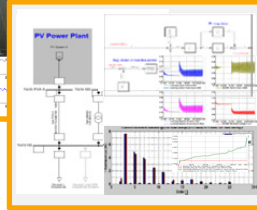
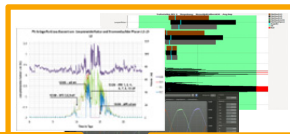
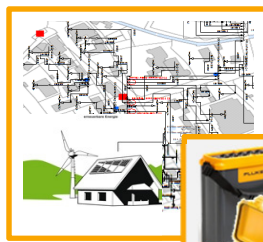




Bern University
of Applied Sciences



Bern University
of Applied Sciences



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

energie thun

ewz

AEW
Ihre Energie.

REPOWER

BKW

ESB

SCCER - FURIES
shaping the future Swiss electrical infrastructure

WP6 – Auswertungen und Empfehlungen Swinging Grids

Autoren: Andreas Gut
Niklaus Schneeberger
Michael Höckel

Projektleiter: Michael Höckel

Auftraggeber: Bundesamt für Energie BFE

Version 1.2 / 24. Oktober 2016

Bern University of Applied Sciences
BFH-CSEM Energy Storage Research Centre
ESReC Grids
Aarbergstrasse 5
CH-2560 Nidau

Abstract

Deutsche Version: Da die optimale Nutzung der Verteilnetze genaue Kenntnisse der Vorgänge voraussetzt, wurden in diesem Projekt „Swinging Grids“ kritische Netze erfasst und vorhandene Auswirkungen gemessen. Mittels Simulationen auf Basis von geeigneten und verifizierten Modellen sind die Grenzen der Belastbarkeit aufgezeigt worden. Anhand der Untersuchungsergebnisse wurden Empfehlungen in Bezug auf den Netzanschluss von modernen Kundenanlagen erarbeitet.

Das Projekt „Swinging Grids“ hat den gesamten Frequenzbereich von quasi 0 Hz bis 150 kHz beleuchtet. Im Allgemeinen sind die Niederspannungsnetze auch mit der Integration verschiedener Spannungsregler oder Wechselrichter mit Regelfunktionen stabil. Es wurde gezeigt, dass der entscheidende Schlüsselfaktor für die Stabilität der Niederspannungsnetze die frequenzabhängige Netzimpedanz (fNI) ist. Instabilitäten treten vor allem durch ein ungünstiges Zusammenspiel von Schwingungen oberhalb der Grundschwingung mit der frequenzabhängigen Netzimpedanz auf. Subsynchrone Schwingungen sind zwar messbar, die dabei auftretenden Instabilitäten korrelieren aber kaum mit diesen. Einzelne Kundenanlagen können aufgrund einer unvorteilhaften Kombination von Regelparametern und frequenzabhängiger Netzimpedanz zu einer erhöhten Stromverzerrung bis hin zum instabilen Betrieb neigen. Dies ist abhängig von Hersteller und Typ der eingesetzten Geräte sowie von der am Anschlusspunkt vorherrschenden fNI. Insbesondere für Kundenanlagen mit nichtlinearer Technologie sind einige einfache Zusatzempfehlungen formuliert worden, welche dabei helfen, kritische Netze vorgängig zu untersuchen oder nachträglich die richtigen Größen zu beachten um Ursachen und Lösungen für erhöhte Oszillationen oder den instabilen Betrieb eines Umrichters zu finden.

English version: The optimal use of the distribution grids needs a good knowledge base of the dependencies. The project „Swinging Grids“ aimed to investigate critical grids, where existing effects were measured and the limits of charging by regulated devices were shown by adequate models. On this base, recommendations for the assessment of connection requests in respect of control systems were elaborated.

The project „Swinging Grids“ monitored the whole frequency area between nearly 0 Hz and 150 Hz. Basically, low voltage grids with regulated transformers and converters with regulation functionalities are stable. It has been shown that the key factor of the stability of low voltage grids is the frequency-dependent grid impedance. Instabilities are occurring especially by an unfavourable interaction of oscillations above the fundamental with the frequency-dependent grid impedance. Subharmonic oscillations are indeed measurable, but there is hardly any correlation with the instabilities. Single customer installations with an unfavourable combination of control parameters and frequency-dependent grid impedance can initiate harmonic distortions ending in an instable operation. This depends on the manufacturer, the device type and on the frequency-dependent grid impedance at the point of common coupling (PCC). Especially for customer installations with non-linear technologies, simple recommendations have been formulated, which help to analyse the grids ex post or to focus on the important parameters ex ante to identify the reasons for the disturbances.

Version française: Comme l'exploitation des réseaux de distribution électrique exige des connaissances précises des procédés, on a saisi dans ce projet „Swinging Grids“ des réseaux sensibles et mesuré les répercussions existantes. Avec des simulations à la base des modèles appropriés et vérifiés on a mis en évidence les limites de la charge admissible. A l'aide des résultats de recherche on a élaboré des recommandations concernant le branchement au réseau des installations des clients modernes.

Le projet „Swinging Grids“ a s'occupée tout le domaine des fréquences de quasiment 0 Hz à 150 kHz. En général les réseaux basse tension sont stables même après l'intégration des différents régulateurs de tension ou des onduleurs avec fonctions de réglage. On a démontré que le facteur-clé décisif pour la stabilité des réseaux basses tensions est l'impédance du réseau dépendant de la fréquence. Des instabilités apparaissent surtout lors des interactions défavorables avec des oscillations au-dessus de la fréquence fondamentale avec l'impédance du réseau dépendant de la fréquence. Certes, des oscillations sous-synchrones sont mesurables, mais les instabilités qui apparaissent en même temps sont à peine en corrélation avec ceux-là. Certaines installations clients peuvent tendre, grâce à une combinaison défavorable des paramètres de régulation et l'impédance du réseau dépendant de la fréquence, à des distorsions de courant surélevées jusque au régime instable. Cela dépend du fabricant et du modèle des appareils utilisés ainsi que de l'impédance du réseau dépendant de la fréquence dominante au point de raccordement. En particulier pour les installations clients avec une technologie non-linéaire on a formulé quelques recommandations supplémentaires simples, qui aident lors d'une analyse précédente des réseaux sensibles ou à respecter ultérieurement les grandeurs correctes pour trouver les causes et solutions des oscillations accrues ou du régime instable d'un onduleur.

1 Die Projektpartner

Die vorliegenden Resultate wurden im Rahmen des BFE-Projekts „Swinging Grids“ erzielt. Das Projektteam besteht aus einem vielfältigen Mix mit zwei Fachhochschule und sechs Verteilnetzbetreibern, was die entsprechenden Ressourcen und das Know-how für das Projekt garantiert. Allen unten aufgeführten Partnern gilt ein spezieller Dank für die eingebrachte Unterstützung, welche die vorliegende Projektarbeit erst ermöglichte. Die beteiligten Projektpartner sind:

Berner Fachhochschule, Technik und Informatik, Biel:

Michael Höckel
 Andreas Gut
 Niklaus Schneeberger
 Stefan Schori
 Matthias Hügi
 Dominik Amrein



AEW Energie AG, Aarau:

Arian Rohs
 Simon Liniger



BKW AG, Nidau:

Michel Arnal
 Daniel Brand



Energie Service Biel/Bienne:

Roger Gloor
 Willy Beyeler



Energie Thun:

Roland Schindler



ewz, Zürich:

Vasileios Poullos
 Christoph Steinmann



Repower AG, Poschiavo:

Florian Felix
 Andreas Beer



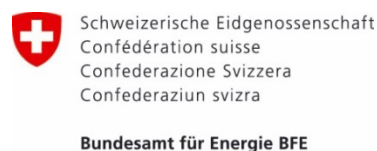
HES-SO Valais/Wallis

Dominique Roggo
 Blaise Evequoz
 Alain Germanier



Bundesamt für Energie (BFE):

Michael Moser



Darüber hinaus lieferten ergänzende Messungen der Schwarzstart- und Inselnetzversuche mit den Anlagen der KRAFTWERKE OBERHASLI AG wertvolle Beiträge zum Projekt.



Weiter bedanken wir uns für die Unterstützung der Kommission für Technologie und Innovation KTI im Rahmen des SCCER FURIES.



Inhaltsverzeichnis

1	Die Projektpartner	3
2	Ausgangslage und Zielsetzung	6
2.1	Ausgangslage	6
2.2	Zielsetzung	6
2.2.1	Anpassung der Zielsetzung	7
3	Projektplan: Übersicht	8
3.1	Arbeitspakete	8
3.1.1	WP0 – Grundlagen	8
3.1.2	WP1 – Netztopologien	8
3.1.3	WP2 – Feldmessungen	8
3.1.4	WP3 – Modellierung des stationären Verhaltens	8
3.1.5	WP4 – Zentrale und dezentrale Regelstrukturen	9
3.1.6	WP5 – Modellierung des dynamischen Verhaltens	9
3.1.7	WP6 – Auswertungen und Empfehlungen	9
3.2	Projektplan	9
4	Projektresultate	10
4.1	Vorgehen bei der Auswertung	10
4.1.1	Wahl der Netze	10
4.1.2	Messgeräte zur flächendeckenden Messung	10
4.1.3	Erhobene und analysierte Messdaten	11
4.1.4	Nachbearbeitung und Simulationen	12
4.2	Spannungsqualität	13
4.3	Subsynchrone Schwingungen	13
4.4	Die frequenzabhängige Netzimpedanz	13
4.4.1	Untersuchungen bis 2.5 kHz	13
4.4.2	Untersuchungen 3 kHz – 150 kHz	15
4.5	Veränderung der Stromharmonischen bei Wechselrichtern	15
4.6	Auswirkungen von Anlagen der höheren Netzebenen auf die Niederspannungsnetze	16
4.7	Grenzen der Modellierung	17
4.7.1	Statische Modellierung von harmonischen Schwingungen	17
4.7.2	Dynamische Modellierung von Schwingungen	17
4.8	Dynamikverhalten von Niederspannungsregelsystemen	17
5	Empfehlungen	19
5.1	Einleitung	19
5.2	Spannungsqualität	19
5.3	Subsynchrone Schwingungen	19
5.3.1	Signalübertragungen im Bereich von 3 – 150 kHz	20

5.4	Frequenzabhängige Netzimpedanz	20
5.4.1	Messung und Bewertung	20
5.4.2	Resonanzstellen von Wechselrichtern	21
5.5	Kurzschlussleistung und Leistungsbilanz	23
5.6	Überprüfung bei Photovoltaikanlagen mit mehreren Wechselrichtern	24
5.7	Spannungsregelung im Niederspannungsnetz	25
5.8	Schutzfunktionen bei Wechselrichter-Regelfunktionen	25
5.9	Modellierung	25
5.10	Vorgehen zur Planung von flächendeckenden Messungen im Niederspannungsnetz...	25
6	Fragestellungen aus dem Projekt und Ausblick.....	27
6.1	Aufgeworfene Fragestellungen	27
6.2	Ausblick	27
7	Schlussfolgerungen	28
7.1	Fazit: Auswertungen und Resultate	28
7.2	Fazit: Empfehlungen	28
7.3	Fazit für die Forschung	28
8	Danksagung.....	29
9	Verzeichnisse	30
9.1	Glossar.....	30
9.2	Figurenverzeichnis	31
10	Versionskontrolle.....	32
11	Anhang	33
11.1	Gliederung der WP-Berichte.....	33
11.1.1	WP0 – Grundlagen	33
11.1.2	WP1 – Netztopologien	34
11.1.3	WP2 – Feldmessungen	34
11.1.4	WP3 – Modellierung des stationären Verhaltens	34
11.1.5	WP4 – Zentrale und dezentrale Regelstrukturen.....	35
11.1.6	WP5 – Modellierung des dynamischen Verhaltens	36

2 Ausgangslage und Zielsetzung

In diesem Kapitel werden die Grundlagen und Ziele des Projekts „Swinging Grids“ erläutert. Es wird darauf eingegangen, welche Ziele erreicht worden sind und aus welchen Gründen Ziele nicht erreicht oder geändert wurden.

2.1 Ausgangslage

Dezentrale Einspeisungen, elektrische Energiespeicher und steuerbare Lasten stellen neue Anforderungen an die Verteilnetze. Einige Auswirkungen sind bereits heute gut messbar, die Grenzen der Belastbarkeit sind aber wenig transparent. Da die optimale Nutzung der Netze genaue Kenntnisse der Vorgänge voraussetzt, werden in diesem Projekt kritische Netze erfasst, vorhandene Auswirkungen gemessen und die Grenzen der Belastbarkeit mittels Simulationen auf Basis von geeigneten Modellen aufgezeigt. Anhand der Untersuchungsergebnisse werden Empfehlungen für die Beurteilung von Anschlussgesuchen in Bezug auf Regelkreise erarbeitet.

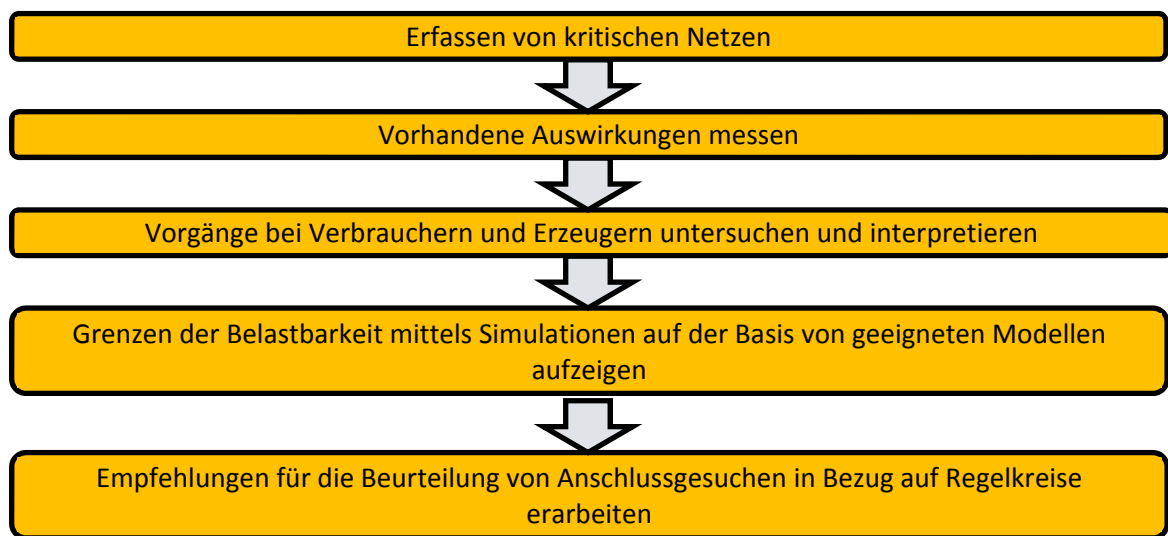


Fig. 1: Vorgehen im Projekt „Swinging Grids“

2.2 Zielsetzung

Das Ziel des Projektes war es, mit Messungen in realen Verteilnetzen aufzuzeigen, unter welchen Bedingungen Oszillationen entstehen. Es soll analysiert werden, ob diese Schwingungen natürlich gedämpft sind. Mittels Modellierung und Simulationen wird ermittelt, durch welche Massnahmen die Stabilität des Netzes im Falle einer schwachen oder sogar negativen Dämpfung erreicht werden kann. Im Zentrum der Arbeiten steht der Parallelbetrieb mit dem Verbundnetz, wobei das Verhalten im Falle eines Ausfalls der Einspeisung, also im Inselbetrieb, ebenfalls beschrieben wird. Es war ursprünglich geplant, den Fokus auf Interaktionen zwischen Regler, Lastpendelungen oder natürliche Oszillationen mit einer Frequenz kleiner als die Grundfrequenz zu legen. Zum Startzeitpunkt des Projektes waren, in einigen Veröffentlichungen, Probleme mit sogenannten subsynchronen¹ Schwingungen in Verteilnetzen mit einer grossen Anzahl von Wechselrichtern beschrieben. Ein wesentliches Forschungsziel war die Früherkennung von instabilen Verteilnetzen mit Hilfe eines neuartigen Mess- und Auswertansatzes, bei dem die Oszillationen mit einer Frequenz unter 50 Hz bewertet werden.



Fig. 2: Basis des Bearbeitungsablaufs

¹ Werden auch als subharmonische Schwingungen bezeichnet. Die Schwingungsfrequenz ist zwar kleiner als f_n , steht aber ansonsten nicht in einer definierten Beziehung zu f_n .

2.2.1 Anpassung der Zielsetzung

Bei der Analyse der Messungen ist festgestellt worden, dass die heutigen Verteilnetze auch mit einer relativ hohen PV-Einspeisung nur selten mit Oszillationen unterhalb der Grundfrequenz, welche auch wirklich lokal erzeugt werden, konfrontiert sind. Störungen und damit verbundene Netzinstabilitäten sind nur in Sonderfällen entstanden. Anders sieht es mit harmonischen Schwingungen aus. Die Messungen haben gezeigt, dass die Verteilnetze, speziell im Zusammenhang mit Umrichtern, unerwartet stark durch Stromharmonische belastet werden. Es hat sich auch gezeigt, dass diese Belastung abhängig von der frequenzabhängigen Netzimpedanz ist und so stark sein kann, dass Umrichter ihren Betrieb nicht aufrechterhalten können. Daher wurde der Fokus im Projekt auf die frequenzabhängige Netzimpedanz und deren Auswirkungen auf das Spektrum der Stromharmonischen von im Niederspannungsnetz installierten Umrichtern gelegt. Die gemessenen Effekte konnten mit den verwendeten Simulationsprogrammen nicht nachgestellt werden. Deshalb wurde der Schwerpunkt in der Simulation auf das Zusammenspiel der potentiellen Regelsysteme im Niederspannungsnetz gelegt. Die Änderungen des Projektfokus ist im Sinne der Partner und mit Ihrem Einverständnis vorgenommen worden und hatten keine Auswirkungen auf den Projektablauf.

3 Projektplan: Übersicht

3.1 Arbeitspakete

Das Projekt ist in sieben Arbeitspakete gegliedert. Die untenstehende Liste wiedergibt diese Arbeitspakete in Form einer Referenzliste der jeweiligen Berichte. Aus dieser Liste sind die Berichte für die Arbeitspakete WP0 sowie WP2 bis WP6 öffentlich zugänglich.

- [1] WP0 - Grundlagen, «Theoretische Grundlagen zum Inhalt des Projektes Swinging Grids V1.4,» BFH-TI, ESReC Grids, Nidau, 2016.
- [2] WP1 - Netztopologien, «Auswahl der untersuchten Netze und der eingesetzten Messsysteme, V1.6 (internes Dokument),» BFH-TI ESReC Grids, Nidau, 2016.
- [3] WP2 - Feldmessungen, «Auswertung der Messresultate V1.4,» BFH-TI ESReC Grids, Nidau, 2016.
- [4] WP3 - Modellierung des stationären Verhaltens, «Aufbau, Grenzen und Auswertung der statischen Netzmodelle V1.2,» BFH-TI ESReC Grids, Nidau, 2016.
- [5] WP4 - Zentrale und dezentrale Regelstrukturen, «Dynamisches Verhalten von Verteilnetzen mit dezentralen Kraftwerken (Master Thesis - D. Amrein),» BFH-TI ESReC Grids, Nidau, 2016.
- [6] WP5 - Modellierung des dynamischen Verhaltens, «Aufbau, Grenzen und Auswertungen der dynamischen Netzmodelle V1,» BFH-TI ESReC Grids, Nidau, 2016.
- [7] WP6 - Auswertungen und Empfehlungen, «Zusammenfassung der Resultate und Empfehlungen für die Netzbetreiber,» BFH-TI ESReC Grids, Nidau, 2016.

In den folgenden Kapiteln 4 und 5 werden die Resultate und Erkenntnisse, die in den oben aufgeführten Arbeitspaketen erarbeitet wurden, zusammengefasst. Aus den Untersuchungsergebnissen werden Empfehlungen abgeleitet. Mit der Zahl in den eckigen Klammern (siehe auch obenstehende Liste) wird jeweils Bezug auf das Arbeitspaket genommen, in welchem die zusammengefassten Erkenntnisse detailliert beschrieben und wichtige Zusatzinformationen zu finden sind. Im Anhang 11.1 ist die Gliederung der einzelnen WP-Berichte aufgelistet.

3.1.1 WP0 – Grundlagen

Das Arbeitspaket „WP0 – Grundlagen“ ist bereits vor Beginn des Projekts „Swinging Grids“ fertiggestellt worden. Dies ist eine Zusammenfassung der Grundlagen und vorgängigen Erkenntnisse, die für das Projekt von zentraler Bedeutung sind. Es ist zudem eine Zusammenstellung des Status Quo in diesem Forschungsgebiet.

3.1.2 WP1 – Netztopologien

Im Rahmen des Arbeitspakets „WP1 – Netztopologien“ sind die Kriterien zusammengestellt worden, die für die Auswahl der zu untersuchenden Verteilnetze als Grundlage dienen. Daraus sind die für die Messung und Modellierung relevanten Netze ausgewählt worden. Zudem ist eine Zusammenstellung der verfügbaren Messgeräte dokumentiert.

3.1.3 WP2 – Feldmessungen

Im Arbeitspaket „WP2 – Feldmessungen“ sind die Messungen geplant und durchgeführt worden. Dies benötigte ein Messkonzept für flächendeckende Messungen und eine Identifikation der relevanten Messgrößen. Die Messungen sind durchgeführt und ausgewertet worden.

3.1.4 WP3 – Modellierung des stationären Verhaltens

Aus den vorhandenen Netzdaten und den Messungen aus dem Arbeitspaket „WP2 – Feldmessungen“ sind im Arbeitspaket „WP3 – Modellierung des stationären Verhaltens“ die statischen Netzmodelle erstellt worden. Die Messdaten mussten zur Verifikation der Modelle angepasst und in das Modell integriert werden. Dabei wurden Vergleichskriterien definiert, die Simulationen durchgeführt und die Modelle einander gegenübergestellt.

3.1.5 WP4 – Zentrale und dezentrale Regelstrukturen

Im Arbeitspaket „WP4 – Zentrale und dezentrale Regelstrukturen“ sind die möglichen Niederspannungsregler zusammengestellt und in Modellen abgebildet worden. Aus diesen Elementmodellen wurde ein generisches Modell zusammengestellt, welches mit einem realistischen Parametersatz funktioniert. Die dynamischen Elementmodelle können in die statischen Modelle der untersuchten Verteilnetze integriert werden.

3.1.6 WP5 – Modellierung des dynamischen Verhaltens

Im Rahmen des Arbeitspakets „WP5 – Modellierung des dynamischen Verhaltens“ wurde eine begrenzte Anzahl an repräsentativen Netzen ausgewählt und mit den dynamischen Elementmodellen aus dem Arbeitspaket „WP4 – Zentrale und dezentrale Regelstrukturen“ erweitert. Damit werden definierte Szenarien simuliert und verglichen. Bei den dezentralen Einspeiseanlagen werden die Netzschutzfunktionen abgebildet.

3.1.7 WP6 – Auswertungen und Empfehlungen

Im Arbeitspaket „WP6 – Auswertungen und Empfehlungen“ werden die Resultate der vorherigen Arbeitspakete zusammengefasst und daraus Empfehlungen für den Anschluss und die Systemdienstleistungen von Anlagen formuliert. Dieses Arbeitspaket beinhaltet auch eine Veröffentlichung im VSE Bulletin und ist zugleich der Abschlussbericht zum gesamten Projekt „Swinging Grids“.

3.2 Projektplan

Das Projekt wurde am 06. August 2014 mit dem Kickoff-Meeting gestartet und ist am 30.09.2016 beendet worden. Fig. 3 zeigt den geplanten Projektablauf mit blauen Balken und den effektiven Bearbeitungszeitraum der einzelnen Arbeitspakete mit schwarzen Pfeilen. Das Arbeitspaket „WP0 – Grundlagen“ [1] ist nicht aufgelistet, da dieses bereits zum Start des Projektes fertiggestellt wurde. Die Auswahl der Verteilnetze [2] konnte zeitgerecht erledigt werden. Bei der Auswahl der Messgeräte konnte durch die Anschaffung neuer Geräte auch sichergestellt werden, dass mit den Messungen termingerecht gestartet werden konnte. Zusätzlich zu den BFH-eigenen Messgeräten und den Messgeräten der Partner sind sechs PQ-Box 100, zwei PQ-Box 150, eine DA-Box 2000 und ein Dewetron 571-PNA-1MS erworben worden. Die Messgeräte sind in [2] beschrieben. Eine Verzögerung gab es durch die Messungen [3]. Der Aufwand war höher als geplant und hat zusätzlich zu Verzögerungen bei der Bearbeitung der statischen Modelle [4] geführt. Die beiden Arbeitspakete WP2 [3] und WP3 [4] haben dementsprechend mehr Ressourcen bei der Hochschule wie auch bei den Partnern beansprucht. Die BFH konnte die Erarbeitung der dynamischen Modelle [5] in eine Master Thesis einbinden und hat so die erhöhten Eigenleistungen der vorderen Arbeitspakete wieder kompensieren können. Zudem konnte man den Studenten, der die Modelle erstellt hat, anschliessend für die Bearbeitung von WP5 [6] anstellen, was wiederum eine effiziente Bearbeitung der Modelle zur Folge hatte. Dies war wichtig, denn zum Start des Projekts musste der Wechselrichter-Hersteller Sputnik Engineering, der als wichtiger Industriepartner im Projekt und vor allem in [5] und [6] aktiv mitarbeiten wollte, Konkurs anmelden. Ein Ersatz wurde nicht gefunden

Das Projekt konnte trotzdem inklusive den Empfehlungen [7] termingerecht abgeschlossen werden.

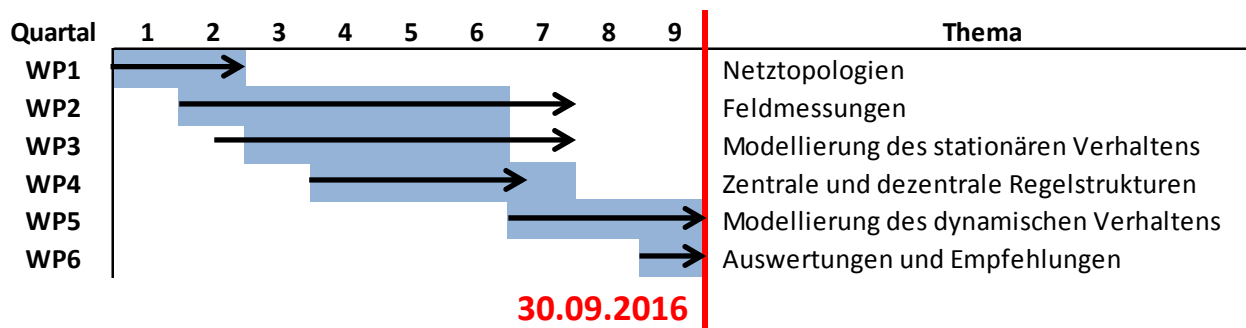


Fig. 3: Aufteilung der Arbeitspakete des Projekts, blau: geplanter Zeitraum, schwarzer Pfeil: effektiver Bearbeitungszeitraum

4 Projektresultate

Auf Basis der fünf vorhergehenden Arbeitspakete sind Erkenntnisse erlangt worden, die der folgende Abschnitt zusammenfasst. Zuerst wird zudem kurz darauf eingegangen, wie diese Resultate erreicht worden sind.

4.1 Vorgehen bei der Auswertung

4.1.1 Wahl der Netze

Auf Basis der Erkenntnisse des Arbeitspakets „WPO – Grundlagen“ [1] wurde eine Liste von Kriterien und Indikatoren festgelegt, die bei der Auswahl von geeigneten Verteilnetzen im Arbeitspaket „WP1 – Netztopologien“ [2] geholfen hat.

Verschiedene Geräte, Netztypen oder Anlagenkombinationen können Schwingungen im Netz auslösen. Dabei werden in diesem Projekt Antworten darauf gesucht, in welchem Masse diese Schwingungen messbar und systemrelevant sind. Mögliche Auslöser von Schwingungsphänomenen sind:

Kriterien für interessante Netzkonstellationen:

- Mehrere gleiche Wechselrichter eng gekoppelt
- Lokale (aktive) Regelungen
- Netze mit erhöhter geregelter Einspeisung
- Ringnetze oder/und schwache Netzanbindung
- Interaktionen von rotierenden Netzelementen (auch Lasten)
- Schwache Netzanbindung grosser Anlagen (rotierende und statische Einspeisung)
- Netze mit hohem Anteil an Leistungselektronik (elektronische Geräten)
- Netze mit Veränderungen im normalen Betrieb (Bsp. Umschaltungen temporär, Zuschalten neuer grosser Anlagen)

Treten in einem Netz Schwingungen auf, können diese in Form von verschiedensten Phänomenen erkennbar sein. Einige Indikatoren, die auf Schwingungen schliessen lassen, sind:

Indikatoren für interessante Netze bei Messungen (z.B. festgestellt durch Kunden-Reaktionen):

- Erhöhter Flicker
- Vibrationen und Abnutzung mechanischer Elemente (Lager, Dämpfungsmaterial)
- Nötige Anpassung der Regler-Einstellungen der WR
- Erhöhte Anzahl Stufen bei einem Transformator (RONT oder gar Trafo auf NE 4)
- Abweichungen der «normalen» Oberschwingungsprofile
- Erhöhter THDu
- Einzelne erhöhte harmonische Schwingungen

Anhand dieser Punkte hat jeder Verteilnetzbetreiber ein Netz ausgewählt, das für die getätigten Untersuchungen genutzt wurde. Die genauen Charakteristiken von Netzkonstellationen und der darin eingesetzten Elemente wurden erfasst und für die Modellierung aufbereitet.

4.1.2 Messgeräte zur flächendeckenden Messung

Zur Messung der gewünschten Daten und Effekte sind die Messgeräte nach Fig. 4 eingesetzt worden. Sie sind in drei Hauptgruppen einzuteilen: „Power Quality“ beschreibt alle Geräte, die Oszillationen grösser als 50 Hz und alle Grösse zur Beurteilung der Spannungsqualität nach EN 50160 aufzeichnen können. Die Gruppe „Subsynchrone“ erfasst Oszillationen kleiner als 50 Hz und die Gruppe „fNI“ ist ausschliesslich zur Messung der Netzimpedanz zu verwenden. In [2] sind die einzelnen Messgeräte im Detail beschrieben.

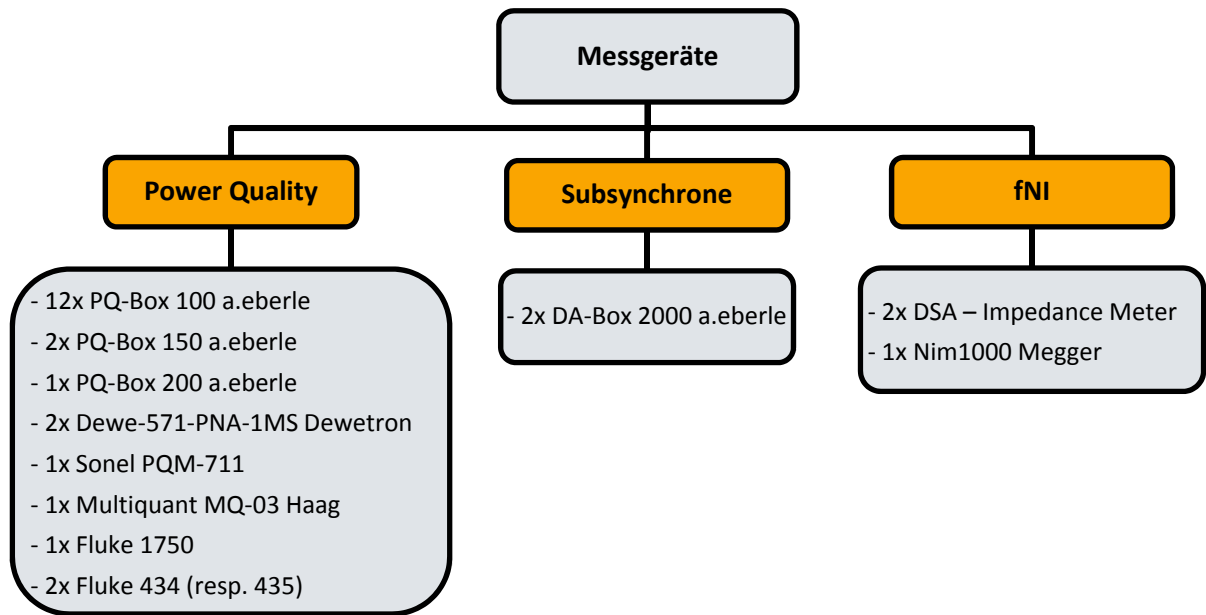


Fig. 4: Einteilung der verwendeten Messgeräte in die drei Gruppen „Power Quality“, „Subsynchroner“ und „fNI“ (frequenzabhängige Netzimpedanz)

4.1.3 Erhobene und analysierte Messdaten

Fig. 5 zeigt einen Überblick der aufgezeichneten Messdaten. Auf deren Basis wurden die Netze analysiert, verglichen und die Netzmodelle verifiziert. Die Grenzwerte der Geräte zur Auswertung der Spannungsqualität sind nach der EN 50160 definiert, wobei die EN 61000-2-2 ergänzend für Harmonische mit grösserer Ordnung hinzugezogen wurde. Das Messintervall ist auf 1-Minuten-RMS-Werte gesetzt worden. Damit kann in der Simulation ein genaueres quasi-stationäres Verhalten nachgestellt werden ohne dabei die Messperiode drastisch zu kürzen.

Kategorie	Messgrößen	Haag MQ03	PQ-Box 100/150/200	Dewetron DEWE 571-PNA 1MS	DA-Box 2000	DSA	IGOR-Meter
PQ-Merkmale nach EN 50160	Spannung	✓	✓	✓	✗	✗	✗
Momentanwerte	Spannung, Strom	✗	✓ ²	✓	✗	✗	✗
Effektivwerte	Spannung, Strom	✓	✓	✓	nur Spannung	✗	✗
	Wirk-, Blindleistung	✓	✓	✓	✗	✗	✗
Grundschiwingung	Spannung, Strom	✓	✓	✓	✗	✗	✗
	cos(φ)	✓	✓	✓	✗	✗	✗
Oberschwingungen	Spannung, Strom (Amplitude)	✓	✓	✓	✗	✗	✗
	Winkel der Stromharmonischen	✗	✓	✓	✗	✗	✗
	Winkel der Spannungsharmonischen	✗	✓ ³	✓	✗	✗	✗
	THD _u , THD _i	✓	✓	✓	✗	✗	✗
Netzimpedanz	R, X, abs(Z), ang(Z)	✗	✗	✗	✗	0 - 2.5	9 - 150 kHz
subsynchroner Schwingungen	-	✗	✗	✗	✓	✗	✗

Fig. 5: Wichtigste Messdaten aus den Messungen verschiedener Geräte

² Nur über eine beschränkte Zeitdauer.

³ Nur PQ-Box 100 mit der Firmware 1.150.

4.1.4 Nachbearbeitung und Simulationen

Die Aufbereitung und Analyse der Messdaten ist mit gerätespezifischer Software wie auch mit Zusatzsoftware wie MATLAB und Python durchgeführt worden. Die dynamischen und statischen Netzmodelle sind hauptsächlich in PowerFactory (DIgSILENT) erstellt worden (Fig. 6).

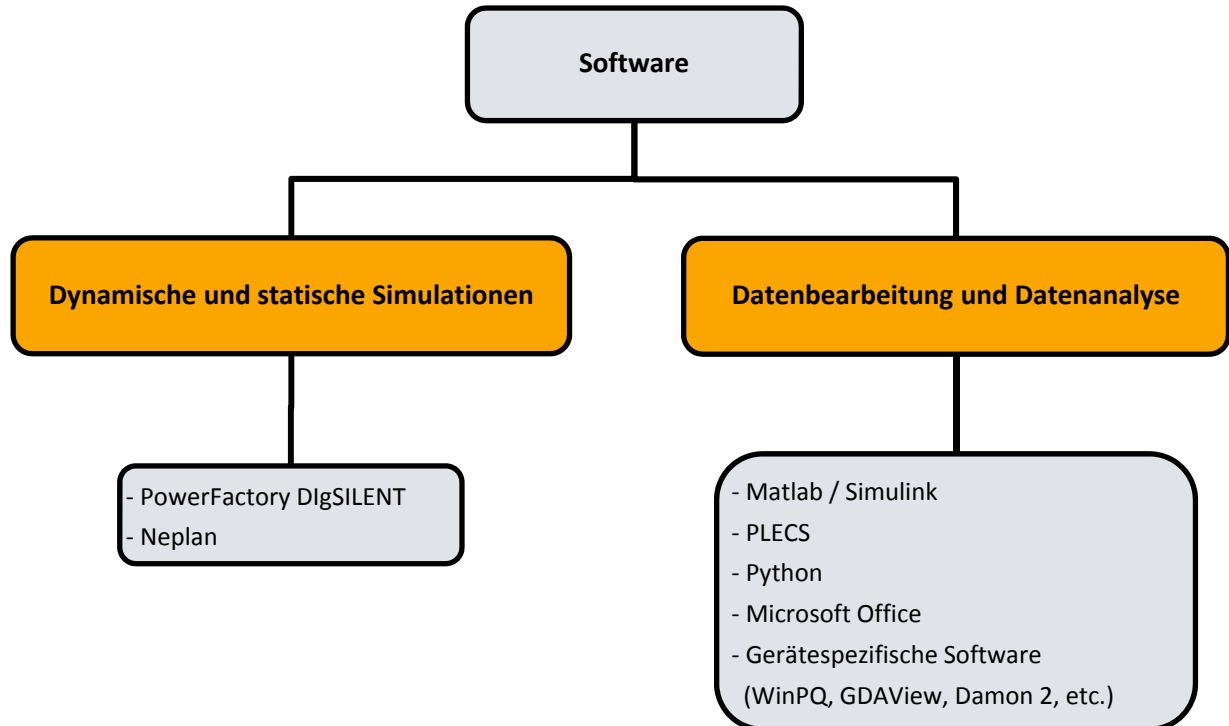


Fig. 6: Die im Projekt verwendete Software eingeteilt nach Anwendungszweck

4.2 Spannungsqualität

Die Spannungsqualitätsmessungen, die im Rahmen des Projekts durchgeführt wurden, sind mit der statistischen Auswertung der Gruppe ESReC Grids zusammengeführt worden. Die gesamte Auswertung ist in [3] zu finden. Grenzwertverletzungen sind nur in Zusammenhang mit speziellen Anlagen, wie einem Stahlwerk oder einer ungefilterten Kälteanlage, entstanden. Ansonsten ist die Qualität der Spannung an den untersuchten Messstellen sehr gut. Die Statistik zeigt, dass die im Niederspannungsnetz gemessenen Werte der gesamtharmonischen Verzerrung, Unsymmetrie und Spannungsanhebung doch einiges tiefer sind als die Grenzwerte nach EN 50160. Der Grenzwert des Flickers repräsentiert die Netze jedoch sehr gut. Die Unterschiede zwischen den verschiedenen Gebietstypen Stadt, Agglomeration und Land sind sowohl durch die Netztopologie als auch durch die angeschlossenen Verbraucher bestimmt. Eine detailliertere Auswertung ist in [3] zu finden.

Durch den Aufbau der im Niederspannungsnetz installierten Anlagen, wie beispielsweise Transformatoren, können die Spannungsharmonischen auch reduziert werden. Wird in einem Industriegebiet mit einem hohen Anteil an $3 \cdot n$ -Harmonischen die Versorgung durch zwei parallele Transformatoren auf nur einen Transformator reduziert, kann eine Verletzung der Grenzwerte für die 15. und 21. Spannungsharmonische entstehen, auch wenn die Belastungsgrenze des Transformators noch nicht erreicht wird. Die Schaltungsart des Transformators beeinflusst die Übertragungsstrecke der Strom- und Spannungsharmonischen unterschiedlich. Diese Effekte sind in [3] detailliert beschrieben.

4.3 Subsynchroner Schwingungen

Mit den Messungen der subsynchronen Schwingungen konnte ein Überblick gegeben werden, was im Niederspannungsnetz zum aktuellen Zeitpunkt zu messen ist. Es hat sich gezeigt, dass die meisten messbaren Moden⁴ mit Anlagen auf den NE 3 und 5 zusammenhängen und im Niederspannungsnetz (NE 7) nur bei leistungsgeregelten Anlagen mit einer höheren Leistung, wie beispielsweise bei Leistungsbegrenzung einer 1 MWp-Photovoltaikanlage oder bei grösseren Batteriespeichern, Oszillationen messbar sind. Bestehende subsynchrone Schwingungen werden durch lange Leitungen oder eine schwache Netzanbindung verstärkt, so dass auch im Niederspannungsnetz häufiger Oszillationen messbar sein können. Sichtbar wurde dies bei einem Test, bei dem drei separate Niederspannungsnetze zusammengeschaltet und nur über eine Trafostation versorgt wurden. Die messbaren subsynchronen Schwingungen haben im Normalfall auch bei Amplituden von bis zu 1 % keine merkbaren Rückwirkungen gezeigt. Im Inselnetzbetrieb eines Wasserkraftwerks konnte gezeigt werden, dass der instabile Betrieb eines grösseren Umrichters (80 MW) zu einer Leistungsschwankung von rund 12 Hz geführt hat. Diese Leistungsschwankung hat eine Schwebung in der Spannung von 10 % erzeugt, die zum Zusammenbruch des Inselnetzbetriebes geführt hat.

Speziell war am Anschluss eines Windparks zu erkennen, dass eine Vielzahl von Moden nur bei Betrieb der Windturbinen messbar ist. Markant sind zudem Moden bedingt durch den Bahnverkehr (bei 16.667 Hz und 33.333 Hz).

4.4 Die frequenzabhängige Netzimpedanz

4.4.1 Untersuchungen bis 2.5 kHz

Im Projekt ist die frequenzabhängige Netzimpedanz (fNI) intensiv untersucht worden [3], wobei im Fokus der Messungen der diesbezügliche lokale Einfluss von Wechselrichtern stand. Mit zunehmendem Einsatz von nichtlinearen Geräten, wie Wechselrichter sowie ähnlicher Leistungselektronik und weiteren gesteuerten Anlagen, wird das Wissen über die Ausprägung der fNI und ihrer Einflussfaktoren immer wichtiger. Die fNI überträgt erstens die stromharmonischen Verzerrungen in die Spannung (Fig. 7) und bestimmt zweitens die Ausbreitung der Stromharmonischen in einem Netzwerk (Fig. 8). Ist beispielsweise die fNI an einem Netzknoten im Vergleich zum Innenwiderstand eines Wechselrichters hoch, kann es sein, dass der Wechselrichter die Stromharmonischen „absaugt“ (bezieht). Dies bedeutet, dass der grösste Teil der Stromharmonischen nicht ins Netz zurückfliesst, sondern in den Wechselrichter, und dadurch dessen interne Bauteile oder der Regelkreis stärker belastet werden.

⁴ Oszillationen die konstant oder in einem bestimmten Muster über eine längere Periode immer wieder auftreten.

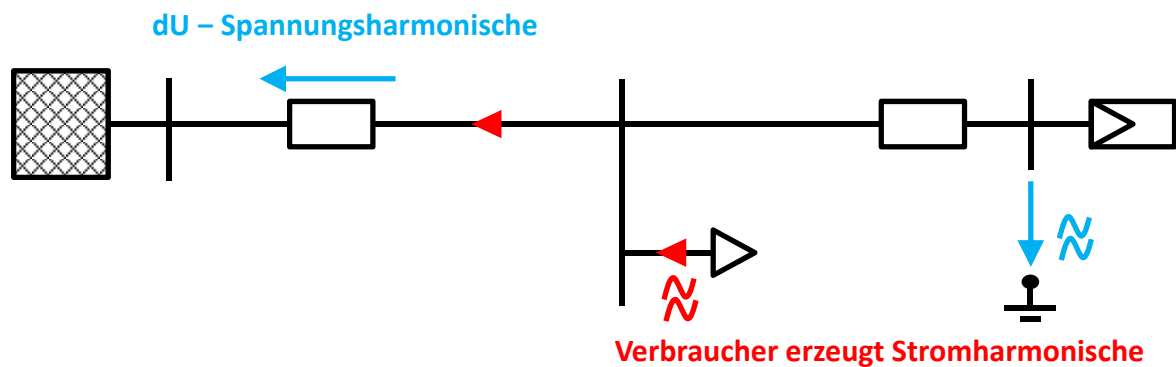


Fig. 7: Erzeugt ein nichtlinearer Verbraucher Stromharmonische, werden diese über der frequenzabhängigen Netzimpedanz in die Spannung umgewandelt und haben so rückwirkende Einflüsse auf benachbarte Geräte

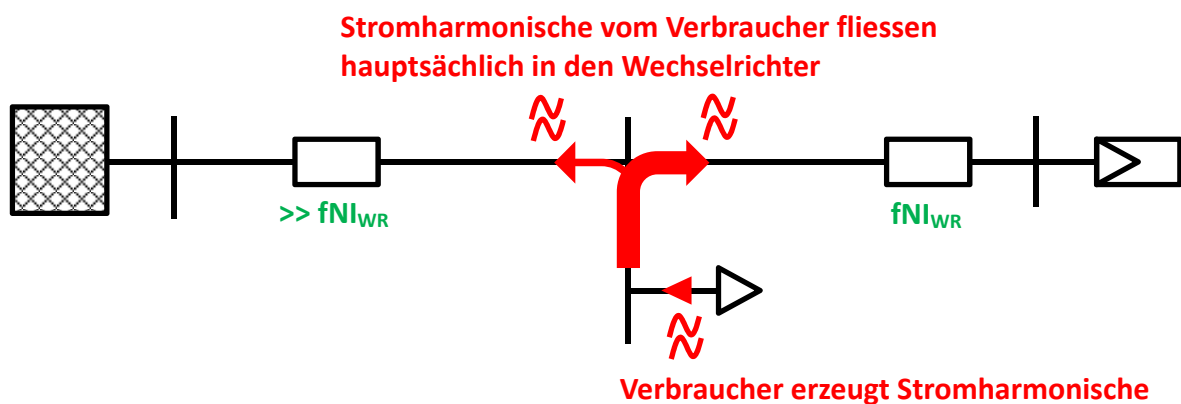


Fig. 8: Erzeugt ein nichtlinearer Verbraucher Stromharmonische, folgen diese dem Weg des geringsten Widerstandes. Ist nun beispielsweise durch eine Resonanzbildung die Innenimpedanz eines Umrichters klein, fließen die Stromharmonischen in den Umrichter

Die Messungen haben gezeigt, dass der Einfluss einer grösseren Anzahl an Umrichtern des gleichen Typs oder grösserer Umrichter auf die fNI markant ist. Der Einfluss ist jedoch stark von der Anzahl an Umrichtern, des Typs, und der vorherrschenden Netzimpedanz bei ausgeschalteten Umrichtern abhängig. Zwei Beispiele hierfür sind in Fig. 9 zu sehen. Die an diesem ländlichen Anschlusspunkt installierten Umrichter erzeugen eine Resonanzstelle im Bereich der 7. Harmonischen und reduzieren anschliessend die fNI in ihrer Amplitude markant. Wird die gemessene Netzimpedanz mit der Prüfimpedanz nach EN 61000-4-7 verglichen, ist die Prüfimpedanz über den gesamten Frequenzverlauf bis 2.5 kHz fast doppelt so gross und rein ohmsch-induktiv [3]. Die gemessene fNI weist teils ein kapazitives Verhalten auf. Es hat sich gezeigt, dass die Resonanzstellen, welche lokal ausgeprägt messbar sind, über die Niederspannungsverkabelung gut gedämpft werden und meist an einem benachbarten Anschluss nicht mehr zu sehen sind. Eine detailliertere Beschreibung und zusätzliche Untersuchungsergebnisse sind in [3] zu finden.

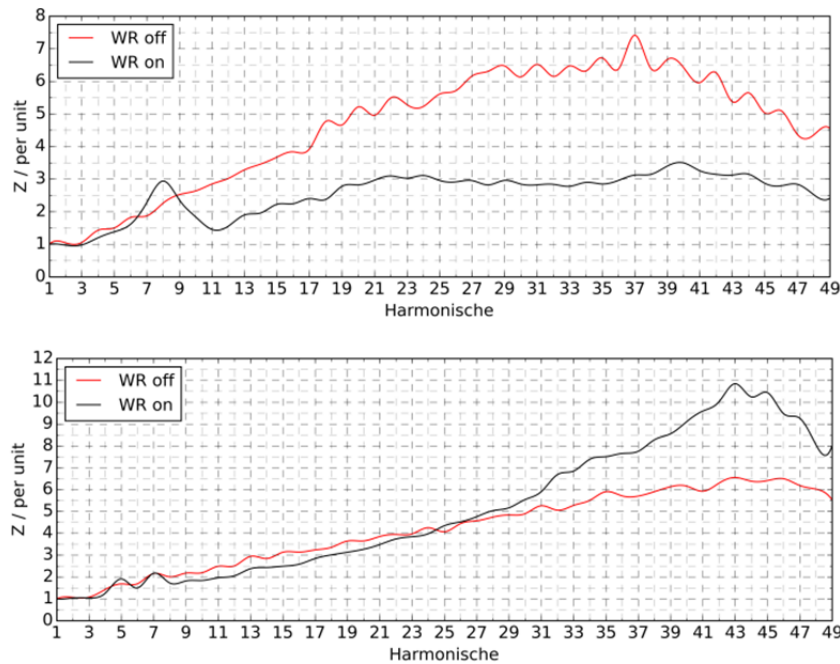


Fig. 9: Einfluss unterschiedlicher WR-Typen auf die fNI in normierter Darstellung in per unit – oben: Amplitude bei Typ A.1a, A.1b (String-WR mit ähnlicher Bauart), $S_n = 56 \text{ kVA}$, ($Z_{@50\text{Hz WR off}} = 0.259 \text{ Ohm}$, $Z_{@50\text{Hz WR on}} = 0.314 \text{ Ohm}$) – unten: : Amplitude bei Typ B.1 (String-WR), $S_n = 930 \text{ kVA}$, ($Z_{@50\text{Hz WR off}} = 0.059 \text{ Ohm}$, $Z_{@50\text{Hz WR on}} = 0.064 \text{ Ohm}$)

4.4.2 Untersuchungen 3 kHz – 150 kHz

Mit wesentlicher fachlicher und messtechnischer Unterstützung durch die HES-SO konnte zusätzlich der Frequenzbereich oberhalb des durch die EN 50160 behandelten Spektrums analysiert werden. Im Bereich von 2.5 kHz bis 150 kHz haben einerseits die Anzahl und Typen der Wechselrichter einen Einfluss auf die Netzimpedanz und sind andererseits die Schalt- und Durchlauffrequenzen jener Regelkreise messbar [3]. Wird eine hohe ohmsch-induktive Längsimpedanz vorgeschaltet, beispielsweise eine lange Leitung oder die Anzahl paralleler Wechselrichter erhöht, kann es dazu kommen, dass die Netzimpedanz in der Summe ohmsch-kapazitiv wird. In diesem Fall ist damit zu rechnen, dass Filterwirkungen auf Signale im entsprechenden Frequenzbereich entstehen können. Dies kann sich auf Signale, die dem Grundschwingungssignal überlagert werden, wie Powerline Communication, negativ auswirken. Die Störungen im Frequenzbereich grösser als 3 kHz sind sehr lokal und eine klare Normierung für Grenzwerte existiert nicht. Gerade im Bereich von 10 kHz bis 30 kHz befinden sich zudem die Schaltfrequenzen der meisten Umrichter. Was einerseits Störaussendungen zur Folge haben kann andererseits können die Umrichter auch durch Resonanzbildungen gestört werden.

4.5 Veränderung der Stromharmonischen bei Wechselrichtern

Die Messungen haben gezeigt, dass eine Veränderung der Netzkonfiguration und die damit folgende Veränderung der frequenzabhängigen Netzimpedanz einen Einfluss auf die Stromregelung eines Frequenzumrichters oder Wechselrichters haben können. Je nach Betriebspunkt des Umrichters kann die Erhöhung der fNI eine Veränderung der Stromharmonischen bis hin zu einem instabilen Betrieb des Umrichters bewirken. Wird zum Beispiel ein grösserer Umrichter vom Verbundnetz in den Inselnetzbetrieb gesetzt, kann die Stromkurvenformregelung derart hohe Verzerrungen verursachen, dass das Inselnetz auseinanderbricht. Bei Wechselrichtern in einem ländlichen Netz kann die Resonanzstelle der fNI (Fig. 10) durch einen Einzelstrangregler so verschoben und erhöht werden, dass dadurch die Stromkurvenformregelung nicht mehr korrekt arbeitet und sich die Wechselrichter vom Netz trennen (Fig. 11). Der Einfluss auf die fNI (Kapitel 4.4.1) sowie die Veränderungen der Stromharmonischen bis hin zum instabilen Betrieb sind vom Betriebspunkt, Herstellertyp und der Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt abhängig.

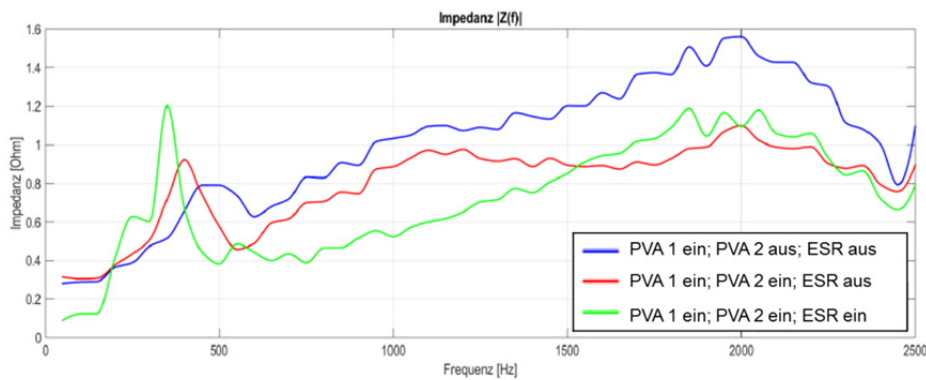


Fig. 10: Frequenzabhängige Netzimpedanz in Abhängigkeit der angeschlossenen PV-Anlagen und des lokal installierten Einzelstrangreglers

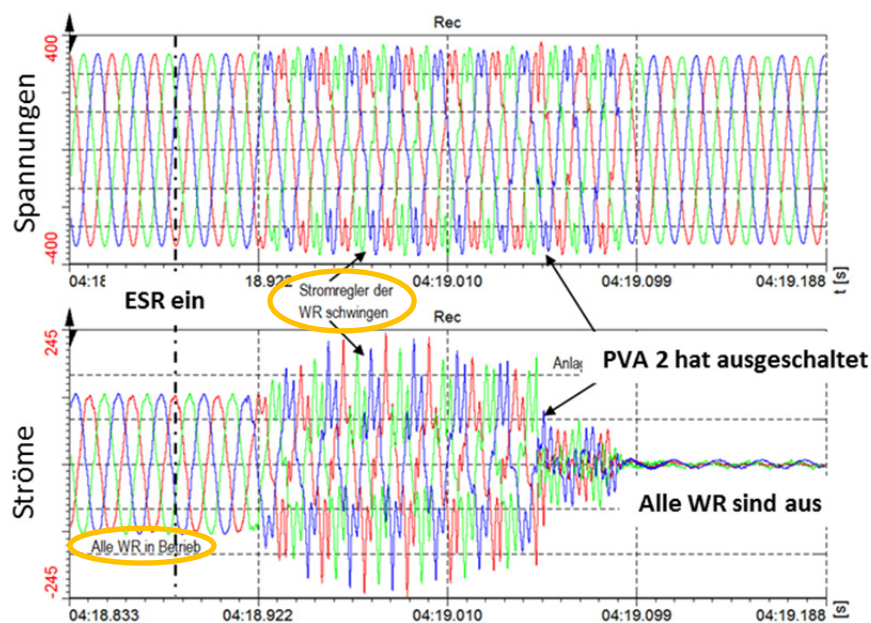


Fig. 11: Strom und Spannung am Ausgang des ESR bei der Zuschaltung des ESR

4.6 Auswirkungen von Anlagen der höheren Netzebenen auf die Niederspannungsnetze

Die Untersuchungen zeigen, dass Spannungsharmonische, die im symmetrischen Fall nicht über verschiedene Netzebenen übertragen werden, durch ein unsymmetrisches Auftreten von der Hochspannungsebene bis in die untersten Netzebenen übertragen werden können. Dies betrifft hauptsächlich die $3 \cdot n$. harmonischen Schwingungen [4]. Der Anteil dieser unsymmetrischen Schwingungen ist von deren Winkel und den unterschiedlichen Amplituden abhängig. Verantwortlich für die Filterung der $3 \cdot n$. Harmonischen ist die Sternpunktbehandlung aller Netzebenen. Wird der Sternpunkt eines Transformators isoliert betrieben, können keine Ströme über Erde und Neutraleiter fließen, was dazu führt, dass keine Spannungsharmonische im über Erde und Neutraleiter übertragen werden. Im NS-Netz wird der Hauptanteil an $3 \cdot n$. Spannungsharmonischen durch die Stromharmonischen der lokalen Lasten erzeugt, gegenüber welchem der Anteil der übergeordneten Netzebenen klein ist.

Messdaten eines der untersuchten Netze ([3] und [4]) zeigen, dass die dort messbare 15. Spannungsharmonische im HS-Netz direkt durch die Stromharmonische eines Bahnstromrichters bestimmt wird. Diese verändert sich in Abhängigkeit der HS-Zuleitung und verschwindet grösstenteils, sobald der Bahnstromrichter ausgeschaltet ist. Der Bahnstromrichter verändert auch sein stromharmonisches Spektrum, wenn die HS-Einspeisung über eine längere Leitung geschieht.

Die Veränderung des Betriebszustands des Umrichters zieht auch eine Reaktion der 15. Strom- und Spannungsharmonischen im NS-Netz mit sich. Aufgrund der Ausschaltung des Umrichters wird die f_{NI} (durch die Veränderung der Topologie) verändert. Als Reaktion darauf verändern die Verbraucher ihre Stromharmonischen. Diese Art der Netzurückwirkung wird bisher noch nicht berücksichtigt. Die Gründe für dieses Verhalten der Verbraucher konnte nicht abschliessen ermittelt werden. Sind die Lasten im Niederspannungsnetz passiv, beziehen

diese Stromharmonische linear zu den anliegenden Spannungsharmonischen. Reduziert man am Transformator die Amplituden der Spannungsharmonischen, werden grundsätzlich auch die entsprechenden Stromharmonischen geringer. Geht man davon aus, dass die Stromharmonischen meist durch aktive nichtlineare Verbraucher erzeugt werden, welche eher wie Stromquellen funktionieren, geschieht die Beeinflussung der Stromharmonischen ähnlich wie beim Umrichter.

4.7 Grenzen der Modellierung

Die Modellierung von Oszillationen ist auf zwei verschiedene Arten (statische und dynamische Modelle) angegangen worden. Verwendet wird bei beiden Modellierungsarten das Simulationsprogramm PowerFactory von DlgSILENT. Die wesentlichen Grundlagen und Unterschiede der beiden Modellierungsarten sind in [4], [5] und [6] dokumentiert.

4.7.1 Statische Modellierung von harmonischen Schwingungen

Um harmonische Schwingungen auf Basis der Messdaten zu simulieren, ist eine statische Modellierung gewählt worden. Stromharmonische von Verbrauchern und Erzeugern werden als harmonische Stromquellen mit Amplitude und Winkel hinterlegt. Die Spannungsvorgabe wird auf der Niederspannungsseite des Transformators mit einer harmonischen Spannungsquelle festgelegt. Das Modell rechnet in Abhängigkeit der Leitungsparameter einen Lastfluss für jede vorgegebene Frequenz. Mehr Informationen zum Vorgehen sind in [4] zu finden. Mit diesem Vorgehen wird ein nichtlineares Verhalten der Lasten und Quellen im Zeitbereich in den Frequenzbereich transformiert und so linearisiert. Es ist festgestellt worden, dass diese Methode vor allem bei Netzen mit einer hohen Anzahl an Wechselrichtern und kurzen Leitungen keine korrekten Resultate liefert. Erstens kann mit dieser Methode der Einfluss der Lasten auf die Netzimpedanz nicht korrekt abgebildet werden und zweitens verhalten sich die Lasten und Quellen im Bereich der Harmonischen nicht wie reine Stromquellen. Die Höhe und der Winkel der Harmonischen ist von der anliegenden Spannung, der Stromharmonischen von benachbarten Geräten und dem Verlauf der fNI abhängig. Die fNI wird in der statischen Modellierung nicht berücksichtigt. Zudem ist ein hoher Detaillierungsgrad der flächendeckenden Messung notwendig um die Daten korrekt im Modell zu integrieren.

4.7.2 Dynamische Modellierung von Schwingungen

Die erstellten Dynamikmodelle decken alle wesentlichen Funktionalitäten moderner Netzkomponenten ab. Dies beinhaltet einerseits das Regelverhalten, andererseits auch das Verhalten im Fehlerfall. Die komplexen Dynamikmodelle konnten relativ einfach in die drei ausgewählten statischen Modelle integriert werden und können zukünftig problemlos für weitere Netzstudien eingesetzt werden. Dies gilt auch für Untersuchungen auf überlagerten Netzebenen.

Bei der Umsetzung der dynamischen Modelle wird zwischen zwei Typen von Modellen unterschieden. Beim ersten Typ, den RMS-Modellen⁵, hat es sich gezeigt, dass diese gut abgebildet werden können und die Simulation verlässliche Ergebnisse liefern. Anders verhält es sich bei der Umsetzung von EMT-Modellen⁶. Aufgrund verschiedener softwarebedingter Vorgaben ist es nicht gelungen, ein realitätsgetreues EMT-Modell zu realisieren. Einerseits gelang es nicht, das Modell so zu realisieren, dass die charakteristischen Oberwellen des Systems (beispielsweise Oberschwingung, welche durch Bauteile verursacht werden) resultieren. Andererseits konnte auch keine Lösung gefunden werden, um die fNI des Netzes gemäss den Messungen im Modell zu integrieren oder abzubilden.

4.8 Dynamikverhalten von Niederspannungsregelsystemen

Die Untersuchungen am dynamischen Modell [6] basieren auf den Modellen und Erkenntnissen aus WP4 [5]. In erster Linie geht es darum, zu zeigen, dass die Dynamikmodelle auch komplexe Funktionalitäten erfüllen können, beispielsweise die Q(U)-Regelung. Für die Untersuchungen sind die komplexen Schutzfunktionen (FRT) aus den Richtlinien für Energieerzeugungsanlagen ab einer Nennleistung von 1 MVA im Mittelspannungsnetz verwendet

⁵ RMS-Modelle arbeiten mit Effektivwerten (Halbwellen-RMS-Werte). Diese werden benötigt, um Leistungs- und Spannungsregelungen zu simulieren. Diese weisen Zeitkonstanten auf, welche wesentlich grösser sind als die Periodendauer der Grundfrequenz.

⁶ EMT-Modelle arbeiten mit Momentanwerten. Die EMT-Simulationen laufen sinnvollerweise mit Schrittwerten ab, welche wesentlich kleiner sind als die Periodendauer der Grundfrequenz und können schnelle Ausgleichsvorgänge sowie Verzerrungen im Zeitbereich darstellen (Funktionsweise der Stromkurvenformregelung, subtransiente Ausgleichsvorgänge).

worden, obwohl diese für Anlagen im Niederspannungsnetz nicht gefordert sind. Bei den Analysen wurde das Verhalten des Gesamtnetzes betrachtet und nicht auf Einzelanlagen oder Anschlusspunkte fokussiert.

Eine zu Beginn vermutete gegenseitige Beeinflussung oder gar ein instabiles Verhalten beim Zusammenspiel von unterschiedlichen NS-Reglern konnte nicht nachgewiesen werden. Hauptgrund dafür ist das träge Verhalten von RONT und ESR (Zeitkonstanten von einigen Sekunden bis Minuten) im Vergleich zu den schnellen Reglern der Wechselrichter (Zeitkonstanten von einigen Millisekunden bis Sekunden)⁷. In den untersuchten Modellen ist eine reale Anzahl an Regelsysteme berücksichtigt worden. Die Anzahl an PVA ist begrenzt durch die maximal mögliche Leistung, die über die Hauptleitungen oder Transformatoren übertragen werden kann, ohne dass ein Ausbau nötig ist. Niederspannungsregler wurden nur jene berücksichtigt, die bereits im Netz integriert wurden.

Die Dynamiksimulation hat gezeigt, dass Spannungsschwankungen der überlagerten Netzebene am besten mit einer zentral platzierten Regelung, beispielsweise einem RONT in der Trafostation, aufgefangen werden können [6]. Um solche Spannungsüberhöhungen und -absenkungen zu korrigieren, eignen sich Spannungsregler (ESR, RONT) bestens. Die $Q(U)$ -Funktion der Wechselrichter wird dezentral angewendet und konzentriert sich auf die lokalen Gegebenheiten, was nur einen beschränkten Einfluss auf das gesamte Netz hat. Die untersuchten Modelle haben gezeigt, dass die Kombination von Wechselrichtern mit $Q(U)$ -Funktion und einem NS-Regler für das Gesamtnetz keinen zusätzlichen Nutzen bringt. Ausserdem werden bei einer $Q(U)$ -Regelung die Kabelleitungen und Transformatoren durch die zusätzliche Blindleistung stärker belastet. Dies könnte bei starker Einstrahlung und tiefer Spannung auf der MS-Seite zu einer Überlastung des Transformators führen.

Mit der FRT-Funktion kann in den untersuchten Netzen keine Stützung der Netzspannung erreicht werden. Jedoch können die Ertragsverluste durch eine minutenlange Schutztrennung der Wechselrichter vom Netz minimiert werden. Die Wechselrichter verwenden zwar ihre gesamte Einspeiseleistung während dem Spannungseinbruch zur Blindleistungsbereitstellung, arbeiten aber immer noch aktiv im Netz. Die Spannung befindet sich auch nach dem Einbruch wieder auf dem Ausgangswert⁸.

Die thematisierten Funktionen wie die $Q(U)$ -Regelung (Spannungsregelung von Wechselrichtern durch Blindleistung) und FRT (Blindleistungsbereitstellung der Wechselrichter bei kurzzeitigen, starken Spannungseinbrüchen) sind in [5] ausführlich beschrieben.

⁷ Eine meist eingebaute Verzögerung der Reaktionsgeschwindigkeit, auch bei Wechselrichtern, stützt die Stabilität zusätzlich.

⁸ Die Reaktion auf den Spannungseinbruch von benachbarten Lasten (Ausschaltung, Anstieg des Strombezugs, etc.) wurde nicht berücksichtigt. Es ist zudem nur auf das vorliegende Niederspannungsnetz fokussiert worden. Das heisst, die Wechselrichter, die im umliegenden Mittelspannungsnetz und anderen NS-Trafokreisen installiert sind und mit der FRT-Funktion auch zur Netzstützung beitragen, wurden nicht berücksichtigt.

5 Empfehlungen

5.1 Einleitung

Aus den Projektergebnissen (Kapitel 4) lassen sich einige Empfehlungen ableiten, die den Verteilnetzbetreibern helfen, auch in Zukunft Ihre Netze stabil und sicher zu betreiben. Es ist ausserdem möglich, daraus eine Empfehlung zu formulieren, welche Schwerpunkte bei der Prüfung von Geräten zusätzlich betrachtet werden sollten und es ist möglich, Empfehlungen darüber zu verfassen, welche Themen bei technischen Regeln überarbeitet werden oder zusätzlich berücksichtigt werden sollten.

5.2 Spannungsqualität

Die Erfahrungen aus den Messkampagnen zeigen, dass die Niederspannungsnetze in der Schweiz allgemein eine hohe Spannungsqualität aufweisen. Die gemessenen Amplituden der PQ-Phänomene weisen einen grossen Sicherheitsabstand zu den jeweiligen Grenzwerten gemäss EN 50160 auf. Will man die Spannungsqualität an einer Messstelle einordnen, wird empfohlen, diese nicht mit den Grenzwerten aus der EN 50160 zu vergleichen, sondern Referenzwerte aus der statistischen Auswertung [3] hinzuzuziehen. Damit kann erkannt werden, ob grundsätzlich eine schlechte Spannungsqualität herrscht und ob der untersuchte Messpunkt in Zukunft im Auge behalten werden muss.

In einigen Netzen sind allerdings temporär hohe Amplituden des Flickers gemessen worden. An relativ vielen Messstellen lagen die Amplituden der 15. respektive 21. Harmonischen oberhalb der jeweiligen Grenzwerte. Es ist allerdings zu beachten, dass die Grenzwerte für diese Ordnungszahlen ausserordentlich tief angesetzt sind und die praktische Relevanz dieser Grenzwertverletzungen in Fachkreisen derzeit stark diskutiert wird.

Bei der Bewertung der Spannungsqualität konnte erkannt werden, dass Störungen im Bereich der Grenzwerte meist aus dem lokalen Niederspannungsnetz stammen und nur in Verbindung mit grösseren speziellen Anlagen (Stahlwerk, etc.) Störungen aus anderen Netzebenen übertragen werden. Im Speziellen konnte gezeigt werden, dass die Ausprägung von 3ⁿ. Harmonischen stark von der Topologie und insbesondere von den Erdungsverhältnissen des Netzes abhängig ist. Müssen Massnahmen gegen hohe 3ⁿ. Spannungsharmonische ergriffen werden, ist der Netzausbau (inklusive Rückleitungen und Erdungen) die effektivste Methode.

5.3 Subsychrone Schwingungen

Subsychrone Schwingungen werden im Übertragungsnetz als systemrelevant erachtet, wenn sie eine Amplitude von 0.1 % der Grundschwingung erreichen. Im Niederspannungsnetz konnten einige Oszillationen gemessen werden, die eine Amplitude grösser als 0.1 % erreichten, jedoch ohne einen bemerkbaren Einfluss auf das Netz und die angeschlossenen Komponenten zu haben. Erst bei einer Amplitude ab 10 % sind klare Störungen der angeschlossenen Anlagen erkannt worden („Subsychrone Schwingung in einem instabilen Inselnetz“ [3]).

Es wird daher empfohlen, die Grenze für systemrelevante subsynchrone Schwingungen im Verteilnetz auf 1 % zu setzen. Das heisst, treten Schwingungen mit einer Amplitude grösser als 1 % auf, sollte überprüft werden, mit welchen Anlagen diese zusammenhängen und ob Anlagen dadurch gestört werden.

Derzeit wird nicht erwartet, dass die subsynchronen Oszillationen im Verteilnetz stark zunehmen. Darum ist aktuell eine permanente Erfassung der subsynchronen Oszillationen im Verteilnetz nicht notwendig. Werden grössere geregelte Photovoltaikanlagen oder Speichersysteme über Umrichter an ein Netz mit schwacher Netzanbindung angeschlossen, sollten im Störfall auch die subsynchronen Oszillationen gemessen werden. Ein Indiz für subsynchrone Schwingungen bei Messungen mit PQ-Messgeräten ist ein kontinuierliches Frequenzspektrum der Spannungsharmonischen mit hohen Amplituden der 2., 3., und 4. Harmonischen [3]. Um das Modenmuster eines Anschlusspunktes zu erfassen, empfiehlt es sich, ein bis zwei Monate ununterbrochen zu messen.

5.3.1 Signalübertragungen im Bereich von 3 – 150 kHz

Dieses Kapitel wurde zusammen mit der HES-SO erstellt. Über den Verlauf und das Verhalten der Netzimpedanz im Frequenzbereich von 3 kHz bis 150 kHz ist wenig bekannt. Auch die Normen weisen hier keine klaren Grenzwerte auf. Die Messungen haben gezeigt, dass nicht nur die Schaltfrequenz der Umrichter messbar ist, sondern dass auch Resonanzstellen im höheren Frequenzbereich durch die Regelstrecke und Bauteile erfasst werden können. Die Empfehlungen richten sich hierbei weniger an die Verteilnetzbetreiber sondern mehr an die Normenkommissionen, die sich mit dem Frequenzband für Smart-Grid-Applikationen auseinandersetzen, und an die Hersteller von Wechselrichtern. Grundsätzlich sollte die Thematik vertieft untersucht werden und es reicht zum Beispiel nicht, das Verhalten der nichtlinearen Geräte nur an einer idealen Spannungsquelle zu prüfen. Es ist notwendig, reale Gegebenheiten sinnvoll nachzustellen. Wird hierfür die Impedanz nach EN 61000-4-7 verwendet, ist diese in einer Vielzahl der Fälle viel zu gross und nicht repräsentativ für die realen Gegebenheiten. Werden beispielsweise mehrere Wechselrichter des gleichen Typs an einem Verknüpfungspunkt zusammengeschaltet, wird empfohlen, die EMV-Filter aufeinander abzustimmen.

5.4 Frequenzabhängige Netzimpedanz

5.4.1 Messung und Bewertung

Dieses Kapitel wurde in Zusammenarbeit mit der HES-SO erstellt. Es hat sich gezeigt, dass die frequenzabhängige Netzimpedanz eine zentrale Bedeutung im Hinblick auf die Strom- und Spannungsharmonischen sowie den stabilen Betrieb von Umrichtern hat. Deshalb wird empfohlen, die fNI bei Untersuchungen zu entsprechenden Störfällen mitzumessen. Die im Projekt verwendeten Messsysteme können für eine quantitative Beurteilung der Frequenzbereiche nach Fig. 12 eingesetzt werden. Mehr Informationen liefert hierzu der Abschnitt „Netzimpedanz-Messgeräte im Vergleich“ aus [3].

Frequenzband	Messgerät
0 Hz bis 500 Hz	NIM1000
700 (400 ⁹) Hz bis 2.4 kHz	DSA
ab 2.5 kHz	IGOR-Meter

Fig. 12: Frequenzbereiche für die quantitativ korrekte Darstellung der Resultate je Messgerät

Werden Messpunkte miteinander verglichen, wird empfohlen, dies nur für den tiefen bis mittleren Frequenzbereich (Fig. 13) vorzunehmen. Im Bereich von einigen 10 kHz bis 100 kHz sind Oszillations- und Resonanzeffekte sehr lokal und individuell. Um einen besseren Vergleich zwischen verschiedenen Messpunkten zu erreichen, wird empfohlen, die Messdaten auf die Grundswingungsimpedanz zu normieren (Fig. 14). Damit geht zwar die Information der Netzstärke, respektive der Kabellänge verloren. Dafür wird visuell besser dargestellt, wie stark die angeschlossenen Gerätearten die fNI beeinflussen.

Bereich	Frequenzband	Mögliche Messsysteme
Tief	50 Hz bis 1 kHz	Messgerät der TUD / NIM1000(max. 500 Hz) / DSA
Mittel	1 kHz bis 10 kHz	Messgerät der TUD / DSA (max. 2.5 kHz) / IGOR-Meter
Hoch	10 kHz bis 200 kHz	Messgerät der TUD (max. 50 kHz) / IGOR-Meter

Fig. 13: Einsatzbereiche für die Messung der fNI

⁹ Bei schwachen Netzen, beziehungsweise bei tiefer Kurzschlussleistung.

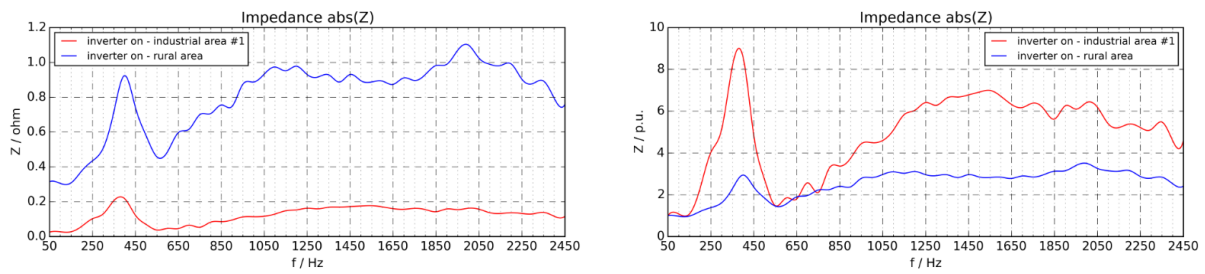


Fig. 14: Normierung der Netzimpedanz auf die Grundschwingung (Schleifenimpedanz L_1 -PEN abs(Z), absolut in Ohm (links) und normiert auf die Grundschwingungsimpedanz (rechts))

5.4.2 Resonanzstellen von Wechselrichtern

Wie in Kapitel 4.4.1 festgehalten wird, ist der Einfluss auf die fNI sehr typ- und herstellerspezifisch. Die Bildung der Resonanzstelle wird grösstenteils durch die Regel- und Filterstrecke des Wechselrichters bestimmt. Kleinere Verschiebungen in der Frequenz und die Stärke der Ausprägung der Resonanzstelle werden zusätzlich durch die Übertragungsfunktion des Netzes bestimmt [5]. Tritt eine Resonanzstelle am Anschlusspunkt der PVA mit einer Erhöhung der Amplitude (Fig. 15, oben) auf und entsteht zusätzlich ein Wechsel des Impedanzwinkels von induktiv zu kapazitiv (Fig. 15, unten, roter Kreis), wird dies als Parallelresonanz bezeichnet. Die Parallelresonanz entsteht in Zusammenhang mit der Leitung und dem Wechselrichter. Schematisch dargestellt entspricht eine Parallelresonanz dem Schema in Fig. 16 aus der Sicht des Messpunktes A.

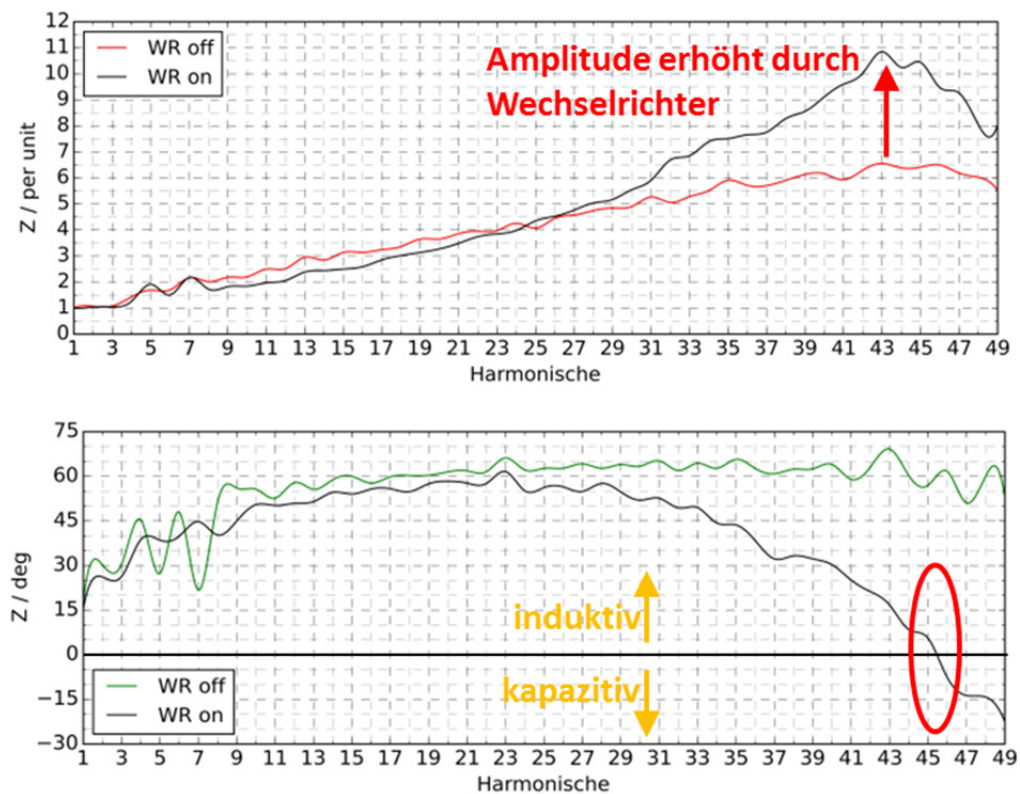


Fig. 15: Resonanzstelle einer PVA mit 30x Typ B.1 (String-WR) und $S_n = 930$ kVA – oben: Amplitude in normierter Darstellung in per unit ($Z_{@50\text{Hz WR off}} = 0.059$ ohm, $Z_{@50\text{Hz WR on}} = 0.064$ ohm), unten: absoluter Winkel in deg (Grad)

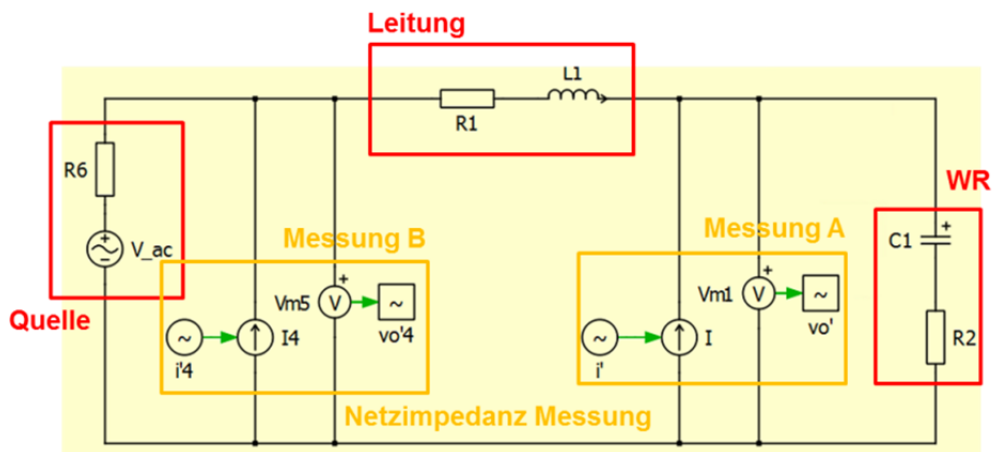


Fig. 16: Einfaches Modell einer Parallelresonanz mit Quelle, Leitung und Wechselrichter als ohmsch-kapazitiven Verbraucher

In Fig. 16 sind in Rot die Netzkomponenten (Wechselrichter, Leitung und Quelle) und in Orange die Messstellen der fNI eingezeichnet. Bei der Messstelle A kann ein Verlauf nach Fig. 15 resultieren. Wird die Zusammenschaltung von Leitung und Wechselrichter von Messstelle B aus betrachtet, ergänzen sich die Netzkomponenten zu einer Serienresonanz. Das bedeutet, dass nicht mehr eine Erhöhung der Impedanz zu messen ist, sondern dass eine massiv kleinere Impedanz resultiert. In Fig. 17 ist dies dargestellt. Bei einer Serienresonanz kompensieren sich Induktivität und Kapazität zu null und lediglich der geringe ohmsche Anteil der Elemente ist noch zu messen. Wird nun an der Quelle eine Spannung mit der Frequenz der Resonanzstelle angelegt, hat dies zur Folge, dass ein grosser Strom durch Leitung und Wechselrichter fliesst und so das Spannungsniveau am Wechselrichter abgesenkt wird. In der Umgangssprache bezeichnet man dies als „Absaugen“ des Spannungssignals. Wird im entsprechenden Netz ein Rundsteuersignal mit einer Frequenz in der Nähe der Resonanzfrequenz gesendet, kann dies dazu führen, dass der Pegel der Schaltsignale lokal zu niedrig ist und Schaltbefehle nicht ausgeführt werden. Es wird daher empfohlen zu überprüfen, ob die installierten Umrichter in Kombination mit dem lokalen Verteilnetz eine Resonanzstelle in der Nähe des Rundsteuersignals bilden. Ist die Resonanzstelle so ausgeprägt, dass der Signalpegel kritisch abgesenkt wird, sind Massnahmen nötig.

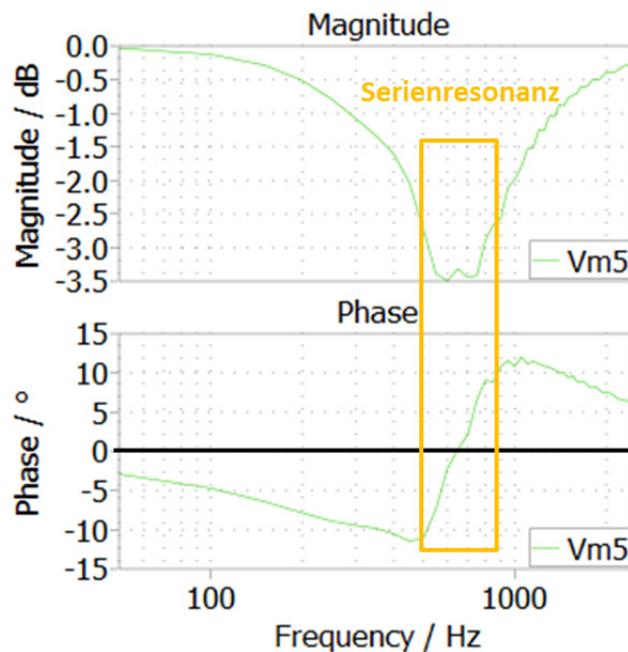


Fig. 17: Verlauf des Betrags (Magnitude) und des Winkels (Phase) der Impedanz am Messpunkt B

5.5 Kurzschlussleistung und Leistungsbilanz

Weist ein NS-Netz Verknüpfungspunkte (PCC) mit einer Kurzschlussleistung von ≤ 2 MVA auf, wird dieses von den Projektpartnern als ein potentiell schwaches Netz betrachtet. Auf Mittelspannungsebene direkt am Transformator wird bei einer Anbindung von ≤ 100 MVA von einem potentiell schwach angebondenen Netz gesprochen [6]. Diese Aussagen sind nicht mit einem tiefen Verhältnis S_k/S_A gleichzusetzen. Sie dienen lediglich dazu, einen Anschlusspunkt zu identifizieren, der eine potentiell erhöhte Störanfälligkeit aufweist.

Es wird empfohlen, bei der Untersuchung von modernen Niederspannungsnetzen in Bezug auf die Energiebeziehungsweise mittlere Leistungsbilanz und die Verlustberechnung weitere Bezugsgrößen hinzuzuziehen (Fig. 18). Damit sind eine Bewertung und ein Vergleich von unterschiedlichen Netzen möglich. Werden die Netzebenen 6 und 7 als eine Wolke betrachtet und wird der Fokus auf die Leistungsbilanzen, welche an den Schnittstellen dieser Wolke gemessen werden, gelegt, ist es auch möglich Netze mit unterschiedlicher Anzahl dezentraler Erzeuger miteinander zu vergleichen (Fig. 19). Ein Niederspannungsnetz mit hohem Produktionsfaktor und einem negativen normierten Transfersaldo kann als Kraftwerksnetz betrachtet werden. Ein Netz mit einem kleinen normierten Transfersaldo und hoher mittlerer Auslastung verfügt über eine zeitliche Differenz zwischen den Produktions- und Lastspitzen und kann somit in die Betrachtung einer Optimierung (zum Beispiel für die Integration von Speichern) einfließen. Detaillierte Informationen sind in [4] zu finden.

Energie	Beschreibung
Verluste [kWh, kvarh]	Bei den Netzverlusten werden die Leitungselemente sowie die Transformatoren berücksichtigt. Die Netzelemente der Netzebene 5 werden nicht mitberücksichtigt.
Verluste [%]	Die Verluste prozentual zur Summe von Export und Verbrauch.
Auslastung [%]	Prozentuale Auslastung der Transformatoren. Verhältnis zwischen der Transfersumme und dem Produkt von Transformatoren-Nennleistung und dem Betrachtungszeitraum von 24 Stunden.
Produktionsfaktor [-]	Das Verhältnis zwischen produzierter und verbrauchter Wirkenergie. Berücksichtigt werden die Verbraucher und dezentralen Erzeuger im Niederspannungsnetz.
Import [MWh, Mvarh]	Energie, welche von der höheren Netzebene bezogen wird.
Export [MWh, Mvarh]	Energie, welche an die höhere Netzebene übergeben wird.
Normierter Transfersaldo [%]	Gegenrechnung von Import und Export (der Import abzüglich des Exports). Die Differenz wird normiert auf das Produkt der Transformatoren-Nennleistung mit dem Betrachtungszeitraum (24h)
Transfersumme [MWh, Mvarh]	Summation der Beträge von Import und Export (die transferierte Energie unabhängig von der Lastflussrichtung).
Produktion [MWh, Mvarh]	Die Wirk- und Blindenergie aus reiner Produktion.
Verbrauch [MWh, Mvarh]	Die Wirk- und Blindenergie aus reinem Verbrauch (exkl. den Verlusten).

Fig. 18: Tabelle mit Energie-Kennwerten eines Verteilnetzes

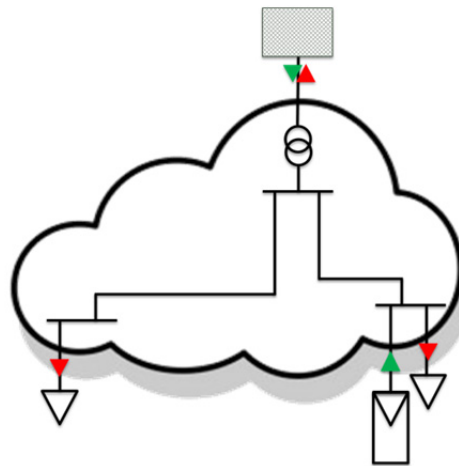


Fig. 19: Wolkenbetrachtung auf NE 6 und 7

5.6 Überprüfung bei Photovoltaikanlagen mit mehreren Wechselrichtern

Wie in den Messungen festgestellt wurde, sind die Reaktionen der Harmonischen sowie der Einfluss auf die fNI von den Wechselrichtern und WR-Herstellern abhängig. In den untersuchten Netzen sind unerwartet hohe Stromharmonische bei drei PV-Anlagen mit dem Wechselrichter Typ A.2 festgestellt worden (Fig. 20, orange Markierung - Rural area PCC weak 2/1 und Industrial area #1). Nebst der hohen Stromharmonischen haben diese Anlagen einen sehr ausgeprägten Einfluss auf die fNI. Die Anlagen bestehen aus einer unterschiedlichen Anzahl von Einzelgeräten, die Gesamtleistungen variieren stark und die WR sind an PCC mit sehr verschiedenen Kurzschlussleistungen angeschlossen. Sie weisen jedoch alle ein tiefes Verhältnis von S_k/S_A von weniger als 33 auf. Als zusätzliche Kennzahl wird die Kurzschlussleistung pro Wechselrichter (S_k/WR) eingeführt. Diese Kennzahl beschreibt, wie viel Kurzschlussleistung pro installiertem Wechselrichter zur Verfügung steht. Bei den Anlagen, bei welchen die höchsten Stromharmonischen gemessen wurden (Rural area PCC weak 2 und Industrial area #1), ist das Verhältnis von Kurzschlussleistung zu Wechselrichter unter 300 kVA/WR.

Anlagen, die ein S_k/S_A -Verhältnis von < 50 aufweisen und bei welchen pro installiertem Wechselrichter ein Anteil an der Kurzschlussleistung von < 300 kVA zur Verfügung steht, sollten nur mit nachträglicher Kontrolle der Strom- und Spannungsharmonischen an das Netz angeschlossen werden. Wenn möglich, ist eine kleinere Anzahl an Wechselrichtern mit einer entsprechend grösseren Nennleistung zu installieren oder mit Zentralwechselrichtern zu arbeiten. In Fig. 20 sind zusätzlich zwei identische Anlagen mit Wechselrichtern des Typs B.1 aufgelistet, bei welchen zwar weitaus weniger Stromharmonische messbar sind, jedoch auch ein markanter Einfluss auf die frequenzabhängige Netzimpedanz gemessen werden konnte.

PCC	WR-Typ	Anzahl	S_k (MVA)	S_A (kVA)	S_k/S_A	S_A/WR (kVA/WR)	S_k/WR (kVA/WR)
Rural area PCC weak 2	Typ A.2	3	0.8	43	18.6	14.3	266.7
Rural area PCC weak 1	Typ A.1 & Typ A.2	5	1.8	56	32.1	11.2	360
Industrial area #1	Typ A.2	39	9.5	585	16.2	15	243.6
PV-plant PCC PV 2	Typ B.1	31	8.8	930	9.5	30	283.9
PV-plant PCC PV 1	Typ B.1	31	11.7	930	12.6	30	377.4

Fig. 20: Tabelle mit den Kurzschluss- und Anlagenleistungen sowie der Anzahl und Typen an Wechselrichtern

Die Grunddaten zu diesen Auswertungen sind in [3] und [6] zu finden.

5.7 Spannungsregelung im Niederspannungsnetz

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass Spannungsregler (RONT, ESR) im Niederspannungsnetz gerechtfertigt sind um Spannungsschwankungen aus übergeordneten Netzebenen auszugleichen. Wenn mehrere PVA auf ein Niederspannungsnetz einwirken, wird empfohlen den Niederspannungsregler möglichst am Anfang der Hauptzuleitung zu platzieren.

Gemäss technischer Regeln, wie die D-A-CH-CZ-Richtlinien, wird beim Umsetzen von Massnahmen, beispielsweise beim Einsatz der Q(U)-Regelung, meist auf eine einzelne Erzeugungsanlage und deren Anschlusspunkt fokussiert. Bei den hier formulierten Empfehlungen wird jedoch die Gesamtheit eines Niederspannungsnetzes betrachtet. Sind nur einzelne PVA von einer Spannungsüberhöhung betroffen, können diese lokal mit einer eigenen Spannungsregelung (Q(U)-Regelung) ausgestattet werden. In einem Niederspannungsnetz mit hohem Anteil an PV-Anlagen ist eine dezentrale Q(U)-Regelung durch die Wechselrichter selbst als Alternative zum Netzausbau nicht zu empfehlen. Da jede Anlage eigenständig die Spannung auf ihren Anschlusspunkt regelt, kann dies dazu führen, dass grosse Anlagen nahe am Transformator oder mitten in der Zuleitung kaum regeln und so die Spannung am Ende der Leitung trotzdem stark angehoben wird. Anlagen, die am Ende der Leitung angeschlossen sind, schaffen es nicht, genügend Blindleistung bereitzustellen um die Spannung abzusenken und schalten sich vom Netz [6]. Eine zentrale Steuerung aller Wechselrichter, oder eine individuelle Regelung mit Parametern auf Basis einer vorgängigen Netzberechnung sollte getestet werden.

Es wird empfohlen, genau zu prüfen, ob eine Kombination von verschiedenen regelbaren Elementen technisch Sinn macht oder ob darauf verzichtet werden kann. Die Untersuchungen am Modell [6] haben gezeigt, dass durch die WR mit Q(U)-Regelung in Kombination mit einem RONT oder ESR keine nennenswerten Verbesserungen erreicht werden können. Es wird empfohlen zu prüfen, ob sich aus wirtschaftlicher Sicht eine Kombination als sinnvoll erweist.

5.8 Schutzfunktionen bei Wechselrichter-Regelfunktionen

Es wird empfohlen, Wechselrichter mit einer auf die Niederspannungsnetze angepasste FRT-Funktion auszurüsten. Bei starken Spannungseinbrüchen konnte die Spannung in den untersuchten Netzen maximal um 0.1 p.u. angehoben werden, was bei weitem nicht reicht, um die Spannung bei einem Schutzversager zu stabilisieren. Zudem ist zu berücksichtigen, dass bei einem Fehler im eigenen Niederspannungsnetz alle Schutzanforderungen erfüllt sein müssen. Was aber sichergestellt werden kann, ist, dass die Wechselrichter eingeschaltet bleiben und so keine Ertragsverluste resultieren.

5.9 Modellierung

Basierend auf den Erkenntnissen aus Kapitel 4.7 muss die Schlussfolgerung gezogen werden, dass es nicht möglich ist, mit PowerFactory die fNI und die regler- und bauteilbezogenen Stromharmonischen korrekt darzustellen. Das heisst, die im Projekt geforderte Art der EMT-Simulation kann nicht erreicht werden. Als Alternative wird empfohlen in MATLAB/PLECS ein Modell zu erstellen. Das im Projekt erstellte Modell beinhaltet einerseits ein detailliertes WR-Modell und andererseits die Möglichkeit, eine gemessene fNI auf der Netzseite abzubilden. Der Modellierungsaufwand für die Abbildung eines gesamten Verteilnetzes ist jedoch um einiges grösser.

Es wird empfohlen, Modell-Untersuchungen, die Strom- und Spannungsharmonische und die fNI über 50 Hz betreffen und in Zusammenhang mit nichtlinearen Geräten stehen, auf Basis von MATLAB/PLECS zu erstellen. Dabei sollte der Fokus auf die lokalen Gegebenheiten, das heisst auf die Impedanz an der Anschlussstelle und die direkt benachbarten Anlagen, gerichtet werden. Die Abbildung eines gesamten Verteilnetzes ist aufwendig und macht wenig Sinn. Werden Untersuchungen zum Regelverhalten durchgeführt, wobei das Zusammenspiel verschiedener Regler und das Verhalten der Spannung betrachtet werden sollen, ist PowerFactory zu bevorzugen. Als Alternative zu PowerFactory bietet die Software Neplan gleiche Möglichkeiten und Einschränkungen.

5.10 Vorgehen zur Planung von flächendeckenden Messungen im Niederspannungsnetz

Bei der Identifikation der Messpunkte ist es im Vorfeld schwierig abzuschätzen, welche Anlagen oder Knotenpunkte für die Untersuchung interessant und relevant sind. Im Grunde kann eine Aufteilung der Messgeräte gemäss dem Schema in Fig. 21 vorgenommen werden.

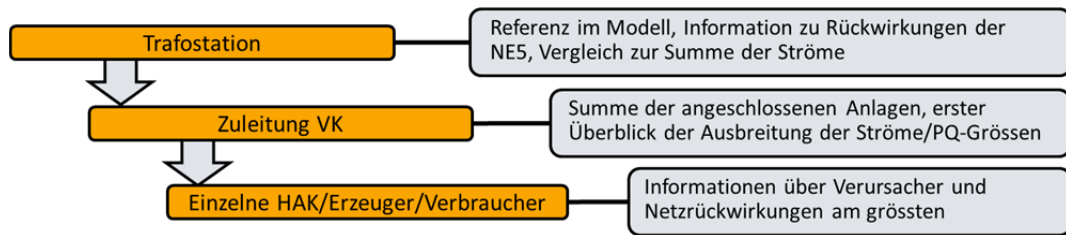


Fig. 21: Auswahl der Messpunkte nach einem einfachen Schema

Ist es nicht möglich, einzelne Kundenanschlüsse am HAK zu messen, kann die Messeinheit auch in der VK installiert werden. In der Trafostation auf der NE 7 ist eine Messung zwingend notwendig. Im Modell stellen die Transformatoren die Referenz für Lastfluss- und Harmonischen-Untersuchungen dar. Zudem erhält man damit die Information, welche Effekte aus der übergelagerten Netzebene auf das NS-Netz einwirken. Die Zuleitungen der VK sind grundsätzlich nicht notwendig, da bei einer genügend guten Abdeckung alle Knoten abgangsseitig eines VK gemessen werden. Wenn jedoch auf die Messung kleinerer Konsumenten (Eigenbedarf, Strassenbeleuchtung, etc.) verzichtet werden muss, kann aus der Zuleitung die restliche Last berechnet werden. Tritt bei einem Messgerät ein Fehler auf (Abfallen einer Klemme, sonstiger Defekt), können die dadurch fehlenden Messdaten durch die gewonnene Kenntnisse aus der Zuleitungsmessung ersetzt werden. Werden einzelne HAK, dezentrale Erzeugungsanlagen oder Konsumenten in die Messung miteinbezogen, können anhand des Schemas in Fig. 22 die interessantesten Messpunkte identifiziert werden.

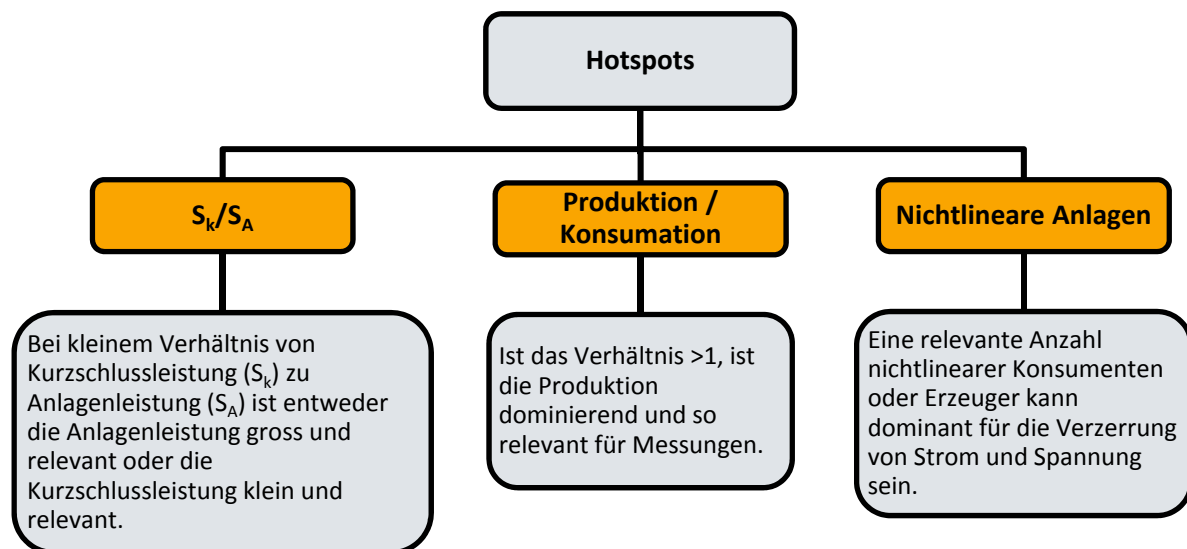


Fig. 22: Wahl der detaillierten Messpunkte anhand von drei Kriterien

Das Verhältnis von der Kurzschlussleistung (S_k) zur Anlagenleistung (S_A) beinhaltet zwei wichtige Informationen. Ist es klein, ist entweder die Anlagenleistung am Anschlusspunkt so gross, dass sie im Lastfluss und gar bei der Analyse der Stromverzerrung relevant ist, oder der Anschlusspunkt verfügt über eine geringe Kurzschlussleistung und ist somit interessant für die Beurteilung der Netzurückwirkungen. Ist das Verhältnis von produzierter zu konsumierter Energie grösser als 0.5 über 24 Stunden, ist eine für den Anschlusspunkt relevante Grösse an Einspeiseanlagen installiert. Sobald eine grössere Anlage (Frequenzumformer, Wechselrichter) oder eine Häufung von nicht-linearen Erzeugern oder Konsumenten (modernes Mehrfamilienhaus, Bürogebäude) angeschlossen ist, ist die Anlage als interessant einzustufen. Die Schwierigkeit ist es hierbei, zu identifizieren, ob überhaupt eine grössere Anlage oder eine Häufung vorliegt. Eine Vorabmessung (Dauer: bis zu einem Tag) und die Analyse des stromharmonischen Profils können hier helfen.

6 Fragestellungen aus dem Projekt und Ausblick

6.1 Aufgeworfene Fragestellungen

Im Projektverlauf ist eine Vielzahl von neuen Fragen aufgeworfen worden, die nicht im Rahmen des Projektes beantwortet werden konnten. Hier sind die wichtigsten Fragestellungen aufgelistet:

- Wie breiten sich PQ-Phänomene wie Flicker und harmonische Schwingungen über verschiedene Netzebenen aus? Wann ist eine Rückwirkung aus oder auf andere/n NS-Netze/n oder übergelagerte/n Netzebenen zu erwarten?
- Wie breiten sich die frequenzabhängige Netzimpedanz und die Resonanzstellen von grossen Anlagen über verschiedenen Netzebenen aus?
- Wie stark sind die Auswirkungen von nichtlinearen Anlagen auf das Rundsteuersignal oder vom Rundsteuersignal auf die nichtlinearen Anlagen wirklich? Welche Probleme und Veränderungen sind in Zukunft zu erwarten?
- Wie sind Lasten und Erzeuger zu modellieren, damit sowohl ihre Auswirkung auf die fNI wie auch auf die Oszillationen korrekt dargestellt werden?
- Welche Verbraucher/Verbrauchergruppen weisen welches Spannungsqualitätsprofil auf? Was ist beispielsweise in einem Quartier mit Mehrfamilienhäusern überhaupt zu erwarten?
- Welche Auswirkungen haben Funktionen wie Q(U)-Regelung und FRT auf die Gesamtheit eines Netzes unter Berücksichtigung des möglichen Ausbaus der PV-Installationen in den kommenden Jahren?
- Ist für die Planung der zukünftigen Verteilnetze die Spannungsqualität zu berücksichtigen? Wenn ja, in welcher Form und wie wird sich diese entwickeln?
- Wie verhalten sich Wechselrichter mit Ihren Schutzfunktionen unter realen Netzbedingungen?

6.2 Ausblick

Die vorliegenden Erkenntnisse und Empfehlungen haben einerseits die Forschung weitergebracht und andererseits den Verteilnetzbetreibern geholfen, ihre Netze noch besser zu verstehen. Die Projektergebnisse wurden im Rahmen von ganztägigen Seminaren mit den Projektpartnern vorgestellt. Darüber hinaus wurden Zwischenergebnisse aus einzelnen Arbeitspaketen an nationalen und internationalen Veranstaltungen präsentiert. Nach Abschluss des Projektes werden die wesentlichen Resultate in einem Artikel für das VSE Bulletin zusammengefasst. Weitere Tagungsbeiträge sind geplant. Die Erkenntnisse und die erarbeiteten Modelle fliessen anonymisiert in das Kompetenzzentrum SCCER-FURIES ein und bilden dort die Basis für zukünftige Forschungsarbeiten anderer Universitäten und Hochschulen.

Die für die Verteilnetzbetreiber wichtigsten unter Kapitel 6.1 aufgelisteten Fragen werden in einem neuen, umfangreicheren Projekt mit dem Namen „**Zielnetzimpedanz**“ aufgenommen. Das Projekt soll den Verteilnetzbetreibern helfen, ihr **Zielnetz**, welches auch in einer fernerer Zukunft noch den gestellten Anforderungen entspricht, zu definieren. Dies wird auch unter Berücksichtigung der Spannungs- und Stromqualität, deren Basis die **Netzimpedanz** ist, geschehen.

Fragestellungen mit vorwiegend akademischem Charakter oder mit einem eher langfristigen Wert werden in zukünftigen Projektarbeiten und Thesen von Bachelor- und Masterstudierenden aufgegriffen.

7 Schlussfolgerungen

7.1 Fazit: Auswertungen und Resultate

Grundsätzlich sind die Niederspannungsnetze auch mit der Integration verschiedener Spannungsregler oder Wechselrichter mit Regelfunktionen stabil. Das Projekt „Swinging Grids“ hat gezeigt, dass subsynchrone Schwingungen zwar messbar sind, die dabei auftretenden Instabilitäten aber kaum mit diesen korrelieren. Instabilitäten treten vor allem durch ein ungünstiges Zusammenspiel von Schwingungen oberhalb der Grundschiwingung mit der frequenzabhängigen Netzimpedanz auf. Einzelne Kundenanlagen können aufgrund einer unvorteilhaften Kombination von Regelparametern und frequenzabhängiger Netzimpedanz zu einer erhöhten Stromverzerrung bis hin zum instabilen Betrieb neigen. Als Schlüsselfaktor für die Stabilität der Niederspannungsnetze kann folglich die frequenzabhängige Netzimpedanz identifiziert werden. Da die fNI wenig untersucht und der Einfluss von nichtlinearen Betriebsmitteln auf selbige wenig bekannt ist, sind derzeit nur spärlich Grundlagen vorhanden, um den Einfluss in Zukunft sinnvoll abschätzen zu können. Zudem sind aktuell verwendete Simulationsprogramme, die für die Beurteilung von Gesamtnetzfragen ausgelegt sind, noch nicht in der Lage, die Auswirkungen der nichtlinearen Geräte auf die Netzimpedanz, zusammen mit der gesamtharmonischen Charakteristik der angeschlossenen Betriebsmittel, darzustellen.

7.2 Fazit: Empfehlungen

Auf Basis der bestehenden technischen Regeln und Normen kann ein Grossteil der eingesetzten Anlagen sicher und stabil betrieben werden. Das Kapitel 5 beinhaltet einige einfache Zusatzempfehlungen, welche dabei helfen, kritische Netze vorgängig zu untersuchen oder nachträglich den Fokus auf die richtigen Grössen zu richten, um Ursachen und Lösungen zu finden. Im Zentrum stehen dabei ergänzende Grössen, Grenzwerte oder Vorgehensweisen, die helfen, die Netze besser zu bewerten und zu analysieren oder Störungen vorzubeugen.

7.3 Fazit für die Forschung

Das Projekt „Swinging Grids“ ist aus der Sicht der beteiligten Forschungsinstitute ein voller Erfolg. Durch die umfangreichen Messkampagnen konnten wertvolle Erkenntnisse erlangt werden. Die erarbeiteten Ergebnisse haben den Wissenshorizont umfassend erweitert und vor allem mit den Erkenntnissen zur Netzimpedanz gezeigt, welche Hauptfaktoren zu berücksichtigen sind, um auch in Zukunft eine hohe Spannungsqualität in den Stromnetzen zu garantieren. Das gute Beziehungsnetzwerk mit den Verteilnetzbetreibern hatte eine effektive und unkomplizierte Zusammenarbeit zur Folge, die hoffentlich in Zukunft weitergeführt werden kann.

Die Resultate werden den akademischen Gehalt der Ausbildung von aktuellen und zukünftigen Studentinnen und Studenten auf einem hohen Level halten. Die erarbeiteten Messdaten und die verifizierten Modelle stehen in anonymer Form für weitere Untersuchungen zur Nutzung bereit.

8 Danksagung

Das Team ESReC Grids der BFH-TI um Professor Michael Höckel bedankt sich bei den beteiligten Verteilnetzbetreibern AEW Energie AG, BKW AG, Energie Service Biel/Bienne, Energie Thun, ewz und Repower AG für die sehr intensive und effiziente Zusammenarbeit. Die Verteilnetzbetreiber haben durch ihre aktive Teilnahme dazu beigetragen, dass die Messkampagnen ein vielfältiges und umfassendes Datenvolumen generiert haben und brachten in die Diskussionen der Resultate ihr umfassendes Praxiswissen ein.

Weitere wichtige Impulse hat das Team der HES-SO um Dominique Roggo mit seinem Einsatz bei den fNI-Messungen in das Projekt eingebracht. Wir bedanken uns für den Einsatz und freuen uns auf eine weitere interessante Zusammenarbeit, in der wir unser komplementäres Wissen gewinnbringend nutzen können.

Die TU Dresden um Jan Meyer stand uns nicht nur bei fNI-Vergleichsmessungen zur Seite. Durch einen regen Austausch zwischen den Forschungsgruppenleitern konnten Resultate und Erkenntnisse ausgetauscht und im Sinne einer „Second opinion“ fachlich abgesichert werden.

Der Dank gilt auch der Kraftwerke Oberhasli AG (KWO). Die Resultate aus den Schwarzstart- und Inselnetzversuchen haben das Projekt mit weiteren interessanten Erkenntnissen ein grosses Stück weitergebracht.

Wir danken Dr. Michael Moser vom Bundesamt für Energie, welcher mit seiner engagierten Unterstützung unseres Forschungsteams das Projekt „Swinging Grids“ überhaupt erst ermöglicht hat.

Bei der Kommission für Technologie und Innovation KTI bedanken wir uns für die Unterstützung im Rahmen des SCCER FURIES.

9 Verzeichnisse

9.1 Glossar

Abkürzung	Bezeichnung
AEW	AEW Energie AG
BFE	Bundesamt für Energie
BFH-TI	Berner Fachhochschule für Technik und Informatik
BKW	BKW FMB Energie AG
CSEM	Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique
DIGSILENT	Digital Simulation and Electrical Network, Firma mit Sitz in Gomaringen Deutschland
EMT	Electromagnetic transients (Deutsch: Elektromagnetische Ausgleichsvorgänge)
Energie Thun	Energieversorger der Stadt Thun
ESB	Energie Service Biel/Bienne
ESR	Einzelstrangregler
ESReC Grids	Gruppe Grids des BFH-CSEM Energy Storage Research Centre
ewz	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
fNI	Frequenzabhängige Netzimpedanz
FURIES	Shaping the Future Swiss Electrical Infrastructure
HS	Hochspannung
MATLAB	MATrizen LABor ist eine kommerzielle Software des Unternehmens The MathWorks, Inc. zur Lösung mathematischer Probleme und zur grafischen Darstellung der Ergebnisse
MS	Mittelspannung
NE	Netzebene
NS	Niederspannung
PCC	Point of common coupling (Deutsch: Verknüpfungspunkt)
PCC weak	Schlecht angebundener Verknüpfungspunkt
PF / PowerFactory	Software PowerFactory von DIGSILENT
PVA / PV-Anlage	Photovoltaikanlage
Repower	Repower AG
RMS	Root Mean Square (Deutsch: Quadratisches Mittel)
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SCCER	Swiss Competence Centers for Energy Research
Simulink	Software innerhalb von MATLAB zur Modellierung von technischen Systemen
TS	Trafostation
TUD	Technische Universität Dresden
VK	Verteilkabine

Fig. 23: Glossar

9.2 Figurenverzeichnis

Fig. 1: Vorgehen im Projekt „Swinging Grids“	6
Fig. 2: Basis des Bearbeitungsablaufs	6
Fig. 3: Aufteilung der Arbeitspakete des Projekts, blau: geplanter Zeitraum, schwarzer Pfeil: effektiver Bearbeitungszeitraum	9
Fig. 4: Einteilung der verwendeten Messgeräte in die drei Gruppen „Power Quality“, „Subsynchrone“ und „fNI“ (frequenzabhängige Netzimpedanz)	11
Fig. 5: Wichtigste Messdaten aus den Messungen verschiedener Geräte	11
Fig. 6: Die im Projekt verwendete Software eingeteilt nach Anwendungszweck.....	12
Fig. 7: Erzeugt ein nichtlinearer Verbraucher Stromharmonische, werden diese über der frequenzabhängigen Netzimpedanz in die Spannung umgewandelt und haben so rückwirkende Einflüsse auf benachbarte Geräte	14
Fig. 8: Erzeugt ein nichtlinearer Verbraucher Stromharmonische, folgen diese dem Weg des geringsten Widerstandes. Ist nun beispielsweise durch eine Resonanzbildung die Innenimpedanz eines Umrichters klein, fließen die Stromharmonischen in den Umrichter	14
Fig. 9: Einfluss unterschiedlicher WR-Typen auf die fNI in normierter Darstellung in per unit – oben: Amplitude bei Typ A.1a, A.1b (String-WR mit ähnlicher Bauart), $S_n = 56 \text{ kVA}$, ($Z_{@50\text{Hz WR off}} = 0.259 \text{ Ohm}$, $Z_{@50\text{Hz WR on}} = 0.314 \text{ Ohm}$) – unten: Amplitude bei Typ B.1 (String-WR), $S_n = 930 \text{ kVA}$, ($Z_{@50\text{Hz WR off}} = 0.059 \text{ Ohm}$, $Z_{@50\text{Hz WR on}} = 0.064 \text{ Ohm}$)	15
Fig. 10: Frequenzabhängige Netzimpedanz in Abhängigkeit der angeschlossenen PV-Anlagen und des lokal installierten Einzelstrangreglers	16
Fig. 11: Strom und Spannung am Ausgang des ESR bei der Zuschaltung des ESR	16
Fig. 12: Frequenzbereiche für die quantitativ korrekte Darstellung der Resultate je Messgerät	20
Fig. 13: Einsatzbereiche für die Messung der fNI	20
Fig. 14: Normierung der Netzimpedanz auf die Grundschiwingung (Schleifenimpedanz L_1 -PEN abs(Z), absolut in Ohm (links) und normiert auf die Grundschiwingungsimpedanz (rechts))	21
Fig. 15: Resonanzstelle einer PVA mit 30x Typ B.1 (String-WR) und $S_n = 930 \text{ kVA}$ – oben: Amplitude in normierter Darstellung in per unit ($Z_{@50\text{Hz WR off}} = 0.059 \text{ ohm}$, $Z_{@50\text{Hz WR on}} = 0.064 \text{ ohm}$), unten: absoluter Winkel in deg (Grad) ..	21
Fig. 16: Einfaches Modell einer Parallelresonanz mit Quelle, Leitung und Wechselrichter als ohmsch-kapazitiven Verbraucher.....	22
Fig. 17: Verlauf des Betrags (Magnitude) und des Winkels (Phase) der Impedanz am Messpunkt B	22
Fig. 18: Tabelle mit Energie-Kennwerten eines Verteilnetzes	23
Fig. 19: Wolkenbetrachtung auf NE 6 und 7	24
Fig. 20: Tabelle mit den Kurzschluss- und Anlagenleistungen sowie der Anzahl und Typen an Wechselrichtern	24
Fig. 21: Auswahl der Messpunkte nach einem einfachen Schema	26
Fig. 22: Wahl der detaillierten Messpunkte anhand von drei Kriterien	26
Fig. 23: Glossar.....	30

10 Versionskontrolle

Version	Datum	Beschreibung	Autor
1.0	07.10.2016	Freigabe Endversion	gga5
1.1	24.10.2016	Französisches Abstract eingefügt	sos1
1.2	24.10.2016	Anpassungen von Kapitel „5.6 Überprüfung bei Photovoltaikanlagen mit mehreren Wechselrichtern“	hkm1 sos1

11 Anhang

11.1 Gliederung der WP-Berichte

11.1.1 WPO – Grundlagen

1	Abstract	3
2	Glossar	6
3	Einleitung	7
4	Grundstruktur des Dokuments	7
5	Ziele	8
6	Entstehung und Analyse von Schwingungen in der Spannung	9
6.1	Definitionen	9
6.2	Netzimpedanz	11
6.3	Allgemeine Erklärung	13
6.4	Reale Situation im Verteilnetz	14
6.5	Ausbreitung von Schwingungen im Netz	15
6.6	Darstellung der Verzerrung im Frequenzbereich	15
6.7	Oberschwingungen und FFT - Fast Fourier Transformation	15
6.8	Berechnung des Frequenzspektrums für Schwingungen mit längerer Periodendauer	16
7	Aktuelle Beurteilungsgrundlage	19
7.1	Normen und Regeln	19
7.2	Beurteilungsgrundlage der Oberschwingungen	20
8	Allgemeine Messerfahrungen mit harmonischen Schwingungen	22
8.1	Stadt – Agglomeration – Land: Unterschiede der PQ-Hauptgrößen	22
8.2	Netzcharakteristik im Verlauf der Verzerrung	25
9	Modellierung von harmonischen Schwingungen	31
9.1	Statische Modellierung von harmonischen Schwingungen	31
9.2	Statische Simulation – Messung und Modellierung in der Praxis	32
9.3	Dynamische Simulation – Modellierung von Schwingungen	34
10	Charakteristik und Definition der subharmonischen Schwingungen	35
10.1	Definition	35
10.2	Messmodelle mit definierten Schwingungen	35
11	Vorkommen von subharmonischen Schwingungen in Verteilnetzen	38
11.1	Subharmonische Schwingungen allgemein	38
11.2	Allgemeine Entstehung von subharmonischen Schwingungen	38
11.3	Einteilung der subharmonischen Schwingungen	39
11.4	Aktueller Stand der Forschung	39
11.5	Sicherheitselemente zum Dämpfen von Schwingungen	40
12	Identifikation der subharmonischen Schwingungen anhand von WKW und PVA	41
12.1	Schwingungsrelevante Komponenten von Wasserkraftwerken	41
12.2	Schwingungsrelevante Komponenten von Photovoltaikanlagen	42
12.3	Zusammenfassung	43
12.4	Allgemeine Ergänzungen zu statischen Einspeisungen	43
13	Weitere Quellen für subharmonische Schwingungen	44
13.1	Subharmonische Effekte bei WEA	44
13.2	Subsynchrone Resonanzen (SSR)	44
13.3	Inter-Area-Oszillationen	46
14	Subharmonische Schwingungen durch Steuerungen und Regler	48
14.1	Bisherige Grenzen für dezentrale Einspeisungen und Regler	48
14.2	Zukünftige Situation bei Erzeugern	49
15	Grundlagen zur Modellierung von subharmonischen Schwingungen	50
15.1	Simulationsgrundlagen	50
15.2	Wahl der Simulationsart	51
16	Modellierung von subharmonischen Schwingungen durch Netzinstabilitäten	53
16.1	Spannungshaltungsproblem bei Kraftwerken mit begrenzter Erregung	53
16.2	Instabilität durch Messverzögerung	53

17	Modellierung von subharmonischen Schwingungen durch Interaktionen zwischen Reglern	55
17.1	Allgemein	55
17.2	Instabilität durch Netztopologie und schlechte Dämpfung	55
17.3	Schwache Netzanbindung – Instabilität von gemischten Regler	55
17.4	Enggekoppelte statische Generatoren mit U(p, q)-Regelung	56
17.5	Enge Kopplung – Stabiles Netz, Instabiler Betrieb	57
18	Schlussfolgerungen und Ausblick	59
19	Literaturverzeichnis	61
20	Abbildungsverzeichnis	64
21	Versionskontrolle	67

11.1.2 WP1 – Netztopologien

Internes Dokument

11.1.3 WP2 – Feldmessungen

1	Einleitung	4
2	Projektplan: Übersicht	4
3	Messung	5
3.1	Planung von flächendeckenden Messungen	5
3.2	Messgeräte	7
3.3	Interpretation und Auswertung der Messresultate	9
4	Spannungsqualität	13
4.1	Bewertungsgrundlage	13
4.2	Messungen des WP2 im Vergleich zur PQ-Statistik	14
4.3	Zwischenfazit: PQ-Statistik	17
5	Netzimpedanz	18
5.1	Netzimpedanz-Messgeräte im Vergleich	18
5.2	Messungen im Frequenzbereich bis 2.5 kHz	19
5.3	Netzimpedanz im Frequenzbereich von 2 bis 150 kHz	27
5.4	Resultate der Netzimpedanzmessungen bis 150 kHz	28
6	Subharmonische Schwingungen	33
6.1	Messgrundlagen	33
6.2	Zwischenfazit: Subharmonische Schwingungen	36
7	Netzspezifische Erkenntnisse	37
7.1	Reaktion eines Umrichters auf die Veränderung der Versorgungsleitung	37
7.2	Instabiler Betrieb von Wechselrichtern nach Zuschaltung eines ESR	38
7.3	Instabilität bei grossem Umrichter im Inselnetzbetrieb	39
7.4	Erhöhte Spannungsharmonische bei Ausschaltung des parallelen Transformators	40
7.5	Zusammenschaltung verschiedener NS-Netze	41
7.6	Reduktion der Spannungsharmonischen beim HAK eines Industriebetriebs	42
7.7	Beurteilung der Spannungsqualität in einem HS-Netz	44
7.8	Zwischenfazit: Spezielle PQ-Ereignisse	45
8	Schlussfolgerungen und Ausblick	46
9	Verzeichnisse	47
9.1	Glossar	47
9.2	Figurenverzeichnis	49
9.3	Quellenverzeichnis	55
10	Versionskontrolle	56

11.1.4 WP3 – Modellierung des stationären Verhaltens

1	Einleitung	4
2	Projektplan: Übersicht	4
3	Modellierung	5
3.1	Allgemein	5
3.2	Modellbedienung	5

3.3	Modellierung mit Python-Skripts	6
3.4	Modellierung der Netzelemente	7
4	Herausforderungen bei der Modellierung mit Messdaten	8
4.1	Modellierung einer Last mit Messdaten	8
4.2	Maschennetze und Parallelleitungen mit Muffen	9
4.3	Zeitverschiebung	11
4.4	Berücksichtigung der Netzimpedanz von nichtlinearen Netzelementen	12
5	Verifikation der Modelle	14
5.1	Vorgehen und Entscheidungsgrößen bei der Grundschiebungsanalyse	14
5.2	Genauigkeit der Grundschiebungsanalyse	14
5.3	Vorgehen und Entscheidungsgrößen bei der Oberschiebungsanalyse	16
5.4	Restriktion für Modelle mit nichtlinearen Netzelementen	16
5.5	Genauigkeit der Oberschiebungsanalyse	16
5.6	Spannungsqualitätsmerkmale zur Validierung des Modells	20
5.7	Zwischenfazit: Validierung der Netze	23
6	Energiebilanz und Netzverluste der NE 6 und 7	24
6.1	Gesamtheitliche Betrachtung der Netzebene 6 und 7	24
6.2	Kenngrößen zum Vergleich moderner Niederspannungsnetze	25
6.3	Vergleich der Netze	26
6.4	Zwischenfazit: Energiebilanz und Netzverluste	28
7	Netzspezifische Erkenntnisse	29
7.1	Phasenlage der Strom- und Spannungsharmonischen	29
7.2	Phasenlage der Stromharmonischen bei Wechselrichtern	31
7.3	Ausbreitung der Harmonischen über die Netzebenen	32
8	Schlussfolgerungen und Ausblick	36
9	Verzeichnisse	37
9.1	Glossar	37
9.2	Figurenverzeichnis	38
9.3	Quellenverzeichnis	42
10	Versionskontrolle	43

11.1.5 WP4 – Zentrale und dezentrale Regelstrukturen

1	Einleitung	1
2	Ziel und Struktur der Masterthesis	2
3	Theoretische Grundlagen	3
3.1	Basisstruktur der Leistungs- und Regelkreises	3
3.2	Spannungsregler	4
3.2.1	Klassifizierung der Typen	4
3.2.2	Verwendungszweck	5
3.3	Dynamiksimulation mit PF	6
3.3.1	Definierende Faktoren des dynamischen Verhaltens	6
3.3.2	Dynamiksimulation mit PF	6
4	Dynamikmodell des WR	7
4.1	Strukturen der PF-Modelle	7
4.1.1	RMS-Modell	7
4.1.2	EMT-Modelle	7
4.2	Implementierte Funktionen	8
4.2.1	Netz- und Anlageschutz	8
4.2.2	Wirkleistungsreduktion	10
4.2.3	FRT-Funktion	11
4.3	Zwischenfazit	11
5	Dynamikmodell von Spannungsreglern	12
5.1	Analyse von Spannungsreglern	12
5.1.1	a.eberle – LVRSys	12
5.1.2	EBG – ESR	13
5.1.3	RONT	14

5.2	Struktur der PF-Modelle	15
5.2.1	a.eberle – LVRSys	16
5.2.2	EBG – ESR	17
5.2.3	RONT	19
5.3	Erweiterung zum EMT-Modell	19
5.4	Zwischenfazit	20
6	Untersuchungen am generischen Netz	21
6.1	Modellübersicht	21
6.2	Analyse der Spannungsstabilität	22
6.3	Zwischenfazit	24
7	Untersuchung der Stabilitätsprobleme im VN Ostermanigen	25
7.1	Netzsituation	25
7.2	Auswertung der Messdaten	26
7.3	Analytische Betrachtung des Systems	28
7.4	Grund der Instabilität im VN Ostermanigen	31
7.5	Zwischenfazit	33
8	Schlussbetrachtung	34
8.1	Fazit	34
8.2	Ausblick	35

11.1.6 WP5 – Modellierung des dynamischen Verhaltens

1	Einleitung	5
2	Projektplan: Übersicht	5
3	Dynamische Modellierung	6
3.1	Verwendungszweck und Grenzen	6
3.2	Grundlegender Aufbau des Dynamikmodells	6
3.3	Dynamikmodell des Wechselrichters	8
3.3.1	RMS-Dynamikmodell	8
3.4	Dynamikmodelle der Spannungsregler	8
3.4.1	Schneider Electric – Minera SGrid	8
3.4.2	a-eberle – LVRSys	9
4	Auswahl der Netze	10
4.1	Auswahlkriterien	10
4.2	Gewählte Netze	10
4.2.1	Ländliches Netzgebiet	10
4.2.2	Industriegebiet	11
4.2.3	PV-Kraftwerk	11
4.3	Vergleich der Kurzschlussleistungen an den relevanten Anschlussknoten	11
5	Definition der Szenarien	13
5.1	Untersuchungsfälle des dynamischen Modells	13
5.1.1	10-min-PV-Charakteristik	13
5.1.2	Ausfall mehrerer PVA	13
5.1.3	Q(U)-Funktion und Spannungsregler	13
5.1.4	Schutzversager	14
6	Resultate der Szenarien	15
6.1	Aktive Leistungsreduktion der PV-Anlage durch das EVU	15
6.2	Ausfall mehrerer PVA	16
6.3	Q(U)-Funktion und Spannungsregler	17
6.3.1	Q(U)-Funktion bei Spannungsschwankungen im Mittelspannungsnetz	17
6.3.2	Spannungsregler bei Spannungsschwankungen im Mittelspannungsnetz	17
6.3.3	Belastung der Netzelemente bei Spannungsschwankungen im Mittelspannungsnetz	18
6.4	Schutzversager	18
6.5	Fazit der Resultate	19
7	Zusatzuntersuchungen am Modell	21
7.1	Industriegebiet	21
7.1.1	Ermittlung der Ausbaugrenzen für PVA	21

7.1.2	Spannungsregler	21
7.1.3	Vergleich von verschiedenen Spannungsmesspunkten für die RONT	21
7.2	PV-Kraftwerk	23
7.2.1	Einfluss der Anbindung über verschiedene Mittelspannungsebenen	23
7.2.2	Einbruch der Wirkleistung bei einem Spannungseinbruch	23
8	Schlussfolgerungen und Ausblick	25
9	Verzeichnisse	26
9.1	Glossar	26
9.2	Figurenverzeichnis	27
9.3	Quellenverzeichnis	31
10	Versionskontrolle	32