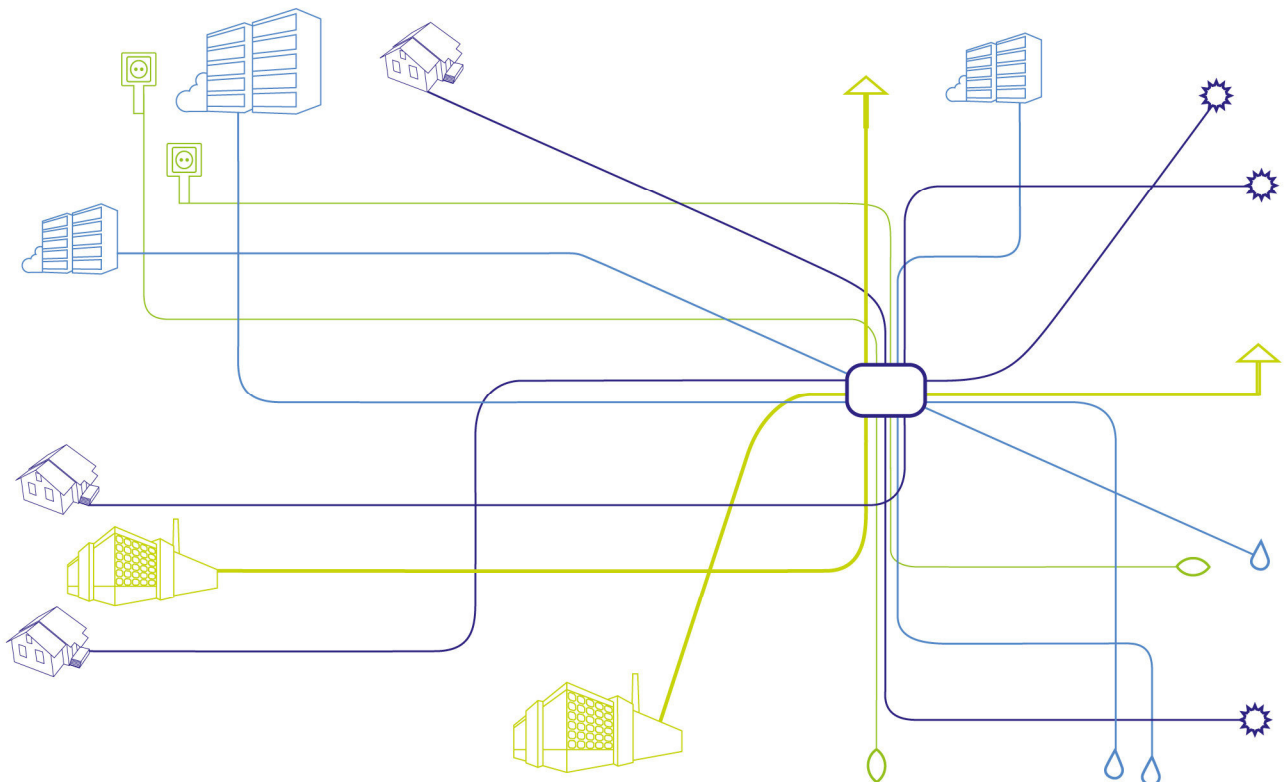




Innovative Solutions to Optimize Low Voltage Electricity Systems

Power Snap-Shot Analysis by Meters



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	1
2	Einleitung	3
2.1	Aufgabenstellung	3
2.2	Zielsetzung und Schwerpunkte des Projekts	3
2.3	Einordnung in das Programm	4
2.4	Verwendete Methoden	4
2.5	Aufbau und Ergebnisse der Arbeit	5
3	Inhaltliche Darstellung	6
3.1	Power SnapShot Analysis Methode	6
3.1.1	Spezifikation und Konzept der PSSA-M	6
3.1.2	Simulation und Verifikation der PSSA	7
3.1.3	Phasenerkennung und Zuordnung	7
3.1.4	Plattform für die mobile PSSA	8
3.1.5	Abschätzung des Einflusses der Oberschwingungen	8
3.1.6	Implementierung der Software / Hardware für die PSSA	8
3.1.7	Validierung der PSSA	10
3.1.8	Validierung der Netzmodelle	10
3.2	Analyse von Niederspannungsnetzen	11
3.2.1	Netzdatenmodelle – Modellierung des Niederspannungsnetzes	11
3.2.2	Messkampagnen in 34 Ortsnetzen	12
3.2.3	Integration und Implementierung der Plattform für die Auswertung (PSSHost)	12
3.2.4	Charakterisierung der Netze und Stränge	16
3.2.5	Modellvalidierung	29
3.2.6	Einfluss der Erdungsimpedanzen auf die Spannungsanhebung	31
3.3	Potentialanalyse: Smart Grids Controls für Niederspannungsnetze	33
3.3.1	Quantifizierung der Auswirkung von Dezentralen Erzeugern	33
3.3.2	Entwicklung von Smart Grids Methoden (Konzepte und Potentiale)	34
3.3.3	Symmetrisierung der Phasenbelastung	36
3.3.4	Erweiterte Anschlussbedingungen	37
3.3.5	Evaluierung der kritischen Knoten für die Spannungsregelung	38
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	40
4.1	Erkenntnisse	40
4.1.1	Phasenzuordnung im Niederspannungsnetz	40
4.1.2	Einfluss der Oberschwingungen	40
4.1.3	Modellierung und Simulation von Niederspannungsnetzen im Vierleitermodell	40
4.1.4	Einfluss des Erdungswiderstands	40
4.1.5	Auswirkungen der Unsymmetrie und Symmetrierung auf das Spannungsband	41

4.1.6	Erweiterte Anschlussbedingungen	41
4.1.7	Simulation von Niederspannungsnetzen mit Power SnapShot Daten	42
4.1.8	Charakterisierung der Niederspannungsnetze.....	43
4.1.9	Blindleistungs-basierte Spannungsregelung.....	44
4.1.10	Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators.....	44
4.1.11	Bestimmung kritischer Knoten für Smart Grid Controls.....	45
4.1.12	Automatisierung der Anwendung und Auswertung der Power SnapShot Analyse	45
4.1.13	Schwierigkeiten des Rollouts ohne Störung des Zählerbetriebs	46
4.2	Zusammenfassung.....	46
5	Ausblick und Empfehlungen.....	46
5.1	Ausblick.....	46
5.1.1	Systematische Untersuchungen auf Basis der Power SnapShot Daten.....	46
5.2	Weiterführende Arbeiten und Folgeprojekte	46
5.3	Anwendung und Empfehlungen.....	47
6	Literaturverzeichnis.....	49
7	Anhang	50
8	Kontaktdaten.....	52

2 Einleitung

2.1 Aufgabenstellung

Mangels geeigneter, effizienter Methoden und umfassender elektronischer Netzdaten konnten bislang Niederspannungsnetze nur unzureichend untersucht werden. Aus diesem Grund wird bei der Netzplanung (und –betrieb) eine Reserve, in Form von großen Sicherheitszuschlägen, eingeplant. Ein Nachteil neben den zusätzlichen Kosten ist auch der Effizienzverlust im Sinne einer optimalen Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur für Erzeuger und Verbraucher.

In Ortsnetzen, die dem aktuellen Stand der Technik, entsprechen werden ausschließlich passive Komponenten eingesetzt. Typisch wird ein Ortsnetz bei Neuerrichtung von einer möglichst zentral gelegenen Transformatorstation in Sternform über 3-10 Kabelstränge mit Standardquerschnitten (95...240mm² Al) ausgeführt. Im Zuge der Instandhaltung werden die oft mit geringem Querschnitt ausgeführten alten Freileitungen durch Bündelleitungen ersetzt, wobei diese gegenüber den Erdkabeln geringere Querschnitte haben. In Gebieten hoher Verbraucherdichte werden die Stränge in offenen Ringen betrieben und zusätzlich mit Ersatzversorgungsmöglichkeiten aus benachbarten Ortsnetzen versehen. Die dabei auftretenden Stranglängen betragen bis zu etwa 1 km. Es muss durch die Planung gewährleistet sein, dass ohne genaue Kenntnis einzelner Netzzustände (Last bzw. Erzeugung und Schaltzustand) alle Anforderungen der Versorgungsqualität erfüllt und keine Betriebsmittel überlastet werden. Netzzustände werden hinsichtlich der Lasten aus den oft spärlichen Informationen, über die Kundenanlagen und auf Basis der Erfahrung geschätzt. Für Erzeugungsanlagen erfolgt die Planung ohne Berücksichtigung der gleichzeitig gegebenen Lasten.

2.2 Zielsetzung und Schwerpunkte des Projekts

Zentrales Forschungsziel dieses Projekts ist die Analyse vorhandener Netzreserven und des Potenzials für ein aktives Verteilernetz gegenüber dem derzeitigen passiven Netzbetrieb von Niederspannungsnetzen. Dazu wird als wesentlicher, innovativer Schritt der Einsatz von elektronischen Zählern (Smart Meter) mit speziellen Zusatzfunktionen notwendig, um die zukünftigen Anforderungen eines intelligenten Verteilernetzes zu erfüllen.

Die realen Verhältnisse in Niederspannungsnetzen (Nullung, Unsymmetrien, Lastschwankungen) sind nicht in Simulationstools erfasst und es gibt auch keine geeigneten Modelle. Durch den Einsatz von Smart Metern mit erweiterten Messfunktionen ist die Charakterisierung von Niederspannungsnetzen und eine Modellbildung möglich[1].

Die Implementierung der hier entwickelten Methoden wird dazu beitragen, das Verständnis über das Niederspannungsnetz zu vertiefen und daraus eine wesentliche Verbesserung der Netzplanung und des Netzbetriebes zu erzielen. Den Vorteilen, die sich dabei ergeben werden, stehen zusätzliche Kosten im Mess- bzw. Zählerwesen gegenüber. Die Ergebnisse des Projekts werden zeigen, welche zusätzlichen

Anforderungen für die angewandten Methoden an die Hardware und Datenübertragungskapazitäten erforderlich sein werden. Die entwickelte Zusatzfunktion "elektronisches Messsystem im Zähler" bedeutet eine *Verbesserung des bestehenden Systems "Verteilernetz"* und eine *Verbesserung für das zukünftige intelligente Energiesystem* im Sinne der Zustandserfassung für Netzplanung und -betrieb.

In folgenden Gebieten werden die aus dem Projekt ISOLVES:PSSA-M gewonnenen Erkenntnisse zur Anwendung kommen bzw. für weitere Entwicklungen verwendet werden:

Netzplanung

- Beobachtung der *Spannungsqualität in Hinsicht auf Höhe der Spannung und Unsymmetrie* (Werte innerhalb der zulässigen Grenzen und damit Identifizierung von kritischen Bereichen)
- Ableitung von *Netzmodellen*, die für die in der Planung notwendige Untersuchungen geeignet sind (z.B. Anschlussbeurteilung für neue dezentrale Erzeugungsanlagen)
- Besseres Verständnis und graphische Darstellung der *Netzparameter*

Netzbetrieb

- Einbindung der gemessenen Spannungswerte als Parameter für Spannungsregelungskonzepte in Niederspannungsnetzen

2.3 Einordnung in das Programm

Das in der 2. Ausschreibung des Programms „Neue Energien 2020“ im Themenschwerpunkt: 3.1.1 *Smart Metering* genannte Thema: *Entwicklung neuer Ansätze zur verbesserten Systemintegration und Automatisierung von Stromnetzen durch Smart Metering* – ist das Hauptziel dieses Projektes.

Auch die im Themenschwerpunkt 3.1.4: *Konzepte und Demonstration zur Umsetzung von Smart Metering* genannte Eigenschaft "hohe Flexibilität hinsichtlich der Anpassung an künftige Erfordernisse" stellt ein Ziel dieses Projektvorhabens dar.

Ebenfalls kann dieses Projekt auf einen Teil des Themenschwerpunkts 3.4.12 *Elektroantrieb* Bezug nehmen, nämlich die *"Nutzbarkeit existierender Infrastruktur"*. Die in diesem Projekt entwickelte Methode ermöglicht die Nutzbarkeit des Niederspannungsverteilnetzes in Bezug auf Elektromobilität zu evaluieren.

2.4 Verwendete Methoden

Die genannten Ziele wurden mit den folgenden, innovativen Ansätzen erreicht

- *Methoden- und Toolentwicklung für die Messung und Analyse der Zustände in städtischen und ländlichen Niederspannungsnetzen*
- *Datenerhebung in ca. 100 repräsentativen Ortsnetzen im städtischen und ländlichen Bereich, Charakterisierung des Netzzustands und Bildung geeigneter Netzmodelle*
- *Analyse der Potenziale für Smart Grid Konzepte in Niederspannungsverteilnetzen und Methodenentwicklung für Planung und Betrieb von aktiven Niederspannungsverteilernetzen*
- *Neue Beurteilungsverfahren für den Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen auf Grundlagen realer Bedingungen*

Das Projekt wurde in Arbeitspaketendurchgeführt

Schritt 1: "Entwicklung eines Tools zur Analyse des Niederspannungsnetzes"

Im ersten Schritt wurde die "Power Snap-Shot Analysis by Meters (PSSA-M)" - Methode zur Momentaufnahme des Netzzustands (Spannung, Wirkleistung und Blindleistung in allen Last- bzw. Einspeiseknoten) spezifiziert und entwickelt. Eine besondere Herausforderung dabei stellte die Phasenzuordnung für jeden Zähler dar. Anschließend erfolgte die Umsetzung dieser "Power Snap-Shot Analysis by Meters" (PSSA-M) und die Spezifizierung einer geeigneten System-Plattform. Damit konnte ein Werkzeug zur Auswertung und Darstellung der Daten spezifiziert und entwickelt werden.

Schritt 2: "Systematische Analyse von Niederspannungsnetzen"

Im zweiten Schritt wurden Netzmodelle von Niederspannungsnetzen erstellt und Netzzustandsdaten in einer Messkampagne erhoben. Mittels des entwickelten Werkzeuges (PSSHost) wurden die Messungen analysiert. Die daraus folgenden Informationen wurden dazu verwendet, die Niederspannungsnetze besser zu verstehen (z.B.: Einfluss des Erdungswiderstands auf die Spannungsanhebung, Einfluss der Unsymmetrie) und detaillierte Modelle davon zu entwickeln und anzupassen.

Schritt 3: "Potenzialanalyse Smart Grids Controls für Niederspannungsnetze"

Im letzten Schritt wurde der Informationsgewinn dazu genutzt, um Möglichkeiten, Potenziale und Nutzen für aktiven Verteilnetzbetrieb und Netzplanung zu untersuchen. Eine unmittelbare Fragestellung war, ob ein gewisser Teil der Reserven, die mit den derzeitigen Planungskriterien vorgesehen sind, durch Smart Grid Konzepte (z.B.: Spannungsregelung) nutzbar gemacht werden können. Die Power SnapShot Analyse zeigt, dass eine Steigerung der integrierbaren dezentralen Erzeugungsanlagen-Kapazität erzielt werden kann.

2.5 Aufbau und Ergebnisse der Arbeit

Arbeitspaket 2: Entwicklung eines Tools zur Analyse des Niederspannungsnetzes

Im Projekt wurde die Power SnapShot Methode entwickelt und realisiert um ein synchrones Abbild des Netzzustandes basierend auf Smart Meter Daten zu erhalten. Dazu wurde eine Methode entwickelt um die Phasenzuordnung im Niederspannungsnetz mittels elektronischer Zähler (Smart Meter) zu realisieren. Dies ist die Voraussetzung für alle weiteren Betrachtungen. Zum Zeitpunkt des Endberichts wurden fast 1 Million SnapShots gesammelt.

Arbeitspaket 3 Systematische Analyse der Niederspannungsnetze

Es wurde eine detaillierte Modellierung und Simulation von Niederspannungsnetzen im Vierleitermodell durchgeführt. Die rund 35 ausgewählten Niederspannungsnetze mit weit über 200 Netzabschnitten (Strängen) wurden systematisch an Hand von Indikatoren charakterisiert und eine Clusteranalyse durchgeführt. Diese Einteilung ermöglicht Smart Grid Lösungen auf spezifische Netzausprägungen abzustimmen. Hier erscheint eine Charakterisierung auf Basis der Stränge sinnvoller als auf Basis des ganzen Netzes.

Untersuchungen über den Einfluss des Erdungswiderstands auf die Spannungsanhebung und die Auswirkungen der Unsymmetrie und Symmetrisierung auf das Spannungsband wurden auf Basis der Power SnapShot Daten durchgeführt. Unsymmetrische Einspeisung dezentraler Erzeuger hat die größte Auswirkung und begrenzt damit die Anzahl der Anlagen. Durch intelligente Symmetrisierung (Phasendrehungen) können zusätzliche Anlagen integriert werden. Die Power SnapShot Analyse ermöglicht die Identifizierung dieser Potentiale.

AP4 Potenzialanalyse: Smart Grid Controls für Niederspannungsnetze

Es wurden Konzepte für die Umsetzung von Smart Grids entwickelt, wie z.B. Spannungsregelung basierend auf Blindleistungsregelung oder der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztrafos. Die Power SnapShot Analyse hilft die Spannungs-Zustände des Netzes (kritische Knoten) zu identifizieren und zu überwachen. Basierend auf den Daten der Power SnapShot Methode können damit diese Regelungskonzepte validiert und damit die realen Auswirkungen dezentraler Erzeuger untersucht werden. Dies sind unter anderen die Spannungsanhebung durch Photovoltaik und Spannungsabsenkung durch zusätzlicher Lasten wie Elektromobilität.

Das Forschungsprojekt hat dazu beigetragen das Niederspannungsnetz genauer abzubilden und neue Erkenntnisse zu gewinnen. Es hat sich gezeigt, dass eine weitgehende Automatisierung der Power SnapShot Analyse erfolgen muss, um für die enorme Anzahl von Niederspannungsnetzen sinnvoll einsetzbar zu sein. Sie ermöglicht die Unterstützung in der Netzplanung im Verteilnetz – für Entscheidungen über neue Erzeugungs- und Verbraucheranlagen – und bietet die Möglichkeit den Netzbetrieb im Verteilnetz aktiv zu unterstützen. Somit können neue Erzeugungsanlage wirtschaftlich integriert und die Spannungsqualität der Endverbraucher sichergestellt werden.

3 Inhaltliche Darstellung

3.1 Power SnapShot Analysis Methode

3.1.1 Spezifikation und Konzept der PSSA-M

Wesentliche Bestandteile der Power SnapShot Analysis Methode sind neben der Synchronisierung des Messzyklus, die Konzepte der Triggerzähler und Triggervorschläge [2],[3],[4].

- Ein spezieller Mechanismus des Datenkonzentrators stellt sicher, dass die Messwerte mit einer Genauigkeit von mehr als einer Zehntelsekunde synchron erfasst werden.
- Ein Snapshot wird durch einen Trigger (=auslösender Zeitpunkt) bestimmt. Durch die Beschränkung der Bandbreite werden nur Vorschläge von sogenannten Triggerzählern angefordert und für die Auswahl des Snapshot-Zeitpunkts verwendet.

Kampagnen

Um eine Abdeckung über die gesamte Tageszeit und aller Triggerzähler zu gewährleisten wurde das Konzept der Kampagnen entwickelt und implementiert. Dies garantiert, dass nicht nur die Triggerzähler einen Snapshot auslösen („triggern“) die nahe einer großen Last sind, sondern nach z.B.: dreimaligen

auslösen des Snapshot Zeitpunkts nicht mehr in die Vorschlagsliste aufgenommen werden. Realisiert wurde dies mittels einer Kampagnentabelle, die die Anzahl der Triggerzähler und ausgelöster Snapshots verwaltet.

Aufbau der PSS Datenformats

Ein XML basiertes Datenformat zur Übertragung der Snapshot Daten wurde spezifiziert (XSD). Es beinhaltet die Informationen über

- Herkunft (Datenkonzentrator), Kampagne, Referenzzähler
- Triggerzähler: vorgeschlagene Trigger und gewonnene Trigger
- Informationen über nicht erreichte Zähler oder neu angemeldete Zähler
- Messdaten: konfigurierte Messgrößen und Einheiten für alle Phasen pro Zähler

In einer PSS Datei sind alle Snapshots eines Messzyklus zusammengefasst.

3.1.2 Simulation und Verifikation der PSSA

Aufgrund von Verzögerungen der Implementierung in der Zielplattform, wurden erste Simulationen der PSSA-M auf Basis von realen Verbrauchsdaten von Haushalten (Sekunden Messungen aus dem Projekt ADRES) durchgeführt. Die Ergebnisse der Simulation sind dokumentiert und geben erste Einblicke in den Ablauf der Power SnapShots und in die Kampagnen. Diese Simulationen halfen die PSSA Methode vor dem Feldtest zu verifizieren und zu verbessern.

Die notwendigen Arbeiten beinhalteten die Datenvorbereitung, die komplette Implementierung der Funktionalität der Kampagnen und das Auswerten der Trigger Vorschläge.

3.1.3 Phasenerkennung und Zuordnung

Als Entwicklungsrisiko bereits im Antrag eingeschätzt konnte eine Methode zur Phasenerkennung entwickelt und implementiert werden. Ohne eine korrekte Phasenzuordnung der einzelnen Zähler wäre eine Power SnapShot Analyse nicht durchführbar (Abbildung 1). Es wurde ein Patent für diese Methode eingereicht.

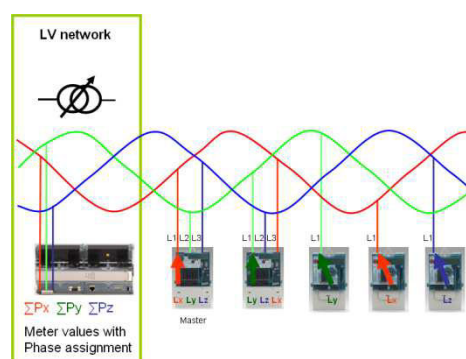


Abbildung 1: Prinzip der Phasenzuordnung [5]

3.1.4 Plattform für die mobile PSSA

Das Konzept der mobilen PSSA wurde in einem schmalen Gehäuse des AMIS-Zählers umgesetzt. Durch die Erweiterung des Zählers um einen Eingang für Wandler für die Strommessung mittels Rogowski-Spulen können die Anforderungen an Messungen von hohen Strömen / Leistungen erfüllt werden. Ein lokaler Datenkonzentrator wurde für den Zweck der mobilen PSSA konzipiert und zur Verfügung gestellt. Neben der Entwicklung von zusätzlicher Hardware ist auch die Kalibrierung der Spulen für die Messgenauigkeit äußerst wichtig. Eine Validierung der mobilen Messungen mit Power-Quality Messgeräten im Feld wurde ebenfalls durchgeführt.

3.1.5 Abschätzung des Einflusses der Oberschwingungen

Die 10 Minuten-Mittelwerte des THDU (Total Harmonic Distortion Voltage) liegen in den Netzen typisch bei Werten von 2 bis 3%. Bei Schwachlast kann der THDI Werte bis zu 140 % erreichen. Bei Starklast liegt er im Bereich bis zu 30%. Nach den Untersuchungen liegt der Unterschied zwischen RMS und Grundwelle in folgenden Bereichen: 0,5 % bei U und 6 % bei I; gerechnet mit der Normimpedanz bei 570 kVA. Damit ergibt sich ein Fehler bei den Harmonischen bis zu 0,5 %. Die Oberschwingungen sind somit im Projekt kein großes Thema. Trotz der erwarteten geringen Auswirkungen der Oberschwingungen wird in der Firmware der Zähler die Funktionalität Grundwellenbetrachtung implementiert und ermöglicht damit einen Vergleich zwischen Grundwelle und Effektivwert.

3.1.6 Implementierung der Software / Hardware für die PSSA

Die Methode der PSSA wurde in die Firmware der AMIS Zähler und in die Firmware des Datenkonzentrators (DC) implementiert. Siehe Dokument „BHB_SmartGridFunktionen_GER_PSS“ (Siemens).

Wesentliche Bestandteile in der Zählersoftware sind dabei:

- Messwerterfassung: Auf Basis von Messung im Periodenbereich (20ms nominal) für die Berechnung des Phasenwinkels und Frequenzanalyse für die Grundwellen- und Effektivwertberechnung für Wirk- und Blindleistung, Ströme und Spannungen für jede Phase.
- Synchronisierung: Empfang und Synchronisierung der internen Uhrzeit
- Phasenerkennung: Mechanismus zur Zuordnung der Phasen
- Messzyklus: Ein Pufferspeicher ermöglicht die Ausführung bis zu zwei Snapshot Messzyklen hintereinander
- Power SnapShot Modus: basierend auf Triggerzeitpunkte oder vorgegebene Zeitpunkte inklusive ganzer Zeitreihen
- Kommunikation mit dem Datenkonzentrator: Empfang von Parametrierungen und Konfiguration, Aggregation und Senden der Messwerte.

Wesentliche Bestandteile in der Firmware des Datenkonzentrators sind dabei:

- Synchronisieren der Zähler
- Starten, Stoppen, und Verwalten von Power SnapShots
- Auswahl der Vorschläge für den Power Snapshot (Trigger)
- Verwalten von Kampagnen
- Phasenzuordnung über Referenzzähler
- Aggregation der Messdaten und Speicherung im XML Format

- Empfangen und Weiterleiten von Steuerbefehlen, Parametrierungen und Messdaten an den Transaktionsserver
- Status und Logdatei: Detaillierte Information über Zustand der Parametrierung.

3.1.7 Validierung der PSSA

Validierung der PSSA

Es wurde eine Vergleichsmessung mit dem PowerQuality-Messgerät vom Typ FLUKE 1760 durchgeführt. Zu diesem Zweck wurden kontinuierliche Aufzeichnungen von Power SnapShots über mehrere Minuten (Zeitreihen) mit den Messungen des PowerQuality-Messgeräts verglichen. Abbildung 2 zeigt den Verlauf für eine Minute. Die Abweichungen sind auf nicht erfassten Verbrauch (z.B.: Verluste, Eigenverbrauch der Zähler) zurückzuführen.

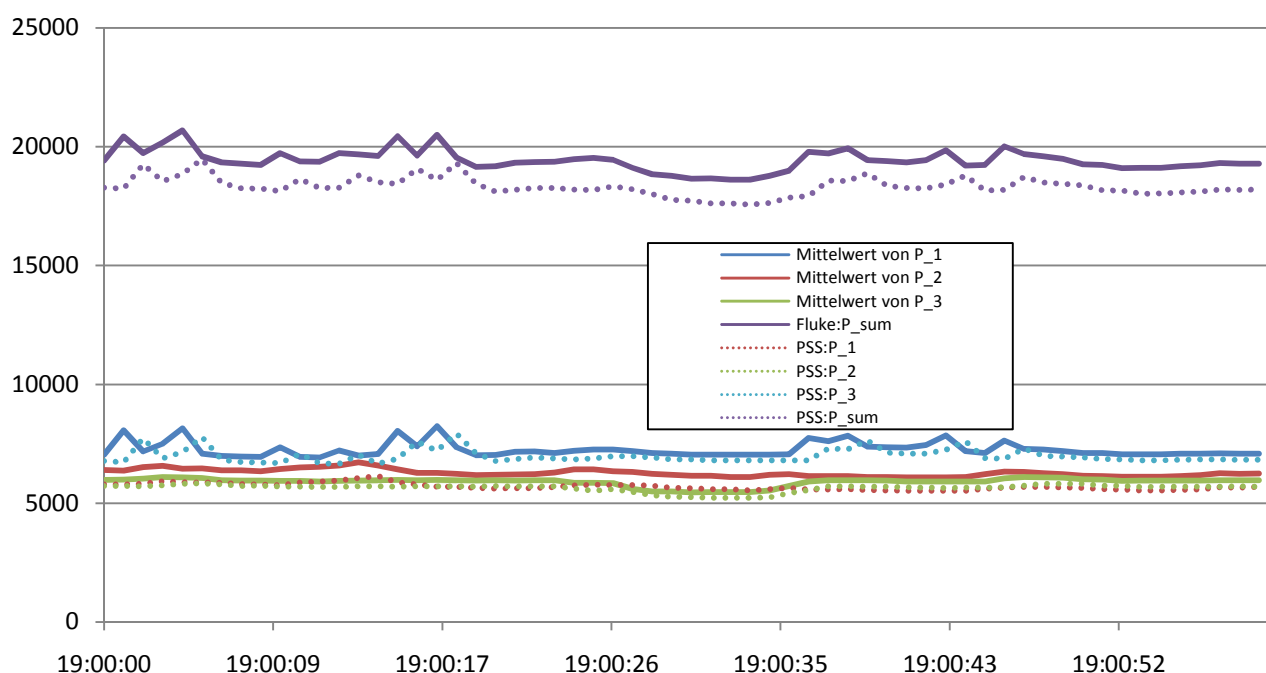


Abbildung 2: Validierung PSSA (Version 5) mittelsPQ-Messung FLUKE (Zeitversatz durch fehlende Zeit Synchronisation des Messsystems)

3.1.8 Validierung der Netzmodelle

Um die vorhandenen 3 Phasen / 4 Leiter Netzmodelle welche mittels PowerFactory erstellt wurden zu validieren, wurden Simulationen mit den gemessenen Wirk- und Blindleistungen durchgeführt und die resultierenden Knotenspannungen aus der Simulation wiederum mit den gemessenen Spannungen aus dem PSS verglichen. Damit ist es möglich gezielt Auswirkungen verschiedener Modellparameter (z.B.: Erdungsimpedanzen, Leitungsparameter) auf die Genauigkeit der Netzmodelle zu analysieren. Für die Zuordnung der SnapShot Daten sind einerseits eine vollständige Erfassung aller Zähler notwendig, andererseits auch der korrekte Zustand des Netzmodels, d.h. die zu dem SnapShot Zeitpunkt aktiven Zähler.

In Abbildung 3 ist ein Beispiel für die Darstellung und Auswertung der Modellvalidierung dargestellt. Es ist ein SnapShot einer Kampagne für das Netz Heimhausen. Das Spannungsfalldiagramm ist zwecks Übersichtlichkeit je Strang (hier „Zone“) dargestellt.

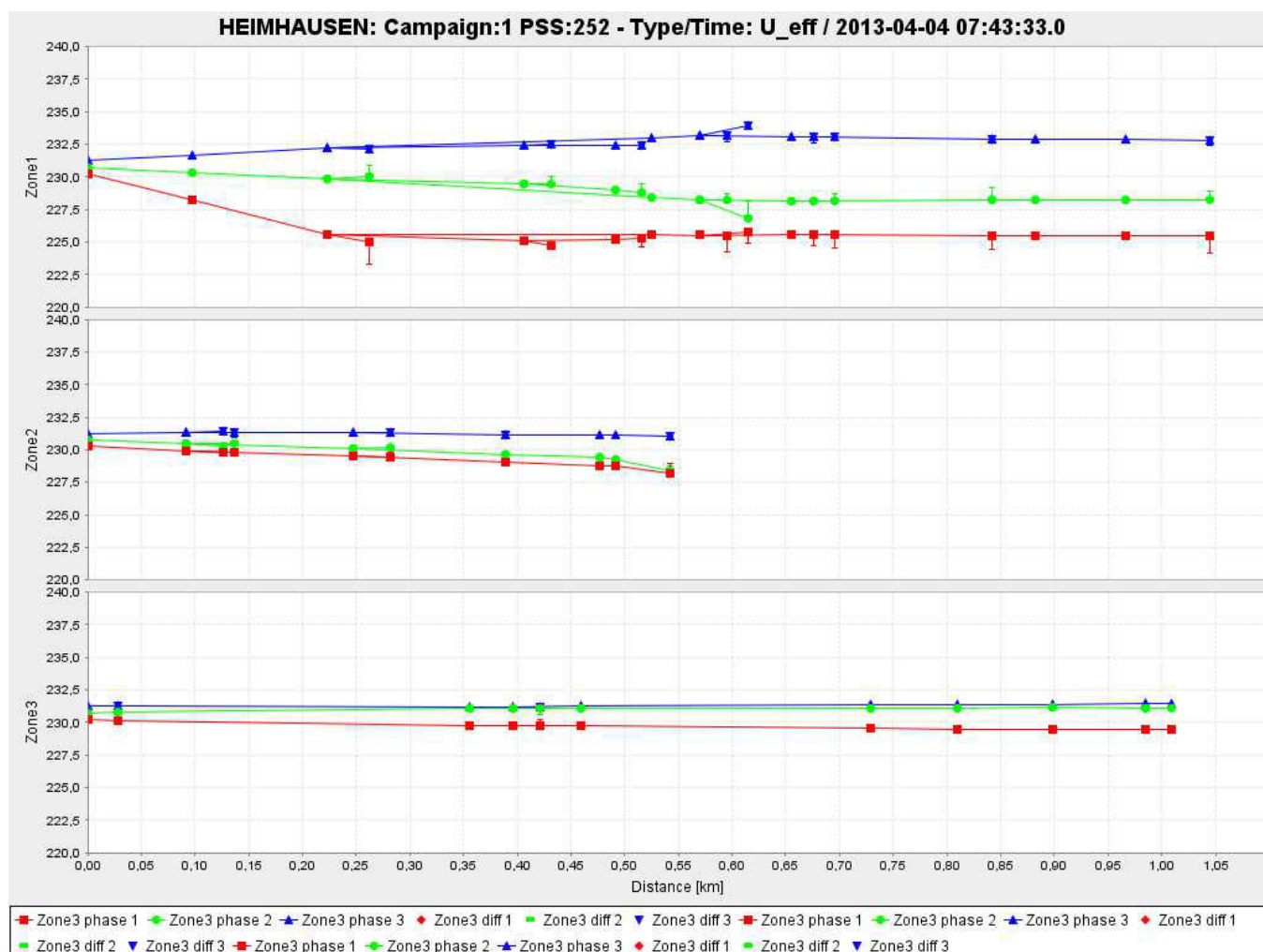


Abbildung 3: Darstellung der Abweichung der simulierten Spannungen von der gemessenen Spannung im Spannungsfalldiagramm (Spannungswert des Knoten aufgetragen über dem Abstand von der Ortsnetzstation).

3.2 Analyse von Niederspannungsnetzen

3.2.1 Netzdatenmodelle – Modellierung des Niederspannungsnetzes

Netzmodell in PowerFactory

Das Niederspannungsnetz wird als 4-Leiter Modell mit folgenden Annahmen abgebildet: 3 Phasenleiter und Neutraleiter, Neutraleiter bei jeder Kundenanlage geerdet (eigene graphische Ebene), Parameter für den Erdwiderstand: 0Ω und den Übergangserdungswiderstand: 2Ω (Startwert!), konstantes Lastmodell. Des Weiteren erfolgte die Definition von Zonen pro Strang und Abgängen für die Darstellung und Filterung. Um die im Netz von der Oberspannungsseite abhängige Spannung und Phase am Transformator zum Zeitpunkt des Snapshots abzubilden, wurden drei Spannungsquellen („Slack“-Spannungen für L1, L2, L3) auf Basis des der Station am nächsten liegenden Zählers (Referenzzähler) modelliert.

Referenz der AMIS Zählerseriennummer mit der Anschlussobjektnummer / Zähler ID der EAG

Da die Zähler der PSSA nur ihre eigene Seriennummer kennen, muss es eine Verbindung zur Anschlussobjektnummer bzw. Seriennummer des Netzbetreibers (EnergieAG Netz) geben. Im Netzmodell werden die Lasten welche die Zähler repräsentieren mit der Seriennummer der EnergieAG referenziert. Die Verbindung (mapping) zwischen den beiden Identifikationen übernimmt der PSSHost beim Import der PSS Messdaten anhand von Zählerlisten die von SAP exportiert wurden.

3.2.2 Messkampagnen in 34 Ortsnetzen

Eine breit angelegte Anwendung war - wie geplant - nur bei EAG möglich, da EAG das Smart Metering System AMIS im Rollout hat. Im Netz der Salzburg AG Netze und Wien Energie Stromnetz kam es durch den Einsatz der Mobilten Zähler zu keinem Eingriff in den aktiven Zählerbetrieb. Da bei EAG eine Integration in den Betrieb des Zählersystems erfolgte, war keine zusätzliche Hardware erforderlich. Der Einsatz der PSSA in 34 Netzen erfolgte nach erfolgreichem Test und Validierung in einem Netzabschnitt.

Konfiguration

Die Erstellung der Parameterfiles für die Konfiguration der jeweiligen Power SnapShots in den Netzen erfolgt anhand der Zählerlisten und spezifizierten Triggerzähler. Diese werden über ein Verzeichnis für den Datentransfer an den jeweiligen Datenkonzentrator gesendet.

Eine zusätzliche Protokollfunktion (Logging) des Datenkonzentrators beinhaltet Meldungen über die gelungene Konfiguration der Zähler und dem Zeitpunkt des Abschlusses der Zähler Parametrierungen.

Import und Verifizierung der Snapshots

Beim Import wird jeder Snapshot mit der anhand der in der gespeicherten Konfiguration gültigen Zähler überprüft ob er vollständig ist, oder Messungen fehlen. Jedem Netz ist ein eigene Protokollausgabe zugeordnet, die Meldungen und Warnungen oder Fehler speichert. Die originalen Snapshot Dateien werden nach dem Import in die Datenbank in dem jeweiligen Netzarchiv abgelegt.

3.2.3 Integration und Implementierung der Plattform für die Auswertung (PSSHost)

Um die PSSA-M und die damit verbundenen Messkampagnen durchführen zu können, wurde eine Plattform zur Konfiguration, Verwaltung und Betrieb der PSSA-M, sowie Speicherung und Analyse der Snapshot Daten konzipiert. Abbildung 4 zeigt konzeptionell die Architektur des PSSHost. Die PSSA Messdaten werden in die Datenbank importiert und die notwendigen Wirk- und Blindleistungen der einzelnen Zähler als Parameter der Netzberechnung automatisch übergeben. Die Netzberechnung wird ebenfalls automatisiert vom PSSHost gesteuert und die Ergebnisse exportiert. Diese werden wieder in die Datenbank importiert um weitere Analysen wie der Vergleich der simulierten und gemessenen Spannungswerte durchzuführen und graphisch auszuwerten.

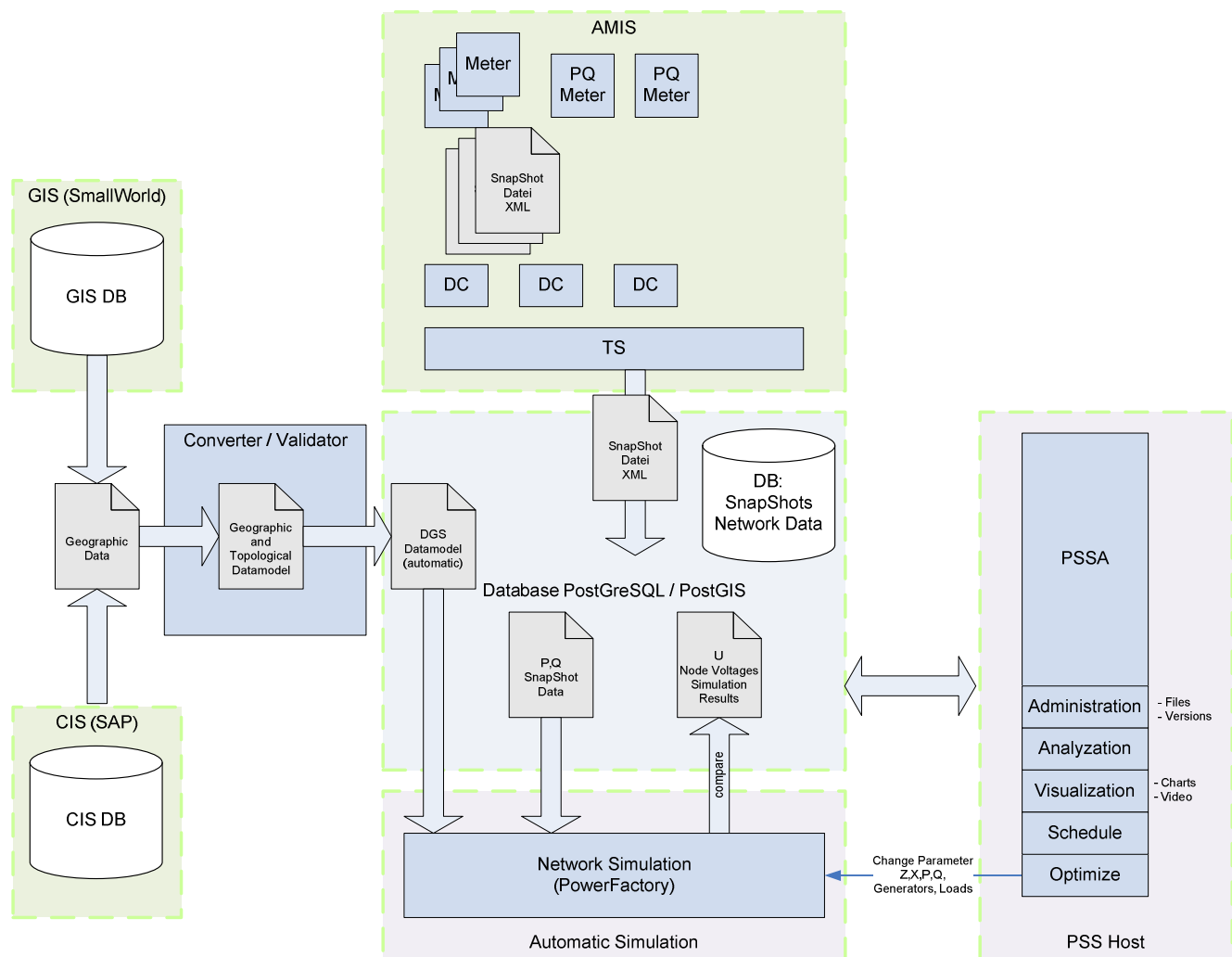


Abbildung 4: Übersicht der PSSA und Architektur des PSSHost [6]

Speicherung der Messdaten (Datenbank)

Die PSS Daten die am PSSH ankommen werden von einem weiteren Prozess geparkt und in einer Datenbank abgelegt. Das entwickelte Datenbankmodell besteht aus 19 Tabellen und beinhaltet neben sämtlichen Parametrierungen und Informationen der Kampagnen (Trigger, Messgrößen, etc.) folgende für die Messdaten wichtigen Relationen:

Die Datenbank speichert die Messungen in der Tabelle `measurement`.
 Messung (`measurement`) ist einem Snapshot (`snapshot`) zugeordnet.
 Snapshot (`snapshot`) ist einer Kampagne (`campaign`) zugeordnet.
 Kampagne (`campaign`) ist einem Netz (`network`) zugeordnet.
 Zähler (`meter`) sind einem Netz (`network`) zugeordnet.
 Mobile Zähler (`metermobile`) sind Zählern (`meter`) zugeordnet.
 Trigger (`trigger`) sind über Zähler (`meter`) einem Snapshot (`snapshot`) zugeordnet.

Zuordnung: `measurement` → `snapshot` → `campaign` → `network`

Import und Aktualisierung der Zählerlisten

Die oben beschriebene Referenz zwischen der AMIS Zählernummer und der Seriennummer welche die EnergieAG für ihre Kunden vergibt und dem Zähler im Netzmodell entsprechen übernimmt der PSSHost anhand der Zählerlisten die von SAP exportiert werden. Bei rund 35 Netzen sind Änderungen (An- und Abmeldung von Zählern, Zählertausch, neue Kunden, Topologieänderung) relativ häufig. Ein wöchentliches Update des Stands der Zählerliste ist durchaus notwendig. Ein spezielles Tool importiert diese Zählerliste in die Datenbank des PSSHost und führt dabei einen umfangreichen Vergleich mit bestehenden und veränderten Zählerdaten durch. Dieser Report dient zur Aktualisierung der Netzdatenmodelle, die von Hand geändert werden müssen (Ausbaustufen mit zeitlichen Gültigkeitsintervallen).

Mobile Zähler sind ebenfalls in einer eigenen Tabelle verwaltet und erfordern aufgrund verschiedener Messstellen eine eigene Datenstruktur. Summenmessungen über mehrere Lastprofilzähler oder ganze Stränge müssen mit den anderen SnapShot Daten synchronisiert werden.

Triggerzähler wurden von der EnergieAG aufgrund ihrer Position im Netz definiert. Diese Liste an Zählern (für jedes Netz) wird vom PSSHost importiert und in der Datenbank hinterlegt.

Bereitstellung der Messdaten für die Simulation (Charakteristiken)

Die für die Simulation notwendigen SnapShot Daten werden in einem entsprechenden Format (Charakteristiken) vom PSSHost aus der Datenbank exportiert und über ein internes DPL Skript in PowerFactory der Last des entsprechenden Zählers zugeordnet bzw. referenziert. Dabei sind der Zeitpunkt des Netzzustandes und der Stand der Zählerliste (vorhandene Messdaten) konsistent über Varianten und Ausbaustufen des Netzes und Gültigkeitsdauer der Zähler realisiert.

Auswertetool zur Analyse der PSSA-M

Verwaltung und Analyse durch automatisierte Arbeitsschritte wie Import der Messdaten in die Datenbank, Generierung der charakteristischen Profile aus den Power SnapShots, Simulation des Netzes mit den gemessenen Leistungsdaten und Vergleich der Ergebnisse aus der Simulation mit den gemessenen Spannungswerten.

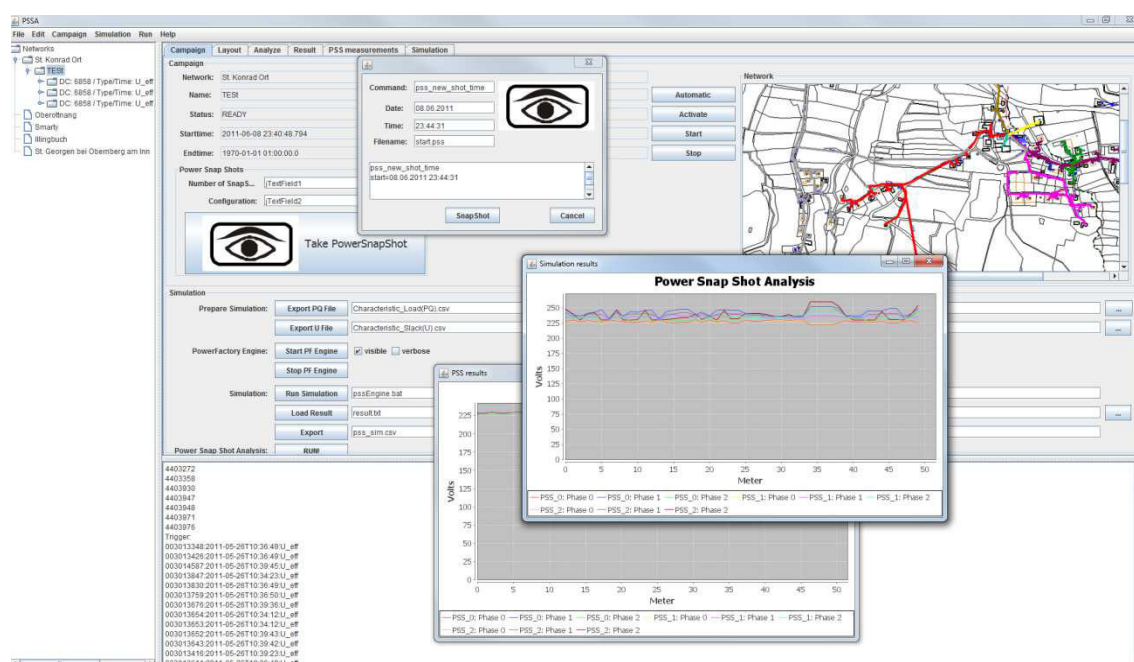


Abbildung 5: PSS-Host: Verwaltung, Simulation und Analyse der PSSA.

Darstellung und Analyse

Auswertung und Analyse der PSS Daten wird auf Basis von Spannungsfalldiagrammen (mit Abweichung der Modelle von der Messung) oder topologisch - geographisch dargestellt (Abbildung 6).

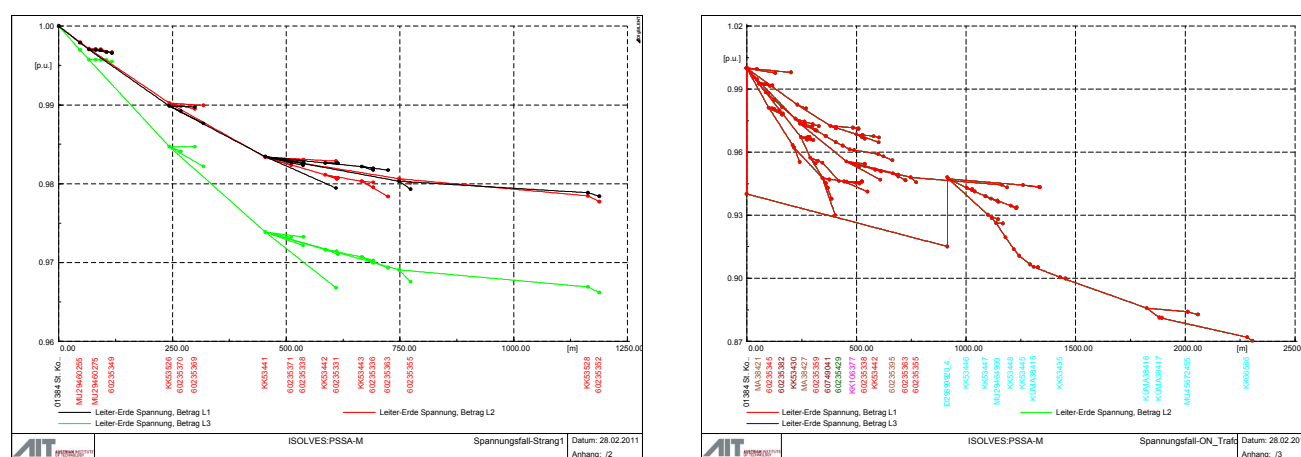


Abbildung 6: Spannungsfalldiagramm für einen Strang und für das gesamte Netz (PowerFactory)

Auswertung der Messdaten

Einfache deskriptive Statistiken wie z. B. der höchste und kleinste Spannungsmesswert pro Zähler und Phase über eine Kampagne oder die Summenleistungen der Wirk- und Blindleistungen aller Zähler pro Phase ausgeführt werden.

Beispiel Snapshot in Hallwang Schule (SAG)

PSS: 3014 - 2012-07-03 16:01:09.0 - P_eff total sum: 43524.0W (18652.0W | 12768.0W | 12104.0W)
PSS: 3014 - 2012-07-03 16:01:09.0 - Q_eff total sum: 11698.0var (2905.0var | 3652.0var | 5141.0var)
Minimum
03.07.2012 16:01:09; mobile Meter 36;230.6; mobile Meter 36;230.8; mobile Meter 55;230.7;
Maximum
03.07.2012 16:01:09; mobile Meter 55;231.2; mobile Meter 55;231.0; mobile Meter 36;231.1;

3.2.4 Charakterisierung der Netze und Stränge

Auf Basis von 30 Indikatoren wie z.B.: Leistungs- und Durchflussberechnung (Lastangriffsfaktor, Ersatzsummenwiderstand) oder GIS-Daten (Länge der Stränge) wurde die Charakterisierung auf Strang- und Netzebene durchgeführt. Diese wurden anschließend auf ihre Korrelationen untersucht und zusammengefasst und mittels Regression und Clustering-Analysen klassifiziert[7], [8].

Nachfolgend sind einige der Indikatoren dargestellt:

Leitungslänge je Strang

Grundsätzlich sind Niederspannungsnetze in Form eines Strahlennetzes aufgebaut. Die Vorteile dieser Netzstruktur liegen in der einfachen Planung, Überwachung, Betriebsführung und den dadurch entstehenden geringen Kosten. Jedoch sind größere Leitungsverluste und eine geringere Versorgungssicherheit als bei einer vermaschten Netzstruktur gegeben.

Historisch gesehen wurde in ländlichen Gegenden und Streusiedlungsgebieten die Versorgung mit elektrischer Energie eher mittels Freileitungen, in Ballungszentren bzw. dicht verbauten Gebieten mittels Kabel realisiert. Im Versorgungsnetz der Energie AG Oberösterreich Netz GmbH werden neue Bauprojekte im Niederspannungsnetz beinahe ausschließlich durch Verlegung von Kabel umgesetzt.

Abbildung 7 zeigt einen Überblick über die Systemlängen der installierten Leitungen, differenziert nach den verwendeten Leitungstypen, in den untersuchten Niederspannungsnetzen.

Eine Leitungslänge von Null Meter bedeutet, dass sich der Verknüpfungspunkt des Kunden auf diesem Strang direkt am Sekundärgerüst der Trafostation befindet und die Kabelverbindung zur Kundenanlage im Eigentum des Kunden ist.

Charakterisierung der Netze und Stränge anhand technischer Parameter

Das wesentlichste technische Qualitätsmerkmal eines Niederspannungsnetzes ist die Kurzschlussleistung am jeweiligen Verknüpfungspunkt der Kundenanlagen mit dem öffentlichen Verteilernetz (invers proportional zum Sensitivitätsfaktor $\partial U / \partial P$). Die Kurzschlussleistung wird rechnerisch aus der Impedanz des übergeordneten Netzes, den Impedanzen von Transformatoren und Leitungen sowie der Spannung am Verknüpfungspunkt ermittelt und ist die Beurteilungsgrundlage für alle Arten von Netzurückwirkungen. Jede Laständerung bewirkt eine Stromänderung in der Netzeinspeisung und in weiterer Folge eine Spannungsänderung am Verknüpfungspunkt. Die Kurzschlussleistung ist das bestimmende Maß für die Höhe dieser Spannungsänderung. Demnach stellt eine am Verknüpfungspunkt hohe Kurzschlussleistung eine hohe Netzstabilität dar, die Spannungsänderung ist bei gleicher Leistungsaufnahme geringer als bei kleinerer Kurzschlussleistung. Für die Beurteilung der Störemission von Niederspannungsgeräten bis 16A Stromaufnahme, die aufgrund einer Herstellererklärung oder Typprüfung zugelassen werden, wird eine Kurzschlussleistung von 570kVA als Referenz verwendet.

In Abbildung 8 wird exemplarisch die minimal auftretende Kurzschlussleistung aller Verknüpfungspunkte an einem Strang dargestellt. Abbildung 9 zeigt die Verteilung (Histogramm) über alle 276 Stränge der ISOLVES Niederspannungsnetze.

Die Auswertungen zeigen, dass die Stränge eines Ortsnetzes sehr inhomogen sein können (Faktor 10 zwischen der Kurzschlussleistung am letzten Knoten zwei Stränge). Aus diesem Grund sind Auswertungen pro Strang zu bevorzugen.

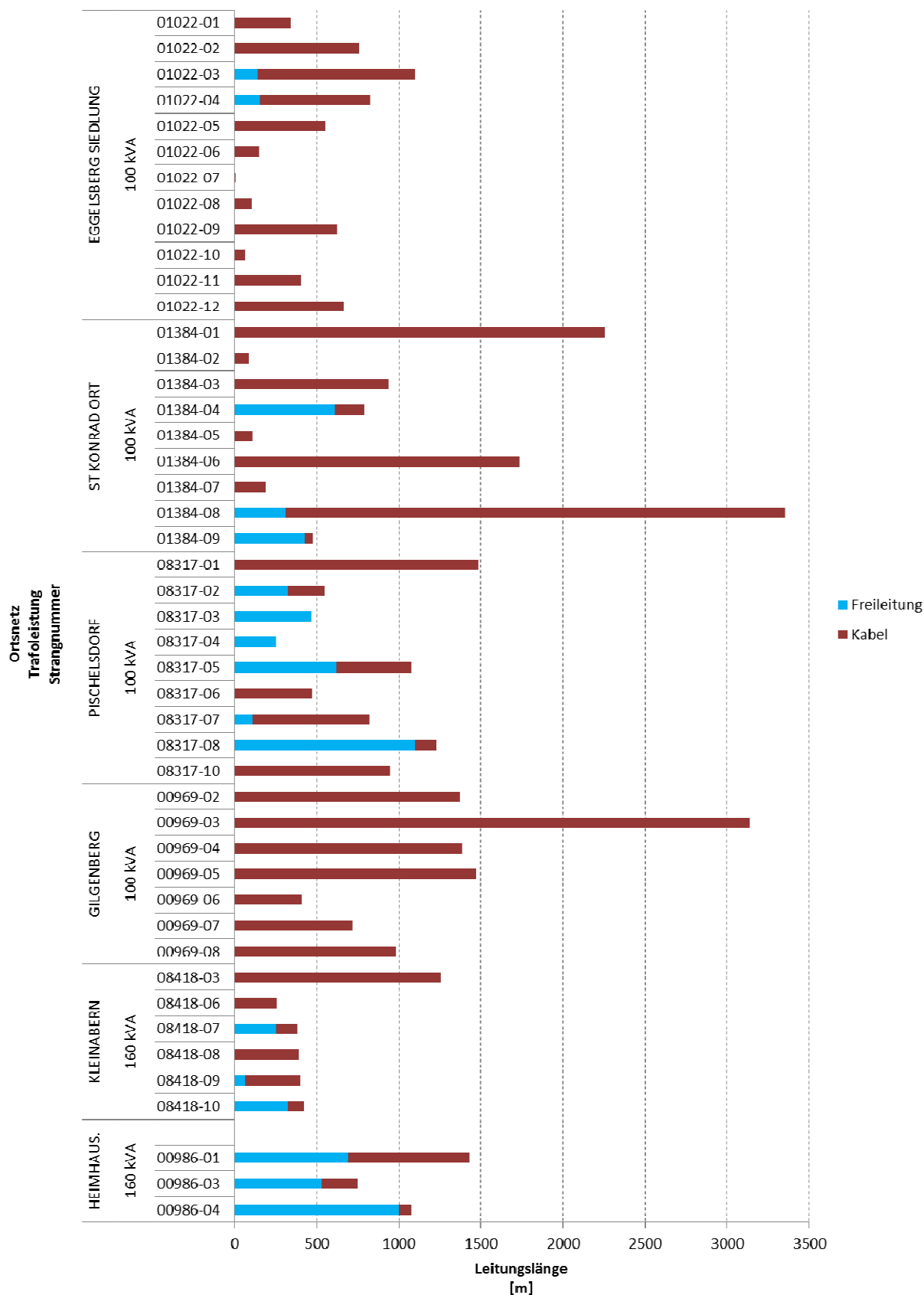


Abbildung 7: Leitungslänge je Strang bei Anspeisung mittels 100 Transformatoren (exemplarisch).
(Kabel repräsentiert Bündelleitung und Erdkabel)

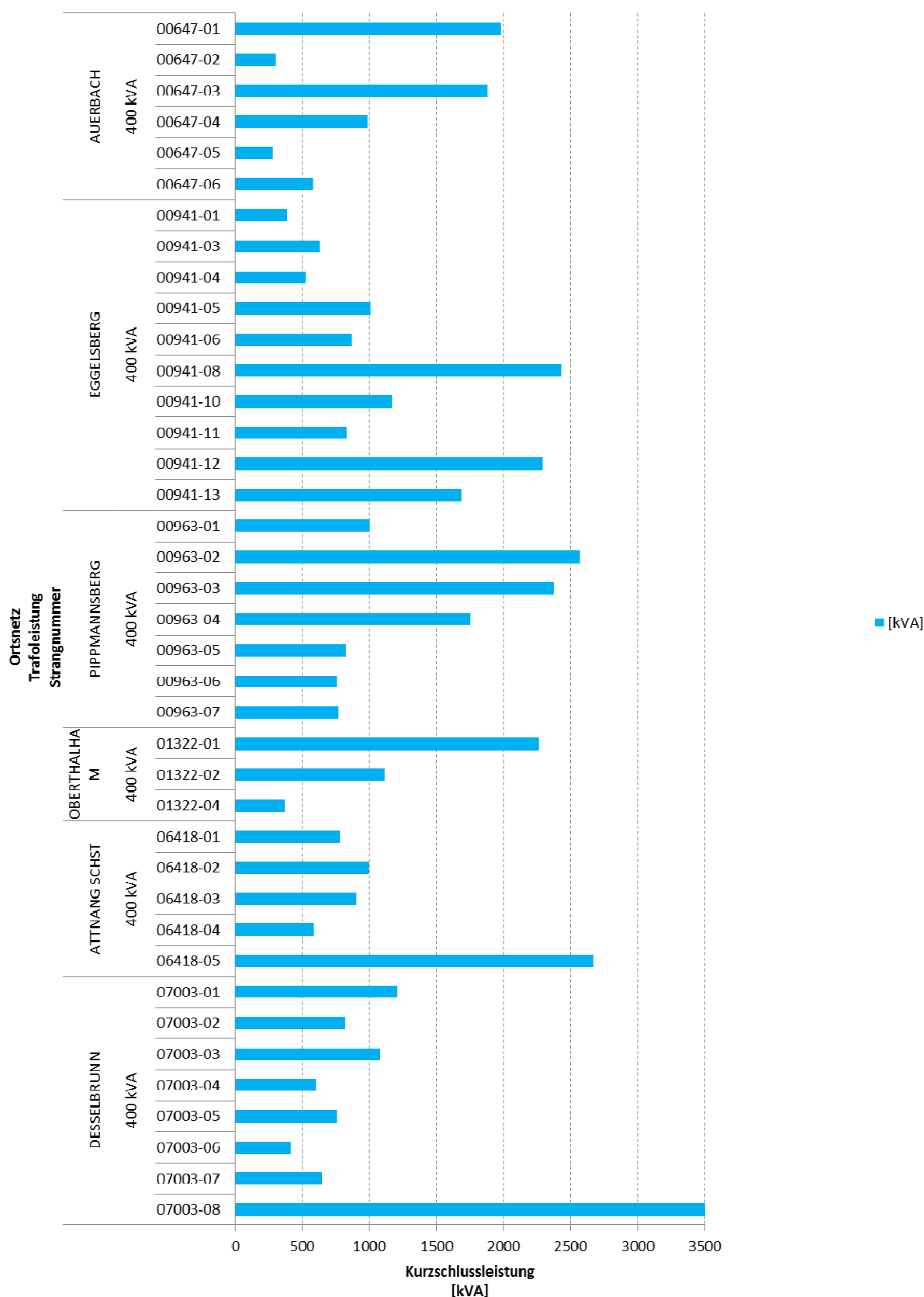


Abbildung 8: minimal auftretende Kurzschlussleistung je Strang bei Anspeisung durch 400kVA Transformatoren (exemplarisch)

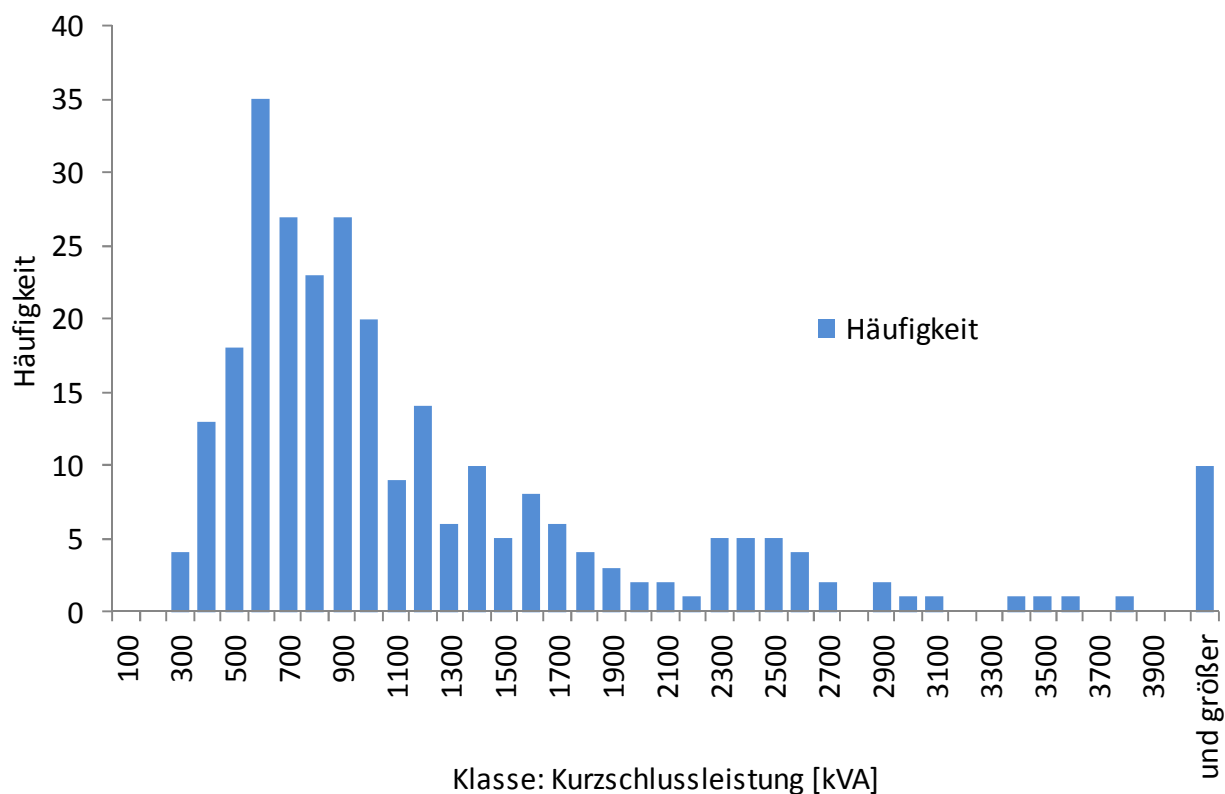


Abbildung 9: Verteilung der minimalen Kurzschlussleistung der 276 Stränge

Charakterisierung der Kunden in den ISOLVES Niederspannungsnetzen anhand Lastprofile

Gemäß den Technisch und organisatorischen Regeln der E-Control, Kapitel 6 „Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile“ wenden Verteilernetzbetreiber für die Abwicklung von Stromlieferungen an Endkunden vereinfachte Methoden für die Ermittlung des Ausgleichsenergiebedarfes an. Für Kunden mit weniger als 100.000 kWh Jahresverbrauch oder weniger als 50 kW Anschlussleistung wurden daher standardisierte Lastprofile erstellt. Für Kleinkunden ist wegen des technischen und organisatorischen Aufwands und der damit verbundenen beträchtlichen Kosten der Einbau eines Lastprofilzählers nicht wirtschaftlich.

Seit der ersten Phase des liberalisierten Strommarktes ab 01.10.2001 wurden die vom VDEW definierten Standardlastprofile gemäß VDEW-Publikation „Repräsentative VDEW-Lastprofile“ angewendet. Die repräsentativen VDEW-Lastprofile bilden dabei die Basis für die von den Bilanzgruppenkoordinatoren jährlich zur Verfügung gestellten Lastprofile.

In Tabelle 1 werden die Abkürzungen für Kundenkategorien und der Beschreibung für diese Lastprofilkategorien dargestellt.

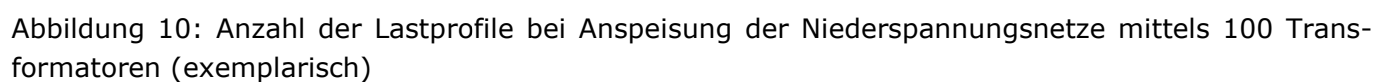
Tabelle 1: Abkürzungen der Kundenkategorien

Typname	Kategorie
H0	Haushalt
G0	Gewerbe allgemein
G1	Gewerbe werktags 8-18
G2	Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch
G3	Gewerbe durchlaufend
G4	Laden/Friseur
G5	Bäckerei mit Backstube
G6	Wochenendbetrieb
L0	Landwirtschaftsbetriebe
L1	Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft
L2	Übrige Landwirtschaftsbetriebe
U0	Warmwasserbereitung unterbrechbar
U1	Heizung unterbrechbar
E0	Wasserkraft, Windkraft, Biogas
E1	Photovoltaik
ULA	Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung
ULB	Warmwasserspeicher mit Tagnachladung
ULC	Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung
ULD	Nachtspeicherheizung mit Tagnachladung
ULE	Mischanlage ohne Tagnachladung
ULF	Mischanlage mit Tagnachladung
EAGU1	EAG Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung
EAGU2	EAG Nachtspeicherheizung mit Tagnachladung
HA	Haushalt mit Warmwasserspeicher an einem Zählpunkt
HF	Haushalt mit Speicherheizung an einem Zählpunkt
G7	Mobilfunksendestationen
B1	Öffentliche Beleuchtung

Nachfolgend ist exemplarisch die Zuordnung der standardisierten Lastprofile nach Anzahl (Abbildung 10) und nach Jahresenergieverbrauch (Abbildung 11) zu den einzelnen Zählpunkten je Strang dargestellt.

Kundenstatistik via Branchencode

Seitens Energie AG Oberösterreich Netz GmbH erfolgt eine Zuordnung eines jeden Zählpunktes zu einer Branche welche der Kundenanlage entspricht. Die anschließende Abbildung 12 zeigt exemplarisch die Anzahl bzw. den Jahresverbrauch der Kundenanlagen zugehörig zur Branche je Strang.



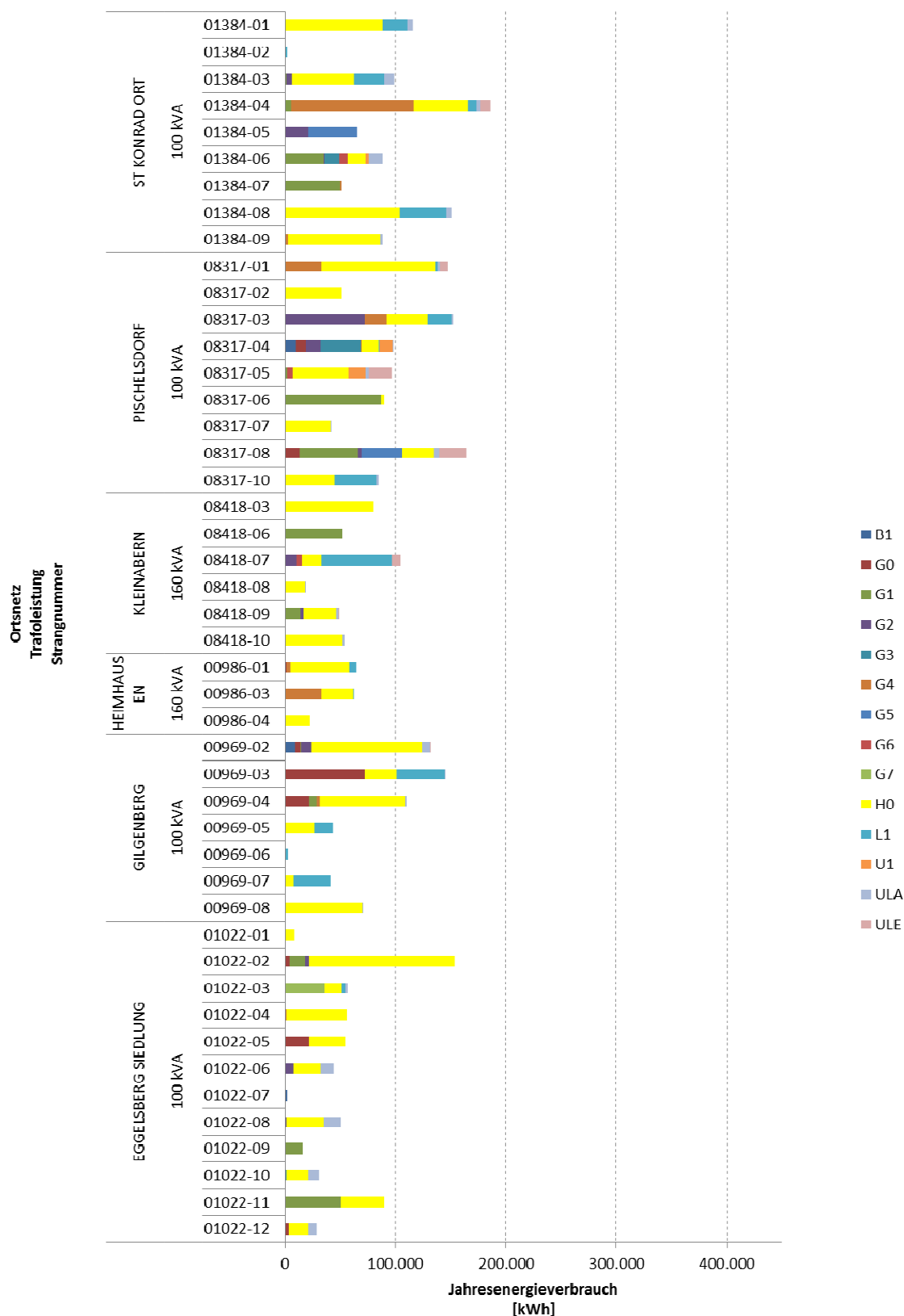


Abbildung 11: Jahresenergieverbrauch je Lastprofil bei Anspeisung der Niederspannungsnetze mittels 100 Transformatoren (exemplarisch)

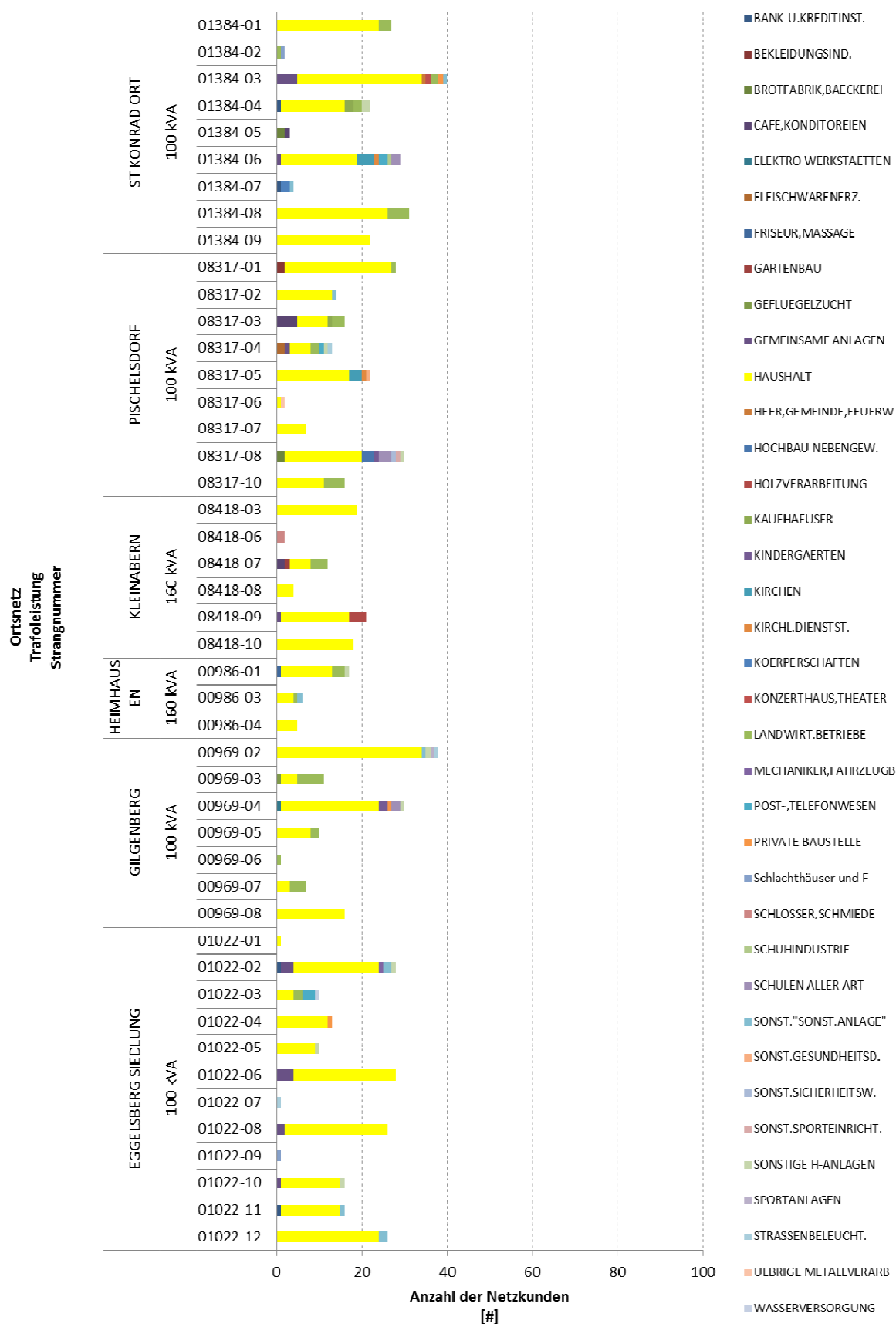


Abbildung 12: Branchenzuordnung der Zählpunkte bei Anspeisung mittels 100 Transformatoren (exemplarisch)

Liste der Bewertungsindikatoren

In Tabelle 2 sind die untersuchten Indikatoren aufgelistet. Diese sind in „allgemeine“ und „elektrische“ eingeteilt, wobei die allgemeinen Indikatoren auf Basis von statischen Daten oder einfachen Summen gebildet werden können. Auf Basis von Korrelationsanalysen wurden von den rund 30 Indikatoren die aussagekräftigsten ausgewählt und darauf basierend die Clusteranalysen zur Klassifizierung durchgeführt.

Tabelle 2: Liste der untersuchten Indikatoren zu Charakterisierung der Netze

Abkürzung	Erklärung	Art
ϵ	Äquivalenter Lastangriffspunkt	elektrisch
N_{loads}	Anzahl der Lasten	allgemein
Z_{Σ}	Äquivalenter Summenwiderstand	elektrisch
$Z_{\Sigma\text{-rel}}$	Äquivalenter Summenwiderstand/Anzahl der Lasten	elektrisch
D	Abstand am Lastangriffspunkt	elektrisch
Z_k	Kurzschlussimpedanz	elektrisch
S''_k	Kurzschlussleistung am Lastangriffspunkt	elektrisch
Max Load	Maximale Last	allgemein
nodes with loads	Anzahl der Knoten mit Lasten	allgemein
$dvdQ_{\text{end}}$	Blindleistungssensitivität am Leitungsende	elektrisch
R/X	Verhältnis Ohm'scher Widerstand zu Blindwiderstand am Leitungsende	elektrisch
NON	Durchschnittliche Anzahl der benachbarten Knoten	allgemein
max(NON)	Maximale Anzahl von benachbarten Knoten	allgemein
Max DTN	Maximaler Abstand zu benachbarten Knoten	allgemein
Min DTN	Minimaler Abstand zu benachbarten Knoten	allgemein
Cablelength/Loads	Kabellänge pro Last	allgemein
Nodes/Loads	Knoten pro Last	allgemein
PR median	Median power ratio (Zugeführter Leistung / verbrauchter Leistung)	elektrisch
$\Delta U = U_{\text{max}} - U_{\text{min}}$	Spreizung (Höchste Spannung niedrigster Spannung)	elektrisch

In Tabelle 3 werden die elektrischen Indikatoren die aufwendiger zu berechnen sind gegenübergestellt. Sie sind prinzipiell ähnlich, haben aber verschiedene Vor- und Nachteile.

Tabelle 3: Vorteile und Nachteile verschiedener Bewertungsgrößen

	Sensitivitätsfaktor	Lastmoment	Lastangriffsfaktor	Äquivalenter Summenwiderstand
Definition	An den letzten Knoten: $\partial U / \partial P$	Lastmoment ($\Delta U = \partial U / \partial P \cdot P$)	$\varepsilon = \frac{1}{N \cdot l} \cdot \sum_{k=1}^{k=N} l c_k$	$\Delta U = \sum_{k=1}^{k=N} \left(R'_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=k}^N I_j \right)$ $R_\Sigma = \frac{1}{N} \cdot \sum_{k=1}^{k=N} (R'_k \cdot l_k \cdot (N - k + 1))$
Erklärung	Entspricht der Netzimpedanz	Entspricht der Spannungsänderung, welche an jedem Knoten von der Last an diesem Knoten verursacht wird.	Entspricht der Position am Netzstrang an der eine Ersatzlast mit der Strangsummenleistung zu platzieren wäre	Sagt aus wie hoch der Widerstand sein müsste damit den gleichen Summenstrom einen gleichen Spannungsabfall verursachen würde
Vorteil	Identifikation von schwachen Netzknoten (niedrige Kurzschlussleistung)	Quantifizierung der Auswirkung einer Last/Erzeugung: beinhaltet die Information über Netzstärke und (einzelne) Last	Gibt ein Bild über die Verteilung der Last entlang des Strangs (Hauptstrahl)	Ergibt ein Gesamtbild (Auswirkung der anderen Lasten/Erzeugung am Strang betrachtet) Netzausläufer können besser identifiziert werden (allerdings stark abhängig von der Annahme zur Stromaufteilung)
Nachteil	gibt kein Gesamtbild (Auswirkung der anderen Lasten/Erzeugung am Strang nicht betrachtet) Netzausläufer werden nicht zwingend identifiziert	Erfordert eine Annahme zur Leistungsverteilung am Strang. Gibt nur eine Aussage über eine bestimmte Last (Einfluss der anderen Lasten bleibt unberücksichtigt) Netzausläufer werden daher nicht zwingend identifiziert	Erfordert eine Annahme zur Leistungsverteilung am Strang.	Aufwendiger zu berechnen
Möglichkeiten (Strom, oder P und Q)	Strom (I) nicht erforderlich	Homogene Verteilung (skaliert auf den maximalen Strom) Ist-Werte (aus PSS)	Homogene Verteilung (skaliert auf den maximalen Strom) Ist-Werte (aus PSS)	Homogene Verteilung (skaliert auf den maximalen Strom) Ist-Werte (aus PSS)

Spannungssensitivität, äquivalenter Summenwiderstand und Lastangriffspunkt

Die Spannungssensitivität eines Knoten korreliert im Wesentlichen mit der resultierenden Spannungsanhebung bei gegebener Einspeisung und hängt direkt mit der Netzimpedanz bzw. Kurzschlussleistung zusammen. Die Spannungssensitivität gegenüber der Blindleistung ist für die Spannungsregelung mittels Blindleistung ein wesentliches Kriterium für die Anwendbarkeit (Abbildung 13). Der Summenwiderstand respektive Lastangriffspunkt kann als Abschätzung der Spannungsvariationen dienen (Abbildung 14).

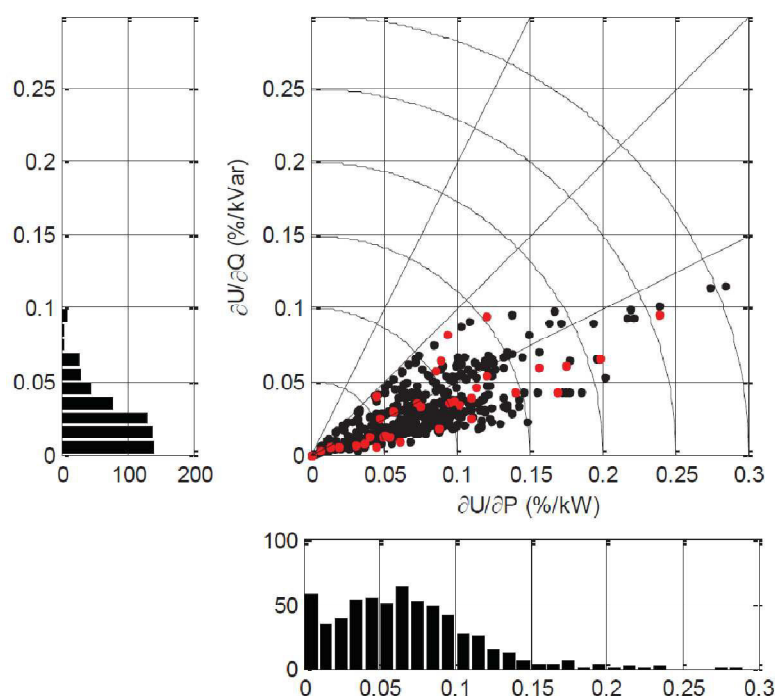


Abbildung 13: Verteilung der Spannungssensitivität bezüglich Wirk- und Blindleistung für 34 Stränge von 5 Niederspannungsnetzen [7]. Rot sind „Endknoten“ dargestellt.

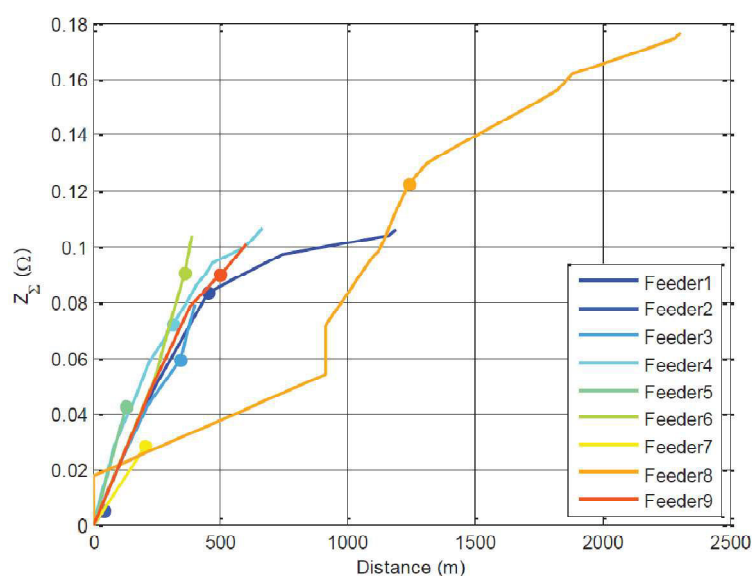


Abbildung 14: Äquivalenter Summenwiderstand (Linie) und äquivalenter Lastangriffspunkt (Darstellung als Punkt) als Funktion des Abstands von der Trafostation eines Netzes [7]. Die Steigung gibt eine Aussage über die Anzahl der Lasten und die Kabelquerschnitte.

Automatische Berechnung der Indikatoren

Die Berechnung der beschriebenen Indikatoren für Anzahl der Netze bzw. Stränge kann aufgrund der Komplexität nur mehr automatisiert durchgeführt werden. Die Komplexität ist selbst für die Analyse mit angenommen Lasten (1kW 0.1kVA, symmetrisch) relativ hoch. In Abbildung 15 ist die Vorgehensweise für die Berechnung der Indikatoren dargestellt.

Algorithmus:

1. Berechne Lastfluss
2. Für Strang_1 ... Strang_n
 - a) Berechne Netzimpedanz, Sensitivitätsfaktoren...
 - b) Identifiziere den Knoten mit der tiefsten Spannung des Strangs (Endknoten)
 - c) Identifiziere den Hauptpfad des Strangs (zwischen ONT und Endknoten)
 - d) Berechne den Lastangriffsfaktor (Ersatzlast, Lastfluss- und Kurzschlussberechnung)
 - e) Berechne den äquivalenten Summenwiderstand mittels Lastflussberechnung
 - f) Berechne den Gesamterdungswiderstand bei allen Knoten mit Erdung
3. End Strang
4. Exportiere (Excel, später Datenbank)

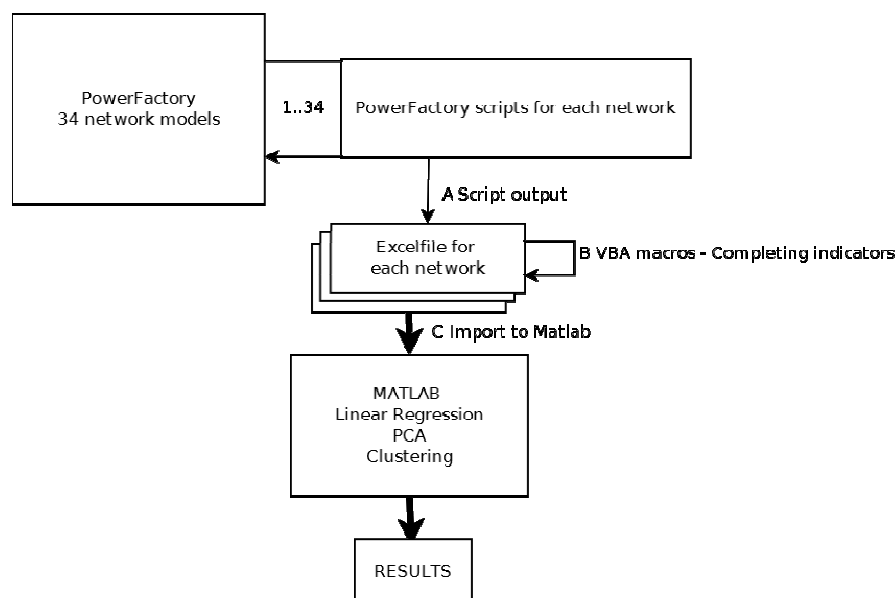


Abbildung 15 Automatische Berechnung der Indikatoren [8]

Clustering Methode

Abbildung 16 zeigt die Vorgehensweise bei der Einteilung in Cluster, hier beispielhaft für Stränge und elektrische Indikatoren. Jeder Punkt der x-Achse stellt einen Strang dar und die y-Achse beschreibt die euklidische Distanz zwischen den Strängen. Beim Erreichen der euklidischen Distanz zwischen 2 Strängen, werden die jeweiligen vertikalen Linien verbunden und somit zusammengefasst. Die gewählten Cluster sind in der Abbildung farblich dargestellt.

Die Abbildung 17 zeigt, wie für jede Gruppe von Strängen oder Netzen das dem berechneten Clusterzentrum am nächsten liegenden Strang bzw. das Netz gefunden wurde. Hierbei wurde für jeden verwendeten Indikator der Median gefunden und darauf aufbauend das diesen Werten am nächsten kommenden Gruppenmitglied bestimmt.

Dendrogram – Electrical Indicators Feeder Level

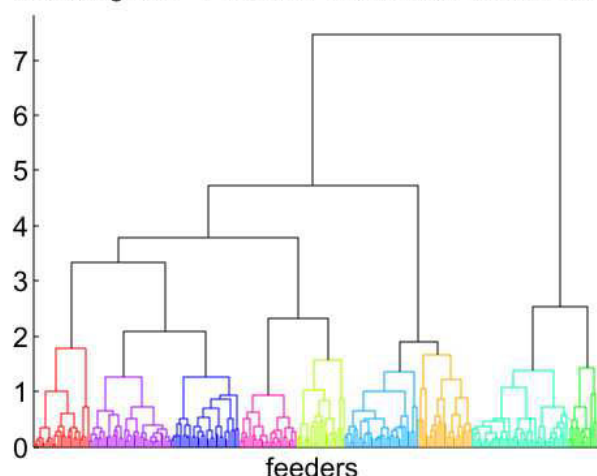


Abbildung 16 Exemplarische Aufteilung in Gruppen

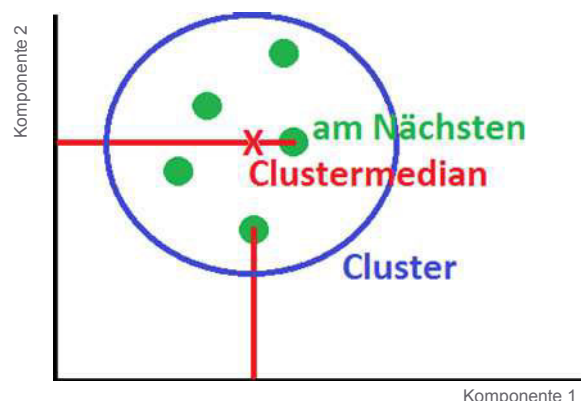


Abbildung 17 Auswahl der Clusterzentren

Die hohe Anzahl an Indikatoren führt bei der Clusteringanalyse zu dem Effekt, dass unterschiedliche Merkmale durch die hohe Anzahl an Indikatoren überdeckt werden. Um diesen Effekt zu reduzieren, wurde eine lineare Regressionsanalyse durchgeführt, um Indikatoren, die aus anderen Indikatoren berechnet werden können für die Clusteringanalyse nicht betrachtet werden.

Als nächstes wurde eine Hauptkomponentenanalyse durchgeführt. Nach der Regressionsanalyse wurden die Indikatoren in 2 verschiedene Gruppen aufgeteilt. Nämlich solche die eine Modellierung in einem Netzberechnungsprogramm benötigen, und solche, die aus GIS Daten ableitbar sind.

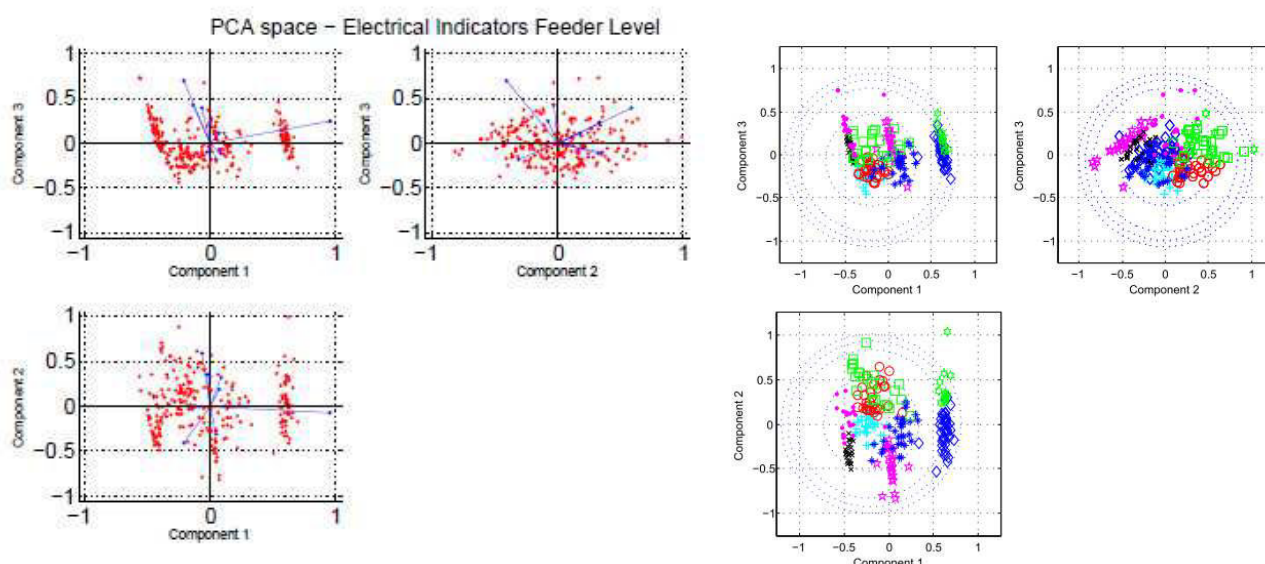


Abbildung 18: Clustering der Ortsnetz-Stränge [8]

In der folgenden Abbildung werden die Clusterzentren („Centroids“) auf verschiedenen Arten dargestellt.

Vergleich der Clustermediane

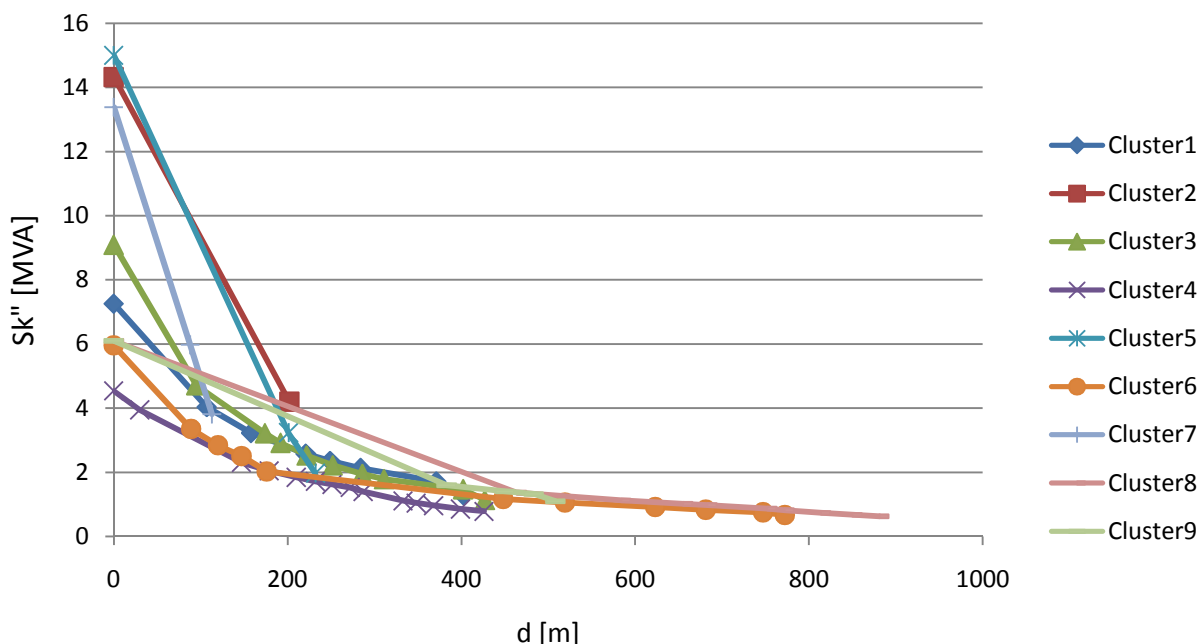


Abbildung 19: Darstellung der Clusterzentren („centroids“) – Verlauf der Kurzschlussleistung (S_k'') als Funktion der Entfernung[8]

3.2.5 Modellvalidierung

Um das Netzmodell zu validieren müssen die aus der Lastflussberechnung berechneten Spannungen (Lastwerte aus den Snapshots) mit den gemessenen Spannungswerten verglichen werden. Dafür wurde ein Validierungsmodul im PSSH programmiert. Die Abweichungen können statistisch ausgewertet werden und topologisch oder topographisch dargestellt werden. Die statistische Auswertung liefert eine allgemeine Aussage über die Genauigkeit der PSSA Methode, welche vom Netzmodell aber auch von der Messgenauigkeit beeinflusst wird. Vor der Validierung wurden die potentiellen Ursachen aufgelistet:

Messungenauigkeit der Zähler (Spannung, Wirk- und Blindleistung): Die zu erwartende Abweichung ist auf Grund der hohen Messgenauigkeit niedrig.

Fehlzuweisungen (Phase oder Zähler falsch zugewiesen): Da die Zuweisung vollautomatisch erfolgt, kann diese Ursache ausgeschlossen werden.

Abweichung zwischen Spannung am Ortsnetztrafo und Spannung am ersten Zähler: Diese Ursache sollte in den meisten Netzen keine Rolle spielen. Nur in Netzen in denen der erste Knoten in allen Strängen weit von der Station ist kann eine hohe Abweichung auftreten.

Nicht erfasste Leistungen (Zähler nicht ansprechbar): Die Validierung erfolgt ausschließlich mit vollständigen Snapshots. Aus diesem Grund kann diese Ursache auch ausgeschlossen werden.

Modellungenauigkeit

- Unsymmetrie des vorgelagerten Netzes: Dadurch, dass die Spannungen mittels eines Slacks direkt an der Niederspannungssammelschiene anhand der gemessenen Spannungen (U_{L1N} , U_{L2N} und U_{L3N}) vorgegeben wird, kann diese Ursache ausgeschlossen werden.
- Nullsystem- bzw. Nullleitermodellierung: Die Koppelimpedanz zwischen Leiter- und Neutralleiter bzw. Erde (nur durch Messung ermittelbar) wurde im Modell ignoriert. Dadurch, kann eine Abweichung entstehen.
- Erde Widerstand: Für den Übergangswiderstand wurde als Schätzung 2Ω angenommen. Diese Impedanz kann ebenfalls nur durch Messung ermittelt werden und kann mit Jahreszeiten variieren). Die durchgeführte Analysen (Kapitel 4.1.4) haben gezeigt, dass dieser Widerstand durch die sehr hohe Anzahl an parallele Erdungspfade kaum Einfluss auf die Ergebnisse hat.
- Abgeschätzte Kabellänge der Hauszuleitung: Die Länge (und der Querschnitt) der Hauszuleitungen wird nicht erfasst. Diese wurde aus dem GIS abgeschätzt. In einzelnen (wenigen) Fällen können hohe Abweichungen auftreten. Die Auswirkung ist vor allem für niedrige Querschnitte und hohe Belastungen hoch und kann im Prozentbereich liegen. Solche Fälle sollten aber als Ausreißer erscheinen (wenige Zähler und nur bei hoher Belastung).

Bewertungsgröße (Metrik):

Für die statistische Bewertung der Abweichungen ist eine Aggregation der Daten notwendig. Dafür wurden die folgenden zwei Bewertungsgrößen eingeführt.

- Höchste Abweichung im Netz (Residuum) $[0-100 \%] \times U_N$

$$\max \left(\max \left(\left| U_{i,sim}^{Ph_j} - U_{i,meas}^{Ph_j} \right|, Ph_j = L1..L3 \right), i = 1..N \right)$$

- Root Mean Square Error (RMSE) $[0-100 \%] \times U_N$

$$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N \left((U_{i,sim}^{L1} - U_{i,meas}^{L1})^2 + (U_{i,sim}^{L2} - U_{i,meas}^{L2})^2 + (U_{i,sim}^{L3} - U_{i,meas}^{L3})^2 \right)}{N}}$$

Für die detaillierte Validierung der Netzmodelle, bzw. um die Ursache der Abweichungen zu identifizieren, müssen die Abweichungen für jeden Knoten und Snapshot untersucht werden. Anhand dieser Daten sollten Zusammenhänge dargestellt werden (Siehe nächster Punkt).

Methodik der Modellvalidierung

Zusätzlich zur statistischen Auswertung der Abweichungen können anhand einer graphischen Darstellung (topologisch oder topographisch) der Abweichungen Zusammenhänge gesucht werden. Insbesondere kann anhand einer Analyse der Einflussfaktoren der Abweichungen eine Aussage über die Ursache getroffen werden. Die folgenden möglichen Zusammenhänge wurden definiert:

- räumliche Abhängigkeit (z.B. Knoten am Ende des Strangs oder einzeln stehende Knoten elektrisch gesehen)
- zeitliche Abhängigkeit (Schwachlast / Starklast / Schieflast)

Diese Zusammenhänge wurden beispielhaft untersucht und müssten (in einem Nachfolgeprojekt) weiter systematisch analysiert werden. Eine automatische Anpassung der Netzmodelle um die Abweichungen zu minimieren ist auf Grund der Komplexität und starke nicht Linearität nur mit heuristischen Methoden machbar.

Abbildung 20 zeigt exemplarisch die Validierung eines Modells: Dargestellt sind die Abweichungen der mittels PSSA gemessenen Spannungen von den mit den gemessenen Wirk- und Blindleistung simulierten Ergebnissen der Spannungswerten des Netzdatenmodells. Das erkennbare Muster zeigt, dass die Abweichungen bei vier Zählern signifikant höher als bei den anderen Zähler sind (4 V oder fast 2 % der Nennspannung). Diese scheint sich zeitlich zu ändern (Starklast / Schwachlast) und könnte durch eine ungenaue Länge der Hauszuleitung (Annahme) verursacht werden.

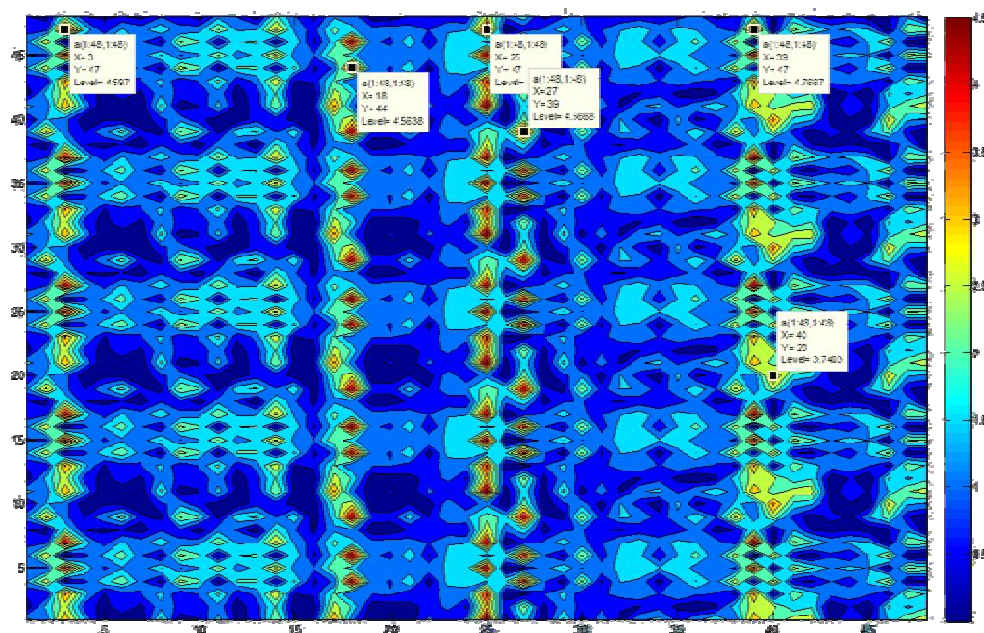


Abbildung 20: Abweichungen der Spannungen aus der Simulation von den Messungen mittels PSSA. Auf der x-Achse sind die Zähler und auf der y-Achse die Snapshots aufgetragen. Der Farbwert entspricht den Abweichungen in Volt.

3.2.6 Einfluss der Erdungsimpedanzen auf die Spannungsanhebung

Im Zug der Netzmodellierung (3 Phasen, 4 Leiter + Erde) wurde der Einfluss der Erdungsimpedanz auf die Lastflussergebnisse untersucht. Mit der Nullung (Schutzerdung) im TN-C-S System wird eine sichere Verbindung zum Erdreich erstellt, um Personen und Tiere vor gefährlich hohen Berührungsspannungen im Fall eines Fehlers zu schützen. Zu diesem Zweck wird durch mehrere Erder, (Betriebserder am Netztransformator und Anlagenerder in den Verbraucheranlagen) der Gesamterdungswiderstand im Niederspannungsnetz verkleinert. Alle Erder bilden zusammen an der Potenzialausgleichschiene eine Parallelschaltung. Die derzeit gültigen Normen stellen Anforderungen für den Gesamt-Erdungswiderstand von 2Ω (nach TAEV 2008 (IV-2.1.2) bzw. E 8001-1)

Erdungsbedingung nach TAEV 2008 (IV-2.1.2) / E 8001-1

„Der PEN –Leiter des Netzes ist nahe der Trafostation und an jedem Netz-ausläufer zu erden. Der Gesamt-Erdungswiderstand aller Betriebserder des Netzes soll möglichst klein sein. Die Erfüllung dieser Forderung – 2Ω gelten jedenfalls als ausreichend – ist Aufgabe des Netzbetreibers und muss bei der Freigabe eines Netzes für die Schutzmaßnahme „Nullung“ gegeben sein“.

Gesamterdungswiderstands unter verschiedenen Annahmen einzelner Erdungswiderstände

Abbildung 21 stellt die Verteilung der Gesamterdungsimpedanz für die neun Stränge eines Netzes. Der Gesamterdungsimpedanz an einem Knoten hängt von der Neutralleiterimpedanz sowie der Anzahl der benachbarten Knoten (Netzwerk von Parallelwiderständen). Aus dieser Abbildung ist ersichtlich, dass die Gesamterdungsimpedanz mit der Annahme, dass alle Erdungswiderstände 2Ω betragen, deutlich unter der Grenze von 2Ω liegt (maximal $0,25 \Omega$). Anders formuliert: die Anforderungen zur Schutzmaßnahme Nullung werden auch mit relativ hohen Erdungswiderstände erfüllt.

Abschätzung der Auswirkung der Erdungswiderstände auf die Lastflussergebnisse

Auf Basis einer Sensitivitätsanalyse (Variation der Erdungsimpedanz zwischen 0 und 100Ω mit Schrittweite von $0,1 \Omega$) wurde untersucht welcher Einfluss die Erdungswiderstände (Abbildung 21) auf die Spannungsanhebung unter unsymmetrischen Bedingungen hat. Abbildung 22 zeigt, dass die Erdungswiderstände relativ klein sein müssen damit ein Effekt tatsächlich sichtbar ist (ein Teil des Nullsystemstroms über Erde fließt und reduziert die Spannungsanhebung über den Neutralleiter).

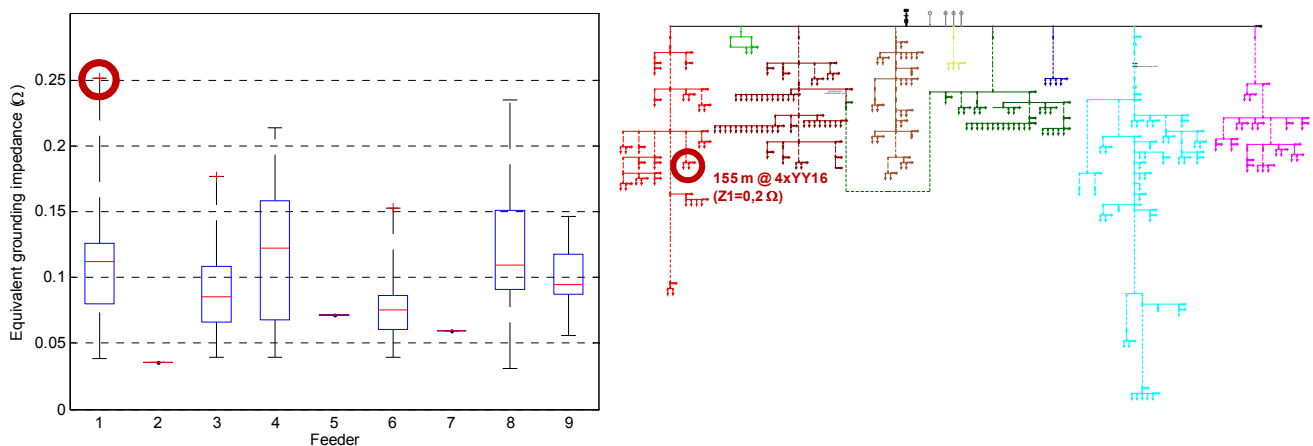


Abbildung 21: Gesamterdungsimpedanz für alle Knoten eines Niederspannungsnetzes (Annahme: Einzelne Erdungswiderstände $R_E = 2 \Omega$). Links: Gesamterdungsimpedanz / Rechts: Netzübersicht

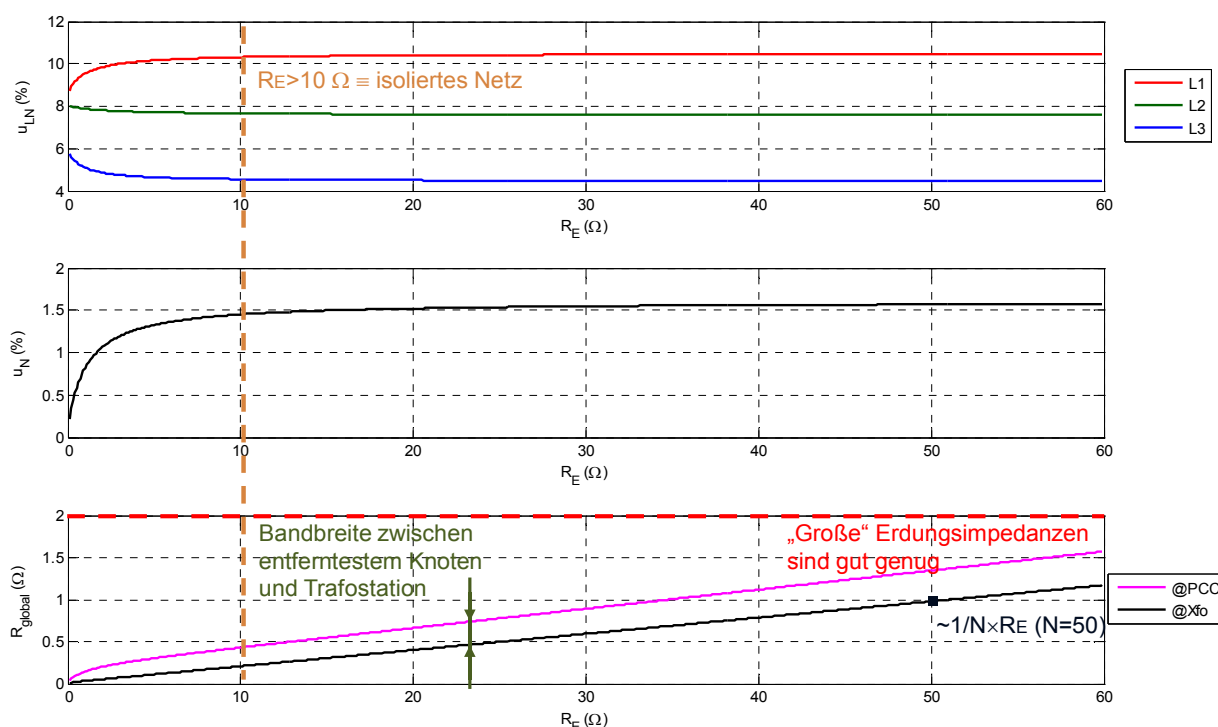


Abbildung 22: Auswirkung der Erdungsimpedanzen auf die Spannungsanhebung

3.3 Potentialanalyse: Smart Grids Controls für Niederspannungsnetze

3.3.1 Quantifizierung der Auswirkung von Dezentralen Erzeugern

Wie vorher erklärt kann anhand der Snapshots eine genaue Analyse der Ist-Situation durchgeführt werden und der Anschluss einer oder mehrerer DEA beurteilt werden. Sollte die Aufnahmefähigkeit des Netzes ausgeschöpft sein, muss das Netz verstärkt werden oder müssen Smart Grids-Ansätze eingesetzt werden.

Anhand der Power SnapShots kann erstmals die tatsächliche Auswirkung bestehender Erzeugungsanlagen bestimmt werden. Die Snapshots liefern eine Information über das tatsächliche Verhältnis Starklast / Schwachlast und zeigen wie groß der überlappenden Bereich des Spannungsbands für Lasten und Erzeuger ist (zurzeit wird von einer 0 % Überlappung ausgegangen). Des Weiteren liefern die Snapshots eine Information über die Phasenzuordnung mittels AMIS-Zähler. Dies spielt besonders eine wichtige Rolle bei einphasigen Erzeugern, die eine viel höhere Spannungsanhebung als dreiphasige verursachen.

Dadurch, dass die Phasenzuordnung zuverlässig bestimmt wird, kann diese in der Lastflussberechnung berücksichtigt werden und somit auf konservative Annahmen verzichtet werden. Dadurch können mehr Erzeugungsanlagen ins Netz integriert werden ohne die Spannungsqualität zu gefährden.

3.3.2 Entwicklung von Smart Grids Methoden (Konzepte und Potentiale)

Untersucht wurden vor allem Smart Grids Konzepte zur Unterstützung der Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen, welche in Entwürfen von Normen oder in eigenen und anderen Forschungsprojekten vorgeschlagen wurden. Diese umfassen:

- Blindleistungs-basierte Spannungsregelung (z.B. FFG Projekt *morePV2grid*)
- Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (z.B. FFG Projekt *DG DemoNet Smart LV Grid*)

Blindleistungs-basierte Spannungsregelung

Eine Maßnahme zur Begrenzung der durch die Wirkleistung verursachten Spannungsanhebung ist der Bezug von Blindleistung. Während verschiedenen Ansätzen in diversen Forschungsprojekten vorgeschlagen wurden, kann das Prinzip sehr einfach anhand der Formel erklärt werden.

$$\Delta U \approx \frac{R \cdot P}{U_N^2} \cdot \left[1 - \tan(\varphi) \cdot \frac{1}{R/X} \right]$$

ΔU Relative Spannungsanhebung (nach Blindleistungsregelung)

φ Einspeisewinkel

R Ohmscher Anteil der Netzimpedanz (Widerstand)

X Induktiver Anteil der Netzimpedanz (Reaktanz)

P Anlage Nennwirkleistung

U_N Nennspannung am Verknüpfungspunkt

Bei fixem Verschiebungsfaktor ($\tan\varphi$) hängt die Wirksamkeit der Spannungsregelung direkt vom R/X Verhältnis ab. Niederspannungsnetze sind bekannt, dass sie hohe R/X Verhältnisse aufweisen, eine fundierte statistische Aussage wird jedoch selten gegeben. Im Rahmen vom AP4 wurden die Netzverhältnisse in Bezug auf R/X Verhältnis untersucht (Siehe Abbildung 23). Diese Grafik zeigt, dass bei den Endknoten, an welchen Potentiell Spannungsprobleme erwartet werden können, tatsächlich einen hohen R/X Verhältnis aufweisen (Median liegt bei mehr als 2, mit einem Maximum von mehr als 5). Mit einem R/X Faktor von 2 (50 % der Endknoten) und einem Leistungsfaktor von 0,90 ($\tan\varphi=0,48$), kann aber die Spannungsanhebung noch um ca. 25 % reduziert werden ($\tan\varphi/(R/X)=0,24$).

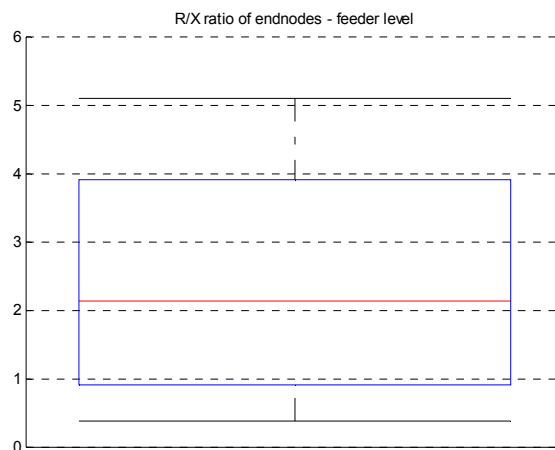
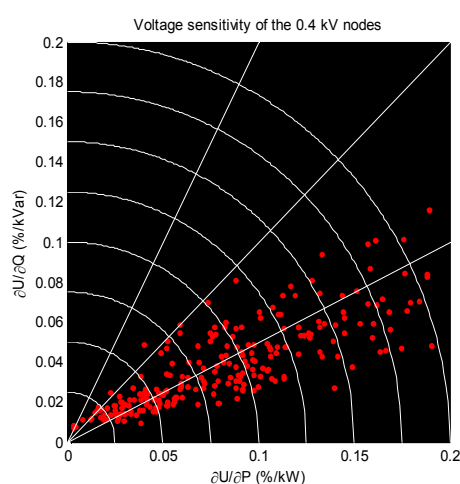


Abbildung 23: Verteilung des Verhältnis R/X an den Endknoten 238 Niederspannungsstränge (Interquantil Bericht im Boxplot (blau): 95 % aller Knoten)

Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators

Analog zur Spannungsregelung in Umspannwerken (Hochspannung/Mittelspannung) wurden in den letzten Jahren regelbare Ortsnetztransformatoren (noch in Prototypenstadium) entwickelt. Der Einsatz solcher Transformatoren ermöglicht Folgendes:

- Entkopplung zwischen Mittelspannung und Niederspannung (Kompensation der Spannungsänderungen im Mittelspannungsnetz)
- Kompensation der Spannungsänderungen im Niederspannungsnetz (Siehe Projekt DG DemoNet: Smart LV Grid):
 - Messung an kritischen Netzknoten
 - Einsatz einer Kompoundierung

Die Snapshots liefern für den erste Nutzen (Kompensation der Spannungsänderungen im Mittelspannungsnetz) eine wichtige Datengrundlage. Das entsprechende Potential kann damit - je nach Ausführung wird eine Spannungsbandersparnis von bis zu 40 % ermöglicht (Spannungsanhebung und -absenkung im Mittelspannungsnetz sowie Regler Hysterese im Umspannwerk) – relativ leicht abgeschätzt werden.

Für den zweiten Nutzen ist allerdings eine detaillierte Information aus dem Niederspannungsnetz (vor allem aus den Ausläufern) zwingend erforderlich. Anhand der Snapshots kann ermittelt werden wie viel, unter Kenntnis der tatsächlich auftretenden Spannungspegel an den Netzausläufern, vom Spannungsband noch aktiv genutzt werden kann. Da die Spannungsregelung mit regelbarem Ortsnetztransformator eine zentrale Regelung, welche sich auf das ganze Netz gleichmäßig auswirkt ist, spielt die Spreizung zwischen Stränge und aber auch Phasen eine wichtige Rolle.

Im Rahmen vom AP4 wurde Indikatoren eingeführt, welche zur Abschätzung der Wirksamkeit diversen Regelmöglichkeiten der Transformatoren nützlich sind. Diese sind in der Folge kurz angeführt. Ist zum Beispiel die Netzspreizung nahezu so hoch wie das Spannungsband, müssen lokale Maßnahmen zur Spannungshaltung eingesetzt werden (z.B. lokale Regelung durch PV Anlagen oder e-Autos oder Einsatz eines Längsreglers in einem spezifischen Strang).

$NVR = \max(U^{Ph_j} - U^{Ph_j} , Ph_j = L1..L3)$	
$FVR = \max\left(\max(U_{i,sim}^{Ph_j} - U_{i,meas}^{Ph_j} , Ph_j = L1..L3), i = 1..N\right)$	
$GVR = \max\left(\max(U_{i,sim}^{Ph_j} - U_{i,meas}^{Ph_j} , Ph_j = L1..L3), i = 1..N \cdot M\right)$	
NVR	Knotenspreizung (Node Voltage Range)
FVR	Strangspreizung (Feeder Voltage Range)
GVR	Netzspreizung (Grid Voltage Range)
Ph_j	Phasen Index L1, L2 oder L3
i	Knoten index für den betrachteten Strang
N	Anzahl von Knoten im betrachteten Strang
M	Anzahl von Strängen im Netz)

3.3.3 Symmetrisierung der Phasenbelastung

Im Rahmen vom AP4 wurde die Symmetrisierung des Netzes, als eine erste Maßnahme, untersucht. Da eine unsymmetrische Einspeisung eine viel größere Spannungsanhebung als eine symmetrische Einspeisung verursacht (bis zu einem Faktor 6) ist die Symmetrisierung eines Netzes die erste Maßnahme, welche getroffen werden muss, sollte festgestellt werden dass dieses Netz tatsächlich sehr unsymmetrisch belastet ist (Abbildung 24).

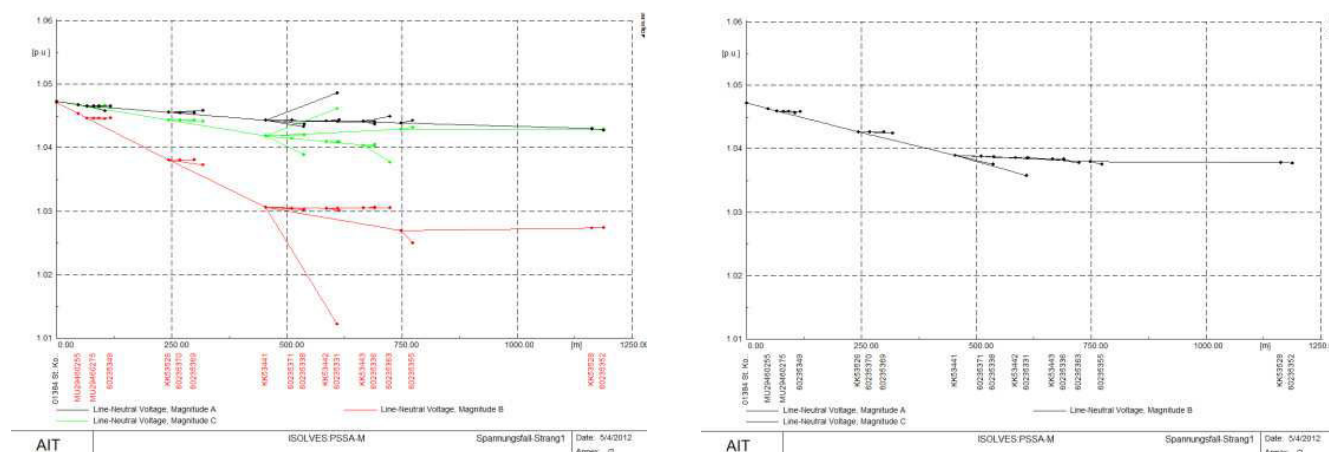


Abbildung 24: Effekt der unsymmetrischen Lasten auf das Spannungsband (links) und symmetrische Belastung (rechts)

Um die Anzahl der Umschaltungen und den Aufwand gering zu halten, wurde eine Monte-Carlo Analyse vorgeschlagen und implementiert, welche auf Basis des Pareto-Kriteriums eine effiziente Lösung zur Symmetrisierung des Netzes liefert. Abbildung 25 stellt das Prinzip der Methode sowie Beispielhafte Ergebnisse (Abbildung 26).

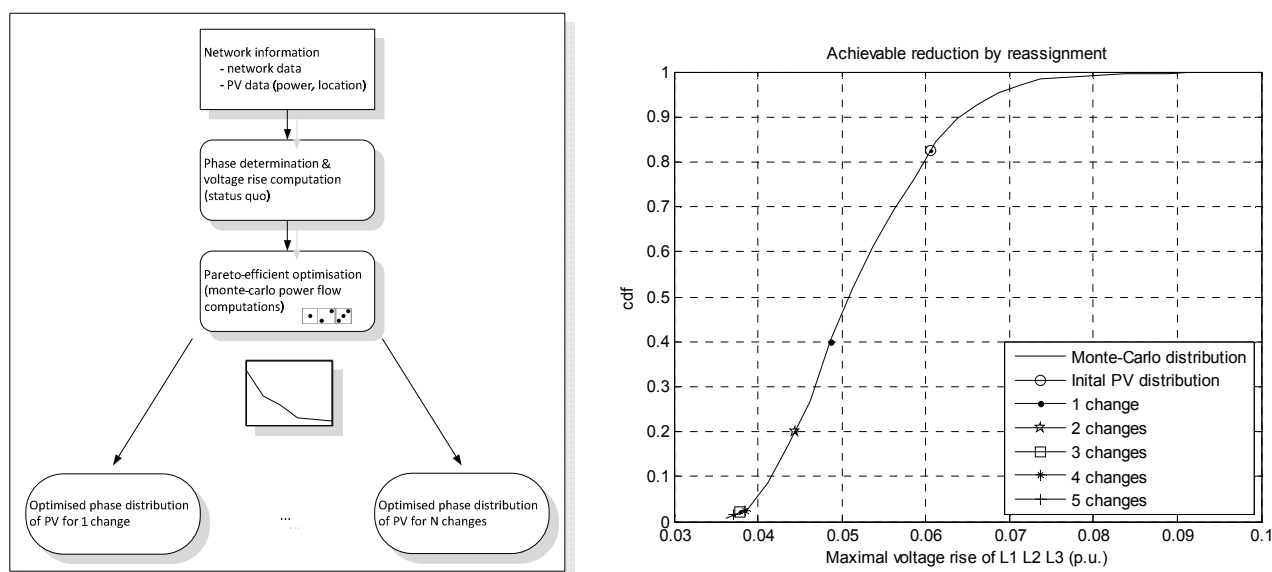


Abbildung 25: Prinzip der Symmetrisierung (links) / Beispielhaftes Ergebnis der Optimierung

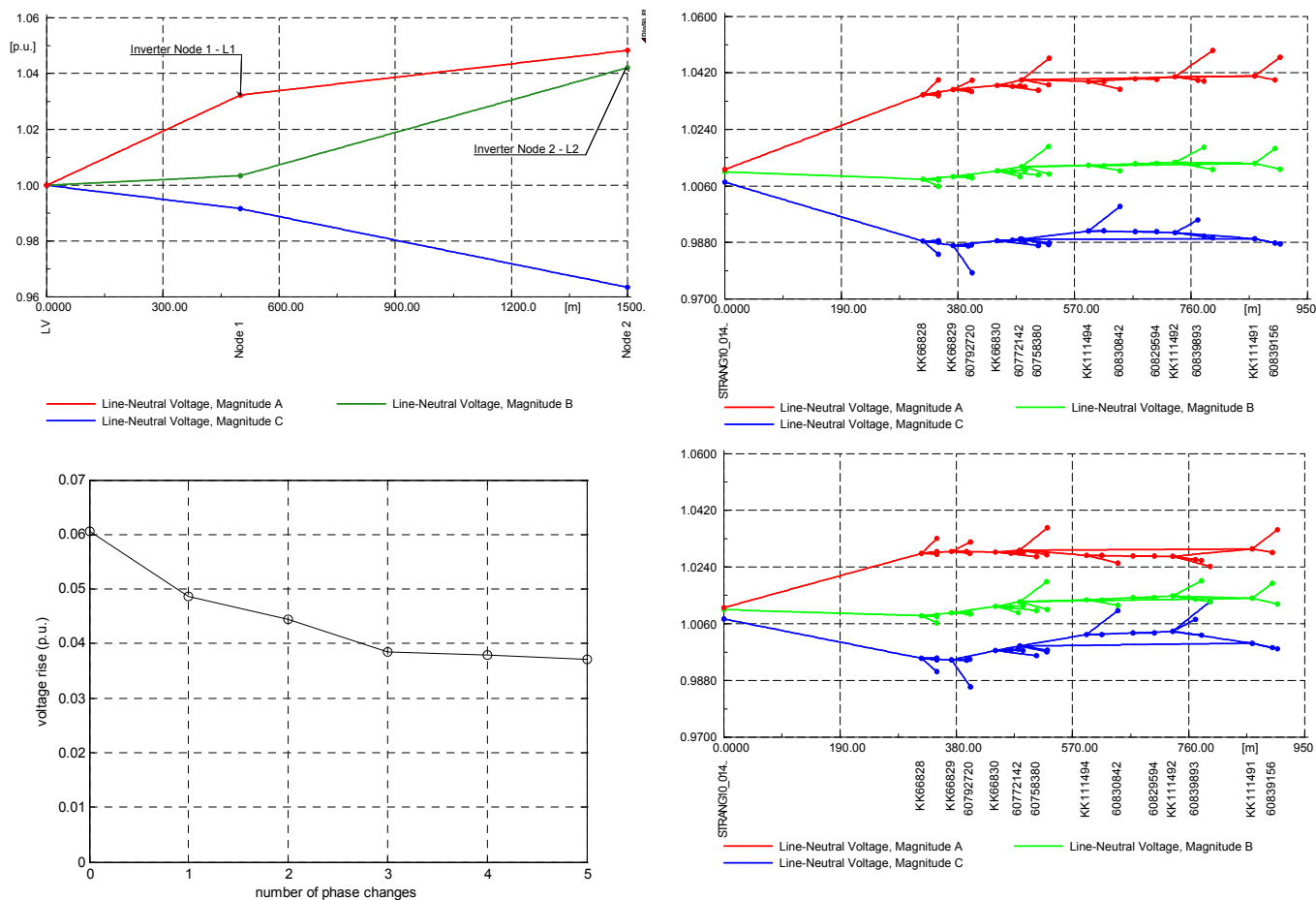


Abbildung 26: Beispiel für die Auswirkungen der Phasendrehung auf die Symmetrie.

3.3.4 Erweiterte Anschlussbedingungen

Erweiterte Anschlussbedingungen

Die derzeitige Anschlussbeurteilung erfolgt auf Grund des Mangels an Daten im Niederspannungsnetz gezwungenermaßen auf Basis konservativen Annahmen („Worst-case Betrachtung“). Dies betrifft:

- Die kompensierende Wirkung der durch DEA verursachte Spannungsanhebung und die durch Lasten verursachte Spannungsabsenkung wird nicht berücksichtigt.
- Auch bei einer hohen Anzahl an symmetrischen Erzeugern im Niederspannungsnetz wird eine unsymmetrische Aufteilung auf die drei Phasen angenommen (Reduzierung der Netzaufnahmefähigkeit bis zu einem Faktor von 6).

Anhand der Power Snapshots werden erstmals die tatsächlich auftretenden Netzverhältnisse ersichtlich und können für die Anschlussbeurteilung berücksichtigt werden. Außerdem kann die tatsächliche Aufteilung auf die drei Phasen berücksichtigt werden.

Die PSSA kann zur Unterstützung der Anschlussbeurteilung, wie nachfolgend skizziert, herangezogen werden:

1. Analyse der Snapshots des betroffenen Netzes über einen längeren Zeitraum (2 Jahren) und Bestimmung der „kritischen Zustände“ (Bestimmung der höchst- und tiefsten Spannungen sowie höchste Auslastung der Betriebsmittel).
2. Berechnung der neuen Spannungspegel und Auslastungen nach Anschluss der zu beurteilenden Erzeugungsanlage für alle „kritischen Zustände“
3. Beurteilung der Auswirkung der Anlagen auf Spannungsprofilen und Betriebsmittelauslastungen unter Freihaltung der notwendigen Reserven für Umschaltssituationen (im vorgelagerten Mittelspannungsnetz und im Niederspannungsnetz).

Die Ergebnisse können wie auf Abbildung 27 dargestellt werden.

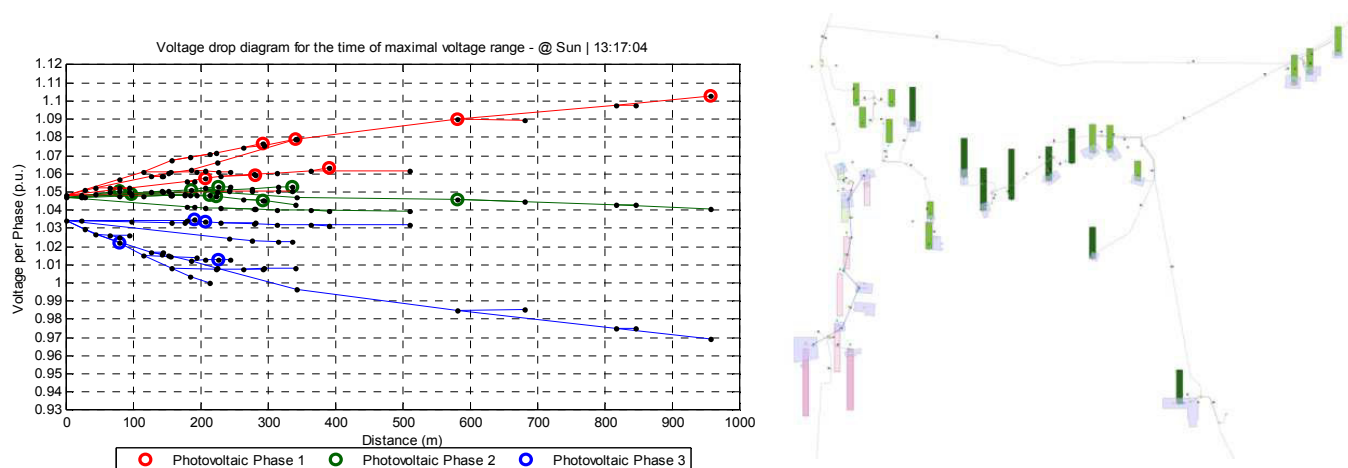


Abbildung 27: Beispielhafte Darstellung der Spannungsprofile eines Niederspannungsnetzes (links: topologisch / rechts: geographisch) für einen „kritischen Zustand“ (Snapshot)

3.3.5 Evaluierung der kritischen Knoten für die Spannungsregelung

Im Projekt DG DemoNetz Validierung wurde das erfolgreiche Konzept der kritischen Knoten im Mittelspannungsnetz zur Spannungsregelung eingeführt. Die Analyse und Identifikation von kritischen Knoten für die Spannungsregelung auf Basis der PSS Daten im Niederspannungsnetz soll Aufschluss über die Anwendbarkeit dieses Konzepts geben. Da das Niederspannungsnetz unsymmetrisch belastet ist, ergeben sich im Gegensatz zum Mittelspannungsnetz unterschiedliche Spannungswerte in den einzelnen Phasen.

Die maximale Spannungsanhebung aufgrund der Einspeisung begrenzt die Anzahl der Erzeugungsanlagen. Spannungsbandanalysen basierend auf Power SnapShots zeigen, dass die Spannungsspreizung – Differenz zwischen höchstem und tiefsten (kritischem) Knoten im Netz –phasenabhängig ist. Abbildung 28 zeigt, dass eine intelligente Spannungsregelung zwischen der Spreizung innerhalb eine Phase

oder aller Phasen unterscheiden können sollte, falls eine separate Regelung der einzelnen Phasen möglich ist.

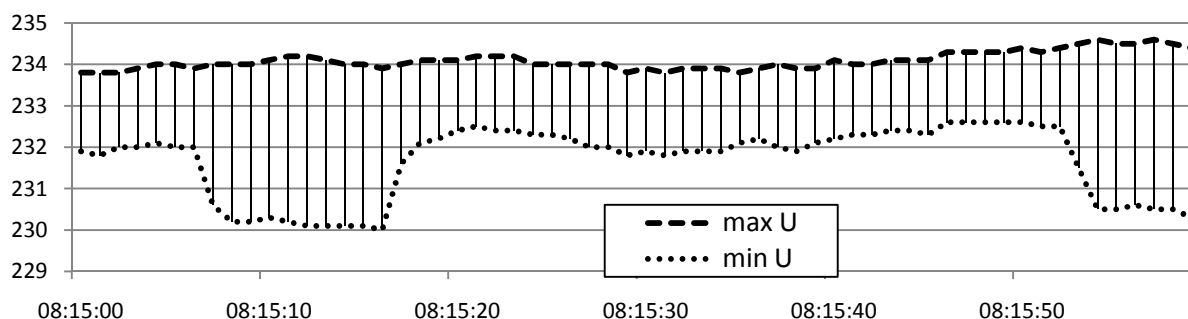


Abbildung 28: Höchster und tiefster Spannungswert aller Phasen im Netz

Mit Hilfe der Power SnapShots wurde die Dynamik der kritischen Knoten am Beispiel eines Stranges in St. Konrad untersucht. Abbildung 29 zeigt diese Dynamik für einen Strang für 900 SnapShots (15 Minuten). Da die Bandbreite für die Übermittlung der Messungen begrenzt ist, können ähnlich wie die Triggerzähler nur bestimmte Zähler ihre Messwerte übermitteln, damit die Regelung schnell genug reagieren kann.

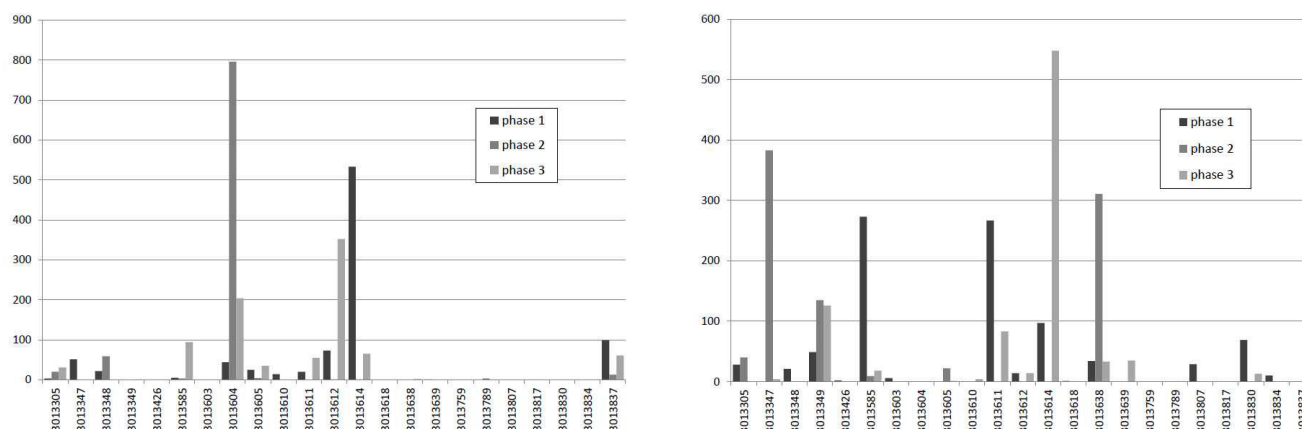


Abbildung 29: Häufigkeiten der größten (rechts) und kleinsten Spannungen (links) je Phase für die Zähler eines Stranges innerhalb 15 Minuten (900 SnapShots).

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

4.1 Erkenntnisse

4.1.1 Phasenzuordnung im Niederspannungsnetz

Im Projekt wurde die Power SnapShot Methode entwickelt und realisiert um ein synchrones Abbild des Netzzustandes basierend auf Smart Meter Daten zu erhalten. Dazu musste eine Methode entwickelt werden um die Phasenzuordnung im Niederspannungsnetz mittels elektronischer Zähler (Smart Meter) zu realisieren. Dies ist die Voraussetzung für alle weiteren Betrachtungen. Der Nutzen dieser Erkenntnis und Entwicklung ist unabhängig von der PSSA und öffnet die Tür für eine optimierte Planung des Niederspannungsnetzes.

4.1.2 Einfluss der Oberschwingungen

Eine detaillierte Analyse und Berechnung der Auswirkungen der Oberschwingungen auf die Messung wurde durchgeführt. Um den Einfluss auf die Genauigkeit des Modells bei den Messungen untersuchen zu können, wurde die Möglichkeit nur die Grundwelle und Grundwelle gemeinsam mit Oberschwingungen als Funktionalität in die Anforderungen an die Firmware erweitert. Detaillierte Analysen sind damit möglich.

4.1.3 Modellierung und Simulation von Niederspannungsnetzen im Vierleitermodell

Es wurde eine detaillierte Modellierung und Simulation von Niederspannungsnetzen im Vierleitermodell durchgeführt. Diese detaillierte Modellierung ist die Grundlage und Voraussetzung für die Analyse der Auswirkungen von dezentralen Erzeugern und Lasten.

4.1.4 Einfluss des Erdungswiderstands

Untersuchungen über den Einfluss des Erdungswiderstands auf die Spannungsanhebung und die Auswirkungen der Unsymmetrie und Symmetrisierung auf das Spannungsband wurden auf Basis der Power SnapShot Daten durchgeführt. Es wurde folgende Hypothesen formuliert:

- größere Erdungswiderstände erfüllen durch die Parallelschaltung vieler Anlagen-Erder die Anforderungen der Schutzmaßnahme Nullung
- Erdungsimpedanzen müssten sehr klein ($< 10 \Omega$ unrealistisch klein) sein damit sie eine Auswirkung auf die Lastflussergebnisse (im fehlerfreien Zustand) haben

Diese Hypothesen welche bewirken, dass TN-C-S Niederspannungsnetze im fehlerfreien Zustand als isoliert betrachtete werden dürfen, wurden anhand von Snapshots validiert. Abbildung 30 stellt eine Auswertung des maximalen Fehlers zwischen Spannungen aus der Lastflusssimulation nach Einsatz der gemessenen Leistungswerte und gemessenen Spannungen dar. Aus dieser Analyse für einen Snapshot mit besonders hoher Abweichung zwischen den Spannungen aus Simulation und Messung ist ersichtlich, dass der Erdungswiderstand kaum Einfluss auf die Genauigkeit der Simulation hat.

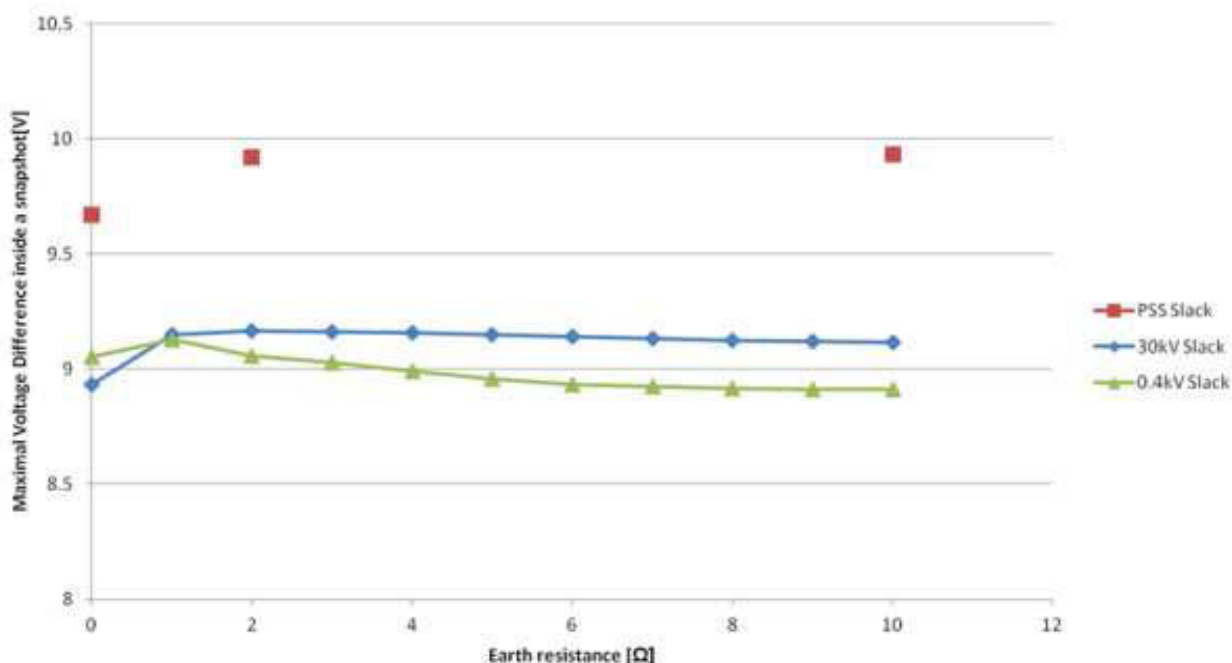


Abbildung 30: maximaler Fehler zwischen Spannungen aus der Lastflusssimulation mit gemessenen Leistungswerte und gemessenen Spannungen

4.1.5 Auswirkungen der Unsymmetrie und Symmetrierung auf das Spannungsband

Unsymmetrische Einspeisung dezentraler Erzeuger hat die größte Auswirkung auf die Spannungsanhebung und begrenzt damit die Anzahl der Anlagen die an eine Niederspannungsleitung angeschlossen werden können. Durch intelligente Symmetrierung (Phasendrehungen) können zusätzliche Anlagen integriert werden. Die PSSA ermöglicht die Identifizierung dieser Potentiale. Abbildung 25 zeigt, dass anhand von nur drei Umschaltungen mehr als 2 Prozentpunkte des Spannungsbands eingespart werden können. Dies entspricht einer bedeutenden Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit.

Die vorgeschlagene Methode kann für Netze mit hoher Unsymmetrie, welche durch die PSSA identifiziert werden kann, angewendet werden. Durch die gewonnene Information kann für die kleine Anzahl von problematischen Netzen (z.B. 5% der Netze) eine erhebliche Verbesserung gefunden werden, und für die restlichen 95% weniger konservative Planungskriterien angewendet werden.

4.1.6 Erweiterte Anschlussbedingungen

Anhand der Power Snapshots werden erstmals die tatsächlich auftretenden Verhältnisse im Niederspannungsnetz ersichtlich und können die Anschlussbeurteilung unterstützen. Darüber hinaus kann die tatsächliche Aufteilung auf die drei Phasen berücksichtigt werden. Die Unterstützung der Anschlussbeurteilung kann wie nachfolgend skizziert erfolgen (AP3):

1. Analyse der Snapshots des betroffenen Netzes über einen längeren Zeitraum (2 Jahren) und Bestimmung der „kritischen Zustände“ (höchst- und tiefste Spannung / höchste Auslastung).
2. Berechnung der neuen Spannungspegel und Auslastungen nach Anschluss der zu beurteilenden Erzeugungsanlage für alle „kritischen Zustände“
3. Beurteilung der Auswirkung der Anlagen auf Spannungsprofilen und Betriebsmittelauslastungen unter Freihaltung der notwendigen Reserven für Umschaltssituationen (im vorgelagerten Mittelspannungsnetz und im Niederspannungsnetz).

4.1.7 Simulation von Niederspannungsnetzen mit Power SnapShot Daten

Abbildung 31 zeigt das Niederspannungsnetz mit Photovoltaik (PV) und Elektromobilität (EV). Verschiedene Szenarien wurden im Vierleitermodell simuliert (Abbildung 32). Die Abhängigkeit der Spannungsanhebung von der jeweiligen Lastsituation ist deutlich erkennbar. Systematische Untersuchungen mit den vorhandenen SnapShots werden Erkenntnisse über realen Auswirkungen und Integrationspotentiale zeigen.

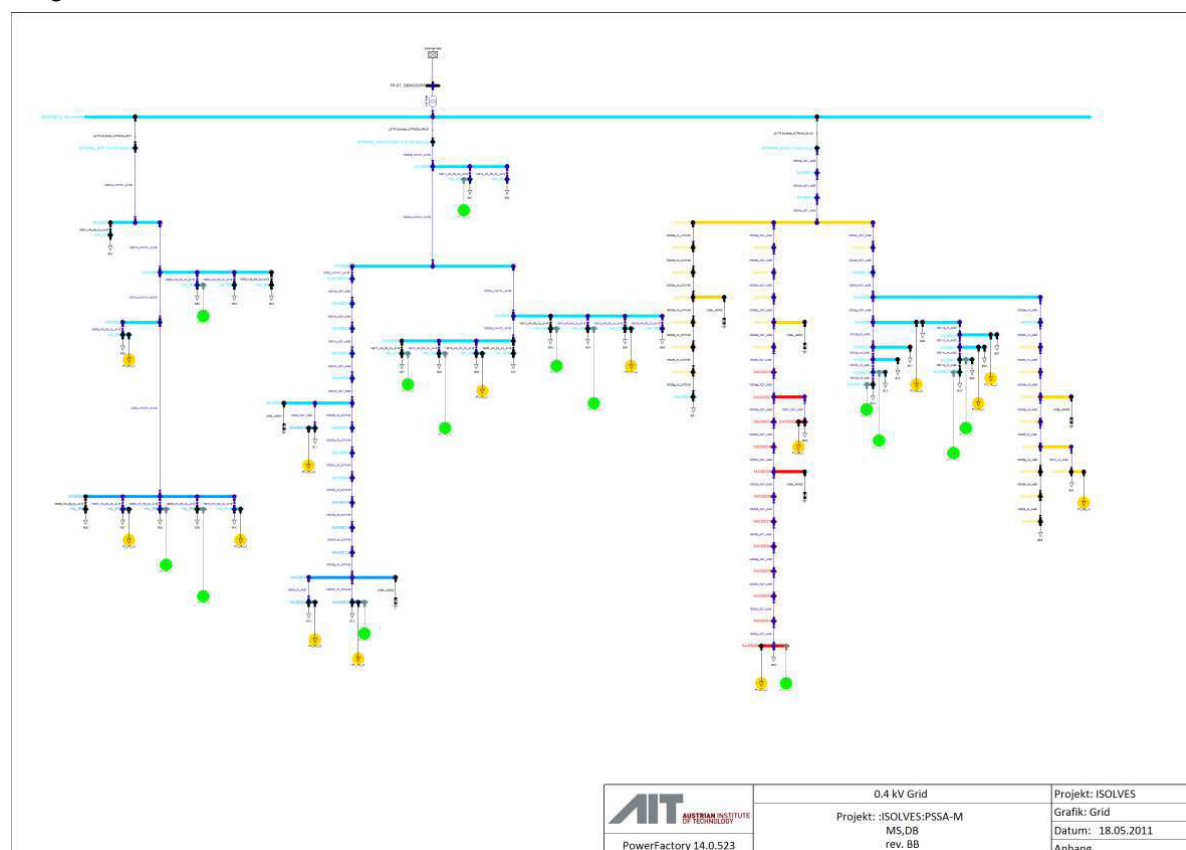


Abbildung 31: Simulation der Auswirkungen von Photovoltaik (gelbe Punkte) und Elektromobilität (grüne Punkte) im Niederspannungsnetz

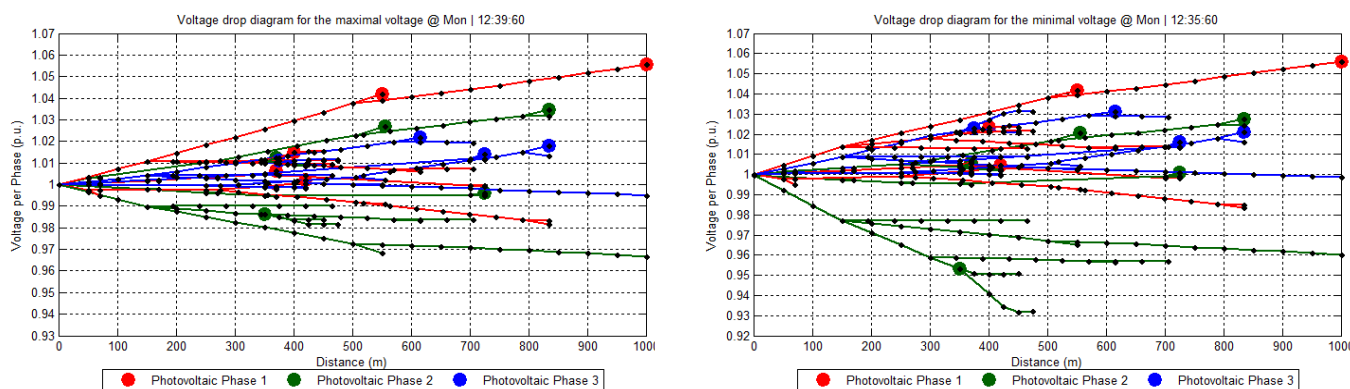


Abbildung 32: Spannungsfalldiagramm mit PV (rechts) und mit PV und EV (links)

4.1.8 Charakterisierung der Niederspannungsnetze

Die rund 35 ausgewählten Niederspannungsnetze mit weit über 200 Netzabschnitten (Strängen) wurden systematisch an Hand von Indikatoren charakterisiert und eine Clusteranalyse durchgeführt. Diese Einteilung ermöglicht Smart Grid Lösungen auf spezifische Netzausprägungen abzustimmen. Hier erscheint eine Charakterisierung auf Basis der Stränge sinnvoller als auf Basis des ganzen Netzes. Abbildung 33 zeigt eine deskriptive Statistik der Indikatoren für die Betrachtung pro Netz (rund 35).

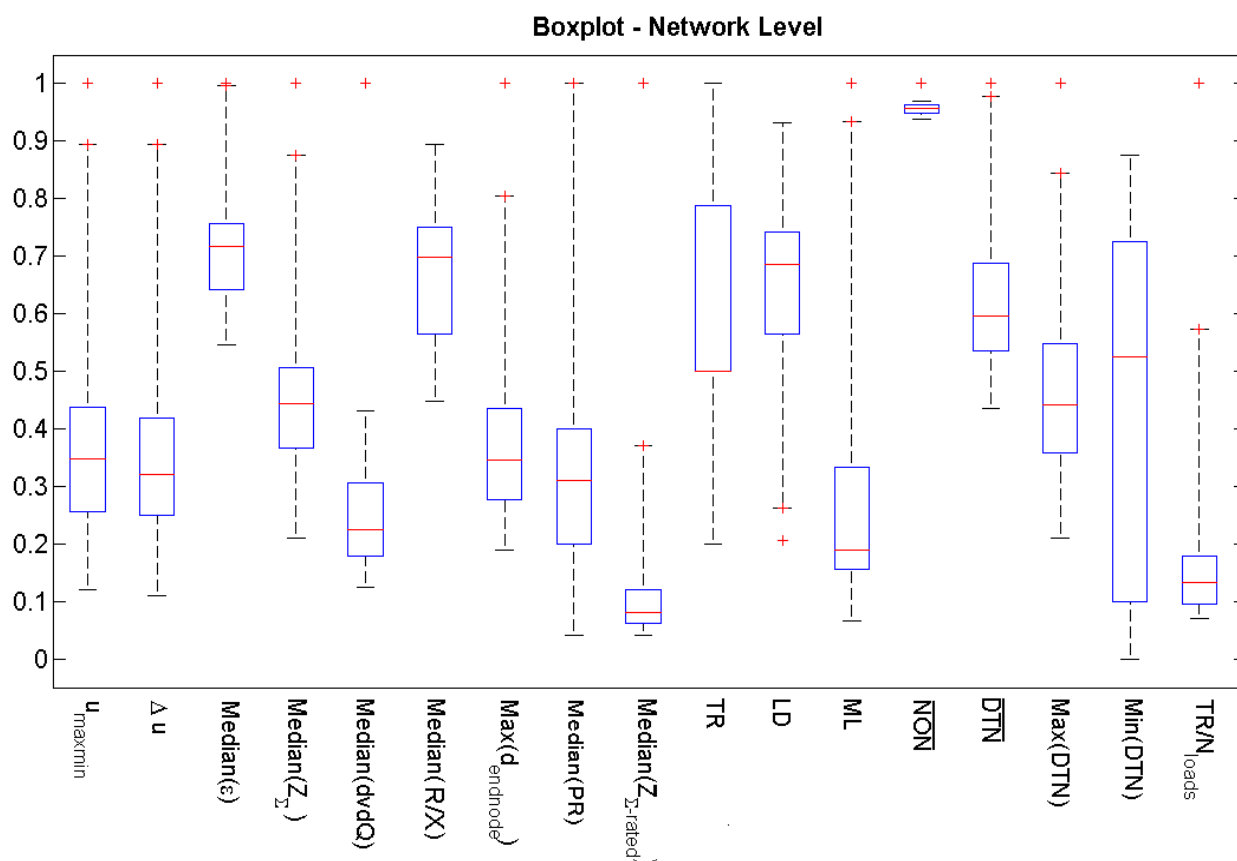


Abbildung 33: Boxplots der normierten Indikatoren für die Charakterisierung pro Netz

Legende zu Abbildung 33:

Abkürzung	Bedeutung (engl.)	Bedeutung (deutsch)
ϵ	equivalent load location	Äquivalenter Lastangriffspunkt
Z_{Σ}	equivalent sum-impedance	Äquivalenter Summenwiderstand
dvdQ	reactive power sensitivity	Blindleistungs-Sensitivität
R/X	resistance/reactance ratio	Verhältnis Ohm'scher Widerstand zu Blindwiderstand
d	Distance	Abstand zum Ortsnetztrafo
PR	power ratio: power consumed to power flow	Verhältnis von verbrauchter Leistung zur Leistung die dem Knoten zufließt
TR	Transformer rating	Transformator Nennleistung
NON	average number of neighbour nodes	Durchschnittliche Anzahl der benachbarten Knoten
DTN	average distance to neighbour nodes	Durchschnittlicher Abstand zu benachbarten Knoten
ML	maximum load	Maximale Last

4.1.9 Blindleistungs-basierte Spannungsregelung

Die Darstellung der Netzverhältnisse in Bezug auf R/X Verhältnis in Abbildung 34 zeigt, dass Endknoten, an welchen potentiell Spannungsprobleme erwartet werden können, tatsächlich ein hohes R/X Verhältnis aufweisen (Median liegt bei mehr als 2, mit einem Maximum von mehr als 5). Mit einem R/X Faktor von 2 (50 % der Endknoten), kann aber die Spannungsanhebung noch um ca. 25 % reduziert werden.

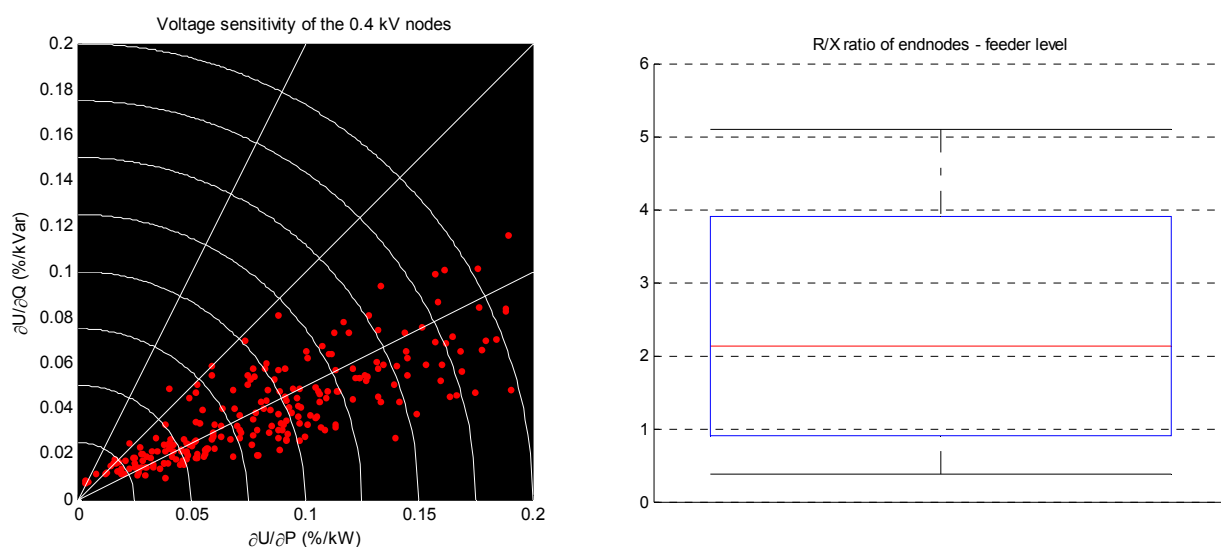


Abbildung 34: Verteilung des Verhältnis R/X an den Endknoten 238 Niederspannungsstränge (Interquantil Bericht im Boxplot (blau): 95 % aller Knoten)

4.1.10 Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators

Entkopplung zwischen Mittelspannung und Niederspannung (Kompensation der Spannungsänderungen im Mittelspannungsnetz): Auch wenn die Snapshots für den ersten Nutzen (Kompensation der Spannungsänderungen im Mittelspannungsnetz) eine wichtige Datengrundlage liefern, das entsprechende Potential kann relativ leicht beziffert werden (potentiell kann je nach Ausführung 40% des Spannungsbands zusätzlich nutzbar werden).

Kompensation der Spannungsänderungen im Niederspannungsnetz mittels (Siehe Projekt DG Demo-Netz Smart LV Grid): Messung an kritischen Knoten oder Einsatz einer Kompoundierung. Hier ist allerdings eine detaillierte Information aus dem Niederspannungsnetz (vor allem aus den Ausläufern) zwingend erforderlich. Anhand der Snapshots kann ermittelt werden wie viel, unter Kenntnis der tatsächlich auftretenden Spannungspegel an den Netzausläufern, vom Spannungsband noch aktiv genutzt werden kann. Da die Spannungsregelung mit regelbarem Ortsnetztransformator eine zentrale Regelung, welche sich auf das ganze Netz gleichmäßig auswirkt, ist, spielt die Spreizung zwischen Strängen, aber auch Phasen, eine wichtige Rolle.

4.1.11 Bestimmung kritischer Knoten für Smart Grid Controls

Im Projekt DG DemoNet: SmartLVGrid wurde die EGDA (Express Grid Data Access) entwickelt um einzelne Zähler schnell abfragen zu können. Mit Hilfe der PSSA kann (dynamisch oder statisch) ermittelt werden welche Zähler (= kritischer Netzknoten) ausgewählt werden müssen.

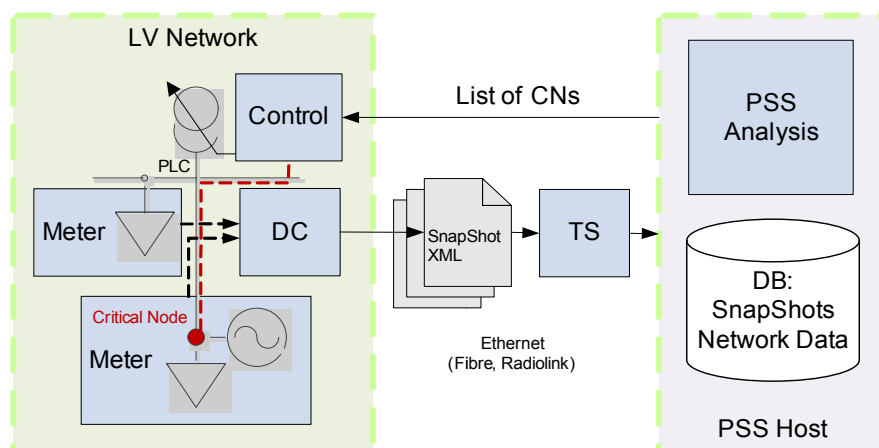


Abbildung 35: Konzept für die dynamische Ermittlung von kritischen Knoten auf Basis der PSSA[9].

4.1.12 Automatisierung der Anwendung und Auswertung der Power SnapShot Analyse

Um die Methode der PSSA-M in einer großen Zahl von Netzen anwenden zu können erfordert dies eine Automatisierung vieler Prozesse (Import von Zählerlisten, Generierung von Parameterfiles, Import von Messdaten, Anbindung Simulation) und ist großem Aufwand verbunden. Dieser Aufwand wäre für die Untersuchung an einem Netz nicht erforderlich gewesen. Der große Vorteil ist, dass damit die Anwendbarkeit und Skalierbarkeit für die Betrachtungen einer großen Anzahl von Netzen geschaffen wurde. Abbildung 36 zeigt die Darstellungsmöglichkeit auf Basis von geographischen Informationen (GIS).

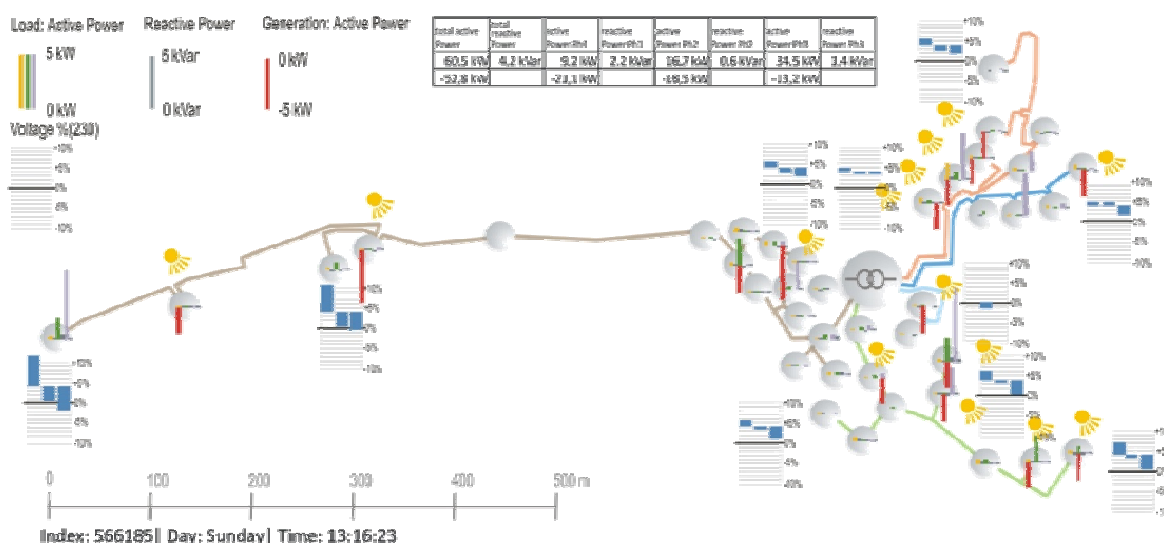


Abbildung 36: Mögliche Darstellung der Auswertung der Power SnapShot Analyse mit GIS Daten

4.1.13 Schwierigkeiten des Rollouts ohne Störung des Zählerbetriebs

Das Projekt war ein Kompromiss zwischen dem im Betrieb befindlichen Zählermesssystem und der Innovation durch das Forschungsprojekt. Es erforderte einiges an Diplomatie um die Unterstützung und erforderlichen Ressourcen für die zusätzlichen Anforderungen des Projekts zu erhalten. Hier sei nochmals der große Dank an alle Beteiligten für die ausgezeichnete Zusammenarbeit ausgedrückt.

4.2 Zusammenfassung

Die im Projekt geplanten Vorhaben waren sehr engagiert und sind prinzipiell erreicht worden. Trotz der Schwierigkeiten bei der Umsetzung der Power SnapShot Methode und den langen Entwicklungs-, Aktualisierungs- und Rollout-Zyklen der Firmware ist es gelungen die Power SnapShot Analyse Plattform zu realisieren und erfolgreich einzusetzen (fast 1 Million SnapShots wurden gesammelt). Besonders aufwendig stellte sich die Modellierung der Niederspannungsnetze heraus, da keine automatische GIS Anbindung zur Verfügung stand. Die laufende Aktualisierung ist nur durch die manuelle Nachführungen der Änderungen (An-, Ab-, Neumeldung von Zählern, Topologie) möglich und nimmt viel Zeit in Anspruch.

Das Forschungsprojekt hat dazu beigetragen das Niederspannungsnetz genauer abzubilden und neue Erkenntnisse zu gewinnen. Es hat sich gezeigt, dass eine weitgehende Automatisierung der Power SnapShot Analyse erfolgen muss, um für eine größere Anzahl von Niederspannungsnetzen sinnvoll einsetzbar zu sein. Sie ermöglicht die aktive Unterstützung in der Netzplanung (Anschlussbeurteilung) und im Betrieb des Verteilnetzes.

5 Ausblick und Empfehlungen

5.1 Ausblick

5.1.1 Systematische Untersuchungen auf Basis der Power SnapShot Daten

Grundlegende Analysen auf Basis deskriptiver Statistiken geben Einblick in das enorme Untersuchungspotential das sich durch die Power SnapShot Analyse eröffnet. Diese Daten, die laufend weiter aufgezeichnet werden, können durch weitere Analysen auf Basis von Korrelationen und anderen Kriterien und Indikatoren zu neuen Erkenntnissen führen.

5.2 Weiterführende Arbeiten und Folgeprojekte

Nachfolgeprojekt Ausschreibung BRIDGE Frühphase (eingereicht):

LVState (eingereicht)

Im Vordergrund dieses Projektes steht die Übertragbarkeit von grundlagennahem wissenschaftlichem Erkenntnisgewinn in ein Produkt (Zeitraum 5 Jahre): Inhaltlich soll das Thema der Beobachtbarkeit und Zustandsschätzung von Niederspannungsnetzen anhand von minimal notwendigen Messungen analy-

tisch und topologisch untersucht werden. Die Beobachtbarkeit ist die grundlegende Voraussetzung für eine Regelung bzw. die Regelbarkeit eines Prozesses. Durch den breiten Einsatz von elektronischen Zähler (Smart Meter) stehen Messwerte für diese Aufgabe zur Verfügung. Allerdings können aufgrund der Bandbreite und der Datenmenge nur eine bestimmte Anzahl von Messwerten abgefragt werden. Die Auswahl der notwendigen und hinreichenden Messungen, und in weiterer Folge eine robuste Abschätzung des Systemzustands von Niederspannungsnetzen ist der Gegenstand dieses Projektes. Beobachtbarkeit und die Kenntnis über den Zustand des Systems ist erforderlich, um die komplexen Aufgaben für den aktiven Betrieb der zukünftigen, komplexen Energiesysteme sicher zu stellen.

Nachfolgeprojekt Ausschreibung e!Mission(geplant):

ISOLVES:iNIS – integrated Network Information System

Ein Nachfolgeprojekt im e!Mission Call soll eingereicht werden, damit die in diesem Projekt nicht erreichten Ziele und Vorhaben durchgeführt werden können. Ziel könnte die Entwicklung Richtung Anwendbarkeit und Einsatz der PSSA sein zusammen mit der Integration in ein GIS (Geographisches Information System) oder NIS (Netzwerk Information System).

Weitere Ziele dieses Projektes könnte auch die Untersuchungen von Zusammenhängen mit weiteren Datensätzen wie geographischen, demographischen oder Betriebsmittel-Daten sein. Mit den Methoden der explorativen Statistik und quantitativen Analyse (Data Mining, Business-Analytics) könnten neue Erkenntnisse untersucht und Zusammenhänge entdeckt werden.

5.3 Anwendung und Empfehlungen

Die Anwendung der Power SnapShot Analyse Methode (PSSA) kann von Ingenieuren, Technikern und Wissenschaftler als Analyse, Entwicklung und Validierung für die aktive Integration von dezentralen Erzeugern in Niederspannungsnetzen dienen. Zukünftige Anschlussbeurteilungsverfahren für z.B. Photovoltaik Anlagen können mit Hilfe der PSSA Netz-spezifische Parameter und Potentiale besser evaluieren. Smart Grid Regelungen (Controls) basieren auf den genauen Kenntnissen des Netzzustandes oder einer genauen Schätzung aufgrund weniger zuverlässiger Messungen. Die Power SnapShot Methode kann einerseits (basierend auf Messkampagnen) die Niederspannungsnetze charakterisieren, als auch Online für den Betrieb wichtige Netzinformationen liefern (z.B.: die kritischen Spannungsknoten). So können Verletzung der Spannungsqualität dem Netzbetrieb gemeldet werden und Maßnahmen getroffen werden (z.B.: Phasensymmetrierung).

Komponenten und Systementwickler können mit der PSSA Methode die Auswirkungen ihrer entwickelten Regelungsmaßnahmen (lokale Regelung, regelbarer Ortsnetztrafo, etc.) testen und basierend auf den SnapShot Daten entwickeln bzw. parametrieren.

Die Messdaten welche durch den Einsatz der PSSA in einem Niederspannungsnetz zur Verfügung stehen können von Wissenschaftlern genutzt werden um neue intelligente Verfahren zur Integration von dezentralen Erzeugern, aber auch steuerbaren Lasten wie etwa durch Elektromobilität notwendig werden wird, zu entwickeln.

Die PSSA bietet die Grundlage für eine wesentliche Funktion in einer künftigen „Smart Grid Toolbox“ zur Netzbeobachtung mit dem Ziel einer optimierten Nutzung. Fragen die sich aus bloßen Spannungsbeobachtungen ergeben können durch PSS Kampagnen geklärt werden. Für den Einsatz von Spannungsregelungen entsprechend den Konzepten der DG Demonetz Projekt Kette bieten PSS die ideale Grundlage zur Ermittlung kritischer Knoten.

6 Literaturverzeichnis

- [1] A. Abart, A. Lugmair, und A. Schenk, „Smart metering features for managing low voltage distribution grids“, in *20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009*, 2009, S. 1–4.
- [2] A. Abart, B. Bletterie, D. Burnier, M. Stifter, H. Brunner, A. Lugmaier, und A. Schenk, „Power Snapshot Analysis: A New Method for Analyzing Low Voltage Grids Using a Smart Metering System“, gehalten auf der CIRED, 21st International Conference on Electricity Distribution, 2011.
- [3] A. Abart, M. Stifter, B. Bletterie, H. Brunner, D. Burnier, R. Pointner, A. Schenk, R. Pitz, und H. Taus, „Augen im Netz: Neue Wege der Analyse elektrischer Niederspannungsnetze“, *E Elektrotechnik Informationstechnik*, Bd. 128, Nr. 4, S. 122–127, Apr. 2011.
- [4] A. Abart, „Smart Meters - Schlüssel und Basis für Smart Grids“, gehalten auf der Smart Grids Week, Linz, 2011.
- [5] B. Bletterie, S. Kadam, M. Stifter, R. Pitz, und A. Abart, „Optimisation of LV networks with high photovoltaic penetration – balancing the grid with smart meters“, in *IEEE PowerTech 2013*, Grenoble, 2013, S. 1–6.
- [6] M. Stifter, B. Bletterie, D. Burnier, H. Brunner, und A. Abart, „Analysis environment for low voltage networks“, in *2011 IEEE First International Workshop on Smart Grid Modeling and Simulation (SGMS)*, 2011, S. 61–66.
- [7] B. Bletterie, A. Abart, S. Kadam, D. Burnier, M. Stifter, und H. Brunner, „Characterising LV networks on the basis of smart meter data and accurate network models“, in *Integration of Renewables into the Distribution Grid, CIRED 2012 Workshop*, 2012, S. 1–4.
- [8] S. Kadam, „Systematical analysis of low voltage-networks for smart grid studies“, Master Thesis, TU-Wien, Wien, 2012.
- [9] M. Stifter und P. Palensky, „Smart Meter Data as a Basis for Smart Control in Low Voltage Distribution Networks“, in *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2013, S. 1–6.

7 Anhang

Liste der Publikationen

Andreas Abart, Alexander Schenk, <i>Die Revolution des Meterings - vom Zähler zum Smart Grid System</i>; Vortrag, „Energieeffizienz braucht Strom“, Gemeinschaftstagung der Energietechnischen Gesellschaften der Electrosuisse, des VDE und des OVE (47. Fachtagung der Österreichischen Gesellschaft für Energietechnik im ÖVE), 19./20. November, Wien, 2009
Brunner Helfried, Abart Andreas, Benoit Bletterie, Stifter Matthias, Viehweider Alexander, Lichtnekert Johannes, Pitz Richard, Pointner Rudolf, Taus Hans; <i>Innovative Solutions to Optimise Low Voltage Electricity Systems: Power Snap-Shot Analysis by Meters (PSSA-M)</i>; Poster, Smart Grids Week 2010, Salzburg 15.-16. Juni 2010
Andreas Abart, <i>Smart Meters in Upper Austria – Challenges & Visions</i>; Vortrag Smart Grids Week 2010; Salzburg, 15.-16. Juni 2010
Brunner, H.; Abart, A.; Bletterie, B.; Stifter M.; Viehweider, A.; Lichtnekert, J.; Pitz, R.; Pointner, R.; Taus, H. <i>Innovative Solutions to Optimise Low Voltage Electricity Systems: Power Snap-Shot Analysis by Meters (PSSA-M)</i>; Poster, 4th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources; Albuquerque; USA, 6.-10. December 2010
Abart, A.; Bletterie, B.; Stifter, M.; Brunner, H.; Burnier, D.; Lugmaier, A.; Schenk, A.; <i>Power SnapShot Analysis: A new method for analyzing low voltage grids using a smart metering system</i>; CIRED 2011, 6-9 Juni 2011, Frankfurt, 2011
A. Abart, M. Stifter, B. Bletterie, H. Brunner, D. Burnier, R. Pointner, A. Schenk, R. Pitz, H. Taus: <i>"Augen im Netz: Neue Wege der Analyse elektrischer Niederspannungsnetze"</i>; e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, Volume 128 (2011), 4; S. 122 - 127.
A. Abart. <i>Smart Meters - Schlüssel und Basis für Smart Grids</i>, Smart Grids Week 2011, Linz; 24.05.2011 - 27.05.2011; Online: youtube channel BMVIT
M. Stifter, A. Abart, B. Bletterie, H. Brunner, D. Burnier de Castro, R. Pitz, R. Pointner, H. Taus: <i>Power Snap Shot Analyse: Bisher unbekannte Details über Niederspannungsnetze</i>; Poster: Smart Grids Week 2011, Linz; 24.05.2011 - 27.05.2011; in: "Smart Grids Week Linz 2011", BMVIT, (2011), S. 143.
A. Abart, D. Burnier de Castro, B. Bletterie, M. Stifter, H. Brunner, A. Lugmaier, A. Schenk, <i>Power Snapshot Analysis: A New Method For Analyzing Low Voltage Grids Using A Smart Metering System</i>; Vortrag: CIRED - 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt a. M., Deutschland; 06.06.2011 - 09.06.2011;

<i>ISOLVES PSSA – Animation zum Methode der Power Snap Shot Analysis</i> http://www.ait.ac.at/departments/energy/research-areas/electric-energy-infrastructure/smart-grids/isolvespssa-m/ und http://www.ait.ac.at/presse/ait-youtube-channel/
M. Stifter, B. Bletterie, D. Burnier, H. Brunner, und A. Abart, <i>Analysis environment for low voltage networks</i>, in 2011 IEEE First International Workshop on Smart Grid Modeling and Simulation (SGMS)Brussels, 2011
A. Abart, W. Bauer, A. Lugmaier, M. Stifter <i>Bessere Qualität und Transparenz in Stromverteilungsnetzen</i>; ETZZeitschriftenartikel in smart energy - Smart Grid - Smart Metering - Smart Building, VDE Verlag, Berlin 2012
B. Bletterie, S. Kadam, M. Stifter, A. Abart, D. Burnier, H. Brunner, <i>ISOLVES:PSSA-M. Characterising LV networks on the basis of smart meter data and accurate network models</i>, Poster, Smart Grids Week Bregenz, 2012
M. Stifter <i>Power Snap-Shot Analysis: reale Abbilder der Spannungen in Ortsnetzen</i>; Science Brunch: Integrierte Energiesysteme: Ergebnisse innovativer, anwendungsnaher und lösungsorientierter Forschung, Klima und Energiefond, Linz 2012
W. Bauer, R. Pitz, M. Stifter, A. Abart, R. Pointner, H. Taus <i>„Power Snapshot Analyse (PSSA) von Niederspannungsnetzen durch den Einsatz von intelligenten Elektrizitätszählern („Smart Meters“)“</i>; VDE Kongress 2012 Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Berlin 2012
B. Bletterie, A. Abart, S. Kadam, D. Burnier, M. Stifter, und H. Brunner, <i>Characterising LV networks on the basis of smart meter data and accurate network models</i>, in <i>Integration of Renewables into the Distribution Grid, CIRED 2012 Workshop</i>, 2012, S. 1–4.
S. Kadam, <i>Systematical Analysis of Low Voltage-Networks for Smart Grid studies</i>, Diplomarbeit, Institut für Energiesysteme und Eletrische Anlagen, TU Wien, 2012
M. Stifter, P. Palensky, <i>Smart Meter Data as a Basis for Smart Control in Low Voltage Distribution Networks</i>, IEEE International Symposium on Industrial Electronics ISIE Taiwan, 2013
B. Bletterie, S. Kadam, M. Stifter, R. Pitz, A. Abart, <i>Optimisation of LV networks with high photovoltaic penetration – balancing the grid with smart meters</i>, IEEE PowerTech Grenoble, 2013

8 Kontaktdaten

Projektleiter

DI Matthias Stifter

Institut/Unternehmen

Austrian Institute of Technology

Energy Department

Giefinggasse 2, 1210 Wien

ph: +43 (0) 50550-6673 , f: +43 (0) 50550-6613

E-Mail: matthias.stifter@ait.ac.at

Internet: <http://www.ait.ac.at>

Projektpartner

Siemens AG Österreich

Energie AG Oberösterreich Netz GmbH

Salzburg Netz GmbH

Wien Energie Stromnetz GmbH

IMPRESSUM

Verfasser

AIT Austrian Institute of Technology

Matthias Stifter
Giefinggasse 2, 1210 Wien
T: +43 (0) 50 550-6673
Mail: matthias.stifter@ait.ac.at

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Projektpartner und Autoren

AIT Austrian Institute of Technology

- Matthias Stifter
- Benoît Bletterie
- Serdar Kadam
- Daniel Burnier
- Helfried Brunner

Siemens AG Österreich

- Richard Pitz

EnergieAG Oberösterreich Netz GmbH

- Andreas Abart
- Ewald Traxler
- Michael Streif

Salzburg Netz GmbH

- Rudolf Pointner

Wien Energie Stromnetz

- Hans Taus

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH