen Verteilungsschlüssel auf Bundesländer und anschließend auf NUTS3-Gebiete herunter.

Abbildung 14: Ablaufdiagramm zum gekoppelten Simulationsprozess mit quasistationärer und dynamischer Simulation



Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium

3.2.2.1 Import der Netzdaten

Im Zuge dieses Projektes wurden die Netzdaten der teilnehmenden Netzbetreiber digitalisiert und in einem einheitlichen Datenformat (CGMES) zur Verfügung gestellt. Die Modelle beinhalten die Topologie des Netzes, die verbauten Anlagen und deren grundlegende elektrische Parameter sowie Informationen über angeschlossene Kundenanlagen. Die Modelle sind bereits rechenfähig und eignen sich für einfache Berechnungen.

Um den Detailgrad der bereitgestellten Modelle zu erhöhen, haben wir weitere Parameter der verbauten Anlagen ergänzt. So wurde eine Datenbank für elektrische Komponenten angelegt. Sie enthält neben den klassischen Leitungsparametern auch Informationen über die Null-System-Impedanz. Mithilfe dieser Datenbank können die bis hierhin einphasig dargestellten Bauteile in dreiphasige Modelle überführt werden – die Voraussetzung für umfangreichere Simulationsmethoden.

3.2.2.2 Einbindung der Technologieszenarien

In einem nächsten Schritt erzeugen wir automatisiert die Szenarien für die importierten Netze. Die durch das Projekt bereitgestellten anonymisierten Netze erlauben es bereits, das lokal vorhandene Anlagenaufkommen zu ermitteln. Das beinhaltet Haushaltskunden, private und öffentliche Ladestationen, Wärmepumpen, Industriekunden, landwirtschaftliche Anlagen und Erzeugungsanlagen. Auf Basis dieser Daten entsteht ein lokales Status-quo-Szenario.

Mithilfe der technologischen Entwicklungsszenarien aus Kapitel 3.2.1 werden in einem nächsten Schritt zukünftige Durchdringungsszenarien erstellt. Dies geschieht mit einer zufällig-regelbasierten Verteilung der neuen Anlagen im betrachteten Status-quo-Netz. Durch die Automatisierung dieses Schrittes lassen sich dann flächendeckende Analysen einer großen Anzahl an Verteilnetzen durchführen.

3.2.2.3 Modellierung Anlagenverhalten

Netzdaten und Technologieszenarien bestimmen den Rahmen, in dem unsere Simulationen stattfinden. Sogenannte Zeitreihen bestimmen das Anlagenverhalten. Zeitreihen repräsentieren das Leistungsverhalten von Kundenanlagen im Laufe der Zeit. Unsere Simulation löst diese Zeitreihen phasengenau auf und ergänzt bei Bedarf Blindleistungswerte. Aggregationen aus solchen Zeitreihen für unterschiedliche Anlagen stellt Abbildung 15 dar.

Unter Haushaltslasten fallen Lasten wie Küchengeräte, Beleuchtung, Computer, Fernseher und weitere alltagsübliche elektrische Verbraucher. Das zeitliche Aufkommen solcher Lasten hängt vom Verhalten und Alltag der Haushaltsbewohner ab. Die hier verwendeten Zeitreihen stammen aus dem Projekt U-Quality [24]. Unsere Simulation generiert die Zeitreihen, die die klassischen Haushaltslasten über die Zeit repräsentieren, über ein Verbrauchermodell, das das Verbraucherverhalten simuliert. Sie fasst unterschiedliche Haushaltslasten zu einer

Abbildung 15: Aggregierte Darstellung je 50 Kundenanlagen an einem exemplarischen Tag (1 Zeitschritt = 1 Minute)

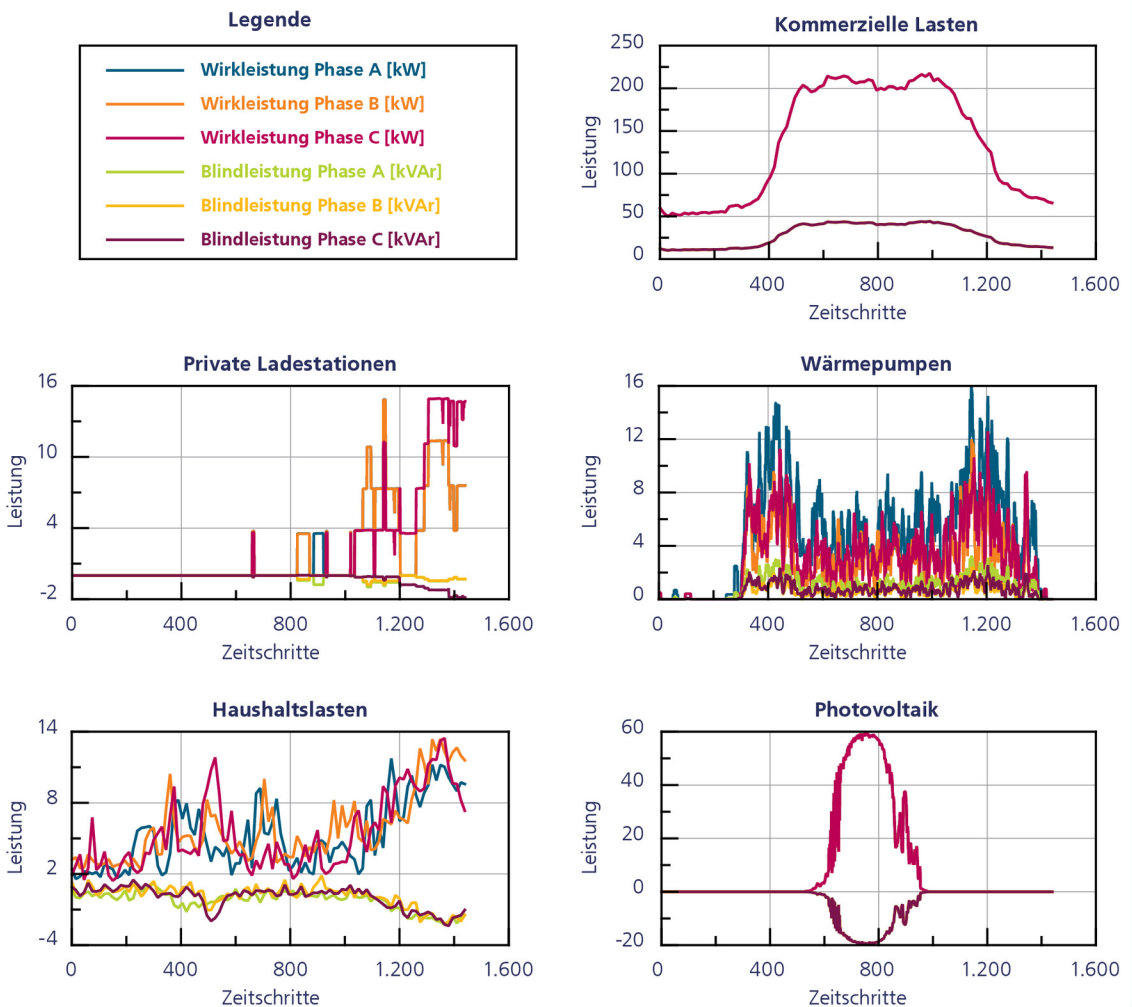


Tabelle 6: Ergebnisse der quasistationären Simulation anhand der exemplarischen anonymisierten Testnetze

	Netz 1			Netz 2		
	2023	2035	Diff. [%]	2023	2035	Diff. [%]
Maximale Spannung [p. u.]	1,00	1,01	0,97 %	1,01	1,02	1,05 %
Minimale Spannung A [p. u.]	0,95	0,91	−4,25 %	0,95	0,92	−2,99 %
Minimale Spannung B [p. u.]	0,95	0,92	−3,09 %	0,97	0,92	−5,56 %
Minimale Spannung C [p. u.]	0,95	0,94	−0,62 %	0,97	0,95	−1,71 %
Minimale Spannung [p. u.]	0,95	0,91	−3,83 %	0,95	0,92	−3,60 %
Mittlere Spannung [p. u.]	0,99	0,98	−0,18 %	0,99	0,99	−0,38 %
Spannungsänderung [p. u./min]	0,01	0,04	469,27 %	0,01	0,04	221,50 %
Maximale Spannungsasymmetrie [%]	0,52	0,94	82,96 %	0,90	1,41	56,66 %
Mittlere Spannungsasymmetrie [%]	0,09	0,11	33,99 %	0,13	0,20	53,79 %
Maximale Leistungsauslastung [%]	73,59	73,61	0,03 %	43,93	88,47	101,39 %
Mittlere Leistungsauslastung [%]	5,95	6,87	15,38 %	2,93	4,88	66,61 %
Maximale Transformatorauslastung A [%]	55,39	63,66	14,93 %	53,94	113,34	110,12 %
Maximale Transformatorauslastung B [%]	56,19	61,82	10,02 %	45,77	107,19	134,19 %
Maximale Transformatorauslastung C [%]	55,03	61,81	12,31 %	43,02	97,37	126,34 %
Mittlere Transformatorauslastung [%]	33,45	34,79	4,00 %	24,58	38,59	56,97 %

Abbildung 16 stellt die betrachtete Woche noch einmal als Matrix mit Farbskala dar. Die Farbtemperatur gibt dabei Auskunft über die Höhe der Spannungsabsenkung, während x-Achse und y-Achse jeweils Wochentag und Uhrzeit abbilden. Vergleicht man die Jahre 2023 und 2035, werden die neuen Lasten schnell in den Morgen- und Abendstunden sichtbar. Dabei verschlechtert sich die Spannungssituation vor allem punktuell. Deutliche Spannungsabsenkungen treten sowohl unter der Woche als auch am Wochenende auf.

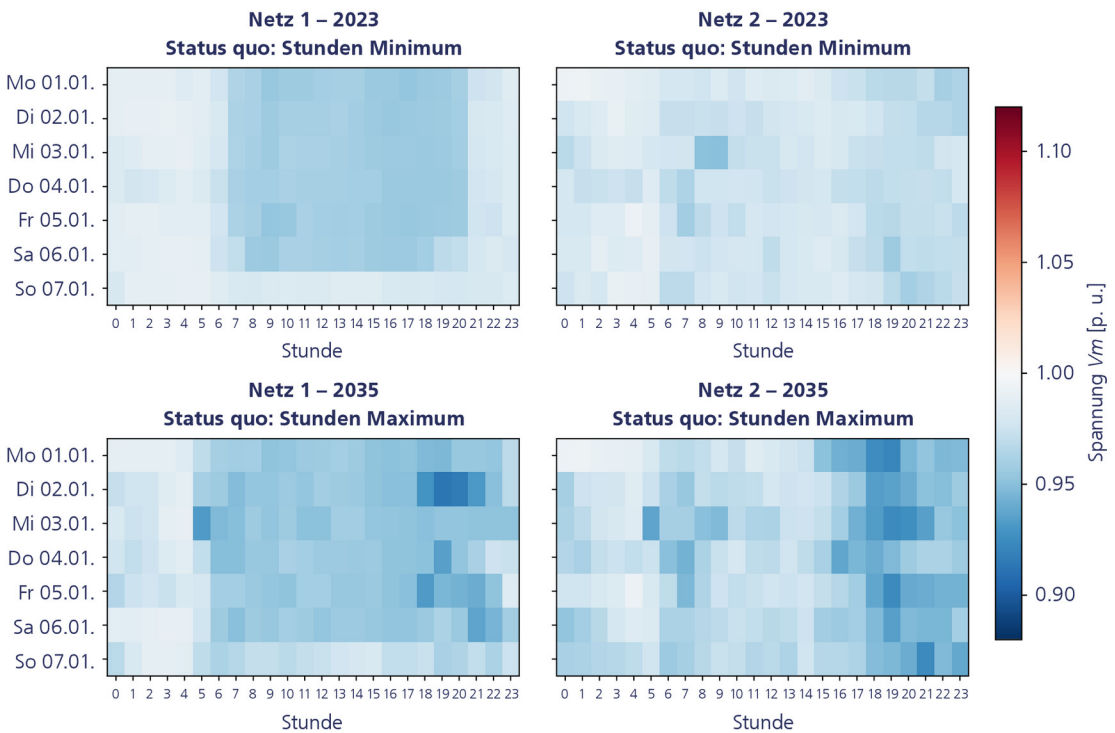
Folgende Schlussfolgerungen lassen sich aus der quasistationären Simulation ziehen: Als Erstes lässt sich ein steigendes und stärker schwankendes Lastaufkommen in den betrachteten Niederspannungsnetzen verzeichnen, was die Spannungshaltung direkt beeinflusst. Darüber hinaus zeigen sich Tendenzen hin zu einer zunehmend asymmetrischen Netzspannung, die durch nicht gleichmäßig verteilte einphasige Lasten hervorgerufen wird. Aber es zeigen sich auch Potenziale für Gegenmaßnahmen: Darunter fallen der klassische Netzausbau, die Installation von regelbaren Ortsnetzstationen, die Steuerung von flexiblen Lasten und weitere Maßnahmen. Für eine abschließende Bewertung fehlen weiterführende Analysen, etwa die flächendeckende Untersuchung von realen Netzdaten, ein erweiterter Betrachtungszeitraum zur Untersuchung saisonaler Effekte sowie die Betrachtung verschiedener Gegenmaßnahmen.

3.2.2.5 Schnittstelle zur dynamischen Simulation

Quasistationäre Simulationen bilden einen oder eine Abfolge eingeschwungener Zustände ab. Das System wird dabei auf Basis einer Grundfrequenz, 50 Hz im deutschen Energieversorgungssystem, abgebildet. Um Power-Quality-Phänomene wie Oberschwingungen oder kurzzeitige Dips und Swells darzustellen, sind Zeitbereichsdaten oder Betrachtungen im Frequenzbereich notwendig. Während sich Frequenzbereichsbetrachtungen signifikant schneller berechnen lassen, können Übergangseffekte und direkte Rückwirkungen von Regelungsimplementierungen auf diese Zustände nur mit dynamischen Zeitbereichssimulationen (EMT- oder DP-Simulationen) abgebildet werden.

Weil sie so komplex sind und so viel Rechenzeit benötigen, schließen wir dynamische Simulationen ergänzend an die quasistationären Simulationen an.

Um den in der Methodik vorgeschlagenen Zusammenschluss zwischen Leistungsfluss und EMT-Simulationen zu realisieren, müssen wir die Schnittstelle definieren. Neben technischen Aspekten geht es dabei vor allem darum, Zeiträume auszuwählen, die auf einen kritischen Zustand, eine Auswirkung oder das Auftreten von Spannungsqualitätsproblemen im Allgemeinen hinweisen. Diese Auswahl kann auf Basis von Kriterien erfolgen, die wir nachstehend beschreiben.

Abbildung 16: Matrixdarstellung zu Spannungsabsenkungen

Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium

Das erste geeignete Identifikationskriterium sind Grenzüberschreitungen der Spannungsqualitätsnormen. Dies können beispielsweise Zeiträume sein, in denen die Spannungsbänder überschritten oder unterschritten wurden. Diese restriktive Definition kann um einen umhüllenden Ansatz erweitert werden, sodass auch Zeitbereiche mit erhöhten Werten analysiert werden, die aber noch keine Grenzüberschreitungen bedeuten.

Signifikante Änderungen der Last oder Einspeisung führen zu einer hohen Änderungsrate der Spannung und können auch auf Spannungseinbrüche oder -anstiege hinweisen. Parallele, langfristige quasistationäre und EMT-Simulationen eignen sich, um mögliche Zusammenhänge zu identifizieren, die aus Grenzüberschreitungen in den Leistungsflussergebnissen nicht direkt ersichtlich sind. Um dies zu erreichen, müssen die Wechselbeziehungen auch mithilfe der Simulationen realistisch modelliert werden.

Basierend auf den Netzdaten des für die quasistationäre Simulation ausgewählten Netzes bauen wir das dynamische Modell für die EMT-Simulation auf. Jeder Netzkomponente hinterlegt ein mathematisches Modell, das die elektrischen Eigenschaften des jeweiligen Betriebsmittels abbildet.

Verbraucher werden als dreiphasige R-X-Ersatzschaltungen mit variablem Wirk- und Blindleistungsbezug modelliert. Die Momentanwerte der Leistungsbezüge werden mithilfe der Ergebnisse der quasistationären Simulation und typischer Verteilungsfunktionen je Lastart fein interpoliert und pro EMT-Zeitschritt eingepreist. So lässt sich das Lastverhalten auch bei schnellen Netzereignissen konsistent abbilden. Analog werden Erzeugungsanlagen als dreiphasige Umrichtereinspeisungen mit vorgegebenem Wirk- und Blindleistungssollwert modelliert und ebenfalls pro Zeitschritt aus interpolierten PQ-Zeitreihen aktualisiert. Des Weiteren werden Oberschwingungsphänomene durch neben den Erzeugungsanlagen

angeschlossenen Störquellenmodellen abgebildet. Alle Leitungen werden im Ersatzschaltbild modelliert und mit Widerstands-, Induktivitäts- und Kapazitätsbelägen nach Herstellerangaben parametrisiert.

Um Phänomene abweichender Spannungsamplituden (Swells, Dips) zu modellieren, kann (neben der inhärenten Spannungsbeeinflussung durch die Einspeise- und Lastsituation) eine parametrisierbare Spannungsquelle als idealisierte Darstellung des übergeordneten Mittelspannungsnetzes am Anschlusspunkt verwendet werden.

3.2.2.6 Dynamische Simulation

Simulationen zur elektromagnetischen Transientenanalyse stellen das Stromnetz im Zeitbereich dar und liefern als Ergebnis Momentanwerte. Diese Art von Zeitbereichssimulationen ermöglicht es, Stromqualitätsphänomenen wie transienten Spannungseinbrüchen und -anstiegen oder Oberschwingungen sowie deren Wechselwirkungen mit Reglern detailliert zu beobachten, die sonst nur Ersatzmodelle nachbilden können. Gleichzeitig kann neben dem Betriebsverhalten auch das durch die Reglerauslegung und Parametrierung geprägte Systemverhalten genauer abgebildet werden. Quasistationäre Zeitschritt-simulationen würden dagegen nur die stationären Zustände des Regelsystems angemessen modellieren.

Der Wandel des Verbrauchs- und Einspeiseverhaltens sowie Änderungen der Systemstruktur und der Netzzanschlussbedingungen beeinflussen zunehmend das kurzfristige dynamische Verhalten des Netzes. Da wechselrichterbasierte Einspeisungen einen immer größeren Anteil an der Stromerzeugung ausmachen, während herkömmliche Synchrongeneratoren immer seltener werden, braucht es Konzepte, um sicherzustellen, dass Systemdienstleistungen weiterhin in angemessenem Umfang erbracht werden können. So kommen beispielsweise Funktionen wie die kontinuierliche Spannungsregelung auf immer niedrigeren Spannungsebenen zum Einsatz. Eine solche Funktion kann jedoch bereits innerhalb einer Minute (als hier für quasistationäre Simulationen betrachteter Zeitraum) Spannungsabfällen oder Überspannungen entgegenwirken und somit wahrscheinlich die Spannungsqualität verbessern [8]. Verschiedene andere Konzepte wie der direkte Einsatz von Einphasen-Wechselrichtern [9], der Einfluss von STATCOM oder UPQC und deren Regelungsauslegung [10] [11] zeigen, dass eine Betrachtung im Zeitbereich für die Bewertung der Spannungsqualität und die Simulation von Maßnahmen wichtig ist.

Der Untersuchungsfokus der dynamischen Zeitbereichssimulationen liegt darauf, die Effekte von Spannungsqualitätsphänomenen im Vergleich zwischen heutigen und zukünftigen Netzsituationen auszuwerten. Im Rahmen des Zubaus umrichterbasierter Anlagen im Niederspannungsnetz ist sowohl bei der Erzeugung (z. B. PV-Anlagen) als auch bei der Last (z. B.

Wärmepumpen, Aufladen von Elektrofahrzeugen) zu erwarten, dass es vermehrt zu Ein- und Rückspeisungen von oberwellen-behafteten Umrichterströmen kommt.

3.2.2.7 Auswertung und Netzanalyse

Als Maß für die Spannungsverzerrung wird gemäß DIN EN 50160 die Total Harmonic Distortion (THD) verwendet:

Formel 6:

$$THD_U[\%] = 100 \cdot \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^n U_h^2}{U_1^2}}$$

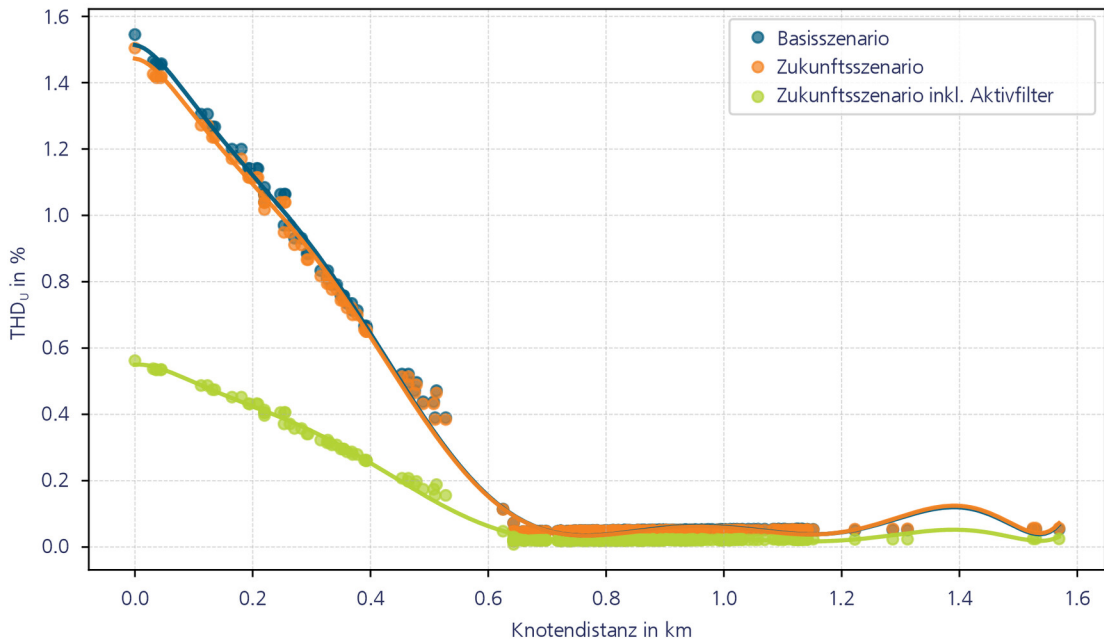
Dabei beschreibt U_1 den Effektivwert der Grundwellenspannung und U_h die Effektivwerte der h -ten Oberschwingungsspannungen bis zur maximal betrachteten, n -ten Harmonischen (hier: 25).

Das betrachtete Netz entspricht dem im Kapitel 3.2.2.4 analysierten Netz 2. Für die Untersuchungen wählen wir exemplarisch die Netzsituation aus der quasistationären Simulation aus, bei der eine Verletzung des Spannungsgrenzwerts am wahrscheinlichsten ist. Der ausgewählte Fall ist ein besonders sonnenreicher Sonntag zur Mittagszeit, an dem viel Solarenergie eingespeist und gleichzeitig wenig Strom verbraucht wird.

Im ersten Schritt untersuchen wir den Effekt, den systemweit verteilte Störeindränge umrichterbasierter Anlagen haben. Dazu werden von allen erzeuger- und lastseitigen Umrichteranlagen zusätzlich dreiphasige Ströme eingeprägt, die typische Oberschwingungsspektren einer Anlage der Leistungsklasse von Haushaltswechselrichtern abbilden. Diese Anregungen sind als exemplarisch anzusehen. In der Realität variieren sie je nach Anlagenhersteller und -modell. Neben dem Basis- und Zukunftsszenario betrachten wir als Gegenmaßnahme auch das Zukunftsszenario mit exemplarischem Netzausbau. In diesem sind alle Leitungen durch eine Parallelleitung verstärkt. Wir analysieren die Worst-Case-Situation, in der alle Umrichter Oberschwingungsströme in identischer Phasenlage einprägen. Die THD der einzelnen Phasen werden je Standort gemittelt.

Abbildung 17 stellt die THD der Spannung an jedem Netzstandort für die verschiedenen Szenarien dar. Das Zukunftsszenario zeigt aufgrund zusätzlicher Umrichteranlagen über alle Standorte hinweg eine erhöhte Spannungsverzerrung. Einzelne Standorte, an denen zahlreiche umrichterbasierte Lasten ohne zusätzliche Einspeisung angeschlossen sind, weisen besonders große THD auf. Zusätzlicher Netzausbau reduziert die Impedanz und kann so die Ausbreitung der Störsignale dämpfen und damit das Gesamtniveau der Spannungsverzerrung senken.

Abbildung 18: Ausbreitung von harmonischen Verzerrungen bei verstärkter Störung einer Einzelanlage nach Szenario und Abstand von Störknoten



Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium

ist die Abschätzung für Orte, die nicht mit Messungen ausgestattet werden können. Hierfür setzen wir eine Zustandsschätzung ein.

Das Ziel einer Zustandsschätzung ist es, ausgehend von wenigen gemessenen Größen, auf den Zustand des gesamten Netzes zu schließen. Mithilfe vorhandener Messungen berechnen mathematische Modelle dabei die fehlenden Zustände oder nähern sich diesen an.

Klassische mathematische Modelle berechnen den Netzzustand sehr genau, wenn ausreichend Messgeräte vorhanden sind. Traditionelle Algorithmen für die Zustandsschätzung beinhalten Methoden wie gewichtete kleinste Quadrate (Weighted Least Squares, WLS), Singularwertzerlegung (Singular Value Decomposition, SVD) oder Kalman-Filter. Diese Algorithmen verwenden iterative Verfahren, um aus den vorhandenen Messdaten Rückschlüsse auf den Netzstatus zu ziehen. Damit diese Algorithmen hinreichend genaue Ergebnisse liefern, werden Messgeräte an jedem zweiten Knoten im Netz benötigt. Eine flächendeckende Ausstattung eines Großteils der Netzknoten

mit Messgeräten ist jedoch technisch kaum umsetzbar und nicht wirtschaftlich.

Zudem sind diese Algorithmen bei variierenden Netzbedingungen weniger effizient. Denn in Echtzeitanwendungen können sie kaum oder nur unter Einsatz hoher Rechenkapazitäten genutzt werden. Deswegen benötigen wir Algorithmen, die den Netzzustand auch mit wenigen Messungen annähernd genau bestimmen und dabei schnell und echtzeitfähig Ergebnisse liefern.

Neuronale Netze bieten einen vielversprechenden daten-gestützten Ansatz dafür. Diese Algorithmen lernen, aus historischen und simulierten Daten komplexe, nichtlineare Zusammenhänge zu erfassen. Abbildung 19 zeigt den Ablauf der Zustandsschätzung im Livesystem mithilfe eines neuronalen Netzes. Hierbei werden die gemessenen Eingangswerte in das KI-Modell gegeben, das auf Basis eines vorangegangenen Trainings schnell den aktuellen Zustand an allen Knoten im Netz abschätzt.

Während eine Zustandsschätzung den Netzzustand anhand eines Zustandsvektors – üblicherweise Ströme oder Spannungen der Grundfrequenz – abschätzt, müssen bei einer Spannungsqualitätszustandsschätzung weitere Größen bestimmt werden. Abbildung 20 zeigt die verschiedenen Methoden und die jeweils abgeschätzten Größen.

Um alle Methoden abzudecken und sowohl harmonische Oberschwingungen, transiente Vorgänge, Spannungseinbrüche als auch die Spannung bei Grundfrequenz abzuschätzen, werden die Eingangswerte nach Fourier transformiert und im Frequenzbereich betrachtet. Sollen Größen im Zeitbereich abgeschätzt werden, kann anschließend eine Rücktransformation durchgeführt werden.

Im Livesystem ist das KI-Modell echtzeitfähig. Es muss jedoch vorher für diesen Anwendungsfall trainiert werden. Diesen Ablauf stellt Abbildung 21 dar.

Für das Training wird zunächst ein digitaler Zwilling des Netzes erstellt. Anschließend werden Simulationen verschiedener Netzzustände durchgeführt. Hierbei hat sich im Laufe des Projektes gezeigt, dass die Simulationen möglichst viele Netzzustände abdecken sollten. Klassischerweise werden für die Simulation von Stromnetzen Lastprofile an Lasten, Erzeugerprofile an Erzeuger und realistische harmonische Spektren an nichtlineare Lasten bzw. Erzeuger gelegt. Trainiert ein KI-Modell mit diesen realistischen Werten, lernt es überproportional die Normalzustände abzubilden. Dies ist jedoch nicht unbedingt vorteilhaft,

da ein Modell zur Zustandsschätzung der Spannungsqualität insbesondere für Ausnahmesituationen interessant ist. Besonders relevant sind zum Beispiel Zeitpunkte, an denen viele nichtlineare Verbraucher gleichzeitig Spannungsqualitätsprobleme verursachen.

Eine wesentliche Erkenntnis ist daher, dass das Modell mit Zuständen trainiert werden sollte, die eine möglichst große Varianz abdecken. Hierfür haben wir im Rahmen des Projekts randomisierte Last- und Erzeugungsprofile anhand von Verteilungsfunktionen erstellt, die in ihrer Gesamtheit viele mögliche Netzzustände möglichst gleichmäßig abdecken. Es ist hierbei unzureichend, einzelne Profile zu randomisieren, da die Summe der Profile entsprechend des zentralen Grenzwertsatzes näherungsweise normalverteilt sein wird. Stattdessen muss eine uniforme Gesamtverteilung erreicht werden, indem Einzelprofile gezielt ausgewählt werden.

Auch bei der Wahl der harmonischen Spektren ist Varianz wichtig. So erlernt das KI-Modell die Ausbreitung eines Spannungsqualitätsproblems, statt nur spezifische und feste Muster an einzelnen Knoten zu trainieren.

Abbildung 20: Methoden der Spannungsqualitätszustandsschätzung und abgeschätzte Größen

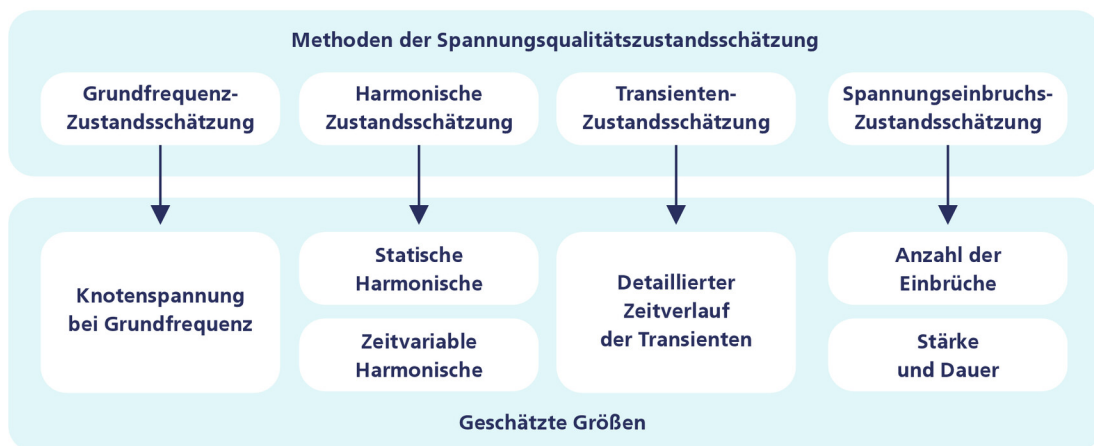
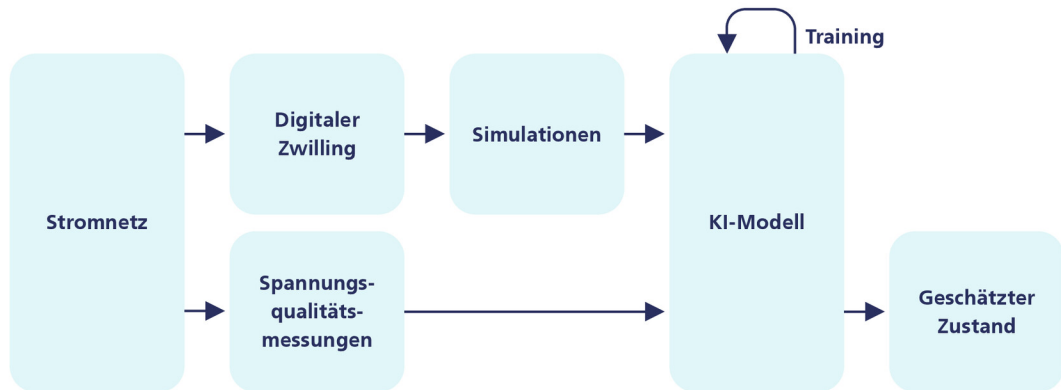


Abbildung 21: Ablauf der Netzzustandsschätzung

Ausgehend von einem Stromnetz wird ein digitaler Zwilling erstellt. Dann wird ein KI-Modell mithilfe simulierter Daten trainiert und validiert, das im Livebetrieb den Zustand der Spannungsqualität ausgehend von wenigen Messungen ermittelt.

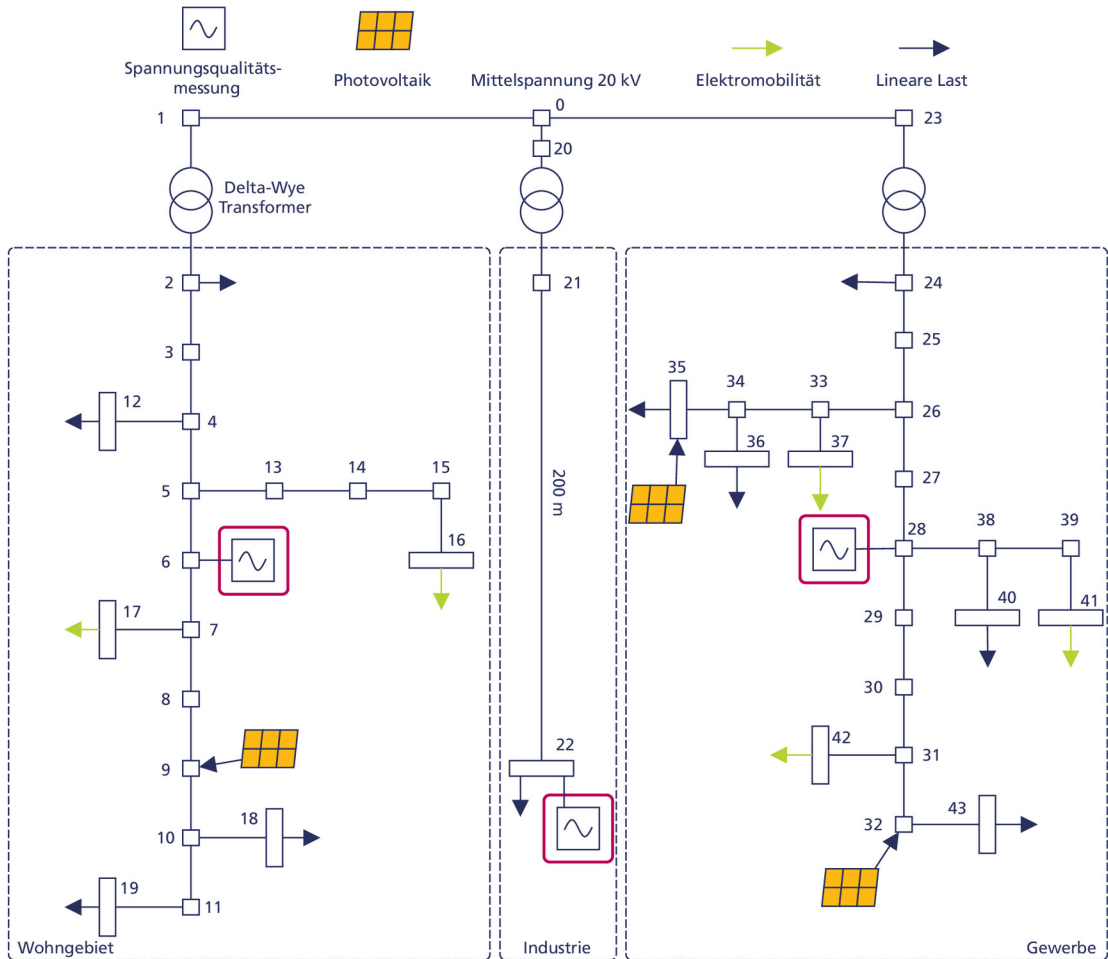


Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium

Sind Simulationsdaten in ausreichender Menge und Qualität erzeugt worden, werden diese für das Training vorverarbeitet. Ein KI-Modell kann prinzipiell Daten verschiedenster Größen verarbeiten. Unterscheiden sich die Größenordnungen allerdings stark, gewichtet das Modell die Messgröße, die numerisch größer ist, stärker, da es Fehler anhand der Distanz vom Zielwert minimiert. Dadurch kann es in einem Netz mit Mittel- und Niederspannungsteil zu einer Übergewichtung des höheren Spannungsniveaus kommen. Denn eine Abweichung zwischen 11,6 kV und 11,5 kV ist zum Beispiel größer als die zwischen 230 V und 250 V. Daher ist es essenziell, die Eingangswerte zu standardisieren bzw. zu normalisieren. Bei der Normalisierung werden die Werte auf den Wertebereich zwischen 0 und 1 skaliert, wobei die Verteilung der Werte nicht verändert wird.

Weil Spannungszeiger komplexe Größen sind, müssen auch diese in ein für das KI-Modell geeignetes Format gebracht werden. Dafür können sie in Normalform (mit Real- und Imaginärteil) oder Exponentialform (mit Betrag und Phase) dargestellt werden. Als Eingangswerte des Modells dienen dann entweder Real- und Imaginärteil oder Betrag und Phase. Es hat sich im Laufe des Projekts herausgestellt, dass die Normalform gegenüber der Exponentialform Vorteile aufweist. Ist beispielsweise der Betrag der Spannung einer harmonischen Oberschwingung sehr klein, können Messgeräte den Nulldurchgang und somit die Phasenlage bei der gegebenen Frequenz nicht mehr bestimmen. In Exponentialform sorgt dies dafür, dass für kleine Beträge eine hohe Reichweite möglicher Phasenlagen existiert und somit die Verteilung der Daten künstlich vergrößert wird.

Abbildung 24: CIGRE-Niederspannungsverteilnetz bestehend aus Wohngebiet, Industriezweig und Gewerbegebiet, erweitert um drei PV-Anlagen und mit Spannungsqualitätsmessgeräten in Rot markiert



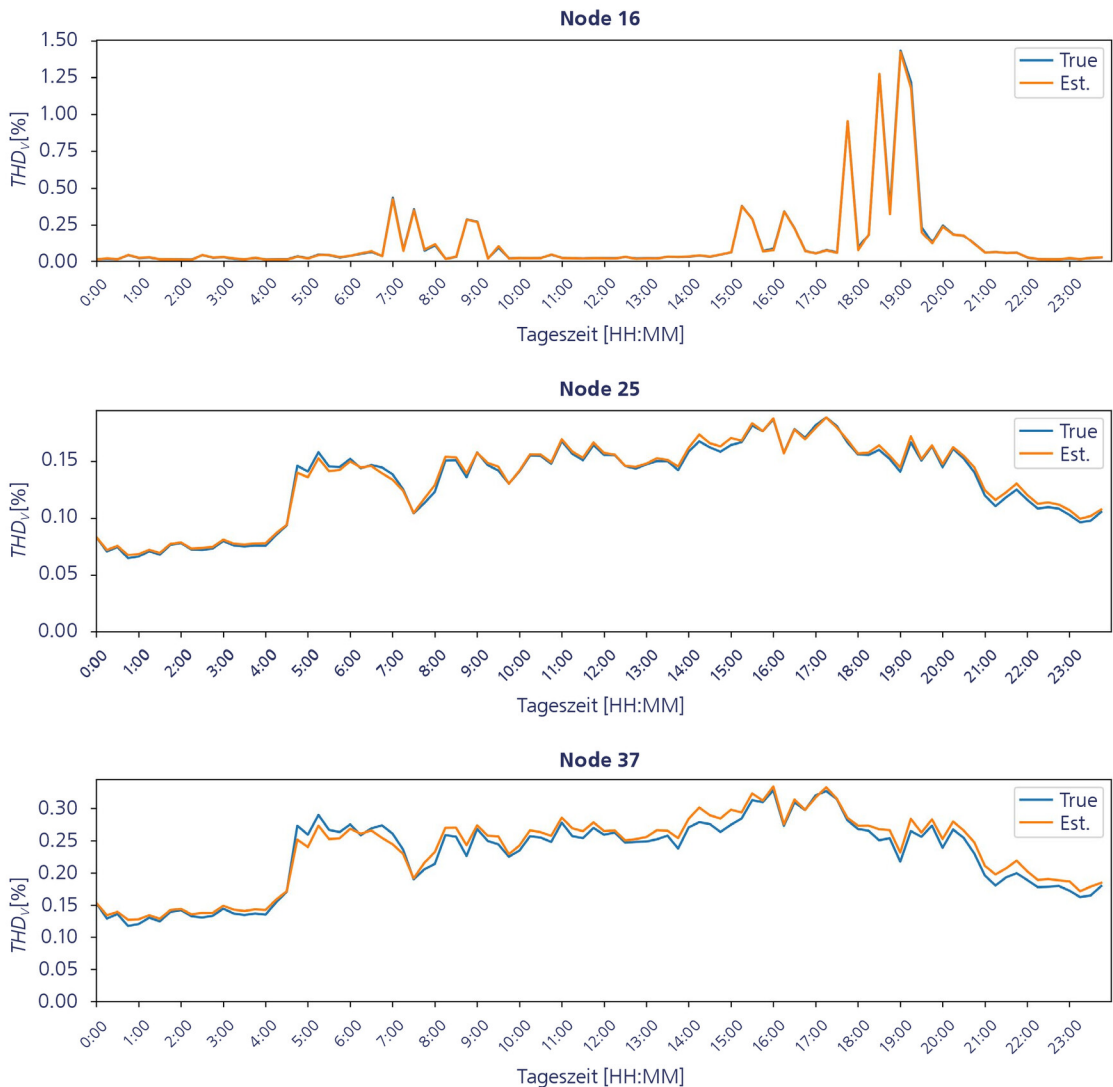
Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium

Den vorgestellten Ablauf haben wir für mehrere Stromnetze getestet – und schließlich das CIGRE-Niederspannungsverteilnetz (Abbildung 24) ausgewählt. Es weist eine heterogene Struktur aus Haushalts-, Industrie- und Gewerbeeinheiten und sowohl einen Mittelspannungs- als auch mehrere Niederspannungsabschnitte auf. Zudem haben wir das Netz um drei nichtlineare Einspeiser in Form von Photovoltaikanlagen erweitert.

Die Position der Spannungsqualitätsmessgeräte wurde im Laufe des Projekts angepasst. Eine genauere Beschreibung der optimalen Platzierung erfolgt in anderen Kapiteln. Insgesamt wurde das Modell mit 35.040 Zuständen (1 Jahr in 15-Minutenschritten) und verschiedenen harmonischen Spektren trainiert. Die tatsächliche und abgeschätzte Oberschwingungsgesamtverzerrung an drei ausgewählten Knoten stellt Abbildung 25 dar. Die einzelnen Zustände werden diskret abgeschätzt und die tatsächlichen Werte sehr genau getroffen.

Abbildung 25: Oberschwingungsgesamtverzerrung (Total Harmonic Distortion, THD) an drei ausgewählten Knoten

Der Estimator (Est., orange) bildet die tatsächlichen Werte (True, blau) im Verlauf eines Tages gut ab. Hier wurde ein PANN verwendet.



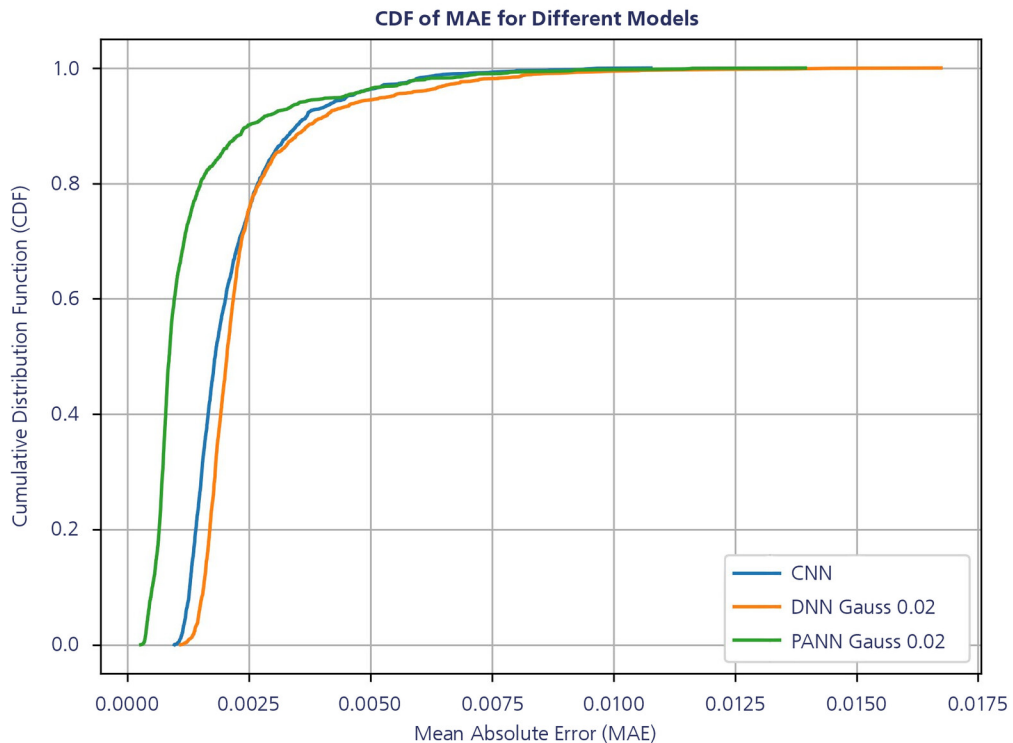
Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium

Auch über die Gesamtheit der getesteten Zustände verzeichnen Modelle in verschiedenen Architekturen nur geringe Fehler. Eine kumulative Verteilungsfunktion (Cumulative Distribution Function, CDF), die die Verteilung der gemittelten absoluten Fehler (Mean Absolute Error, MAE) zeigt, ist in Abbildung 26 zu

sehen. Sie stellt die Verteilung der Fehler anhand ihrer Größe dar. Eine steile Kurve bedeutet, dass die meisten Fehler eine kleine absolute Größe aufweisen.

Abbildung 26: Kumulative Verteilungsfunktion der gemittelten absoluten Fehler

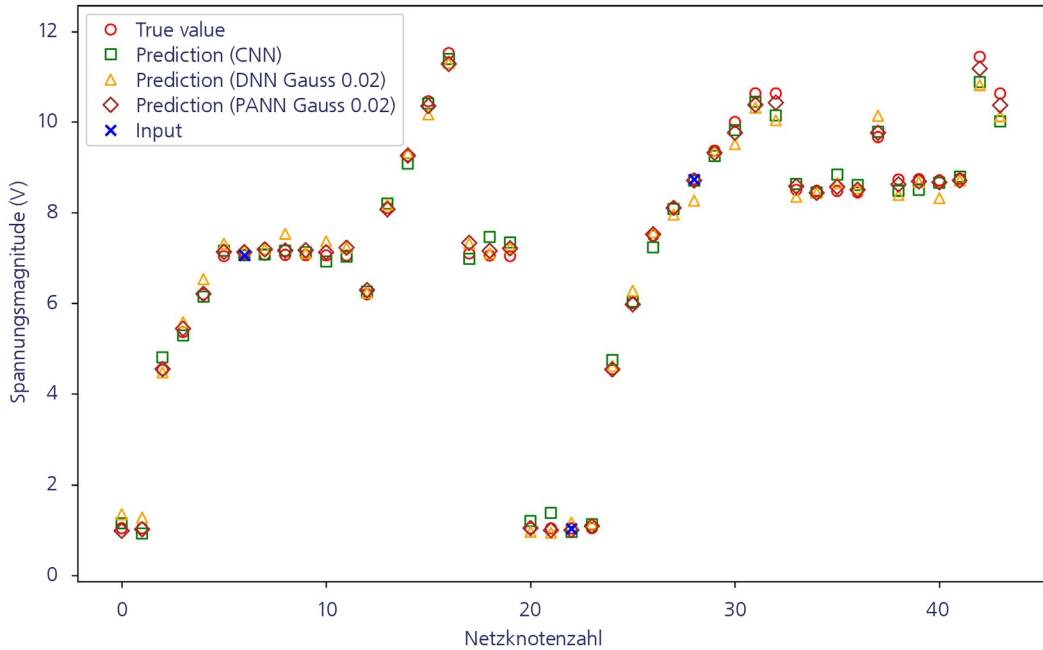
Die Steilheit der Kurven zeigt, dass für alle Modelle ein Großteil der Fehler sehr klein ist. Am besten schneidet das PANN ab.



Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium

Abbildung 27: Abschätzungen eines diskreten Zustandes mehrerer Modelle

Alle Modelle treffen die Zielwerte sehr gut. Erneut schneidet das PANN am besten ab. In Blau sind die Eingangswerte der Schätzung dargestellt und als rote Kreise die tatsächlichen Zielwerte.



Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium

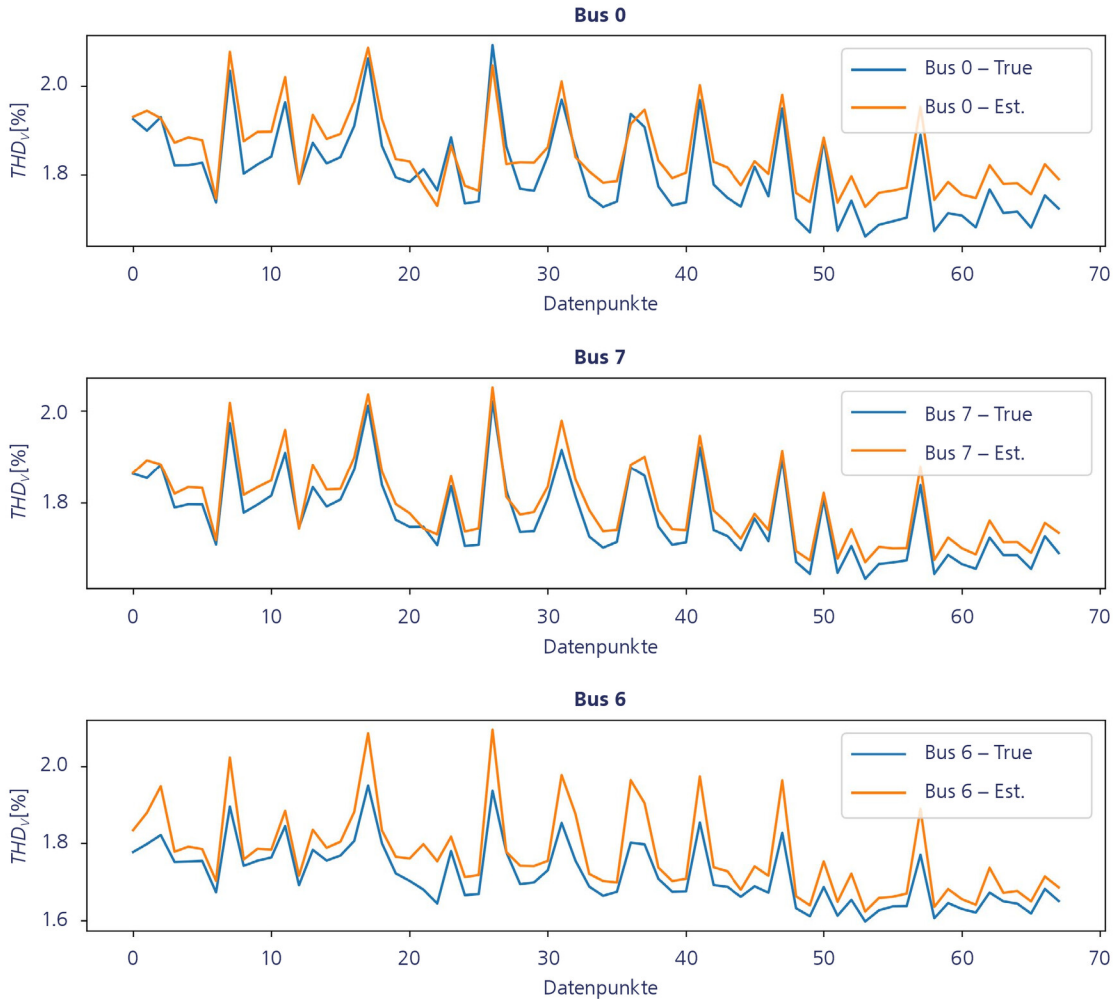
Die tatsächlichen Abschätzungen eines diskreten Zustandes im Vergleich verschiedener Modelle stellt Abbildung 27 für die siebte Oberwelle dar. Alle Modelle nähern Zielwerte sehr gut an, wobei das PANN leicht bessere Ergebnisse erzielt.

Da es sich beim CIGRE-Netz nur um ein synthetisches Testnetz handelt, haben wir sowohl die Trainingswerte als auch die Werte zur Validierung des Modells mithilfe von Simulationen generiert. Um zu verifizieren, dass es auch in echten Netzen

anwendbar ist, haben wir ebenfalls ein Modell für ein echtes Stromnetz entwickelt. Hierbei wird ein Labornetz der Technischen Hochschule Köln zunächst digitalisiert und dann verschiedene theoretische Schaltzustände simuliert. Schließlich wird das Modell mit tatsächlich gemessenen Daten getestet. Das Netzmodell ist in Abbildung 28 dargestellt.

Abbildung 29: Abschätzung und tatsächliche Werte der Oberschwingungsgesamtverzerrung (THD) im echten Netz (Microgrid)

Die harmonischen Störungen des Netzes werden gut angenähert, insgesamt jedoch leicht überschätzt.



Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium

Zusammenfassend konnten wir zeigen: Eine Spannungsqualitätszustandsschätzung ist in Echtzeit ausgehend von wenigen Messungen möglich. Eine wesentliche Rolle bei der Modellerstellung spielt die vorherige Simulation qualitativ hochwertiger Daten. Deren Verteilung und Vorverarbeitung sollte gezielt auf das Training von KI-Modellen abgestimmt werden. Wir haben festgestellt, dass die Abbildung physikalischer Gegebenheiten Vorteile für das Training der Modelle haben kann. Neben

der Abbildung der Architektur gilt es in weiterer Forschung zu untersuchen, ob sich die Modelle weiter verbessern, wenn physikalische Gleichungen direkt in den Lernprozess eingehen. Zudem könnte weiter untersucht und verbessert werden, wie sich die Modelle aus dem Labor in die tatsächlichen Netze übertragen lassen.

3.3 Gegenmaßnahmen

Aufgrund der teils stark unterschiedlichen Teilaspekte, die eine Abweichung der Spannungsqualität ausmachen können, lassen sich auch mögliche Gegenmaßnahmen in unterschiedliche Kategorien einordnen. Neben der Wirkung auf bestimmte Spannungsqualitätsphänomene unterscheidet man üblicherweise zwischen netzseitigen und kundenseitigen Maßnahmen. Diese Aufteilung ist allerdings nicht trennscharf: So können beispielsweise STATCOM-Anlagen – also Systeme, die Stromnetze durch extrem schnelle Spannungsregelung stabilisieren – sowohl als Netzbetreiber-Assets als auch im Kundennetz installiert werden.

Im Folgenden beschreiben wir daher allgemein Maßnahmen zur Sicherung oder Verbesserung der Netzbetreiber-Assets, netzplanerische und netzbetriebliche Maßnahmen sowie kunden- und anlagenseitige Einflussmöglichkeiten. Abschließend skizzieren wir ein Konzept zur Betrachtung netzseitiger Gegenmaßnahmen im Betriebsplanungsprozess.

3.3.1 Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) erlauben eine kundennahe Spannungsregelung mit dem Ziel, die Spannung zu erhalten. Im Gegensatz zu konventionellen Ortsnetztransformatoren sind rONT um ein unter Last umschaltbares Stellglied (OLTC, On-Load Tap Changer) erweitert. Die Transformatorstufung lässt sich abhängig vom Netzzustand dynamisch und unter Last anpassen. So kann die Einhaltung der Spannungsbänder auf Mittelspannungs- und Niederspannungsseite entkoppelt sichergestellt werden. Dank dieser Entkopplung kann das volle Spannungsband in beiden Spannungsebenen voll ausgenutzt werden.

Abbildung 30 zeigt die Ausnutzung des Spannungsbandes bei zunehmender rONT-Durchdringung.

3.3.2 Passive Filter

Passive Filter sind Verschaltungen passiver Bauelemente, zum Beispiel Widerstände, Kapazitäten und Induktivitäten, die harmonische Verzerrungen reduzieren, indem sie Schwingkreisresonanzen ausnutzen. Passive Filter werden entweder parallel zu nichtlinearen Verbrauchern (PPF, Parallel Passive Filter) oder seriell zwischen Netz und Verbraucher (SPF, Series Passive Filter) geschaltet. PPF bestehen aus L-C-Reihenschwingkreisen, deren Resonanzfrequenzen auf definierte Oberschwingungsfrequenzen abgestimmt werden, sodass die effektive Impedanz in Bezug auf den jeweiligen Oberschwingungsstrom niedrig ist und die Ströme abgeleitet werden. SPF fungieren nach dem gegenteiligen Prinzip: Sie sind auf serielle, hohe Impedanzen in den Frequenzen der zu reduzierenden Oberschwingungen abgestimmt, sodass Oberschwingungsströme blockiert werden, ohne die Grundwelle signifikant zu beeinflussen.

Passive Filter sind aufgrund der Beschränkung auf passive Bauelemente vergleichsweise günstig und dämpfen gezielt bestimmte Harmonische, indem sie auf definierte Frequenzen abgestimmt werden. Zentrale Nachteile solcher Filter sind: Die Filterwirkung ist abhängig von der Netzimpedanz und sie lassen sich nicht an veränderliche Oberschwingungsspektren anpassen [27].

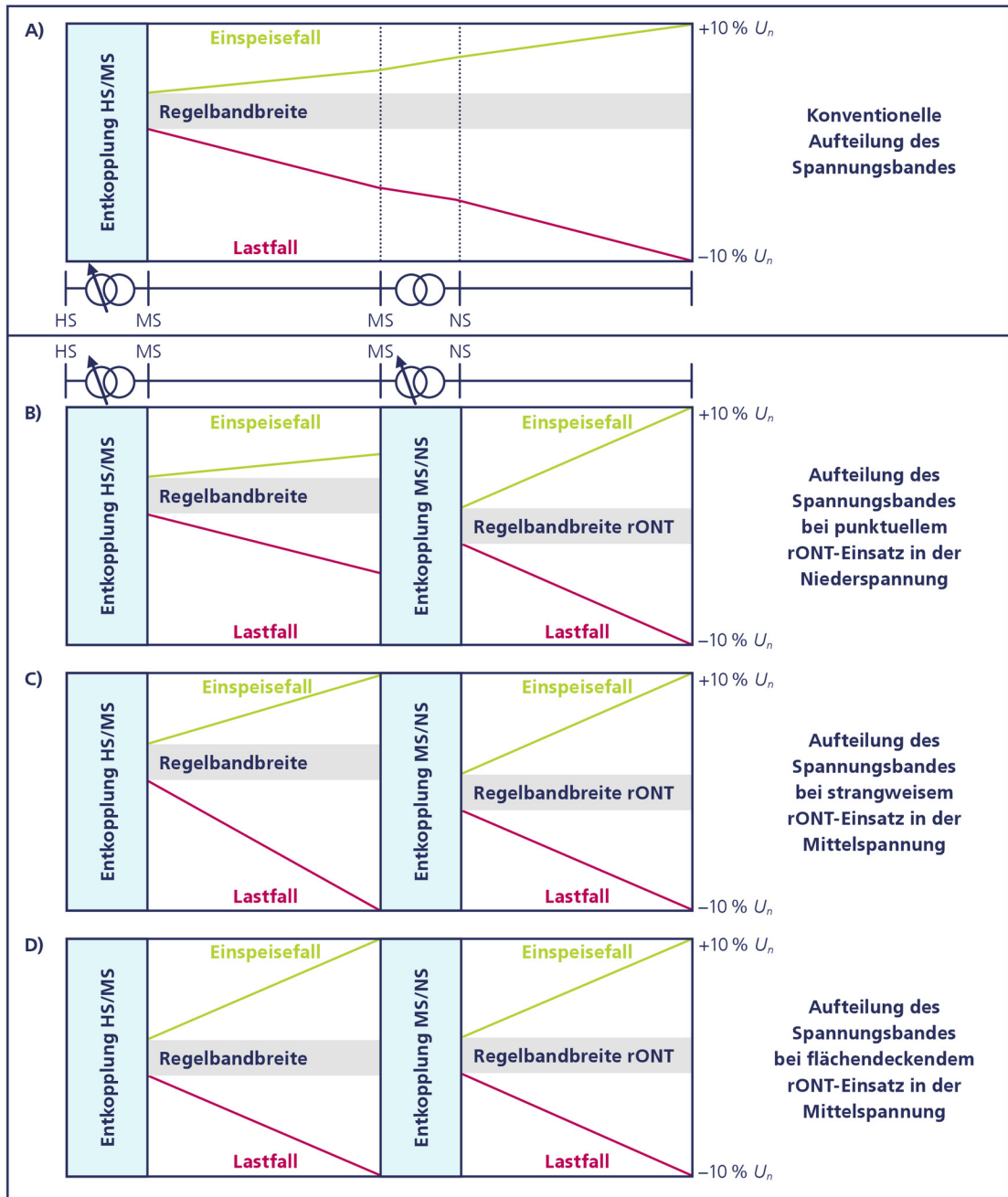
3.3.3 Aktive Filter

Aktive Filter (Active Power Filter, APF) kommen zum Einsatz, um Oberschwingungsanteile in Strom und Spannung zu reduzieren. Im Gegensatz zu passiven Filtern, die durch auf definierte Frequenzen abgestimmte Impedanzen Oberschwingungsphänomene reduzieren, prägen aktive Filter aktiv Kompensationsströme oder -spannungen ein. Die Filter messen Oberschwingungsprofile und prägen die im Signal vorhandenen Oberschwingungsströme mit entgegengesetzter Phase ein. In Summe eliminieren sie so die harmonischen Anteile.

Um Oberschwingungsströme zu reduzieren, werden aktive Filter parallel zur nichtlinearen Last verschaltet. Seriell verschaltete Filter dagegen reduzieren Oberschwingungsspannungen.

Die Regelung des aktiven Filters erfolgt mithilfe der Synchronous-Reference-Frame-Theorie (SRF-Theorie) oder der Instantaneous-p-q-Theorie. Direkte Messung der Lastströme/-spannungen und Isolation der Oberschwingungen durch schnelle Fourier-Transformation (Fast Fourier Transform, FFT) ist grundsätzlich möglich. Sie reagiert jedoch langsamer auf schnelle Änderungen des Oberschwingungsspektrums, da mehrere Netzperioden ausgewertet werden müssen. Diese Methode ist analytisch genau, aber für Echtzeitanwendungen ungeeignet.

Abbildung 30: Spannungsband bei zunehmender rONT-Durchdringung



Die SRF-Methode misst die Oberschwingungsbehafteten Lastströme/-spannungen und überführt sie per Clarke-Transformation und Park-Transformation in ein statisches dq0-Koordinatensystem. Im dq0-Koordinatensystem erscheint die Grundschiwingung als DC-Größe, alle Oberschwingungsströme als AC-Größen. Tiefpassfilter filtern Harmonische, das resultierende DC-Signal wird vom Gesamtsignal subtrahiert. Die resultierenden Ströme werden per inverser Clarke-Transformation und Park-Transformation in das ursprüngliche abc-Koordinatensystem rücktransformiert und mit inverser Phase eingespeist.

Im Falle der Instantaneous-p-q-Theorie werden die gemessenen Eingangssignale per Clarke-Transformation in ein rotierendes $\alpha\beta$ 0-Koordinatensystem überführt. Aus den Strömen und Spannungen ergeben sich Wirk- und Blindleistung, die aus einem Gleichanteil (Grundschiwingung) und Wechselanteilen (Harmonische) bestehen:

Formel 7:

$$\begin{bmatrix} p(t) \\ q(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p & p \\ q & q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_a & -v_\beta \\ v_\beta & v_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_\beta \end{bmatrix}$$

Analog zur SRF-Methode eliminieren Tiefpassfilter die Harmonischen. Die Differenz zwischen gemessener Leistung und Leistungsgleichanteil liefert die Oberschwingungsgrößen. Diese werden nach inverser Clarke-Transformation und Phaseninversion eingespeist [28], [29].

3.3.4 Hybride Filter

Hybride Filter kombinieren die Eigenschaften passiver und aktiver Filter. Während passive Filter durch ihre einfache Struktur, Robustheit und Wirtschaftlichkeit überzeugen, ermöglichen aktive Filter eine dynamische Anpassung an veränderliche Oberschwingungsspektren – und so eine gezielte Kompensation über einen breiteren Frequenzbereich.

Der grundlegende Aufbau eines hybriden Filters besteht aus einem passiven Filterzweig und einem aktiven Filtermodul, die typischerweise parallel zur nichtlinearen Last geschaltet werden. Der passive Teil ist dabei auf bestimmte niederfrequente Oberschwingungen (z. B. 5., 7. oder 11. Harmonische) abgestimmt und übernimmt die Hauptkompensation dieser dominanten Frequenzanteile. Der aktive Filter kompensiert die verbleibenden, höherfrequenten Oberschwingungen sowie dynamisch auftretende Verzerrungen, die entstehen, wenn sich Netzimpedanz oder Last verändern.

Diese Aufgabenteilung entlastet den aktiven Filter, da dieser nur einen Bruchteil der gesamten Oberschwingungsleistung verarbeiten muss. Dadurch kann dessen Nennleistung deutlich reduziert werden, was den Energieverbrauch und die Kosten

senkt. Gleichzeitig wird die Wirksamkeit des passiven Filters stabilisiert, da der aktive Teil unerwünschte Resonanzeffekte kompensiert und Wechselwirkungen zwischen Filter und Netzimpedanz minimiert.

Hybride Filter können je nach Anwendung unterschiedlich ausgeführt sein. Eine häufige Variante ist der parallel-hybride Filter. Dabei ist der passive L-C-Filter parallel zur Last und der aktive Filter parallel zum Netz geschaltet. In dieser Konfiguration dämpft der passive Zweig selektiv die dominanten Harmonischen, während der aktive Zweig die restlichen harmonischen Ströme kompensiert. Alternativ existieren serien-hybride Filter, bei denen ein aktiver Filter in Serie mit einem passiven Netzfilter geschaltet ist, um sowohl Strom- als auch Spannungsverzerrungen zu reduzieren.

Die Kombination beider Filterarten führt zu einer hohen Filterdynamik bei gleichzeitig geringem Energieaufwand. Hybride Filter sind somit eine effiziente Lösung zur Oberschwingungsreduktion, insbesondere bei variablen Lastprofilen.

3.3.5 Unified Power Quality Conditioner (UPQC)

Unified Power Quality Conditioners (UPQC) kombinieren parallele Aktivfilter zur Strom- und serielle Aktivfilter zur Spannungsüberwellenreduktion. Beide Aktivfilter werden DC-seitig über eine gemeinsame Kapazität gekoppelt. Durch die Kombination paralleler und aktiver Filter sind UPQC in der Lage, gleichzeitig Spannungs- und Stromqualitätsprobleme zu behandeln. Der serielle Teil arbeitet als Spannungsregler, ähnlich zu einem Dynamic Voltage Restorer (DVR), der parallele Teil fungiert als Strom-/Oberschwingungsfilter. Dadurch sind UPQC in der Lage, die meisten Power-Quality-Phänomene in einem Gerät zu kompensieren. Der serielle Aktivfilter gleicht vom Sollwert abweichende Spannungsamplituden aus, indem er direkt (Gegen-) Spannung injiziert. Kurzzeitige Unterbrechungen können im Umfang der im DC-Zwischenkreis gespeicherten Energie überbrückt werden. Flickereffekte reduzieren UPQC, indem sie Spannungsschwankungen glätten (serieller Aktivfilter) und Laststromschwankungen kompensieren (paralleler Filter). Oberschwingungseffekte werden durch die Filterbasisfunktionalität in Spannung (seriell) und Strom (parallel) verringert. Der serielle Filter behandelt Spannungsunsymmetrien durch Gegen- und Nullsysteminjektionen.

3.3.6 Static Var Compensator (SVC)

Static Var Compensators (SVC) sind leistungselektronische Anlagen zur Blindleistungskompensation. Der SVC besteht aus Thyristor-gesteuerten Reaktanzen (TCR) und Thyristor-geschalteten Kondensatoren (TSC). Zusätzlich zu diesen leistungselektronischen Elementen können mechanisch geschaltete Kondensator- und Reaktorbänke sowie harmonische Filter eingesetzt werden. Durch die schnelle Anpassung der Blindleistung stabilisiert der SVC die Spannung und reduziert Flicker. Zudem beeinflusst er das Oberschwingungsspektrum sowohl positiv als auch negativ – abhängig von der genauen Konfiguration und der gegebenenfalls verbauten Filterkreise.

SVC-Systeme kommen überwiegend in der Mittel- und Hochspannungsebene zum Einsatz, insbesondere in Industriebetrieben mit stark schwankenden Lasten oder in Verteilnetzen, um die Spannung zu unterstützen. In der Niederspannung werden aufgrund des höheren Aufwands in der Regel einfachere Blindleistungskompensationsanlagen verwendet, zum Beispiel automatische Kondensatorbänke oder aktive Filter.

3.3.7 Static Synchronous Compensator (STATCOM)

Der Static Synchronous Compensator (STATCOM) besteht aus abschaltbaren Halbleiterelementen wie dem Insulated-Gate Bipolar Transistor (IGBT). Somit ist er als selbstgeführte Kompensationsanlage zu charakterisieren, welche als Voltage Source Converter ausgeführt wird. Dieses Element generiert die benötigte Blindleistung stufenlos aus der leistungselektronischen Ansteuerung und benötigt damit keine weiteren Kondensatoren und Induktivitäten. Es braucht lediglich eine geringe Kapazität, um die DC-Spannung aufrechtzuerhalten. Gegenüber dem SVC ist an diesem Element vorteilhaft, dass es wenig Platz benötigt und deutlich weniger Oberschwingungen einspeist.

In der Verteilnetzebene werden häufig DSTATCOM (Distributed STATCOM) mit Fokus auf Spannungsqualitätsphänomene als Kundenanlage eingesetzt. Sie unterscheiden sich durch vereinfachte Topologien (2/3-Level VSC vs. Multilevel VSC) und höhere Schaltfrequenzen (Fokus auf Verringerung von Oberschwingungsspannungen vs. Verlustminimierung).

3.3.8 Dynamische SpannungsKompensation (DVR)

Dynamische SpannungsKompensationsanlagen (Dynamic Voltage Restorer, DVR) kompensieren kurzzeitige Spannungseinbrüche. Der Fokus liegt dabei darauf, einzelne Abnehmer zu schützen, anstatt die Spannungsqualität im gesamten Verteilnetz zu sichern.

DVR werden seriell durch Koppeltransformatoren zwischen Netz und Last verschaltet. Ein als Voltage Source Converter ausgeführter Wechselrichter gleicht Spannungsabweichungen in allen Phasen aus. Die DC-Seite des Wechselrichters wird entweder aus einem externen DC-Energiespeicher (Supercaps, Batteriespeicher, ...) oder über einen Gleichrichter direkt aus dem Netz gespeist.

Mit Energiespeichern sind DVR-Anlagen im Gegensatz zu gewöhnlichen STATCOM in der Lage, neben der Spannungsstützung durch Blindleistungsregelung auch kurzzeitig Wirkleistung einzuspeisen. Energiespeicher in DVR sind typischerweise auf Fehlerdauern von wenigen hundert Millisekunden ausgelegt.

3.3.9 Netzplanerische und netzbetriebliche Maßnahmen

Neben den explizit umsetzbaren Maßnahmen gibt es weitere netzplanerische und netzbetriebliche Methoden, um eine hohe Spannungsqualität zu sichern. Teilweise sind dies Mitnahmeeffekte, die aus Maßnahmen mit anderem Ziel erwachsen: zum Beispiel eine hohe Zuverlässigkeit zu erreichen oder die Versorgungsaufgabe sicherzustellen.

Netzausbaumaßnahmen beeinflussen die Spannungsqualität signifikant und meist positiv. Viele Probleme der Spannungsqualität resultieren aus hohen Leitungsimpedanzen, asymmetrischen Lastspeisesituationen und einer zu geringen Netzsteifigkeit bzw. Netzstärke. Leitungsverstärkungen und zusätzliche Ortsnetzstationen reduzieren somit nicht nur Verluste, sondern wirken auch gegen Spannungsabweichungen. Negative Auswirkungen hat Netzausbau jedoch, wenn sich dadurch überlagerte Qualitätsprobleme (z. B. Spannungseinbrüche) stärker übertragen oder Resonanzstellen ungünstig verschieben. Netzplanerisch können Kunden, die möglicherweise

Tabelle 7: Gegenmaßnahmen

Maßnahme	Netz/ Anlage	Spannungs- höhe	Flicker	Un- symmetrie	Ober- wellen	Einbrüche	Unter- brechungen	RVC	Transiente
rONT	Netz	++	+	/	/	-	/	-	-
Passiver Filter	Anlage	/	+	/	++	/	/	-	-
Aktiver Filter	Anlage	/	++	+	++	/	/	/	/
Hybrider Filter	Anlage	/	++	+	++	/	/	-	-
UPQC	Anlage	++	++	++	++	++	+	++	+
SVC	Netz	+	+	/	-	/	/	-	-
STATCOM	Netz	++	++	+	+	+	/	++	+
DVR	Anlage	++	++	++	+	++	+	++	+

die Spannungsqualität beeinflussen, und von negativen Auswirkungen betroffene Kunden elektrisch voneinander getrennt werden – unter teils erheblichen zusätzlichen Aufwänden.

Ein Umklemmen von einphasigen Anlagen auf Basis von Unsymmetriemessungen kann diese stark reduzieren. Neben Betriebsmitteln zum Blindleistungsmanagement können auch über TAR geforderte Blindleistungsregelungen der angeschlossenen Anlagen die Spannungsqualität positiv beeinflussen.

Zusätzlich zu betrieblichen Maßnahmen auf Basis spezieller Assets wie rONTs oder Strangreglern, tragen Umschaltmaßnahmen und situationsabhängige Optimierungen der Topologie bei einer entsprechenden netztechnischen Voraussetzung zur Spannungsstabilität bei. Voraussetzung dafür sind ein passendes Schutzkonzept, Schaltstellen und ausreichende Reservekapazität.

3.3.10 Kundenseitige Maßnahmen

Auf anlagentechnischer Seite existieren weitere geeignete Maßnahmen. Diese liegen nicht im Einflussbereich des Verteilnetzbetreibers. Nach Anschlussbedingungen und üblicher Normbedingung ist der Kunde verpflichtet, festgelegte maximale Störpegel einzuhalten. Sendet der Netzkunde eine Störung aus, können daher weitere Maßnahmen erheblichen positiven Einfluss nehmen. Dazu gehören zum Beispiel eine Koordination interner Schaltvorgänge oder Softstarter und Frequenzumrichter beim Motorstart.

3.3.11 Konzeptionelle Umsetzung netzseitiger Gegenmaßnahmen im Betriebsplanungsprozess

Um zukünftig Probleme der Versorgungsqualität (z. B. Spannungsbandverletzungen, Überlastungen, unzulässige Blindleistungsflüsse oder Spannungsqualitätsverletzungen) frühzeitig vorherzusagen und präventive Gegenmaßnahmen zu ergreifen, hat das Projekt die Möglichkeit einer strukturierten Betriebsplanung auf Verteilnetzebene erarbeitet. Angelehnt ist das Konzept an etablierte Vorgehensweisen der Übertragungsnetzbetreiber. Kernidee ist, bereits vor dem eigentlichen Betrieb erwartete Netzengpässe oder signifikante Spannungsqualitätseinschränkungen zu identifizieren und gezielt netzseitige Maßnahmen einzuplanen – und nicht erst reaktiv im Störungs- oder Engpassfall oder zeitlich deutlich nachgelagert auf Basis vergangener Störungen. Eine solche Betriebsplanung setzt jedoch voraus, dass Netzmodelle in geeigneter Qualität, Aktualität und Granularität verfügbar sind. Im Rahmen dieses Projekts haben wir dafür im Rheinischen Revier als Modellregion eine entsprechende Grundlage geschaffen. Das Ergebnis: Lastfluss-, Engpass- und Spannungsqualitätsanalysen können auf einem konsistenten Modell einschließlich geplanter Schaltzustände aufgesetzt werden.

Die Herausforderung besteht darin, dass die zukünftige Netznutzung im Verteilnetz stark von Faktoren abhängt, die nur begrenzt sicher prognostizierbar sind: Kundenverhalten,



Ziel ist es, Netzzustände rechtzeitig zu bewerten, um negative Entwicklungen zu vermeiden.

kurzfristige Preis- und Fahrplanänderungen sowie bei dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen die meteorologischen Vorhersagen. Diese Einflussgrößen sind selbst bei kurzen Vorlaufzeiten von Minuten bis wenigen Stunden mit erheblichen Unsicherheiten behaftet [30]. Zusätzlich zeigen Analysen, dass bei einem im Mittel- und Niederspannungsnetz üblichen niedrigen Aggregationslevel Prognosefehler deutlich zunehmen. Die Höhe dieser Prognosefehler hängt von zahlreichen Merkmalen ab (u. a. Netzstruktur, Einspeise-/Lastmix, Wetterlage, Tageszeit, Kundencluster). Dadurch ist der erwartete Systemzustand situationsabhängig von erheblicher Unsicherheit geprägt. Für belastbare Entscheidungen ist deshalb nicht nur eine „beste Schätzung“ erforderlich. Stattdessen muss diese Unsicherheit gezielt berücksichtigt werden, idealerweise in Form einer probabilistischen Beschreibung des Systemzustands.

Daher beginnt der Betriebsplanungsprozess mit einer Systemzustandsprognose. Ziel ist es, alle relevanten Knotenspannungen und Zweigströme im Netz zu bestimmen, um daraus potenzielle Verletzungen betrieblicher Randbedingungen abzuleiten. Erweitert werden könnte ein solcher Prozess um eine Prognose der Spannungsqualität, beispielsweise über eine Nachbildung und Simulation von betriebsabhängigen Störaussendungen. Grundlage sind (i) Fahrplananmeldungen planbarer Anlagen bzw. Prognosen für alle weiteren Netznutzer (auch bezüglich der Störaussendungen), (ii) das Netzmodell und (iii) der geplante Schaltzustand. Aus diesen Eingangsdaten leitet sich eine geeignete Beschreibung des Systemzustands ab, typischerweise über Lastflussrechnungen und bei probabilistischer Betrachtung über Szenarien, Verteilungen oder Bandbreitenanalysen. Auf dieser Basis können drohende Engpässe identifiziert und nach Kritikalität priorisiert werden, etwa nach Ausmaß, Eintrittswahrscheinlichkeit und zeitlicher Nähe.

Ergibt die Systemzustandsprognose Engpassrisiken, werden im zweiten Schritt die netzseitigen Gegenmaßnahmen ausgewählt und geplant. Dabei sind grundsätzlich zwei Maßnahmenklassen zu unterscheiden. Erstens stehen klassische netzbezogene Maßnahmen zur Verfügung, etwa Topologieanpassungen, Regelungen von Transformatoren sowie der Einsatz bzw. die Sollwertanpassung von Kompensationsanlagen (z. B. Kondensatorbänke, Drosseln, STATCOM, aktive Filtersysteme). Diese

Maßnahmen wirken unmittelbar auf Spannungen und Ströme und sind daher zentrale Stellhebel der „netzseitigen“ Betriebsplanung. Zweitens bestehen rechtlich geregelte netznutzungsbezogene Eingriffsmöglichkeiten, insbesondere Blindleistungs- und Wirkleistungsregelungen von Anlagen nach §§ 13, 13a EnWG n. F. Diese können je nach Situation notwendig sein, wenn rein netzbezogene Maßnahmen nicht ausreichen oder nicht rechtzeitig wirksam werden.

Die Auswahl der Maßnahmen erfolgt aus allen zum jeweiligen Zeitpunkt verfügbaren Optionen. Sie berücksichtigt die zu erwartenden Kosten (inkl. operativer Aufwände, möglicher Entschädigungen, Folgewirkungen), die netztechnische Wirksamkeit, die Robustheit gegenüber Prognoseunsicherheiten sowie die erforderlichen Vorlaufzeiten. Besonders wichtig sind dabei auch Vorlaufzeiten für die netzbetreiberübergreifende Koordination: Neben der Entscheidung über selbst durchzuführende Anpassungen ist zu beurteilen, ob Anforderungen anderer Netzbetreiber umgesetzt werden können und welche Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen bestehen. Zudem müssen bereits geplante oder angeforderte Maßnahmen aus vorherigen Prozessschritten konsistent fortgeführt werden, um widersprüchliche oder ineffektive Maßnahmenkombinationen zu vermeiden.

Als Ergebnis entsteht eine optimierte Auswahl aus allen verfügbaren Anpassungsmaßnahmen. Nachgelagerte Berechnungen bestimmen die verbleibenden Potenziale, die noch zur Verfügung stehen, nachdem die notwendigen eigenen und bereits extern angeforderten Maßnahmen umgesetzt wurden. Damit lässt sich bewerten, wie resilient der geplante Betrieb gegenüber weiteren Abweichungen ist und ob zusätzliche Reserven (z. B. weitere Schalloptionen oder Regelbandbreiten) vorgehalten werden sollten.

Zeitlich sollte sich der Prozess an einer maximalen Vorlaufzeit von 14:30 Uhr am Vortag orientieren. Denn mit dem Marktergebnis im Day-Ahead-Markt liegen erstmals verlässliche Fahrpläne vor. Auf dieser Grundlage erfolgt eine Planung mit deutlich geringerer Unsicherheit. Gleichzeitig bleibt genügend Zeit, um koordinations- und vorlaufzeitkritische Maßnahmen einzuplanen und – falls erforderlich – iterativ nachzuschärfen, wenn sich Prognosen „intraday“ weiter konkretisieren. So entsteht ein wirksames Instrument, um die Versorgungsqualität proaktiv zu sichern.

Zusammenfassung

- Power-Quality-Messdaten können – aufbauend auf konsistenten Mess- und Datenkonzepten – systematisch in belastbare Aussagen für Netzbewertung und Simulation überführt werden.
- Langzeitstatistiken aus mehrjährigen Messkampagnen ermöglichen es, die Häufigkeit von PQ-Ereignissen einzuordnen, während Einzelanalysen normabweichender Ereignisse das physikalische Verständnis vertiefen.
- Reale PQ-Datensätze sind für datengetriebene Methoden aufgrund von geringer Verfügbarkeit nur eingeschränkt nutzbar. Die synthetische, realitätsnahe Datengenerierung ist daher ein zentraler Baustein für das KI-Training.
- Simulationen sind das Schlüsselwerkzeug, um heutige und zukünftige Spannungsqualitätsphänomene zu bewerten. Sie erlauben Untersuchungen, die im Realnetz nur eingeschränkt möglich wären.
- Simulationen von Zukunftsszenarien weisen auf steigende Spannungsänderungsraten, Lasten und Asymmetrien in Niederspannungsnetzen hin. Gleichzeitig zeigen sie aber auch wirksame Ansatzpunkte für gezielte Gegenmaßnahmen.
- Die Kombination quasistationärer und dynamischer Simulationen ermöglicht eine effiziente Vorauswahl kritischer Zeitpunkte und eine detaillierte Analyse komplexer PQ-Phänomene.
- KI-gestützte Verfahren zur Spannungsqualitäts-Zustandschätzung schätzen auf Basis variantenreicher Simulationsdaten auch nicht gemessene Netzzustände echtzeitfähig ab.
- Kein einzelnes technisches Asset löst alle PQ-Probleme. Die Wirksamkeit von Gegenmaßnahmen ist phänomenspezifisch und erfordert eine kombinierte, kontextabhängige Auswahl.
- Eine strukturierte, prognosebasierte Betriebsplanung mit probabilistischer Bewertung von Unsicherheiten ermöglicht es, die Spannungsqualität im Day-Ahead-Zeithorizont proaktiv zu sichern.

KAPITEL 4

Rahmenbedingungen für das WAMS



Rahmenbedingungen für das WAMS

Status quo der regulatorischen und betriebswirtschaftlichen Voraussetzungen

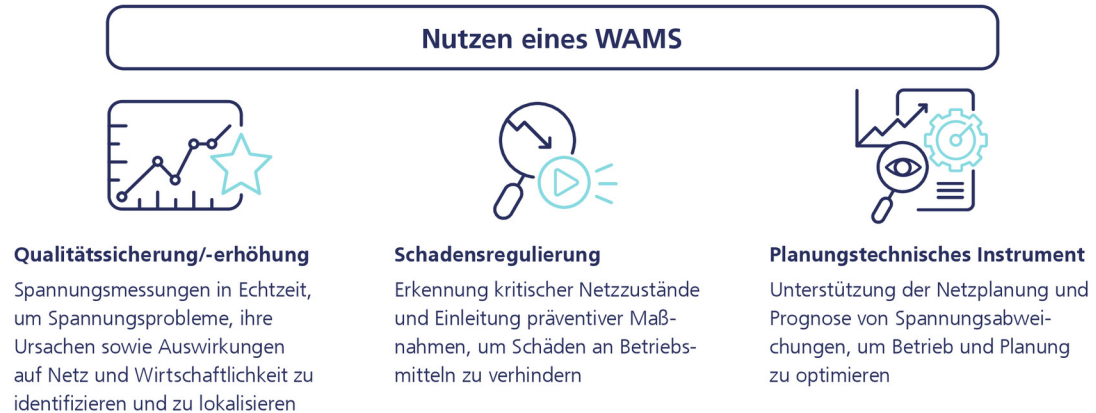
Die erfolgreiche Einführung neuer Technologien, wie des im Projekt entwickelten Wide-Area-Monitoring-Systems (WAMS), hängt nicht nur von ihrer technischen Funktionsfähigkeit ab. Entscheidend ist auch, ob sie wirtschaftlich tragfähig und wie die regulatorischen Rahmenbedingungen sind. Dieses Kapitel fasst die erarbeiteten Inhalte zum potenziellen Geschäftsmodell für einen Markteintritt, die volkswirtschaftliche Wirkung sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen zusammen.

4.1 Beschreibung eines WAMS-Geschäftsmodells

Das Projekt hat untersucht, wie ein nachhaltiges Geschäftsmodell für das WAMS aussehen könnte, welche strategischen Entscheidungen hierbei zu beachten sind und inwiefern der Betrieb eines WAMS sich selbst refinanzieren kann. In diesem Kontext beschreibt das Geschäftsmodell, wie eine Organisation Wert schafft, liefert und behält. Das Projekt untersucht daher auch, welche Mehrwerte ein WAMS für Netzbetreiber und

das Energiesystem liefert. Für das im Rahmen von QUIRINUS Control entwickelte WAMS muss ein solches Geschäftsmodell die Lücke zwischen der technischen Machbarkeit und dem potenziellen systemischen Nutzen schließen.

Das beschriebene Geschäftsmodell umfasst unter anderem Zielgruppen, angebotene Leistungen, benötigte Ressourcen, Partner sowie die finanzielle Struktur. Um Geschäftsmodelle systematisch zu beschreiben und zu analysieren, hat sich das Business Model Canvas etabliert [31]. Es fasst alle relevanten Bausteine in einem klar strukturierten, visuellen Raster zusammen und erleichtert damit sowohl die gemeinsame Entwicklung eines Geschäftsmodells als auch dessen Kommunikation. Im Projekt nutzen wir das Canvas, um ein mögliches Geschäftsmodell für ein Wide-Area-Monitoring-System (WAMS) zur Spannungsqualitätsüberwachung im zukünftigen Stromnetz zu erarbeiten. Abbildung 31 stellt das entwickelte Geschäftsmodell eines WAMS in Form des Business Model Canvas übersichtlich dar.

Abbildung 32: Nutzenkategorien eines WAMS

Quelle: QUIRINUS-Control-Konsortium

Für den erfolgreichen Betrieb ist die Zusammenarbeit mit verschiedenen Schlüsselpartnern zentral. Dazu zählen vor allem Cloud-Service-Provider, die skalierbare Rechen- und Speicherressourcen für die Verarbeitung großer Datenmengen bereitstellen, sowie Softwareanbieter, die Analysefunktionen für Spannungsqualitätsdaten ergänzen. Strategische Kooperationen mit Messgeräteherstellern sichern die technische Abstimmung und Interoperabilität der Hardware, während die Zusammenarbeit mit Netzbetreibern wichtige Praxiserfahrungen aus Pilotprojekten ermöglicht. Ergänzend können Partnerschaften mit Standardisierungsgremien und Regulierungsbehörden helfen, auf technologische und regulatorische Entwicklungen frühzeitig zu reagieren. Dies ist ein entscheidender Aspekt, da eine klare regulatorische Verankerung der Kurzzeit-Spannungsqualitätsmessung die wirtschaftliche Tragfähigkeit des WAMS grundsätzlich beeinflusst.

Die Bereitstellung des WAMS erfordert zudem definierte Schlüsselaktivitäten. Diese umfassen die Installation und Integration der Messgeräte und Collector Boxes, die kontinuierliche Softwareentwicklung und -wartung (insbesondere Echtzeitverarbeitung und Fehlererkennung), die Schnittstellenentwicklung zur Gewährleistung der Interoperabilität, das Datenmanagement und die Analyse (Speicherung, Visualisierung, Algorithmen) sowie Kundensupport, Vertrieb und Forschung.

4.1.3 Nachfrage

Als primäre Kundengruppe kommen Verteilnetzbetreiber (VNB) infrage, die originär für die Netzstabilität und Versorgungsqualität verantwortlich sind. Für sie liegt der Nutzen darin, frühzeitig

Störungen und Minderqualitäten erkennen zu können, um Gegenmaßnahmen einzuleiten und die langfristige Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Allerdings ist der Anreiz für VNB, ein WAMS einzusetzen, im aktuellen regulatorischen Rahmen strittig. So haben sie keine direkten wirtschaftlichen Nachteile zu befürchten, wenn sie Minderungen der Spannungsqualität, die die Norm EN 50160 nicht erfasst, vernachlässigen. Andererseits sind die Kosten des WAMS nicht aufwandsneutral, da die Betriebskosten nicht in der Erlösobergrenze angesetzt werden können.

Ein weiteres potenzielles Kundensegment sind Industrie- und Gewerbeunternehmen, insbesondere solche mit eigenen Stromnetzen. Sie vermeiden mit einem WAMS vor allem Schäden an Geräten im Produktionsprozess und erhöhen die Lebensdauer sensibler Anlagen. Basierend auf Experteninterviews wird jedoch davon ausgegangen, dass VNB das primäre Kundensegment darstellen, da nur hier ein großskaliges Netz vorherrscht und sie den netzbereichsweiten Einsatz kontrollieren können.

Das Vertriebsdesign muss den Eigenschaften des Produkts und der Kunden Rechnung tragen. Das WAMS ist ein komplexes, individuelles Investitionsgut mit hohen Anschaffungskosten. Es handelt sich um ein „Erfahrungsgut“, dessen Nutzen demonstriert werden muss. Die Zielkunden (VNB) stellen einen begrenzten Markt dar. Als institutionelle Kunden können sie risikoavers sein und lange Planungs- und Ausschreibungsverfahren haben. Daraus leiten sich drei Kernelemente für die Vertriebskanäle ab:

1. Demonstration: Der abstrakte Nutzen muss anhand von Demonstrationsprojekten (wie QUIRINUS Control), Referenzanwendungen und Fallstudien konkretisiert werden.
2. Individualität: Aufgrund der Produktindividualität und des begrenzten Zielmarktes ist der Direktvertrieb die beste Option.
3. Langfristigkeit: Um Vertrauen aufzubauen und die Nutzung zu begleiten, sind langfristige Serviceverträge und Kooperationen sinnvoll.

Für Anbieter eines WAMS kommen grundsätzlich verschiedene Formen der Kundenbeziehung infrage – von persönlicher Betreuung über Nutzer-Communitys bis hin zu automatisierten Services. Aufgrund der hohen technischen Komplexität eines WAMS, das aus spezialisierter Messinfrastruktur und cloudbasierter Datenanalyse besteht, ist jedoch eine enge, kontinuierliche Betreuung besonders wichtig. Für Netzbetreiber, die potenziellen Hauptkunden, bedeutet dies insbesondere Schulungen, direkte Ansprechpartner und Unterstützung bei Anwendungsproblemen. Für das Geschäftsmodell eines WAMS-Anbieters ist zudem relevant, dass in Deutschland mit aktuell 867 vergleichsweise viele VNB aktiv sind, die mehrheitlich über entsprechend kleine Netzgebiete verfügen. Es gibt daher nur relativ wenige VNB mit einem ausreichend großen Netzgebiet, in dem sich der Einsatz eines WAMS überhaupt lohnen würde. In diesem Marktumfeld bietet sich ein Key-Account-Modell an, das intensive Betreuung mit festen Ansprechpartnern verbindet. Ergänzend fördern Community-Formate und Anwendertreffen den Erfahrungsaustausch und tragen so dazu bei, das System weiterzuentwickeln sowie effizient zu nutzen. Ferner ermöglicht Co-Creation, dass Kunden aktiv an der Weiterentwicklung des WAMS mitwirken. Dadurch können Funktionen praxisnah validiert und Verbesserungen schnell umgesetzt werden. Aufgrund der Innovativität und der Vielzahl von Anwendungsfällen bietet es sich zudem an, Treffen zu veranstalten, auf denen sich die Anwender und Anbieter zu ihren Erfahrungen mit dem WAMS austauschen. Hierbei entstehen sinnvolle Synergien, insbesondere weil die Netzbetreiber höchstens in geringem Ausmaß im Wettbewerb miteinander stehen.

4.1.4 Wirtschaftlichkeit

Da das WAMS primär Netzbetreiber nutzen würden, eignet sich eine klassische Wirtschaftlichkeitsanalyse nur begrenzt. Netzbetreiber sind natürliche Monopole und handeln im Rahmen der Anreizregulierung vor allem kostenorientiert, weshalb sie bei Investitionen wie einem WAMS nur ihren eigenen, „privaten“ Nutzen berücksichtigen. Der größere volkswirtschaftliche Nutzen – etwa vermiedene Schäden bei Industrie- oder Haushaltskunden – bliebe unberücksichtigt. Die Spannungsqualität erfüllt Merkmale eines öffentlichen Guts: Es besteht weder Ausschließbarkeit noch Rivalität in ihrer Nutzung. Daher kann es aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive sinnvoll sein, regulatorische Anreize zu setzen, die den Einsatz eines WAMS fördern, sofern dessen volkswirtschaftlicher Nutzen die entstehenden Kosten übersteigt. Deshalb stellt die Wirtschaftlichkeitsanalyse



Verpflichtende, stichprobenartige Spannungsmessungen sind die Voraussetzung für eine weitere Regulierung der Spannungsqualität.

die Kosten des WAMS dem volkswirtschaftlichen Nutzen gegenüber: also jenem Nutzen, der für regulatorische Entscheidungen relevant ist.

Die Gesamtkosten eines WAMS hängen maßgeblich von der Anzahl der benötigten Messgeräte ab. Auf Basis vorhandener Studien nehmen wir an, dass ein Messgerät rund 100 Netzknoten überwachen kann und ein einzelnes WAMS-Cluster für das gesamte Gebiet ausreicht. Den Berechnungen liegen die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach StromNEV zugrunde: 18 Jahre für Messgeräte und Collector Boxes sowie fünf Jahre für das zentrale WAMS-Cluster. Die Investitionskosten (CAPEX) werden über die jeweilige Nutzungsdauer als Annuität umgelegt, während die laufenden Betriebskosten (OPEX) jährlich berücksichtigt werden. Beide Komponenten ergeben zusammen die jährlichen Gesamtkosten, die mit dem möglichen Nutzen verglichen werden können. Nicht einbezogen werden Kostenpositionen, für die derzeit keine belastbaren Daten vorliegen – etwa Personalaufwand, Schulungen, Energieverbrauch oder Datenschutz. Die Analyse fokussiert sich also auf unmittelbar quantifizierbare Kostenfaktoren. Tabelle 8 listet die Kosten eines WAMS gemäß der einzelnen Kostenstellen auf.

Der volkswirtschaftliche Nutzen lässt sich am ehesten durch die vermiedenen Schäden durch Spannungsschwankungen abschätzen. Normgerechte Spannung entsteht bislang überwiegend als Nebenprodukt der konventionellen Stromerzeugung. Deshalb liegen keine belastbaren Daten zu den vermiedenen Schäden durch gesicherte Spannungsqualität vor. Um das Geschäftsmodell zu bewerten, haben wir diese daher in zwei Schritten geschätzt: Zunächst stellen wir typische wirtschaftliche Schäden bei verringerter Spannungsqualität sowie Ergebnisse aus EWI-Experteninterviews dar. Anschließend vergleichen wir verschiedene Ansätze zur Quantifizierung solcher Schäden. Darauf aufbauend bestimmen wir die wirtschaftlichen Auswirkungen für relevante Sektoren anhand einer BNetzA-Umfrage unter Industrie- und Gewerbebetrieben [33].

Tabelle 8: Kosten eines WAMS

Kostenstelle	Kostenart	Kosten	Details (Angabe aller Kosten pro Kostenstelle)
Messgeräte	CAPEX	3.000–3.500 € (einmalig)	Beschaffungskosten (inkl. Zubehör)
		750 € (einmalig, bei 10 h Aufwand)	Installationskosten
	OPEX	40 €/Jahr (bei 0,5 h Aufwand pro Jahr)	Wartungskosten
Collector Boxes	CAPEX	350–600 € (einmalig)	Beschaffungskosten
		500 €	Erstinstallation, Messgeräte-Anbindung, WAMS-Cloud-Anbindung, ggf. Mehrkosten für mehrere Collector Boxes
	OPEX	1.200 €/Jahr	Softwarewartungskosten
		75 €/Jahr	Kosten für Datenübertragung
WAMS-Cluster	CAPEX	500 € (einmalig)	Ersteinrichtung
	OPEX	1.200 €/Jahr	Kosten für Cloud-Ressourcen
		6.000 €/Jahr	Grundwartung
		6.000 €/Jahr	Lizenzkosten

Spannungsschwankungen können bei allen Stromverbrauchern wirtschaftliche Schäden verursachen. Dazu zählen vor allem Kapitalschäden an Anlagen (z. B. durch Ausfälle, Beschädigungen oder erhöhten Verschleiß) sowie Kosten aus Nutzungsausfällen, etwa durch Produktionsunterbrechungen oder eine eingeschränkte Dienstleistungsbereitstellung (siehe Abbildung 33). In stromintensiven Industrien – wie Chemie-, Metall-, Elektro- oder Glasindustrie – lösen bereits kurze Spannungseinbrüche potenziell erhebliche Prozessstörungen und Qualitätsverluste aus. Im Verkehrs- und Gebäudesektor vermuten wir aufgrund einer begrenzten Datenlage nur potenzielle, aber nicht quantifizierbare Kosten. Indirekt bestehen für Netzbetreiber somit auch Anreize, die Spannungsqualität zu erhöhen – zum Beispiel, um die Attraktivität des Standorts zu fördern und Schäden wie verkürzte Lebensdauern eigener Betriebsmittel zu vermeiden.



Die unzureichende Datenlage erschwert eine verlässliche Abschätzung der Schäden aus mangelnder Spannungsqualität.

Die quantitative Bewertung wirtschaftlicher Schäden durch verringerte Spannungsqualität ist komplex und stark anwendungsabhängig. Zum einen treten heute noch relativ wenige klar dokumentierte Schadensereignisse auf; zum anderen fehlt ein flächendeckendes Monitoring, das Schäden einzelnen Spannungsschwankungen zuordnen könnte. Auch langfristige Effekte – etwa auf Standortentscheidungen – lassen sich daher nicht isoliert bewerten. Ziel der Wirtschaftlichkeitsbewertung ist es dennoch, Ansätze aufzuzeigen, um eine grobe Größenordnung des potenziellen Nutzens eines WAMS abzuleiten.

Als Orientierung dient der Wert einer störungsfreien Stromversorgung, der den theoretischen Nutzen eines WAMS nach oben begrenzt. Üblicherweise dient hierfür der Value of Lost Load (VoLL), der jedoch vollständige Versorgungsunterbrechungen unterstellt und somit die Schäden moderater Spannungsschwankungen deutlich überschätzt. Diese führen häufig nicht zum Stillstand, sondern „nur“ zu Qualitätsverlusten, Effizienzreduktionen oder Degradation von Anlagen – Effekte, die der VoLL nicht abbildet. Daher verwenden wir im Folgenden den ergänzenden Begriff des Value of Voltage Quality (VoVQ), um den Nutzen eines WAMS über vermiedene Schäden näherungsweise zu bestimmen. Dabei setzen wir auf verfügbaren Umfragedaten der BNetzA auf [33], der derzeit umfassendsten Datenquelle zu Spannungsqualitätsproblemen in Deutschland.

Monetarisierung immaterieller Nutzenkategorien sowie der Bedarf an Vergleichen mit alternativen Maßnahmen zur Verbesserung der Spannungsqualität. Eine verbesserte Datengrundlage gilt daher als Voraussetzung für fundierte volkswirtschaftliche Bewertungen und potenzielle regulatorische Anpassungen, die wiederum entscheidend für die Tragfähigkeit eines WAMS-Geschäftsmodells sind.

4.2 Regulatorische Rahmenbedingungen und volkswirtschaftlicher Nutzen eines WAMS

Die Analyse des Geschäftsmodells zeigt, dass die Zahlungsbereitschaft der primären Kundengruppe – der Verteilnetzbetreiber – stark vom regulatorischen Umfeld abhängt. Aktuell gibt es auf Verteilnetzebene geringe regulatorische Anreize, die Spannungsqualität systematisch zu erfassen und zu verbessern. Die Kurzstudie von EWI [35] deutet darauf hin, dass der aktuelle regulatorische Rahmen in Deutschland die flächendeckende Einführung eines WAMS bei Netzbetreibern tendenziell erschwert.

4.2.1 Mechanismus der Anreizregulierung

Die Stromnetzbetreiber unterliegen als natürliche Monopole der Anreizregulierung, die nach dem Prinzip eines simulierten Wettbewerbs ausgestaltet ist. Den Netzbetreibern wird dabei eine Erlösobergrenze vorgegeben, die ihre maximalen Einnahmen aus Netzentgelten definiert. Sie basiert auf den erwarteten Kosten des Netzbetriebs und wird vor Beginn jeder Regulierungsperiode festgelegt. Während der Regulierungsperiode sind tatsächliche Kosten und Erlöse voneinander entkoppelt. Netzbetreiber haben somit einen Anreiz, ihre Produktivität zu steigern und Kosten zu senken, da sie Einsparungen gegenüber der Erlösobergrenze als Gewinn behalten können.

Der Gegenpart zu einer auf Kosteneffizienz ausgerichteten Netzregulierung ist die Qualitätsregulierung. Um sicherzustellen, dass der Kostendruck der Regulierung nicht zulasten der Qualität geht, existiert ein sogenanntes Qualitätselement (Q-Element). Dieses Bonus-Malus-System ist jedoch ausschließlich auf die Netzzuverlässigkeit fokussiert – also die Fähigkeit zur unterbrechungsfreien Versorgung. Gemessen wird diese über die durchschnittliche Dauer von Langzeitunterbrechungen (länger als 3 Minuten), mittels der Kennzahlen SAIDI und ASIDI. Die eigentliche Spannungsqualität (auch Produktqualität genannt) – also Phänomene wie Spannungsschwankungen, Flicker, Oberschwingungen oder Spannungseinbrüche im Kurzzeitbereich – berücksichtigt die deutsche Qualitätsregulierung derzeit nicht.

4.2.2 Regulatorische Implikationen für die Einführung eines WAMS

Die mit der Einführung eines WAMS verbundenen Kosten zählen zu den laufenden Betriebskosten des Netzbetreibers, sofern sie nicht unter die nach Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) anfallenden Kosten fallen. Damit werden sie bei einem Effizienzwert unter 100 % nur anteilig in die Erlösobergrenze einbezogen. Zudem werden neu anfallende Betriebskosten erst im Basisjahr erfasst und in der darauffolgenden Erlösobergrenze abgebildet [35]. Dadurch kommt es zu einer zeitlichen Verzögerung bei der Kostenanerkennung. Aus regulatorischer Sicht bedeutet dies, dass die zusätzlichen, durch ein WAMS verursachten Aufwendungen dem Effizienzdruck der Regulierung unterliegen. Sofern der Einführung eines WAMS keine unmittelbaren Kosteneinsparungen gegenüberstehen, müssen die Netzbetreiber für einen Teil der laufenden Betriebskosten aufkommen. Dies senkt die Zahlungsbereitschaft der Verteilnetzbetreiber für die Implementierung eines WAMS.

Darüber hinaus besteht für Verteilnetzbetreiber keine gesetzliche Verpflichtung, die Spannungsqualität in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen systematisch zu überwachen oder Daten darüber zu erfassen. Die europäische Norm EN 50160, die die Merkmale der Spannung definiert, findet derzeit Anwendung in den Technischen Anschlussregelungen (TAR) des VDE/FNN. Netzbetreiber werden laut BNetzA [33] „dazu angehalten“, die Grenzwerte der europäischen Norm einzuhalten. Zudem können Netzbetreiber für Schäden, die durch Überspannung entstehen, nach dem Produkthaftungsgesetz (ProdHaftG) aufkommen. Der Hersteller haftet verschuldensunabhängig – allerdings nur für Schäden an privat genutzten Produkten. Gewerbe- und Industriekunden sind in der Regel ausgeschlossen [36]. Folglich fehlt den Netzbetreibern der entscheidende monetäre Anreiz, in die Überwachung und Sicherung der Spannungsqualität zu investieren.

4.2.3 Status quo der Spannungsqualität in Deutschland

Aktuell liegt keine repräsentative Datenlage dazu vor, wie die Spannungsqualität in den Verteilnetzen ist und welche Schäden Spannungsqualitätsabweichungen verursachen. Stromverbraucher haben die Möglichkeit, bei den Netzbetreibern Informationen zur Qualität der Versorgungsspannung anzufordern [37]. Da das Monitoring der Spannungsqualität vonseiten der Unternehmen und Netzbetreiber jedoch nicht verpflichtend ist, erfolgt keine offizielle und standardisierte Berichterstattung. Öffentlich zugängliche Informationen über Spannungsqualitätsprobleme stammen daher aus freiwilligen Angaben von Unternehmen und Stromnetzbetreibern.

Mehrere Unternehmensbefragungen zur Spannungsqualität deuten auf eine wachsende Besorgnis bei Industrieunternehmen hin ([33], [38], [39]). Dennoch bewertet die BNetzA das in ihrer Befragung von 2020 ermittelte Niveau aufgrund der geringen Rücklaufquote als akzeptabel und sieht derzeit keinen regulatorischen Handlungsbedarf. Das ermittelte Niveau wird angesichts der Energiewende, des Wegfalls rotierender Massen (z. B. durch den Kohleausstieg), der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien und des zunehmenden Einsatzes leistungselektronischer Systeme als zunehmend kritisch bewertet. Die Ergebnisse der Unternehmensbefragungen basieren jedoch größtenteils auf Einzelfalluntersuchungen und liefern aufgrund der kleinen Stichprobe kein repräsentatives Bild für Deutschland. Neben der freiwilligen Befragung zur Spannungsqualität innerhalb von Unternehmen erfasst das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) in einer jährlichen Erhebung die Störungsdaten der Netzbetreiber. Die standardisierten Angaben der Netzbetreiber werden auf das jeweilige Netzgebiet hochgerechnet, sodass die FNN-Störungsstatistik rund 80 % des deutschen Stromnetzes abdeckt. Öffentlich zugängliche Daten zur Spannungsqualität erfassen kurzzeitige Spannungseinbrüche, die anhand der Anzahl kurzschlussartiger Fehler pro 100 Kilometer Leitungslänge gemessen werden. Die historische Entwicklung im Zeitraum von 2011 bis 2022 zeigt auf, dass Spannungseinbrüche auf der Mittelspannungsebene nahezu auf einem konstanten Niveau verharren [40]. Insgesamt gibt die FNN-Störungsstatistik jedoch nur bedingt Auskunft über die Spannungsqualität eines Netzgebietes, da die Statistik lediglich ein spezifisches Merkmal der Spannungsqualität abdeckt.

4.2.4 Status quo der Spannungsqualität im europäischen Ausland

Der europäische Vergleich zeigt, dass einige Länder bei der Regulierung der Spannungsqualität weiter fortgeschritten sind als Deutschland. Ein Benchmarking-Report des Council of European Energy Regulators (CEER) aus dem Jahr 2022 [41] stellt fest, dass 23 europäische Länder die Spannungsqualität auf Verteilnetzebene systematisch überwachen. Sie erfassen dafür Parameter wie Spannungsschwankungen, Flicker, Einbrüche und Oberschwingungen. Die Ansätze reichen von verpflichtenden Messungen (z. B. in Österreich) bis hin zu regulatorisch unterstützten Programmen (z. B. in Ungarn, wo die Behörde Messgeräte bereitstellt). Viele Länder, wie Italien oder Norwegen, nutzen bereits den Rollout von Smart Metern für eine automatisierte und flächendeckende Überwachung. Regulatorisch ist die Norm EN 50160 in vielen Ländern als verbindlicher Standard integriert. Wer sie nicht einhält, muss mit Kompensationszahlungen (Italien) oder reduzierten Tarifen (Lettland) rechnen. Einige Länder wie Frankreich und Italien nutzen Responsibility-Sharing Curves, um die Verantwortung für Spannungseinbrüche klar zwischen Netzbetreiber und Kunde (bzw. der Störfestigkeit seiner Geräte) aufzuteilen.



Der Nutzen des WAMS wird maßgeblich durch den von Spannungsqualitätsproblemen betroffenen Strombedarf bestimmt.

4.2.5 Handlungsbedarf und -optionen zur Regulierung von Spannungsqualität

Mit Blick auf das europäische Ausland ergeben sich für Deutschland mehrere Handlungsoptionen, um die Qualitätsregulierung weiterzuentwickeln. Ein erster Schritt wäre die Ausweitung der Messung. Dies könnte zunächst punktuell an kritischen (z. B. industriellen) Netzknoten erfolgen. Zur fundierten Bewertung der langfristigen Auswirkungen zunehmender dezentraler Einspeiser und Lasten sollten zusätzliche feste Messstellen im Rahmen eines systematischen Power-Quality-Monitorings eingerichtet werden. Ein harmonisiertes Datenmanagement kann sicherstellen, dass die Erfassung und Auswertung der Netzqualitätsdaten konsistent erfolgt und den einschlägigen europäischen Standards entspricht. Aus der

Effizienzperspektive könnten auf der Niederspannungsebene flächendeckende Messungen über den ohnehin stattfindenden Smart-Meter-Rollout realisiert werden. Diese Geräte müssen nach Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) netzrelevante Messwerte, einschließlich Spannungsdaten, erfassen. Jedoch weisen die Geräte nur eine begrenzte Messgenauigkeit und -tiefe auf und bleiben damit deutlich hinter den Anforderungen normgerechter Power-Quality-Messgeräte gemäß EN 50160 zurück. Neben diesen technischen Einschränkungen bestehen zudem regulatorische sowie datentechnische Begrenzungen. Sie stehen bislang einer umfassenden und normkonformen flächendeckenden Überwachung der Spannungsqualität entgegen.

Sobald eine umfassende Datengrundlage zur Spannungsqualität in Deutschland etabliert wäre, könnte der Regulierer in einem zweiten Schritt das Q-Element weiterentwickeln und finanzielle Anreize für die Einhaltung der Spannungsqualitätsparameter schaffen. Hierdurch wiederum könnten Anreize für den Einsatz eines WAMS entstehen. Allerdings handelt es sich hierbei um ein Henne-Ei-Problem: Ohne weitreichendes Monitoring sind die volkswirtschaftlichen Vorteile nur schwer abschätzbar. Diese wiederum sind aber die Voraussetzung, um das Monitoring regulatorisch anzureizen und auszurollen. Die Analyse des regulatorischen Rahmens sowie die Wirtschaftlichkeitsschätzung bilden hierbei nur erste Indikationen, die in Zukunft weiter zu erforschen sind.

Zusammenfassung

- Die Einführung eines Wide-Area-Monitoring-Systems (WAMS) scheitert weniger an der technischen Machbarkeit als an fehlenden wirtschaftlichen und regulatorischen Anreizen.
- Das System stiftet Nutzen durch Qualitätssicherung, Schadensvermeidung und bessere Netzplanung. Dieser Nutzen ist jedoch nur teilweise direkt monetarisierbar.
- Spannungsqualität hat Merkmale eines öffentlichen Guts – der volkswirtschaftliche Nutzen wird von einzelnen Netzbetreibern nicht vollständig berücksichtigt.
- Unter aktuellen Annahmen ist die regionale Wirtschaftlichkeit eines WAMS kritisch, insbesondere aufgrund unsicherer Schadensdaten und begrenzter Betroffenheit.
- Die deutsche Anreizregulierung fokussiert Netzzuverlässigkeit (SAIDI/ASIDI), nicht Spannungsqualität – dadurch fehlen gezielte Investitionsanreize.
- Es ist nicht verpflichtend, die Spannungsqualität flächendeckend zu erfassen – daher ist die Datenbasis unzureichend.
- Im europäischen Vergleich ist Deutschland bei der regulatorischen Einbindung von Spannungsqualität weniger weit.
- Eine breite Einführung eines WAMS erfordert bessere Datengrundlagen und neue regulatorische Rahmenbedingungen, um volkswirtschaftlichen Nutzen in investitionswirksame Anreize zu übersetzen.

KAPITEL 5

Handlungsoptionen im Kontext von QUIRINUS Control



Handlungsoptionen im Kontext von QUIRINUS Control

Eine Roadmap, um Spannungsqualitätsdaten systematisch zu erfassen, zu bewerten und zu nutzen

5.1 Zielsetzung und Einordnung der Handlungsempfehlungen

Dieses Kapitel leitet aus den Ergebnissen des Projekts konkrete Handlungsempfehlungen und eine Roadmap ab, welche die Spannungsqualität in Verteilnetzen in Zukunft sicherstellt. Der Fokus liegt dabei darauf, Spannungsqualitätsdaten in einem Wide-Area-Kontext systematisch zu erfassen, zu bewerten und zu nutzen. Unsere Empfehlungen richten sich insbesondere an Verteilnetzbetreiber, Regulierungsbehörden, politische Entscheidungsträger sowie Industrie und Forschung. Sie berücksichtigen unterschiedliche Umsetzungshorizonte und bauen auf den im Projekt entwickelten Konzepten zur datenbasierten Spannungsqualitätsbewertung auf.

5.2 Zentrale Botschaften aus QUIRINUS Control

Aus den Projektarbeiten lassen sich mehrere zentrale Botschaften ableiten, die den Rahmen für unsere Handlungsempfehlungen bilden.

5.2.1 Zukünftige Relevanz der Spannungsqualität

Die Spannungsqualität wird zukünftig deutlich an Bedeutung gewinnen. Nur die allgemeine Versorgungsqualität (z. B. SAIDI) zu betrachten, reicht nicht aus, um fundierte Aussagen über

den Zustand und die Entwicklung der Spannungsqualität zu treffen. Die im Projekt identifizierten Unterschiede zwischen heutiger Netzsituation und zukünftigen Anforderungen verdeutlichen, dass Spannungsqualität ein eigenständiges Qualitätsmerkmal der Stromversorgung darstellt und gesondert betrachtet werden muss.

5.2.2 Fehlende Datengrundlage für eine kontinuierliche Wide-Area-Überwachung

Ein zentrales Ergebnis des Projekts ist die Erkenntnis, dass bislang kein ausreichendes, flächendeckendes Monitoring der Spannungsqualität in der Niederspannung existiert. Vorhandene Messungen sind nur eingeschränkt vergleichbar. Sie erfolgen meist punktuell, häufig anlassbezogen und ohne eine einheitliche Einbettung in ein konsistentes Netzmodell.

QUIRINUS Control zeigt, dass erst die Kombination hochauflöser Messdaten mit standardisierten Netzdaten und deren Zusammenführung in einem WAMS eine netzweite Bewertung möglich macht. Ohne eine solche Datenbasis bleiben Spannungsqualitätsprobleme häufig unsichtbar oder werden erst erkannt, nachdem bereits Schäden aufgetreten sind.

5.2.3 Unterstützung von Investitionsentscheidungen durch QC-Daten

Die im Projekt erhobene und analysierte Datenbasis ermöglicht es erstmals, die Spannungsqualität über größere Netzgebiete hinweg objektiv zu bewerten. Diese Daten können gezielt genutzt werden, um Investitionsentscheidungen zu unterstützen, beispielsweise zur Priorisierung von Netzverstärkungsmaßnahmen oder zum gezielten Einsatz von Betriebsmitteln. Damit leistet QUIRINUS Control einen wesentlichen Beitrag zur fundierten, datenbasierten Entscheidungsfindung im Netzbetrieb und in der Netzplanung. Statt pauschaler oder rein vorsorglicher Maßnahmen setzen Investitionen gezielt dort an, wo tatsächlich relevante Spannungsqualitätsrisiken bestehen. Damit tragen die Daten dazu bei, Netzplanung und -betrieb effizienter zu gestalten.

5.2.4 Frühzeitiges Handeln ist entscheidend

Frühzeitig auf eine Verschlechterung der Spannungsqualität zu reagieren, ist essenziell. Die im Projekt durchgeführten Simulationen zeigen: Im Jahr 2035 ist mit einem steigenden und stärker schwankenden Lastaufkommen zu rechnen, das die Spannungshaltung direkt beeinflusst. Die quasistationären Simulationen prognostizieren eine deutlich häufigere Unterspannung sowie eine signifikante Zunahme der Spannungsänderungen zwischen aufeinanderfolgenden Minutenwerten. Insgesamt verändert sich die Spannungssituation im Szenario 2035 wesentlich dynamischer als im heutigen Zustand. Ergänzend weisen die dynamischen Simulationen darauf hin, dass durch den zunehmenden Einsatz umrichterbasierter Anlagen im Zukunftsszenario standortübergreifend eine erhöhte Spannungsverzerrung (THD) zu erwarten ist. Die prinzipbedingten Störaussendungen dieser Anlagen sind daher frühzeitig in der Netzplanung zu berücksichtigen.

Gleichzeitig ist zu beachten, dass derzeit keine repräsentative Datenbasis zur Spannungsqualität vorliegt. Wie oft es wahrscheinlich zu einem schnellen und deutlichen Absinken kommt, dazu ist keine belastbare Aussage möglich. Die geäußerte Besorgnis stützt sich daher nicht auf statistisch abgesicherte Wahrscheinlichkeiten, sondern auf modellierte Zukunftsszenarien, strukturelle Veränderungen im Energiesystem sowie auf identifizierte Verschlechterungstendenzen.

Vor diesem Hintergrund sollten bereits heute die Ursachen lokaler und regionaler Abweichungen der Spannungsqualität systematisch analysiert und geeignete Lösungsansätze entwickelt werden. Denn ein rein reaktives Vorgehen ist nur eingeschränkt möglich und in der Regel mit erheblichen Kosten verbunden.



Die Spannungsqualität wird an Bedeutung gewinnen.

QUIRINUS Control bietet die methodische Grundlage, um Trends und Muster frühzeitig zu erkennen sowie Gegenmaßnahmen rechtzeitig zu planen und umzusetzen. Ein Wide-Area-Monitoring-System (WAMS) schafft dabei die erforderliche Transparenz, indem es sowohl kurzfristige Spannungsereignisse als auch langfristige Entwicklungen systematisch erfasst und auswertet. Zugleich ist zu berücksichtigen, dass ein WAMS mit zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten verbunden ist und im aktuellen regulatorischen Rahmen unter Effizienzdruck steht. Die Einführung eines solchen Systems erfordert daher nicht nur eine technische, sondern auch eine wirtschaftliche und regulatorische Einbettung, um den langfristigen Nutzen einer verbesserten Transparenz und Steuerungsfähigkeit realisieren zu können.

5.2.5 Notwendigkeit einer automatisierten, effizienten Datenverarbeitung

Für eine breite Anwendung ist eine automatisierte Lösung erforderlich, die große Datenmengen unterschiedlicher Formate und Qualitäten effizient speichert, analysiert und aggregiert darstellt. Die automatische Verarbeitung, Voranalyse und Aggregation von Messdaten ist eine zentrale Voraussetzung für den praktischen Einsatz eines WAMS. QUIRINUS Control demonstriert, dass hierfür sowohl klassische Datenverarbeitungsansätze als auch KI-gestützte Methoden, etwa zur Zustandsschätzung, geeignet sind. Eine effiziente Datenverarbeitung ist damit nicht nur eine technische, sondern auch eine organisatorische Voraussetzung, um Spannungsqualitätsdaten zu nutzen. Der im Projekt entwickelte Ansatz ist durch automatische Verarbeitung, Voranalyse und Aggregation von Messdaten effizienter als das aktuell auf EU-Ebene geforderte Datenaustauschformat. Dadurch können Kosten gesenkt und personelle Ressourcen entlastet werden, sodass diese für andere zentrale Aufgaben im Netzbetrieb zur Verfügung stehen.

5.3.4 Roadmap zur Weiterentwicklung von QUIRINUS Control

Die im Projekt entwickelte WAMS-Architektur stellt eine belastbare Grundlage für eine Weiterentwicklung dar. Eine mögliche Roadmap umfasst die schrittweise Erweiterung der Messinfrastruktur, die Vertiefung automatisierter Analyseverfahren sowie die Integration weiterer Datenquellen. Parallel dazu sollte die regulatorische Einbettung konkret weiterentwickelt werden, indem zunächst eine systematische und flächendeckende Erfassung der Spannungsqualität etabliert wird, auf deren Basis der Regulierer das bestehende Q-Element weiterentwickeln und finanzielle Anreize für die Einhaltung von Spannungsqualitätsparametern schaffen kann. Zudem wäre zu prüfen, inwieweit eine klarere Verpflichtung zur systematischen Überwachung der Spannungsqualität eingeführt werden kann, da derzeit keine gesetzliche Verpflichtung zur umfassenden Datenerhebung in Nieder- und Mittelspannungsnetzen besteht. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die zusätzlichen Kosten eines WAMS aktuell dem Effizienzdruck der Regulierung unterliegen und somit die Zahlungsbereitschaft der Netzbetreiber begrenzen. Eine regulatorische Weiterentwicklung müsste daher sowohl geeignete Anreizmechanismen als auch eine angemessene Kostenanerkennung vorsehen, um den langfristigen Betrieb und die Skalierung eines WAMS zu ermöglichen.

5.4 Zusammenfassung der zentralen Handlungsempfehlungen

QUIRINUS Control zeigt, dass die Sicherung der Spannungsqualität im zukünftigen Energiesystem eine strategische Aufgabe ist. Zentrale Handlungsempfehlungen betreffen den frühzeitigen Aufbau einer geeigneten Datengrundlage, die Nutzung automatisierter Auswertungsverfahren sowie geeignete regulatorische Rahmenbedingungen. Ein WAMS dient dabei als zentrales Instrument, um Spannungsqualität transparent, vergleichbar und systematisch zu bewerten. Die im Projekt entwickelten Konzepte liefern hierfür eine fundierte Grundlage. Gleichzeitig zeigen sie den weiteren Handlungsbedarf auf.

Zusammenfassung

- Spannungsqualität wird im zukünftigen Energiesystem zu einer strategischen Steuerungsgröße.
- Es fehlt derzeit eine flächendeckende, systematische Datengrundlage – ohne Wide-Area-Monitoring bleiben Risiken teilweise unsichtbar.
- QC-Daten ermöglichen erstmals eine objektive, netzweite Bewertung und unterstützen gezielte, effiziente Investitionsentscheidungen.
- Zukunftsszenarien zeigen eine zunehmende Dynamik, häufigere Unterspannungen und steigende Verzerrungen (THD) – frühzeitiges Handeln ist entscheidend.
- Ein WAMS schafft Transparenz über kurz- und langfristige Entwicklungen, erfordert jedoch eine wirtschaftliche und regulatorische Einbettung.
- Automatisierte und KI-gestützte Datenverarbeitung ist Voraussetzung, um große Datenmengen skalierbar und praktisch zu nutzen.
- Nichthandeln oder eine rein marktgetriebene Einführung birgt Risiken wie Intransparenz, ineffiziente Investitionen und schleichende Qualitätsverschlechterung des Netzes.
- Als Erkenntnis aus dem Projekt ergibt sich die Notwendigkeit, eine systematische Messinfrastruktur aufzubauen, um die Spannungsqualität flächendeckend zu erfassen, außerdem den Regulierungsrahmen weiterzuentwickeln, insbesondere durch die Integration von Spannungsqualitätsparametern in das Q-Element, sowie geeignete wirtschaftliche Anreizmechanismen zu schaffen, die den Aufbau und Betrieb entsprechender Monitoring-Systeme unterstützen. QUIRINUS Control liefert die methodische und technische Grundlage, um ein WAMS schrittweise zu skalieren und den regulatorischen Rahmen weiterzuentwickeln.

Referenzen

Hinweis: Aus technischen Gründen der Barrierefreiheit gibt es bei mehrfach zitierten Quellen für jede Zitierung einen eigenen Eintrag in der Referenzliste.

- [1] [a] DIN EN 50160 (2022)
- [b] DIN EN 50160 (2022)
- [c] DIN EN 50160 (2022)
- [2] Interconnector GmbH (2022). Netzfrequenz. Abgerufen am 18. August 2026 von <https://www.interconnector.de/wissen/netzfrequenz/>
- [3] [a] Kamenka, A.: Oberschwingungen Kapitel 1: Oberschwingungen – die Grundlagen. IHKS FachJournal, 26. Apr. 2019, www.ihks-fachjournal.de/online/page/2/. Zugriffen am 18. August 2026
- [b] Kamenka, A.: Oberschwingungen Kapitel 1: Oberschwingungen – die Grundlagen. IHKS FachJournal, 26. Apr. 2019, www.ihks-fachjournal.de/online/page/2/. Zugriffen am 18. August 2026
- [4] [a] A. Eberle GmbH & Co. KG. (2024). Power Quality/Versorgungsqualität. Abgerufen am 18. August 2026 von <https://www.a-eberle.de/wissen/power-quality/>
- [b] A. Eberle GmbH & Co. KG. (2024). Power Quality/Versorgungsqualität. Abgerufen am 18. August 2026 von <https://www.a-eberle.de/wissen/power-quality/>
- [c] A. Eberle GmbH & Co. KG. (2024). Power Quality/Versorgungsqualität. Abgerufen am 18. August 2026 von <https://www.a-eberle.de/wissen/power-quality/>
- [d] A. Eberle GmbH & Co. KG. (2024). Power Quality/Versorgungsqualität. Abgerufen am 18. August 2026 von <https://www.a-eberle.de/wissen/power-quality/>
- [e] A. Eberle GmbH & Co. KG. (2024). Power Quality/Versorgungsqualität. Abgerufen am 18. August 2026 von <https://www.a-eberle.de/wissen/power-quality/>
- [f] A. Eberle GmbH & Co. KG. (2024). Power Quality/Versorgungsqualität. Abgerufen am 18. August 2026 von <https://www.a-eberle.de/wissen/power-quality/>
- [g] A. Eberle GmbH & Co. KG. (2024). Power Quality/Versorgungsqualität. Abgerufen am 18. August 2026 von <https://www.a-eberle.de/wissen/power-quality/>
- [h] A. Eberle GmbH & Co. KG. (2024). Power Quality/Versorgungsqualität. Abgerufen am 18. August 2026 von <https://www.a-eberle.de/wissen/power-quality/>
- [5] [a] Kolb, T., Lautz, H.: Power Quality. Ein komplexes Thema verständlich erklärt (VDE Verlag, 2023)
- [b] Kolb, T., Lautz, H.: Power Quality. Ein komplexes Thema verständlich erklärt (VDE Verlag, 2023)
- [6] [a] Kompensation von Spannungseinbrüchen. Freqcon (2026), www.freqcon.com/anwendungen/kompensation-von-spannungseinbruechen/. Zugriffen am 18. August 2026
- [b] Kompensation von Spannungseinbrüchen. Freqcon (2026), www.freqcon.com/anwendungen/kompensation-von-spannungseinbruechen/. Zugriffen am 18. August 2026
- [7] Ulrich, H., Weber, H.: Laplace-, Fourier- und z-Transformation. Grundlagen und Anwendung (Springer Verlag, 2017)
- [8] [a] Garn, T. et al.: Parameters Of Rapid Voltage Changes And Their Effects On Power Quality (2022), <https://share.google/28sQUBrZAPaf1Q35i>
- [b] Garn, T. et al.: Parameters Of Rapid Voltage Changes And Their Effects On Power Quality (2022), <https://share.google/28sQUBrZAPaf1Q35i>

- [9] [a] Humpert, C.: Hochspannungsübertragungstechnik Vorlesung 2. Vorlesungsskript, Technische Hochschule Köln (2023)
- [b] Humpert, C.: Hochspannungsübertragungstechnik Vorlesung 2. Vorlesungsskript, Technische Hochschule Köln (2023)
- [10] [a] Jahn, R.: Einsatz eines Niederspannungslängsreglers zur Behebung von Spannungsunsymmetrien hervorgerufen durch Elektromobilität und dezentrale Energieerzeugung, Masterarbeit an der TU Dortmund (2020)
- [b] Jahn, R.: Einsatz eines Niederspannungslängsreglers zur Behebung von Spannungsunsymmetrien hervorgerufen durch Elektromobilität und dezentrale Energieerzeugung, Masterarbeit an der TU Dortmund (2020)
- [11] [a] Illinois Institute of Technology – Information Trust Institute (ITI), <https://iti.illinois.edu/>, Zugriff im Februar 2026
- [b] Illinois Institute of Technology – Information Trust Institute (ITI), <https://iti.illinois.edu/>, Zugriff im Februar 2026
- [12] cimpym – Open-Source-Python-Bibliothek, <https://github.com/RWTH-IAEW/cimpym>, Zugriff im August 2026
- [13] Kraftfahrt-Bundesamt (KBA): Bestand nach Gemeinden/Zulassungsbezirken, Stand 2023 (2023)
- [14] Statistisches Bundesamt (Destatis): Lohn- und Einkommensteuer (2023)
- [15] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Szenario TN-Strom (Karlsruhe, 2021)
- [16] Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV), Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR): Regional-statistische Raumtypologie (RegioSta7) (Bonn/Berlin, 2023)
- [17] Vertgehall, C. M., Trageser, M., Kurth, M., Bong, A., Homann, N., Ulbig, A.: Modelling georeferenced locations of charging infrastructure and electric vehicles based on socio-economic parameters, IET Conf. Proc., 2022, (3), S. 859–863
- [18] Gotzens, F., Gillessen, B., Burges, S. et al.: DemandRegio – Harmonisierung und Entwicklung von Verfahren zur regionalen und zeitlichen Auflösung von Energienachfragen: Abschlussbericht (Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich, 30.09.2020)
- [19] Bundesverband Wärmepumpe (BWP): Branchenstudie 2023: Marktentwicklung – Prognose – Handlungsempfehlungen (2023)
- [20] OpenEnergyPlatform, Reiner Lemoine Institut, fortiss, OFFIS: open-MaStR: open-MaStR (GitHub, 2024)
- [21] Thünen-Landatlas: Karten und Daten zu ländlichen Räumen in Deutschland, <https://karten.landatlas.de/>, Zugriff im Juli, 2024
- [22] [a] Zdrallek, M.: Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen. Abschlussbericht (Bonn/Berlin, 2019)
- [b] Zdrallek, M.: Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen. Abschlussbericht (Bonn/Berlin, 2019)
- [23] Wirtz, C., Fröhlich, C., Vanselow, A., Krah, S. and Moser, A.: Sequential hybrid power-flow and EMT simulations for investigating power quality in distribution grids, 23rd Wind & Solar Integration Workshop (WIW 2024), hybride Konferenz, Helsinki, 2024, S. 939-944, doi: 10.1049/icp.2024.3897.
- [24] Technische Universität Braunschweig – Institut für Elektrische Maschinen, Antriebe und Bahnen (ELENIA): Abschlussbericht zum Verbundvorhaben U-Quality: Auswirkungen zukünftiger Netznutzungsfälle der Niederspannung: Photovoltaik, Elektrofahrzeuge, PV-Batteriespeichersysteme und Power-to-Heat-Anwendungen und ihre Betriebsweise auf die Spannungsqualität (Spannungsgrenzen, Gradienten, Unsymmetrie, Oberschwingungen, Flicker) und deren Beherrschung (2022)
- [25] Mobilität in Deutschland (MiD), <https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/>, Zugriff im Februar 2026
- [26] FNN: FNN-Hinweis: Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) – Einsatz in Netzplanung und Betrieb (Berlin), 2016)
- [27] Peng, F. Z., Adams, D. J.: Harmonic sources and filtering approaches-series/parallel, active/passive, and their combined power filters. 34th Annual Meeting of the IEEE Industry Applications, Phoenix, AZ, USA, 3-7 Oct. 1999, S. 448–455
- [28] Akagi, H.: Active Harmonic Filters, Proc. IEEE, 2005, 93, (12), S. 2128–2141
- [29] Active Filters for Harmonic Elimination, <https://www.monolithicpower.com/en/learning/mpscholar/power-electronics/power-quality-and-harmonics/active-filters-for-harmonic-elimination>, Zugriff im Februar 2026
- [30] Pfeifer, P. P.: Betriebsplanung für aktive Verteilnetze. Dissertation, RWTH Aachen University, 2023
- [31] Osterwalder, A.: The Business Model Ontology – A Proposition in a Design Science Approach, 2004
- [32] Osterwalder, A., Pigneur, Y.: Business Model Generation, 2011, https://www.ciendo.com/img/books/extract/3593411539_lp.pdf

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vereinfachtes Datenflussdiagramm des WAMS	13
Abbildung 2: Einfluss von Harmonischen	16
Abbildung 3: Spannungseinbruch (Dip) und Spannungserhöhung (Swell)	18
Abbildung 4: Rapid Voltage Change (RVC)	19
Abbildung 5: Flickerflimmern	19
Abbildung 6: Spannungsunsymmetrien	21
Abbildung 7: Vereinfachtes Datenflussdiagramm des WAMS	27
Abbildung 8: WAMS-Oberfläche	28
Abbildung 9: Netzdatenkarte	29
Abbildung 10: Zeitreihenvisualisierung	30
Abbildung 11: Störschriebvisualisierung	31
Abbildung 12: Cloud-Infrastruktur	32
Abbildung 13: Beispielhafte Darstellung der frequenzabhängigen Netzimpedanz	41
Abbildung 14: Ablaufdiagramm zum gekoppelten Simulationsprozess mit quasistationärer und dynamischer Simulation	45
Abbildung 15: Aggregierte Darstellung je 50 Kundenanlagen an einem exemplarischen Tag (1 Zeitschritt = 1 Minute)	46
Abbildung 16: Matrixdarstellung zu Spannungsabsenkungen	50
Abbildung 17: Vergleich der Total Harmonic Distortion (THD) der Spannung nach Standort und Szenario bei typischer Umrichterstöreinprägung	52
Abbildung 18: Ausbreitung von harmonischen Verzerrungen bei verstärkter Störung einer Einzelanlage nach Szenario und Abstand von Störknoten	53
Abbildung 19: Ausgehend von wenigen Messungen der Spannungsqualität in einem Stromnetz werden mithilfe der Zustandsschätzung entsprechende Größen an allen Knoten (rechts) abgeschätzt	54
Abbildung 20: Methoden der Spannungsqualitätszustandsschätzung und abgeschätzte Größen	55
Abbildung 21: Ablauf der Netzzustandsschätzung	56
Abbildung 22: Schematischer Aufbau eines Multi-Layer-Perzeptrons (links) und Ablauf des Forward Pass (rechts)	57
Abbildung 23: Vergleich von Dense Neural Networks (DNN, links) und Physics-Aware Neural Networks (PANN, rechts) PANN prägen die Stromnetzstruktur in die Verbindungen der Neuronen ein.	58
Abbildung 24: CIGRE-Niederspannungsverteilstromnetz bestehend aus Wohngebiet, Industriezweig und Gewerbegebiet, erweitert um drei PV-Anlagen und mit Spannungsqualitätsmessgeräten in Rot markiert.	59
Abbildung 25: Oberschwingungsgesamtverzerrung (Total Harmonic Distortion, THD) an drei ausgewählten Knoten	60
Abbildung 26: Kumulative Verteilungsfunktion der gemittelten absoluten Fehler	61

Abbildung 27: Abschätzungen eines diskreten Zustandes mehrerer Modelle	62
Abbildung 28: Microgrid an der TH Köln, bestehend aus sechs steuerbaren, bidirektionalen Wechselrichtern an den Knoten 9 bis 14, die variable Haushaltslasten und -erzeuger darstellen und auf der Gleichstromseite mit einem Batteriepool verbunden sind	63
Abbildung 29: Abschätzung und tatsächliche Werte der Oberschwingungsgesamtverzerrung (THD) im echten Netz (Microgrid)	64
Abbildung 30: Spannungsband bei zunehmender rONT-Durchdringung	66
Abbildung 31: Business Modell Canvas für ein WAMS.....	73
Abbildung 32: Nutzenkategorien eines WAMS	74
Abbildung 33: Potenzielle Schäden durch verringerte Spannungsqualität in der Industrie	77
Abbildung 34: Break-Even-Analyse des WAMS-Geschäftsmodells	78

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Die Norm DIN EN 50160	16
Tabelle 2: Grenzwerte für die zulässigen Anteile von Harmonischen im Versorgungsnetz	17
Tabelle 3: Transienten	20
Tabelle 4: Auftrittshäufigkeit von PQ-Phänomenen zwischen KW 16 2023 und KW 30 2025	40
Tabelle 5: Zusammenfassung der Simulation	48
Tabelle 6: Ergebnisse der quasistationären Simulation anhand der exemplarischen anonymisierten Testnetze	49
Tabelle 7: Gegenmaßnahmen	68
Tabelle 8: Kosten eines WAMS	76

Formeln

Formel 1	16
Formel 2	17
Formel 3	17
Formel 4	20
Formel 5	20
Formel 6	51
Formel 7	67

Abkürzungsverzeichnis

WAMS	Wide-Area-Monitoring-System
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
HMI	Human-Machine Interface
NTP	Network Time Protocol
PTP	Precision Time Protocol
PMUs	Phasor Measurement Units
PQ	Power Quality
WLS	Weighted Least Squares
RVC	Rapid Voltage Change
SVD	Singular Value Decomposition
SSH	Steady State Hypothesis
SV	State Variables
EQ	Equipment (Ausstattung/Anlagenteile)
TP	Topologie
CGMES	Common Grid Model Exchange Standard
CIM	Common Information Model
CIMPyORM	Mapping-Logik zur CGMES-Transformation
DL	Diagram Layout
GL	Geographical Location (geografische Koordinaten)
VoLL	Value of Lost Load (Wert der Verlustlast) – hier als volkswirtschaftlicher Schaden
VoVQ	Value of Voltage Quality (Wert der Spannungsqualität) – Nutzen von Vermeidung von Schäden
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
MsBG	Messstellenbetriebsgesetz
CEER	Council of European Energy Regulators
COMTRADE	Kommunikationsformat für Störschriebe
ERA5	Era5-Datensatz des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
MaStR	Marktstammdatenregister
DNN	Deep Neural Network
PANN	Physics-Aware Neural Network
EVOsim	Eigenverbrauchsoptimierungssimulation
IGP	Intelligent Grid Platform
MQTT	Message Queuing Telemetry Transport
KPI	Key Performance Indicator

ERP	ERP
MAE	Mean Absolute Error
CDF	Cumulative Distribution Function; kumulative Verteilungsfunktion
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (durchschnittliche Unterbrechungsdauer)
ASIDI	Additional SAIDI (gewichteter SAIDI je Netzbereich)
RMS	Root Mean Square (effektivwerte der Spannung beschreiben die tatsächlich wirksame Höhe der elektrischen Spannung über einen bestimmten Zeitraum und sind damit eine zentrale Kenngröße zur Bewertung der Spannungsqualität. Im Gegensatz zu Momentanwerten liefern RMS-Werte eine geglättete, praxisrelevante Größe, die direkt mit der Belastung und dem Verhalten elektrischer Verbraucher zusammenhängt.)
TB	Terabyte
CNN	Convolutional Neural Network
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
API	Application Programming Interface

Formelzeichen

Variablenname	Beschreibung	Einheit
THD	Total Harmonic Distortion = Oberschwingungsgesamtverzerrung, Gesamtüberschwingungsgehalt. Gesamtverzerrung der Harmonischen im Verhältnis zur Grundfrequenz	Prozent (%)
Δf	Schrittweite, Spannungsdelta. Spannungsänderungspotenzial bei Schnellspannungsänderungen	Prozent (%)
U	Spannung	Volt (V)
F	Netzfrequenz	Hertz (Hz)
ΔU_n	Maximale Spannungsänderung innerhalb spezieller Bedingungen	Prozent (%)
U_n	Nennspannung	Volt (V)
P	Wirkleistung. Leistungskomponenten. Leistungsparameter	Kilowatt (kW)
Q	Blindleistung. Leistungskomponenten. Leistungsparameter	Kilovoltampere (kVA)
S	Scheinleistung. Leistungskomponenten. Leistungsparameter	KilovAr (kVar)
$\cos \phi$	Leistungsfaktor	zwischen -1 und 1

