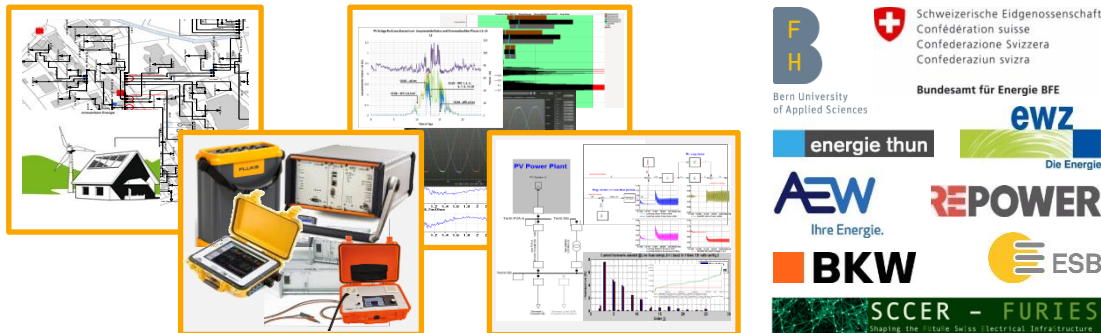




Bern University  
of Applied Sciences



## WP2 – Feldmessungen

### Swinging Grids

Autoren: Andreas Gut  
Niklaus Schneeberger

Projektleiter: Michael Höckel

Version 1.06 / 17. August 2016

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

## Abstract

Die im „WP1 – Netztopologien“ mit den Verteilnetzbetreibern ausgewählten Netze sind mit flächendeckenden Messungen während einer Zeitdauer von zwei bis drei Wochen ausgemessen worden. Mit mehreren Spannungsqualitätsmessgeräten wurden die einzelnen Netze auf ihr Schwingungsverhalten hin untersucht. Im folgenden Bericht ist eine Zusammenfassung der Messungen, ein Vergleich der Messresultate und eine Beschreibung bestimmter Effekte zu finden. Im Wesentlichen werden dabei die Themen Spannungsqualität, frequenzabhängige Netzimpedanz und subharmonische Schwingungen behandelt.

The low voltage grids of the different distribution grid operators which were selected in the “WP1 – Netztopologien” were now measured during two to three weeks in wide-area measurement campaigns. With several power quality analyzers the stability and oscillation behavior of each low voltage grid is observed. The following document includes a conclusion of the measurements, a comparison of the measurement results and a description of some special events. The three main topics are power quality, frequency dependent grid impedance and subharmonic oscillations.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Projektplan: Übersicht</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Messung</b>	<b>5</b>
3.1	Planung von flächendeckenden Messungen	5
3.2	Messgeräte	7
3.3	Interpretation und Auswertung der Messresultate	9
<b>4</b>	<b>Spannungsqualität</b>	<b>13</b>
4.1	Bewertungsgrundlage	13
4.2	Messungen des WP2 im Vergleich zur PQ-Statistik	14
4.3	Zwischenfazit: PQ-Statistik	17
<b>5</b>	<b>Netzimpedanz</b>	<b>18</b>
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
<b>6</b>	<b>Subharmonische Schwingungen</b>	<b>33</b>
6.1	Messgrundlagen	33
6.2	Zwischenfazit: Subharmonische Schwingungen	36
<b>7</b>	<b>Netzspezifische Erkenntnisse</b>	<b>37</b>
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
<b>8</b>	<b>Schlussfolgerungen und Ausblick</b>	<b>46</b>
<b>9</b>	<b>Verzeichnisse</b>	<b>47</b>
9.1	Glossar	47
9.2	Figurenverzeichnis	49
9.3	Quellenverzeichnis	55
<b>10</b>	<b>Versionskontrolle</b>	<b>56</b>
	<b>Anhang</b>	<b>57</b>

# 1 Einleitung

Gemäss dem Antrag an das Bundesamt für Energie sind in diesem Arbeitspaket folgende vier wesentlichen Themen zu erarbeiten:

- Festlegung des Bedarfes an zusätzlichen Feldmessungen (Belastungs-, Einspeise- und Spannungsprofile, Power Quality-Phänomene, Netzimpedanz, Schwingungen)
- Erstellung eines Messkonzeptes (zeitlicher Ablauf, Messpunkte, Messgeräte)
- Durchführung der Messungen
- Aufbereitung und Zusammenstellung sowie Auswertung der Ergebnisse

Die oben aufgeführten Themen sind individuell auf alle ausgewählten Netze angewendet worden. Im vorliegenden Bericht wird nur kurz auf die ersten drei Punkte eingegangen (Kapitel 3) und das Hauptaugenmerk auf die Aufbereitung und Zusammenstellung sowie die Auswertung der Ergebnisse gelegt.

# 2 Projektplan: Übersicht

Die nachfolgenden Kapitel konzentrieren sich auf die Ergebnisse des Arbeitspakets „WP2 – Feldmessungen“. Zusätzlich gibt dieses Kapitel einen Überblick über das Projekt mit seinen verschiedenen Arbeitspaketen. Die Darstellung in Fig. 1 und die dazugehörigen Beschreibungen erläutern den aktuellen Stand des Projekts.

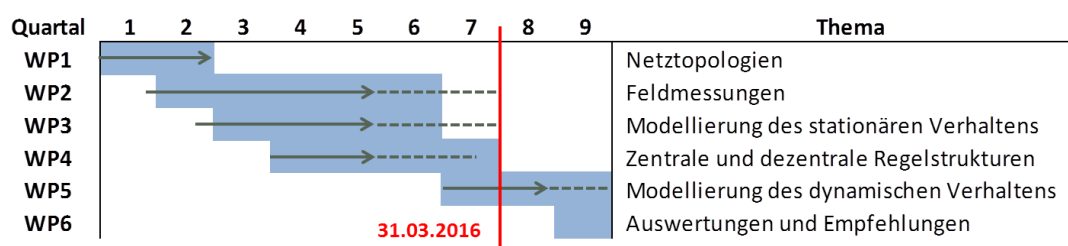


Fig. 1: Aufteilung der Arbeitspakete ab dem Projektstart

Mit diesem Bericht wird das Arbeitspaket „WP2 – Feldmessungen“, das im ersten Projekt-Quartal begonnen hatte, mit einer Verzögerung von einem Quartal per Ende März 2016 abgeschlossen. Durch eine Verzögerung im Messplan und einem grösseren Aufwand bei der Auswertung der Messungen wurde entschieden, etwas mehr Zeit bis zum Abschluss des Arbeitspakets aufzuwenden. Anpassungen dieses Dokuments sind auch dann noch jederzeit möglich, wenn neu gewonnene Erkenntnisse dem Verständnis und der Übersichtlichkeit dieser Dokumentation dienen. Das WP3 wurde parallel zum WP2 durchgeführt und wird mit einer ersten Berichts-Version per Ende März 2016 beendet. Die Modelle der einzelnen Niederspannungsnetze sind erstellt worden und können mit den Inputs der Partner für individuelle Untersuchungen verwendet werden. Das WP4 wurde im vierten Quartal gestartet. Die wesentlichen Arbeiten sind im Rahmen einer Masterarbeit durchgeführt worden, welche im Frühjahr 2016 abgeschlossen wurde. Das Arbeitspaket WP5 wurde mit Beginn des Jahres 2016 gemäss Projektplan gestartet.



## 3 Messung

### 3.1 Planung von flächendeckenden Messungen

Die Messkampagnen im Rahmen des WP2 sind flächendeckend durchgeführt worden. Das heisst, in den gewählten Niederspannungsnetzen sind die Spannungsqualitätsmessgeräte so installiert worden, dass die Stromflüsse und Spannungsverläufe aller wichtigen Punkte zusammen modelliert, analysiert und beurteilt werden konnten. Dies auch in Bezug auf die Spannungsqualitätsmerkmale. Die flächendeckende Messung hat Ihre Grenzen. Einerseits ist der Informationsgehalt bei einer Ausweitung gegenüber dem Aufwand von Installation und Auswertung nicht mehr genügend gross, andererseits stehen nicht unendlich viele Messgeräte zur Verfügung. Bevor also die Messgeräte platziert werden können, müssen die interessanten Punkte sowie die zwingend zu messenden Knoten abgeklärt werden. Somit soll ein möglichst grosser Informationsgehalt mit kleinstem Aufwand erreicht werden.

#### 3.1.1 Lokale Gegebenheiten

Eine erste Planung kann anhand des Netzplans oder eines Übersichtsplans erstellt werden. Hierfür reicht eine Abbildung des Netzes mit eingezeichneten Leitungen (Fig. 2). Für die Messung sind folgende Informationen zusätzlich zum Plan notwendig:

- Kabelinformationen: Querschnitt, Parallelleitungen und Anschluss am HAK, VK
- TS, VK, HAK: Zugänglichkeit, Grösse, Bauart und Anschlussart wichtiger Anlagen
- Ist eine Zusammenarbeit mit den Endkunden möglich oder nicht?

Diese Informationen dienen dazu, die richtigen Stromsonden und Messgerätetypen zu bestimmen. Die Grösse und Bauart der VK begrenzt zum Beispiel die Anzahl Messgeräte, welche darin installiert werden können. Sind die Informationen beim Netzbetreiber nicht vorhanden, empfiehlt es sich, die Gegebenheiten vor Ort zu begutachten.

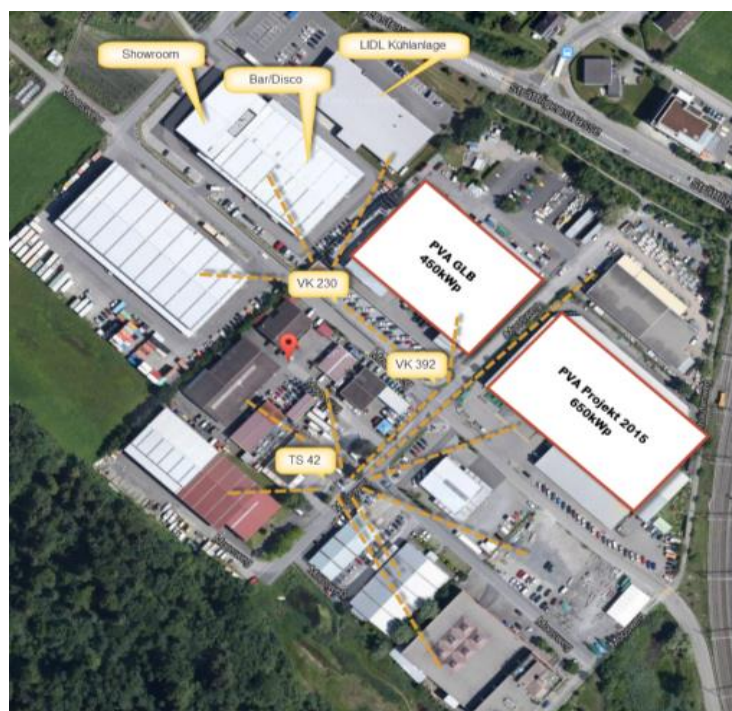


Fig. 2: Übersichtsplan eines Niederspannungsnetzes

#### 3.1.2 Identifikation der Messpunkte

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. 3 vorgenommen werden.

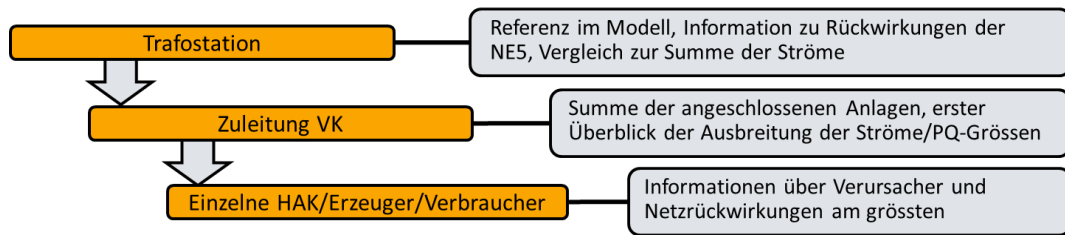


Fig. 3: Prioritäre Auswahl der Messpunkte nach einem einfachen Schema

Ist es nicht möglich, einzelne Kundenanschlüsse am HAK zu messen, kann die Messeinheit auch in der VK installiert werden. Auf der NE 7 in der Trafostation 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 VKs sind grundsätzlich nicht notwendig, da bei einer genügend guten Abdeckung alle Knoten abgangsseitig eines VKs gemessen werden. Wenn jedoch auf die Messung kleinerer Verbraucher (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), kann dies durch die gewonnene Kenntnis der Zuleitungsmessung ersetzt werden. Werden einzelne HAKs, dezentrale Erzeugungsanlagen oder Verbraucher in die Messung miteinbezogen, können anhand des Schemas in Fig. 4 die interessantesten Messpunkte identifiziert werden.

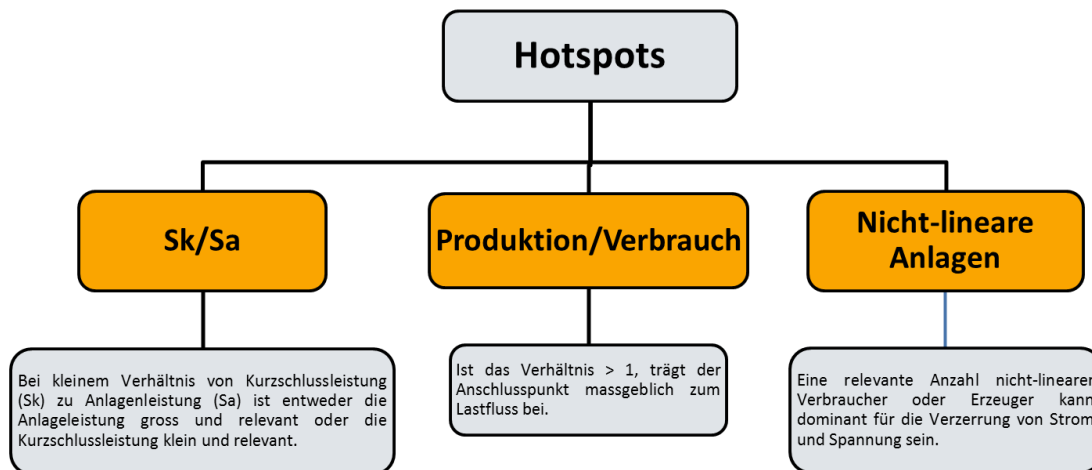


Fig. 4: Wahl der detaillierten Messpunkte anhand von drei Kriterien

Das Verhältnis zwischen der Kurzschlussleistung ( $S_k$ ) und der 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 Netzzrückwirkungen. Ist das Verhältnis von produzierter zu verbrauchter Energie/Leistung grösser als 0.5, ist eine für den Anschlusspunkt relevante Grösse an Einspeiseanlagen installiert. Bei einem Verhältnis grösser 1 kann davon ausgegangen werden, dass auch im Niederspannungsnetz ein Einfluss erkannt werden kann. Die Art der Anlage ist ebenfalls zu berücksichtigen. Sobald eine grössere Anlage (Frequenzumformer, Wechselrichter) oder eine Häufung von nicht-linearen Erzeugern oder Verbrauchern (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.

### 3.1.3 Zuordnung der Messgeräte

Werden nun die Messgeräte für die entsprechenden Messpunkte bestimmt, muss zuerst definiert werden, welche Information an welchem Messpunkt gewünscht ist. Die in [1] beschriebenen Geräte haben unterschiedliche Abtastfrequenzen. Soll zum Beispiel die Schaltfrequenz eines Wechselrichters aufgezeichnet werden, ist eine Abtastung von bis zu 100 kHz nötig. Diese Möglichkeit bietet ein normales PQ-Messgerät nicht an. An manchen Messpunkten ist es von Interesse, kurzzeitig die Kurvenform von Strom und Spannung aufzuzeichnen, wobei ein Messgerät mit Oszillationsschrieb benötigt wird. Auch das Messintervall sollte mit Bedacht gewählt werden. Wird

ein Intervall im Sekundenbereich gewählt, verkürzt sich die Aufzeichnungsdauer auf ein paar Tage und der Unterschied zwischen den gleichen Messgrößen von unterschiedlichen Messgeräten ist grösser, bedingt durch die Ungenauigkeit der internen Messzeit. Wird ein Intervall von mehreren Minuten gewählt, gehen hingegen Informationen zu Laständerungen und deren Auswirkungen verloren.

## 3.2 Messgeräte

### 3.2.1 Eingesetzte Messgeräte

Im Anhang unter Kapitel A.1 werden jene Messgeräte kurz beschrieben, welche bei den Messungen eingesetzt wurden. Es erfolgt eine Unterteilung in PQ-Messgeräte und Sondergeräte, wobei letztere zur Messung der Momentanwerte, Netzimpedanz oder der subharmonischen Schwingungen verwendet werden. Detaillierte Informationen zu den Messgeräten befinden sich in [1].

### 3.2.2 Messintervall bei WP2-Messungen

Bei den Feldmessungen wurden bei den PQ-Box 100 ausschliesslich 1-min-Intervalle verwendet. Im Gegensatz zu den 10-min-Intervallen hat dies den Vorteil, dass schnelle Ereignisse sichtbar sind. Trotzdem hält sich die Datenmenge noch im Rahmen, was bei 1-s-Intervallen nicht der Fall ist. Minutenmesswerte bedeutet, dass jeweils über eine Minute der Mittelwert ermittelt und abgespeichert wird. Die Auswirkungen auf die Auswertungen nach EN 50160 mit 1-min- oder 10-min-Intervallen können dem Kapitel „Informationen zu realen Messungen“ im Anhang C des Berichts „WP1 – Netztopologien“ entnommen werden. Dort sind auch weitere Erkenntnisse und Vorgehensweisen beschrieben, die in Bezug auf Messungen in realen Netzen entstanden sind.

### 3.2.3 Messdaten

Fig. 5 zeigt einen Überblick der aufgezeichneten Messdaten von den in Anhang A.1 aufgeführten Geräten.

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

Fig. 5: wichtigste Messdaten aus der Messung verschiedener Geräte

<sup>1</sup> Nur über eine beschränkte Zeitdauer.

<sup>2</sup> Nur PQ-Box 100 mit der Firmware 1.150.

### 3.2.4 Winkel der Oberschwingungen

Messgeräte vom Typ PQ-Box 100 mit der DSP-Version 1.253 sind in der Lage, die Winkel der Strom- und Spannungsharmonischen aufzuzeichnen. Geräte mit der standardmässigen Firmware sind nur für die Messung der Winkel der Stromharmonischen geeignet. Die DSP-Version 1.253 wird der Gruppe ESReC Grids durch die Technische Universität Dresden (TUD) zur Verfügung gestellt. Die Anzahl Speicherplätze des Messgeräts sind begrenzt ( $H_2$  bis  $H_{40}$ ) und müssen für die Winkel der spannungs- und stromharmonischen Schwingungen aufgeteilt werden. Bis zur 10. Harmonischen werden die Winkel der geradzahigen Schwingungen aufgezeichnet, und im Anschluss nur noch die Winkel der Ungeradzahigen (Fig. 6). Als absolute Referenz wird die Winkellage der Grundschiwingungsspannung  $L_1$  verwendet. Diese wird auf null Grad gesetzt. Der Winkel der Grundschiwingungsspannung  $L_2$  wird nun auf die Phase  $L_1$  bezogen. Die Spannungsharmonischen und alle Stromschwingungen werden auf die jeweilige Grundschiwingungsspannung bezogen. In Fig. 7 ist das Bezugssystem der Oberschwingungswinkel (Spannung und Strom) anhand eines Beispiels für die dritte Harmonische erkennbar.

Bezeichnung Messgerät	gespeicherter Strom- harmonischer-Winkel	Bezeichnung Messgerät	gespeicherter Spannungs- harmonischer-Winkel
H2	$I_{H2}$	H22	$U_{H2}$
H3	$I_{H3}$	H23	$U_{H3}$
H4	$I_{H4}$	H24	$U_{H4}$
H5	$I_{H5}$	H25	$U_{H5}$
H6	$I_{H6}$	H26	$U_{H6}$
H7	$I_{H7}$	H27	$U_{H7}$
H8	$I_{H8}$	H28	$U_{H8}$
H9	$I_{H9}$	H29	$U_{H9}$
H10	$I_{H10}$	H30	$U_{H10}$
H11	$I_{H11}$	H31	$U_{H11}$
H12	$I_{H13}$	H32	$U_{H13}$
H13	$I_{H15}$	H33	$U_{H15}$
H14	$I_{H17}$	H34	$U_{H17}$
H15	$I_{H19}$	H35	$U_{H19}$
H16	$I_{H21}$	H36	$U_{H21}$
H17	$I_{H23}$	H37	$U_{H23}$
H18	$I_{H25}$	H38	$U_{H25}$
H19	$I_{H27}$	H39	$U_{H27}$
H20	$I_{H29}$	H40	$U_{H29}$
H21	$I_{H31}$	-	-

Fig. 6: Speicherplätze der PQ-Box 100 (nur DSP-Nummer 1.253) für die Winkel der Spannungs- und Stromharmonischen

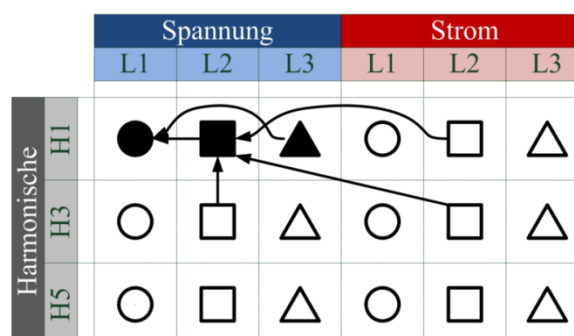


Fig. 7: Bezugssystem der PQ-Box 100 (nur DSP-Nummer 1.253) für die Winkel der Spannungs- und Stromharmonischen

### 3.2.5 Zeitverschiebung bei der Messung

Bei der Analyse einer Feldmessung muss die Zeitverschiebung der verschiedenen Messgeräte berücksichtigt werden. Die Messgeräte werden vor der Installation mit der PC-Zeit synchronisiert<sup>3</sup>. Bei der Datenauswertung wird eine Kontrolle über die Frequenz gemacht, da es sich hierbei um keine lokal beeinflussbare Grösse handelt (Kapitel 4.2.5). Oftmals ist, beispielsweise zwischen einer Messung mit der DA-Box 2000 und der PQ-Box 100/200, eine Zeitverschiebung vorhanden. Diese muss korrigiert werden (Fig. 9). Erst nach der Korrektur ist ein Vergleich von verschiedenen Messstellen und Messgrössen möglich. Vorzugsweise werden Messgeräte über einen GPS-Empfänger<sup>4</sup> synchronisiert, was aber aufgrund des Empfangs (bspw. in einer VK, einer TS oder einem Keller) nicht immer möglich ist. Ist eine Zeitsynchronisation über GPS nicht möglich, erfolgt die Zeitmessung über einen internen Quarz. Der in einer PQ-Box 100/150/200 integrierte Quarz verfügt nach Angaben von a-eberle über eine maximale Abweichung von  $\pm 5$  ms pro Minute (Fig. 8). Gemäss EN 61000-4-30 bestehen folgende beiden Anforderungen an ein Messgerät der Klasse A (bspw. PQ-Box 100/150/200):

- Ungeachtet vom gesamten Zeitintervall darf die Abweichung zur tatsächlichen Uhrzeit  $\pm 20$  ms pro Minute nicht überschreiten.
- Ist die Synchronisation mit einem externen Signal (bspw. GPS-Empfänger) nicht möglich, muss die Abweichung zur tatsächlichen Uhrzeit kleiner als  $\pm 1$  s je 24-Stunden-Intervall sein.

Bei einer Messung über zwei Wochen verfügt also ein Messgerät der Klasse A über eine maximale Zeitverschiebung von vierzehn Sekunden (Worst-Case, Messung ohne externe Synchronisation). Somit sind zeitliche Abweichungen von Messungen eher durch eine ungenaue Synchronisation zu Beginn der Messung verursacht, als durch einen Zeitdrift durch die internen Quarze der Messgeräte.

Quarz	Abweichung [ms/min]
Normaler Quarz	$\pm 6$
Uhrenquarz (32 kHz)	$\pm 0.6$ bis 1.2
Vorgabe nach EN 61000-4-30	$\pm 20$
PQ-Box 100/150/200	$\pm 5$

Fig. 8: Abweichungen unterschiedlicher Quarze

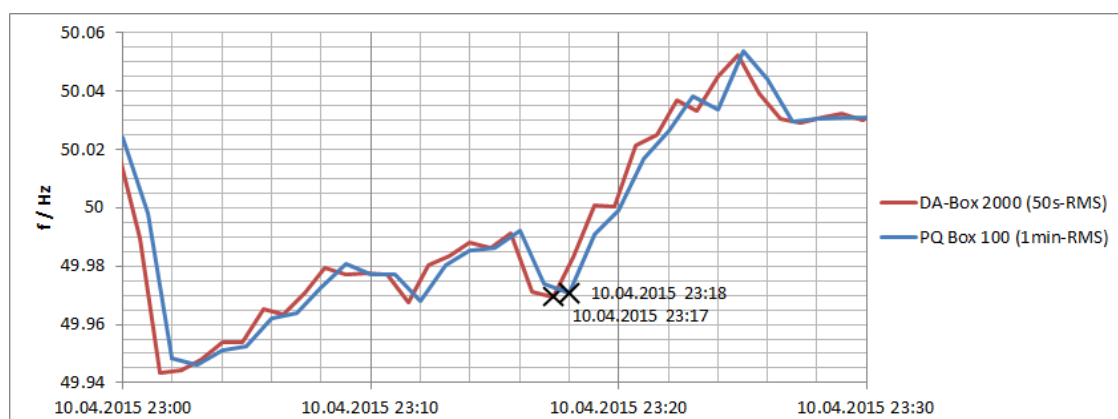


Fig. 9: Zeitverschiebung von einer Minute beim Vergleich einer Messung der DA-Box 2000 mit einer Messung der PQ-Box 100

## 3.3 Interpretation und Auswertung der Messresultate

### 3.3.1 Phasenabfolge

Bei gleichzeitiger Messung und anschliessendem Vergleich von verschiedenen Punkten in einem Niederspannungsnetz ist es zentral, dass die Phasenabfolge der Polleiter an jedem Messpunkt gleich ist. Die Phasenabfolge der Polleiter in Hausanschlusskasten (HAK) und Verteilracks (VK) wird teilweise durch den Netzbetreiber absichtlich vertauscht, um die einzelnen Phasen möglichst gleichmässig zu belasten. Wiederum kann

<sup>3</sup> Die Synchronisation der Zeit erfolgt bei älteren Messgeräten manuell oder bspw. bei der PQ-Box 100/200 automatisch mit PC-Zeit.

<sup>4</sup> Das ESReC Grids ist im Besitz von drei GPS-Empfängern, welche für die Zeitsynchronisation einer PQ-Box 100/150/200 oder bei einer DA-Box 2000 eingesetzt werden können.

es bei der Installation der Messgeräte zu Vertauschungen der Anschlusskabel kommen (Fig. 10). Eine unterschiedliche Phasenabfolge ist nicht mit einer Phasenverdrehung zu verwechseln, bei welcher das Drehfeld von  $L_1$ ,  $L_2$  und  $L_3$  in die falsche Richtung verläuft.

Trafostation	VK 1 Spannung	VK 1 Strom	VK 2	HAK
$L_1$	$L_1$	$L_3$	$L_3$	$L_3$
$L_2$	$L_3$	$L_1$	$L_1$	$L_1$
$L_3$	$L_2$	$L_2$	$L_2$	$L_2$

Fig. 10: Beispiel einer Messung mit unterschiedlichen Phasenabfolgen

Eine unterschiedliche Phasenabfolge kann durch die Betrachtung der statistischen Auswertung oder den Vergleich der Messungen im Zeitbereich festgestellt werden. Die Betrachtung der Spannung sowie deren gesamtharmonischen Verzerrung bietet die beste Voraussetzung für die Untersuchung der Phasenabfolge. Allenfalls kann auch die Messung vom Lastgang hilfreich sein.

In Fig. 11 ist die statistische Auswertung der Spannungsänderungen einer Messkampagne in einem ländlichen Gebiet erkennbar. Durch die Verbindung der Median-Werte wird die unterschiedliche Phasenabfolge erkennbar. Die Messpunkte VP 4, VP 6 und VP 7 verfügen im Vergleich zu den übrigen Messpunkten über eine andere Phasenabfolge (orange und grüne Markierungen). Anhand von Untersuchungen im Zeitbereich können bei der Betrachtung der statistischen Auswertung getroffene Vermutungen bestätigt oder widerlegt werden. So sind vor allem einphasige Ereignisse wie Spannungseinbrüche oder ein Anstieg der gesamtharmonischen Verzerrung hilfreich.

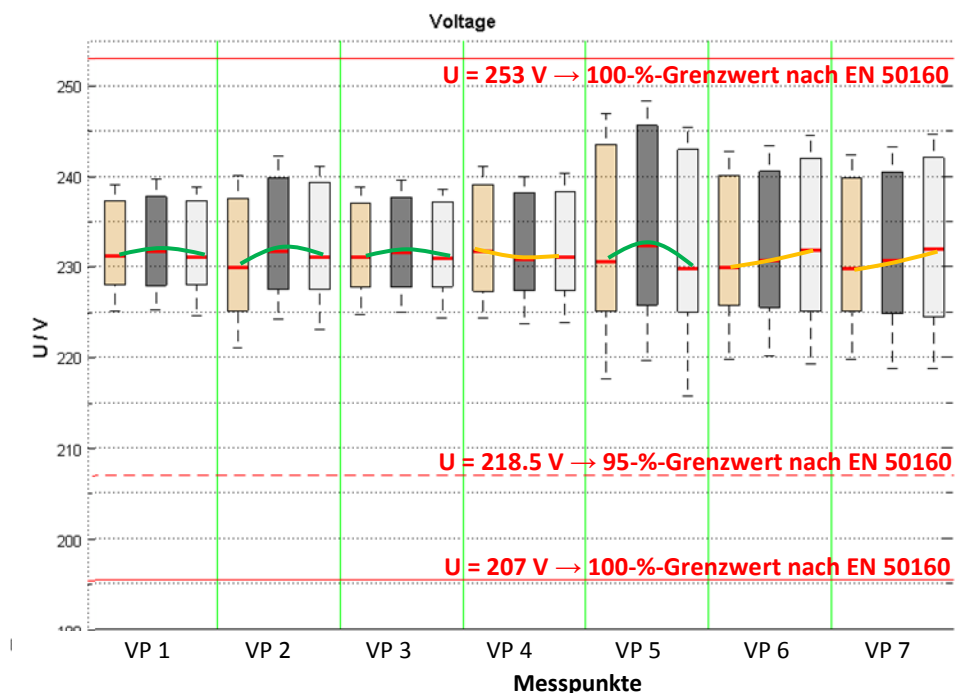


Fig. 11: Beispiel für die Kontrolle der Phasenabfolge anhand der statistischen Auswertung der Spannungsänderungen in einem ländlichen NS-Netz

### 3.3.2 Zählfeilsystem

Die Messung kann einerseits im Erzeugerzählfeilsystem (EZS) oder andererseits im Verbraucherzählfeilsystem (VZS) erfolgen. Zwischen den beiden Zählfeilsystemen kann durch die Richtungsänderung beim Anschluss der Strommesssonde alterniert werden. Die Messungen im Rahmen vom Projekt Swinging Grids werden vorzugsweise so installiert, dass alle Abgänge eines Verknüpfungspunktes im VZS gemessen werden, egal ob es sich um Lasten, DE-Anlagen oder die Zuleitung handelt (Fig. 12). Diese Vorgabe der Messrichtung ist bei der Auswertung der Messkampagne und vor allem bei der Modellierung von Wichtigkeit. Zudem ist es einfacher, bei der Installation der Messsonden nur auf die Kabelanschlüsse zu achten und sich nicht noch über die Stromflussrichtung Gedanken machen zu müssen. Wurde die Messung mit falschem Zählfeilsystem installiert, ist das bei der Modellierung zu korrigieren (detaillierte Informationen befinden sich in [2]).



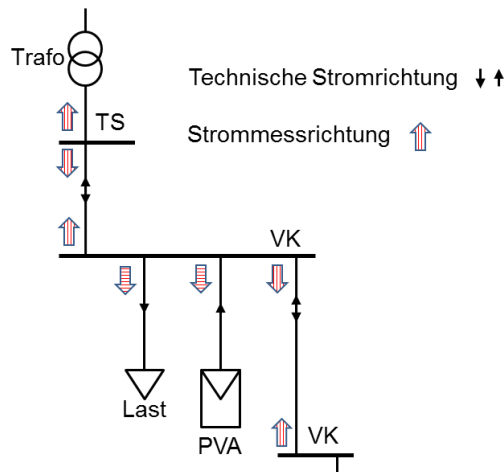


Fig. 12: Messung im EZS oder VZS

### 3.3.3 Erhöhung der geraden Harmonischen durch subharmonische Schwingungen

Bei Messungen mit erhöhten subharmonischen Oszillationen ist aufgefallen, dass die PQ-Messgeräte grosse Amplituden im Bereich der geraden Harmonischen  $< 500$  Hz aufweisen. Die PQ-Geräte sind nicht dafür ausgelegt, eine Schwebung in der Spannung  $< 50$  Hz richtig zu interpretieren. Es wird deshalb vermutet, dass die geraden Harmonischen durch eine Fehlinterpretation der subharmonischen Schwingung im Messsignal entstanden sind. Dieser Sachverhalt wurde mit dem PQ-Simulator an der BFH nachsimuliert. Dabei wurde der Grundfrequenz von 50 Hz eine subharmonische Schwingung von 36 Hz überlagert (Fig. 13). Dadurch entsteht eine Hüllkurvenfrequenz von 14 Hz. Diese Spannung wurde mit einer PQ-Box 200 gemessen und analysiert.

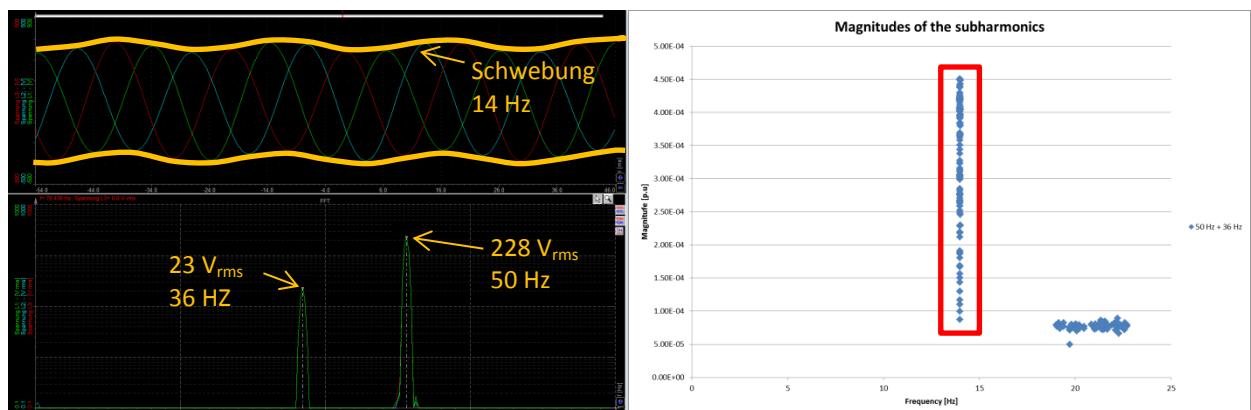


Fig. 13: Messung Grundschiwingung 50 Hz + 36 Hz mit Dewetron (links) und DA-Box 2000 (rechts)

In der Fig. 13 ist ersichtlich, dass die Überlagerung einer subharmonischen Schwingung die Schwebung in der Spannung verursacht. Das Dewetron zeigt die beiden überlagerten Frequenzen, die DA-Box 2000 die Frequenz der Hüllkurve. Aus der Messung mit der PQ-Box 200 konnte anschliessend das Spektrum der Harmonischen exportiert werden (Fig. 14).

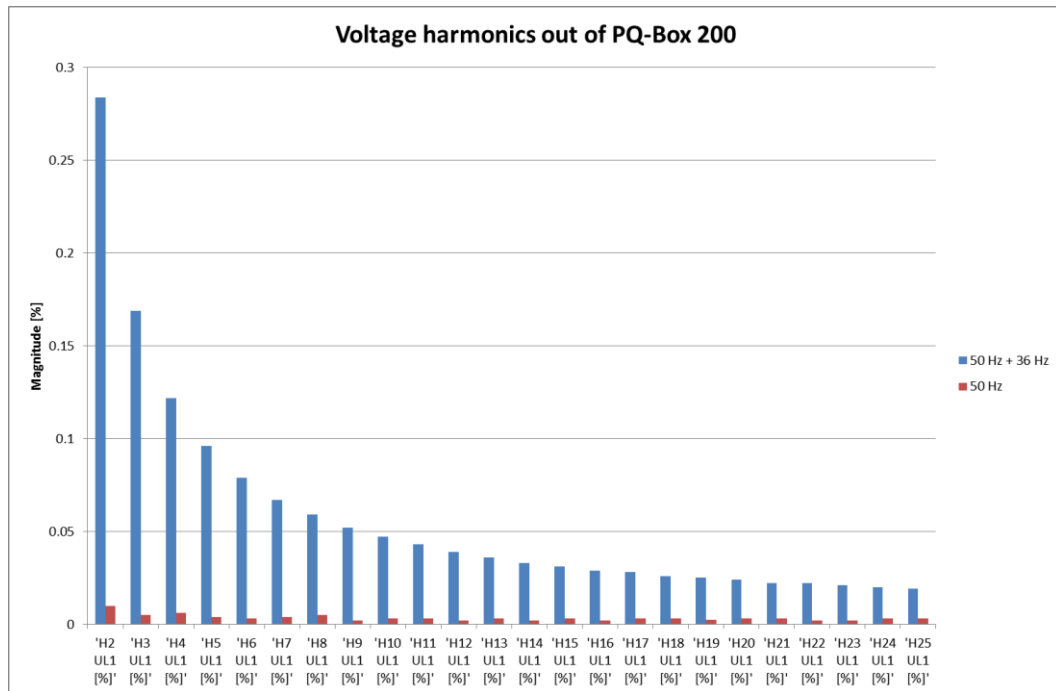


Fig. 14: Spektrum der reinen Grundschiwingung von 50 Hz (rot) und mit 36 Hz Überlagerung (blau)

Dabei repräsentieren die roten Balken das reine 50 Hz-Spektrum und die blauen Balken das Spektrum der Grundschiwingung von 50 Hz mit einer überlagerten Schwingung von 36 Hz. Es wird klar ersichtlich, dass die Überlagerung mit einer Subharmonischen das Spektrum im unteren Bereich (hauptsächlich < 500 Hz) deutlich anhebt. Dies betrifft alle Harmonischen, also auch die geradzahligen.



## 4 Spannungsqualität

### 4.1 Bewertungsgrundlage

Im folgenden Abschnitt wird die Spannungsqualität der einzelnen Messkampagnen verglichen. Hierbei werden die nach EN 50160 beschriebenen Werte für ein normales Niederspannungsnetz als Grenzwerte in die Untersuchung einbezogen. Ergänzend wird die EN 61000-2-2 hinzugezogen. Eine Übersicht der Anforderung an die Spannungsqualität nach EN 50160 ist im Anhang unter Kapitel B.2 enthalten.

#### 4.1.1 Messkampagne Swinging Grids

Im Rahmen vom WP2 des Projekts Swinging Grids wurden in sechs unterschiedlichen NS-Netzen flächendeckende Spannungsqualitätsmessungen durchgeführt, wobei eines der Netze zweimal ausgemessen wurde, jeweils mit einer veränderten Konfiguration. Gemessen wurde an unterschiedlichen Verknüpfungspunkten im NS-Netz. Es wird jeweils der Messpunkt mit der „schlechtesten“ Spannungsqualität in den Vergleich miteinbezogen. Meistens handelt es sich hierbei um den Punkt, welcher am weitesten von der Trafostation entfernt ist. Bei allgemeinen Aussagen kann so sichergestellt werden, dass kein Kunde stärker von Netzzrückwirkungen betroffen ist als jene am Messpunkt mit der „schlechtesten“ Spannungsqualität. Es handelt sich somit um eine Worst-Case-Analyse.

#### 4.1.2 PQ-Statistik der Gruppe ESReC Grids

Die PQ-Statistik der Gruppe ESReC Grids beinhaltet jegliche verfügbare Messungen, welche im Rahmen von Projekten oder dem Unterricht an der BFH-TI entstanden sind. Die Statistik wurde im Rahmen vom WP2 neu überarbeitet, wobei nun alle relevanten Grössen nach EN 50160 in die Auswertung miteinbezogen werden. Die Messpunkte werden in die drei Kategorien Stadt, Agglomeration und Land eingeteilt und entsprechend ausgewertet<sup>5</sup>. Die Messungen wurden an Verknüpfungspunkten wie TS, VK, HAK oder einer Steckdose der Hausinstallation durchgeführt und sind nicht immer EN 50160-konform. So sind auch Messungen in der Statistik enthalten, welche nicht die vorgeschriebene Dauer von sieben Tagen umfassen oder lediglich an einer einphasigen Steckdose durchgeführt wurden. Für eine Einschätzung ist diese Datengrundlage allerdings ausreichend. In der PQ-Statistik werden je nach Messgrösse unterschiedliche Quantil-Werte einer jeden Messung verwendet. So sind dies bspw. bei den Spannungsänderungen der min-, max-, 5%- sowie der 95%-Wert. Es werden jene Werte ausgewertet, welche auch in Bezug auf die Grenzwerte nach EN 50160 relevant sind. Weiter wird von Messgrössen mit phaseneinzeln Werten, wie bspw. dem Langzeit-Flicker, der maximale Wert von  $L_1$ ,  $L_2$  und  $L_3$  verwendet. Somit wird stets der Worst-Case der Messungen betrachtet. Die Anzahl Messungen pro Kategorie sind der Fig. 15 zu entnehmen. Detaillierte Informationen zur Messkampagne befinden sich in [3].

Kategorie	Anzahl Messungen
Stadt	63
Land	33
Agglomeration	34

Fig. 15: Anzahl Messungen der PQ-Statistik

#### 4.1.3 Vergleichbarkeit der Messungen

Die derzeitige Einteilung in Stadt, Agglomeration und Land kann durch eine zusätzliche Unterteilung in Messungen mit/ohne DE-Anlagen verfeinert werden. Die Unterteilung in Messungen mit bzw. ohne PV-Anlagen erscheint sinnvoll, derzeit sind jedoch zu wenige Messungen mit einer PV-Anlage > 10 kWp<sup>6</sup> verfügbar. Eine weitere Kategorisierung in Industrie- und Wohngebiete wird derzeit diskutiert. Hier könnten Aussagen betreffend der Beeinflussung der spannungsharmonischen Schwingungen interessant sein. Weiter ist ebenfalls die Vergleichbarkeit mit den Grenzwerten nach EN 50160 von zentraler Bedeutung. Hier wurde darauf geachtet, dass stets mit normrelevanten Messwerten gearbeitet wurde.

<sup>5</sup> Die Einteilung in die drei Kategorien Stadt, Land und Agglomeration erfolgt anhand einer Statistik aus dem Jahr 2004 vom BFS.

<sup>6</sup> PV-Anlagen mit einer Leistung grösser 10 kWp werden als relevant eingestuft. Dies ist die Leistung einer typischen Anlage auf einem EFH in der Schweiz (Quelle: [10]).

## 4.2 Messungen des WP2 im Vergleich zur PQ-Statistik

Die insgesamt sieben Messpunkte wurden mit individuellen Markierungen gemäss Fig. 16 in die PQ-Statistik eingezeichnet. Es erfolgt eine Einteilung in die drei Kategorien Stadt, Agglomeration und Land gemäss den Farben in Fig. 17. Die numerischen Werte der PQ-Statistik sowie zusätzliche Grafiken sind im Anhang unter Kapitel B.3 enthalten.

ID	Markierung	Kategorie	NS-Netz
ID 2015_006_003	◀	Stadt	Industrienetz #2 Messung #1
ID 2015_007_007	▶	Stadt	Industrienetz #2 Messung #2
ID 2015_009_011	■	Stadt	Stadtnetz
ID 2015_008_004	●	Stadt	PV-Kraftwerk
ID 2015_010_003	★	Agglomeration	Industrienetz #3
ID 2015_005_002	▼	Land	Industrienetz #1
ID 2015_004_003	▲	Land	Ländliches Netz

Fig. 16: Legende für den Vergleich der PQ-Statistik mit den Messungen des WP2

urban area agglomeration rural area

Fig. 17: Einteilung in die drei Kategorien Stadt (rot), Agglomeration (grün) und Land (blau)

### 4.2.1 Spannungspegel

Beim Spannungspegel ist es nicht ausreichend, lediglich den 95%-Wert einer Messung auszuwerten. Beispielsweise sind Spannungseinbrüche, verursacht durch Lastbetrieb, im 5%- oder min-Wert erkennbar. Produktion ist wiederum im 95%- oder max-Wert einer Messung erkennbar. In der PQ-Statistik werden die vier beschriebenen Werte ausgewertet. Bei den langsamen Spannungsänderungen gelten die Grenzwerte der EN 50160 (Fig. 18), wobei die Angabe vom oberen 95%-Grenzwert überflüssig ist, da dieselbe Toleranz von +10 % bereits durch den 100%-Grenzwert bestimmt ist. Folgedessen sind für eine Auswertung der Spannungspegel drei statistische Grössen relevant: Es sind dies der Maximal- und der Minimalwert sowie das 5%-Quantil. Hinter dem 95%-Quantil steckt keine Information in Bezug auf den Grenzwert nach EN 50160.

Lage vom Grenzwert	Anteil der Werte, welche innerhalb der Toleranzen liegen	Grenzwert nach EN 50160	Statistische Grösse der Messserie, welche relevant für die Auswertung ist
oben	95 %	+ 10 %	95%-Quantil
	100 %	+ 10 %	Maximalwert
unten	95 %	- 10 %	5%-Quantil
	100 %	- 15 %	Minimalwert

Fig. 18: Grenzwerte nach EN 50160 für die 10-Minuten-Mittelwerte vom Spannungspegel für eine Messung über sieben Tage

In Fig. 19 ist die statistische Auswertung der Spannungspegel erkennbar, wobei lediglich die min- und max-Werte der betrachteten Messungen miteinbezogen sind. Im Allgemeinen können die Aussagen gemäss folgender Auflistung zur PQ-Statistik gemacht werden:

- ① Der Median der Spannungspegel in ländlichem Gebiet ist allgemein am tiefsten (Betrachtung vom min-Wert).
- ② Die Spannungspegel in ländlichem Gebiet verfügen über den grössten max-Wert sowie über den grössten 75%-Wert, nicht aber über den grössten Median (Betrachtung vom max-Wert).
- ③ Der grösste Median der Spannungspegel wird in der Agglomeration verzeichnet (Betrachtung vom max-Wert).

Grundsätzlich kann gesagt werden, dass der Spannungspegel in dicht besiedelten Gebieten am wenigsten variiert, während beim Pegel auf dem Land grössere Unterschiede zwischen dem oberen und unteren Quantil existierten.

<sup>7</sup> Grundsätzlich muss der obere 95%-Grenzwert nicht betrachtet werden, da dieselbe Toleranz von +10 % bereits durch den 100%-Grenzwert bestimmt ist. Folgedessen muss auch das 95%-Quantil der Messserie nicht ausgewertet werden, bzw. nicht in Bezug zum 95%-Grenzwert gestellt werden.

In Bezug auf die Messungen des WP2 ist jene Messung in ländlichem Gebiet (Fig. 16, ▲) auffallend. Diese Messung verfügt über einen hohen max- und einen niedrigen min-Wert, befindet sich also an beiden Enden der PQ-Statistik. Grund hierfür sind PV-Anlagen, welche tagsüber bei entsprechender Einstrahlung die Spannung erhöhen. Durch die Nacht hindurch ist Lastbetrieb erkennbar, welcher für den tiefen min-Wert verantwortlich ist. Die zweite Messung in ländlichem Gebiet (Fig. 16, ▼) verfügt über einen hohen max- und min-Wert, da am gemessenen VP eine grössere PV-Anlagen angeschlossen ist.

Die statistische Auswertung der Spannungsänderungen vom 5%- und 95%-Wert liefert die gleichen Erkenntnisse wie die Auswertung vom min- und max-Wert (Fig. 97 im Anhang).

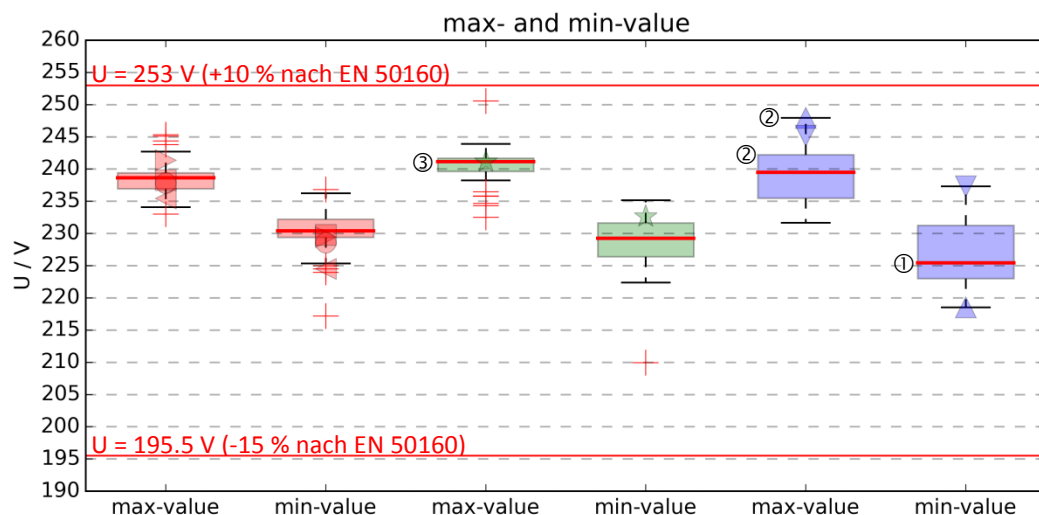


Fig. 19: PQ-Statistik im Vergleich mit den Messungen des WP2 (Spannungspegel: min- und max-Wert)

## 4.2.2 Langzeit-Flicker

Die statistische Auswertung vom 95%-Wert des Langzeit-Flickers im Vergleich mit dem Grenzwert von 1 nach EN 50160 ist in Fig. 20 erkennbar. Der Langzeit-Flicker ist auf dem Land und in der Agglomeration grösser als in städtischen Gebieten. Der Grund hierfür dürfte die grössere Kurzschlussleistung in der Stadt sein, welche aufgrund kürzerer Leitungen mit grösseren Querschnitten resultiert. Es ist eine Vielzahl an Grenzwertverletzungen erkennbar, welche aufgrund von Baustellen entstehen. In ländlichem Gebiet wird sogar ein Langzeit-Flicker von rund 2.54 verzeichnet (Fig. 104 im Anhang; in der Fig. 20 nicht erkennbar). Auch hier ist eine Baustelle die Ursache.

Von den Messungen des WP2 ist vor allem jene beim Solarkraftwerk auffallend (Fig. 16, ●). Diese Messung liegt mit einem Langzeit-Flicker von 1.49 deutlich oberhalb des Grenzwerts. Der Grund hierfür ist ein benachbartes Stahlwerk, welches in der überlagerten Netzebene auf derselben Sammelschiene angeschlossen ist. Ebenfalls über einen erhöhten Langzeit-Flicker verfügt die Messung in ländlichem Gebiet (Fig. 16, ▲). Allerdings liegt dieser mit 0.8 unterhalb des Grenzwerts.

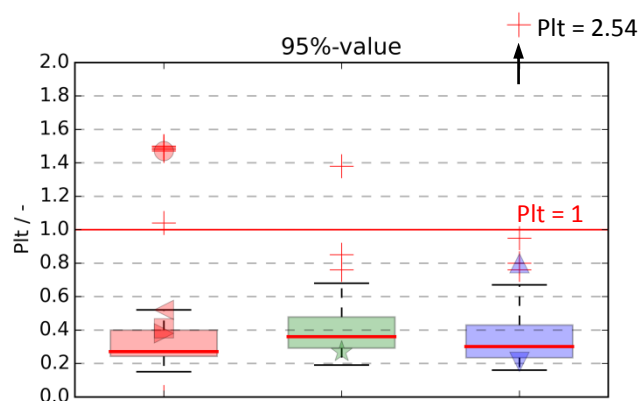


Fig. 20: PQ-Statistik im Vergleich mit den Messungen des WP2 (Langzeit-Flicker, 95%-Wert)

### 4.2.3 Gesamtharmonische Verzerrung der Spannung

In Fig. 21 wird der 95%-Wert der gesamtharmonischen Verzerrung der Spannung, bezogen auf den Grenzwert von 8 % nach EN 50160, statistisch ausgewertet. Die PQ-Statistik zeigt, dass die Verzerrung in städtischen Gebieten und in der Agglomeration höher ausfällt, als dies auf dem Land der Fall ist. Der Grund hierfür liegt in der Art und Anzahl der angeschlossenen Verbraucher. In städtischen Gebieten oder in der Agglomeration ist tendenziell eine grössere Anzahl nichtlinearer Verbraucher vorhanden.

Der grösste THDu wird mit 5.11 % in städtischen Gebieten verzeichnet. Dies betrifft das Solarkraftwerk aus der WP2-Messung (Fig. 16, ●). Die erhöhte Verzerrung von 5.11 % wird durch eine grössere Kälteanlage verursacht. Die übrigen Messungen des WP2 liegen stets nahe beim Median der jeweiligen Kategorie.

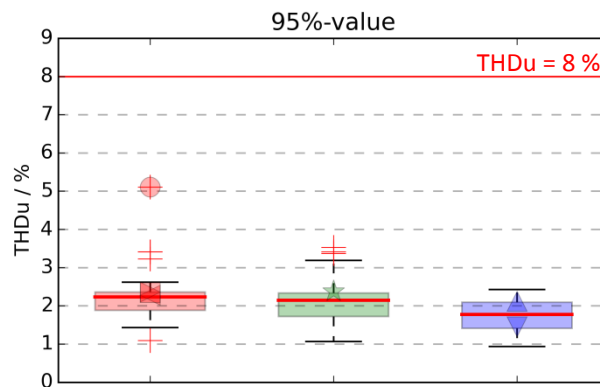


Fig. 21: PQ-Statistik im Vergleich zu den Messungen des WP2 (Gesamtharmonische Verzerrung der Spannung, 95%-Wert)

### 4.2.4 Spannungsunsymmetrie

Die statistische Auswertung der Spannungsunsymmetrie ist in Fig. 22 erkennbar. Der Grenzwert nach EN 50160 von 2 % wird bei keiner der Messungen überschritten. Tendenziell ist anhand des 75%-Wertes erkennbar, dass die Unsymmetrie in der Agglomeration und in ländlichem Gebiet grösser ausfällt. Bei Betrachtung der Messungen des WP2 ist vor allem jene Messung im Industriegebiet #3 auffallend (Fig. 16, ★). Die Unsymmetrie bei diesem Knoten liegt mit 0.9 % deutlich über dem Median. Der Grund hierfür ist eine Umschaltung im HS-Netz (Kapitel 7.1).

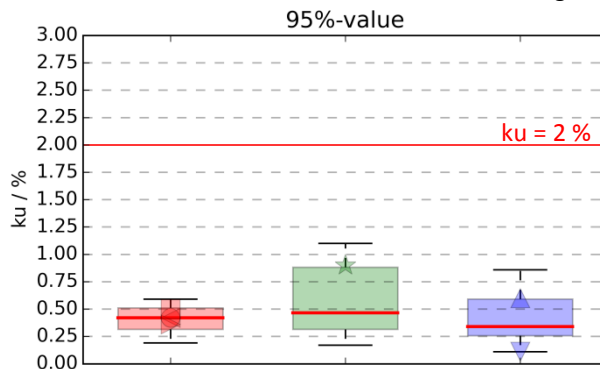


Fig. 22: PQ-Statistik im Vergleich zu den Messungen des WP2 (Spannungsunsymmetrie, 95%-Wert)

### 4.2.5 Frequenz

Bei der Frequenz werden nach EN 50160 neben den max- und min-Werten ebenfalls die 0.5%- und 99.5%-Werte anhand von Grenzwerten bewertet. Die Frequenz liegt bei allen Messungen der PQ-Statistik nahe beim Nennwert von 50 Hz. Grenzwertverletzungen sind weder im 0.5%/99.5%-Wert noch im min-/max-Wert erkennbar. Da die Frequenz keine lokal beeinflussbare Grösse ist, sondern im gesamten UCTE-Netz auf einem ähnlichen Pegel liegt, ist bei der Einteilung in die drei Kategorien Stadt, Agglomeration und Land kein Unterschied erkennbar. Die Grafiken der statistischen Auswertung der Frequenz sind dem Anhang unter Kapitel B.3 beigelegt (Fig. 98 und Fig. 99).

### 4.2.6 Spannungsharmonische Schwingungen

In Fig. 23 ist die PQ-Statistik der ungeraden spannungsharmonischen Schwingungen erkennbar. Es sind die individuellen Grenzwerte nach EN 50160 eingezeichnet, wobei die ungeraden, durch drei teilbaren Harmonischen über kleine Grenzwerte verfügen. Allgemein verfügen die 3\*n. Harmonischen in der Agglomeration über höhere

Werte. Grenzwertverletzungen werden bei der 15. Spannungsharmonischen in der Agglomeration sowie in ländlichen Gebieten verzeichnet.

Bei den Messungen des WP2 fällt vor allem die Messung beim Solarkraftwerk auf (Fig. 16, ●). Bei diesem Messpunkt wurde bereits ein erhöhter  $THD_u$  festgestellt (Kapitel 4.2.3), welcher durch eine grössere Kälteanlage verursacht wird.

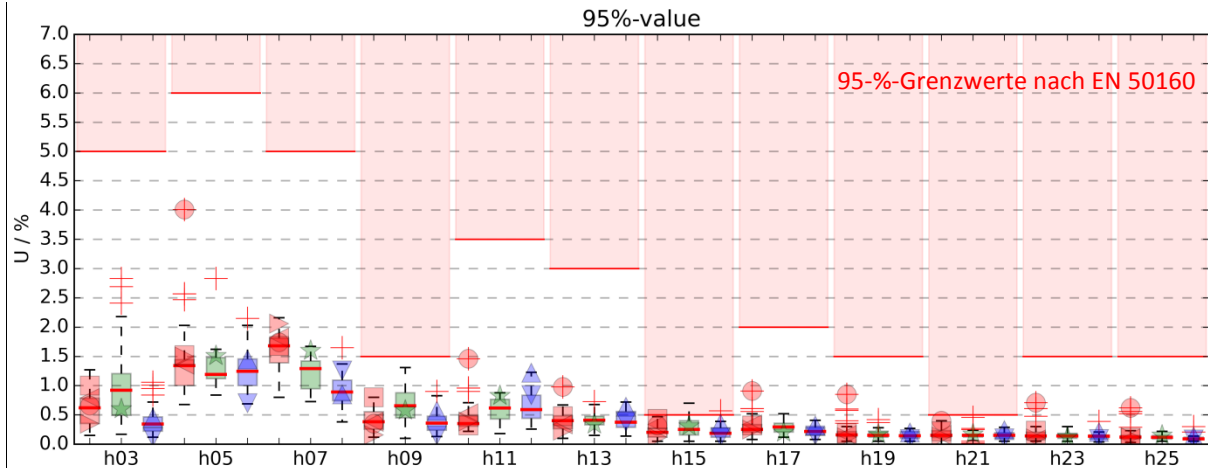


Fig. 23: PQ-Statistik im Vergleich zu den Messungen der Messkampagne (Spannungsharmonische Schwingungen, 95%-Wert)

### 4.3 Zwischenfazit: PQ-Statistik

Anhand des Vergleichs der WP2-Messungen mit der PQ-Statistik der Gruppe ESReC Grids konnte gezeigt werden, dass die Messungen grundsätzlich mit dem momentanen Stand der Spannungsqualität übereinstimmen. Einzig die Messung beim PV-Kraftwerk zeigt einen abweichenden Wert des Langzeit-Flickers und der gesamtharmonischen Verzerrung (Kapitel 4.2.2 und 4.2.3). Während die Grenzwertverletzung beim Flicker aufgrund eines benachbarten Stahlwerks resultiert, wird die erhöhte Verzerrung durch eine grössere Kälteanlage verursacht. Die Erfahrungen zeigen, dass der Grenzwert für die gesamtharmonische Verzerrung nach EN 50160 doch um einiges von den im Niederspannungsnetz gemessenen Werten abweicht, der Grenzwert vom Flicker jedoch die Netze sehr gut repräsentiert. Die Unterschiede zwischen den verschiedenen Gebietstypen zeigen den Einfluss der Netztopologie und der angeschlossenen Verbraucher.

## 5 Netzimpedanz

Der folgende Abschnitt wurde in Zusammenarbeit mit der HES-SO Valais/Wallis in Sion verfasst. Die Gruppe ESReC Grids der BFH konzentriert sich auf die Messung und Analyse der frequenzabhängigen Netzimpedanz bis 2.5 kHz. Die HES-SO Valais/Wallis hat sowohl den Vergleich der Messgeräte wie auch die Analyse der frequenzabhängigen Netzimpedanz bis 150 kHz durchgeführt. Im folgenden Abschnitt ist eine Zusammenfassung der Resultate aus [4] zu finden.

### 5.1 Netzimpedanz-Messgeräte im Vergleich

Die in [1] in Kapitel 7.4 beschriebenen Netzimpedanz-Messgeräte wurden verglichen. Das Panensa MZF wurde in den Messkampagnen nicht verwendet und nur im Rahmen einer Projektarbeit 2 (MSE-Studiengang) verglichen. Die Resultate sind im Anhang C.4 beschrieben.

In einem städtischen Gebiet sind drei Messungen der frequenzabhängigen Netzimpedanz durchgeführt worden, bei welchen alle Netzimpedanz-Messgeräte unter gleichen Bedingungen zum Einsatz gekommen sind. Anhand dieser Messungen werden die verschiedenen Geräte untereinander verglichen. In Fig. 25 und Fig. 26 sind die Messresultate von Amplitude und Winkel der frequenzabhängigen Netzimpedanz aller vier Messsysteme im Vergleich dargestellt. Es zeigt sich, dass kein Gerät für die Analyse des gesamten Frequenzbereichs von 0 bis 150 kHz geeignet ist. Die Analyse wird also in verschiedene Frequenzbereiche unterteilt (Fig. 24), um herauszufinden, welches Gerät für welchen Frequenzbereich verwendet werden sollte. Die Hauptmesssysteme NIM1000, DSA und IGOR-Meter werden untereinander verglichen und dem Netzimpedanz-Messgerät der TUD gegenübergestellt. In Fig. 26 ist zu sehen, dass das IGOR-Meter in der logarithmischen Darstellung eine konstante Abweichung aufweist. Diese Abweichung wurde untersucht und im Anschluss das Messgerät neu kalibriert. Der Winkel im Bereich  $< 2.5$  kHz wird bei allen Geräten unterschiedlich gemessen. Dies ist beim IGOR-Meter darauf zurückzuführen, dass es nicht zur Messung des besagten Frequenzbereichs geeignet ist. Beim DSA hat dies mit der fehlerbehafteten Widerstandsmessung bei grosser Kurschlussleistung am Messpunkt zu tun.

Bereich	Frequenzband	Messgeräte
Tief	50 Hz bis 1 kHz	Messgerät der TUD / NIM1000 / DSA
Mittel	1 kHz bis 10 kHz	Messgerät der TUD / DSA / IGOR-Meter
Hoch	10 kHz bis 200 kHz	Messgerät der TUD / IGOR-Meter

Fig. 24: Frequenzbereiche zum Vergleich der Messgeräte

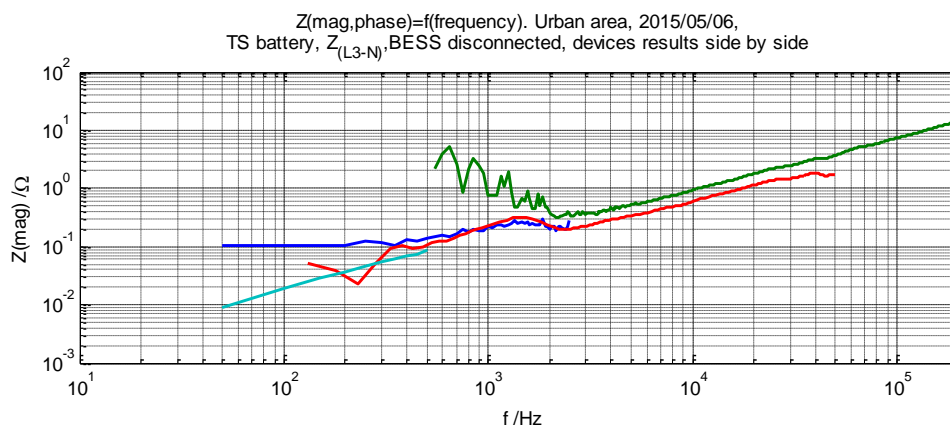


Fig. 25: Netzimpedanzmessungen der vier Messgeräten im Vergleich an einer TS im städtischen Gebiet (lokaler Batteriespeicher ist vom Netz getrennt) – Amplitude

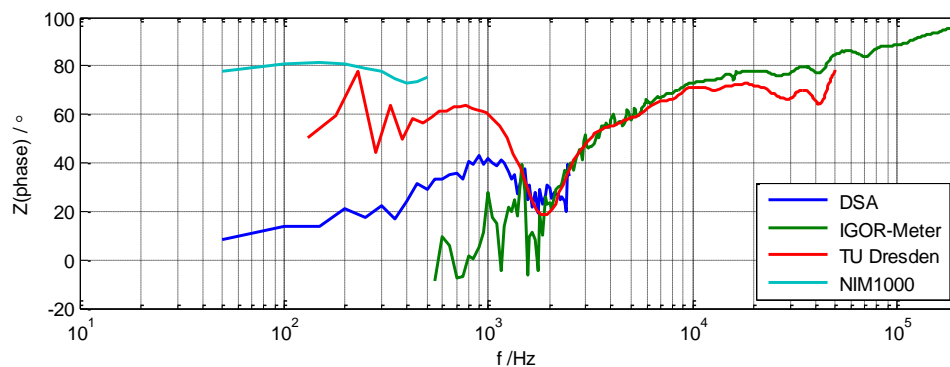


Fig. 26: Netzimpedanzmessungen der vier Messgeräten im Vergleich an einer TS im städtischen Gebiet (lokaler Batteriespeicher ist vom Netz getrennt) – Winkel

### 5.1.1 Empfehlung zur Verwendung der Messresultate

Es wird empfohlen, die Messgeräte gemäss folgender Auflistung einzusetzen.

- Das NIM1000 kann im Frequenzbereich von 0 Hz bis 500 Hz eingesetzt werden. Dies ist der maximale Messbereich, der durch den Hersteller vorgegeben wird.
- Das DSA weist vor allem im Realanteil der Messung eine Ungenauigkeit im Frequenzbereich < 700 Hz auf. Ist das Netz gut angebunden, wird empfohlen, sich für quantitative Aussagen auf den Bereich von 0.7 bis 2.4 kHz zu beschränken. Bei schwach angebundenen Netzen (tiefe Kurzschlussleistung) kann bereits ein Bereich von 400 Hz (teils bereits ab 300 Hz) bis 2.4 kHz für quantitative Aussagen betrachtet werden.
- Das IGOR-Meter kann für Untersuchungen zwischen 2.3 kHz (bei kleiner Sk bereits ab 2 kHz) und 200 kHz verwendet werden.

Dargestellt werden die Messresultate ab Kapitel 5.3 so, dass die verschiedenen Messresultate der einzelnen Geräte nicht überlagert dargestellt werden. Dies verhindert, dass Änderungen im Impedanzverlauf durch unterschiedliche Messergebnisse fälschlicherweise als Resonanzstellen interpretiert werden. Die Frequenzbereiche werden gemäss Fig. 27 zugeordnet.

Frequenzband	Messgerät
0 Hz bis 500 Hz	NIM1000
700 (400 <sup>8</sup> ) Hz bis 2.4 kHz	DSA
ab 2.5 kHz	IGOR-Meter

Fig. 27: Frequenzbereich der dargestellten Resultate je Messgerät

## 5.2 Messungen im Frequenzbereich bis 2.5 kHz

Wie schon in [5] beschrieben wurde, ist die Netzimpedanz das Element, welches die Verzerrung des Stroms in die Spannung transformiert. Erst in der Spannung hat die Verzerrung einen Einfluss auf andere Verbraucher und Erzeuger. Es ist zudem bekannt, dass eine hohe Netzimpedanz einen negativen Einfluss auf die Stabilität eines Umrichters oder Wechselrichter haben kann [6]. Von einer hohen Netzimpedanz, respektive einer hohen Kurzschlussleistung, spricht man meist in Bezug auf die Grundswingungsimpedanz. Vorgängige Untersuchungen [5] haben ergeben, dass nicht mit einem linearen Verhalten der frequenzabhängigen Netzimpedanz gerechnet werden kann, wie dies im Standardmodell gemacht wird (Fig. 28, violett). Im öffentlichen Versorgungsnetz ist mit einem nicht-linearen Verhalten, abhängig von den örtlichen Verbrauchern und Erzeugern, zu rechnen (Fig. 28, rot und grün). Anhand der Messungen im WP2 wird untersucht, wie sich eine grössere Anzahl an Umrichtern auf die Netzimpedanz auswirkt. Die untersuchten Messstellen sind im Anhang C.1 beschrieben.

<sup>8</sup> Bei tiefer Kurzschlussleistung.



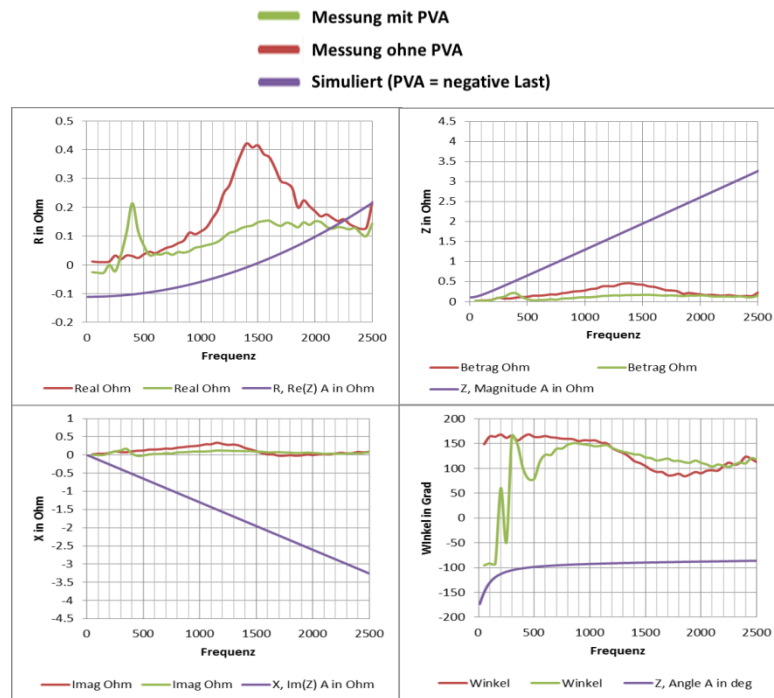


Fig. 28: Netzimpedanz des Anschlusspunktes Industriegebiet #1 theoretisch (simuliert), mit und ohne PVA

### 5.2.1 Normierung der Netzimpedanz

Durch eine Normierung der frequenzabhängigen Netzimpedanzmessung, kann diese zwischen unterschiedlichen Verknüpfungspunkten verglichen werden. Hierfür wird die Resistanz, Reaktanz oder Impedanz auf deren Grundschiwingungswert normiert ( $R_{H1}$ ,  $X_{H1}$  oder  $\text{abs}(Z_{H1})$ ). Der Impedanzwinkel wird nicht normiert. Es handelt sich so um eine einheitenlose Grösse in „per unit“. Durch die Normierung wird der Einfluss der Übertragungselemente grösstenteils herausgefiltert und der Einfluss der am Netz angeschlossenen Elemente wie Lasten oder dezentrale Einspeisung wird im Kurvenverlauf hervorgehoben.

Im Folgenden wird ein Beispiel anhand zweier Messungen im NS-Netz mit eingeschalteten Wechselrichtern beschrieben. In Fig. 29 ist die absolute sowie die normierte Darstellung erkennbar. Es handelt sich um Verknüpfungspunkte in einem Industriegebiet mit insgesamt 39 WR (blaue Kurve) sowie um ein ländliches Gebiet mit 5 WR (rote Kurve) vom ähnlichen Typ desselben Herstellers. Die Anzahl Wechselrichter bezieht sich auf jene, welche am Messpunkt angeschlossen sind. Es ergibt sich ein Verhältnis von rund 8:1 in der Anzahl installierter Wechselrichter. Die absolute Grundschiwingungsimpedanz ist bei der Messung in ländlichem Gebiet deutlich grösser. Die Anbindung mit längeren Leitungen und kleinerem Querschnitt ist der Grund hierfür. Beide Messungen verfügen über eine Resonanzstelle bei 400 Hz, wobei jene der Messung im ländlichen Gebiet deutlich höher ausfällt, obwohl weniger Wechselrichter für die Resonanzstelle verantwortlich sind.

Wird die Messung auf die Grundschiwingung normiert (Fig. 29, rechts), liegt die Resonanzstelle immer noch bei derselben Frequenz, allerdings ist jene Resonanzstelle im Industriegebiet nun grösser. Damit wird ersichtlich, dass mehr Wechselrichter einen grösseren Einfluss auf die Netzimpedanz haben. Oberhalb der Resonanzstelle ist bei beiden Messungen von 550 bis 750 Hz eine gewisse Übereinstimmung erkennbar. Ab 800 Hz vergrössert sich die Abweichung zwischen den beiden Messungen. Hierfür ist mit grosser Wahrscheinlichkeit ein Umrichter, also ein weiteres nichtlineares Element, in der überlagerten Netzebene des Industrienetzes verantwortlich.

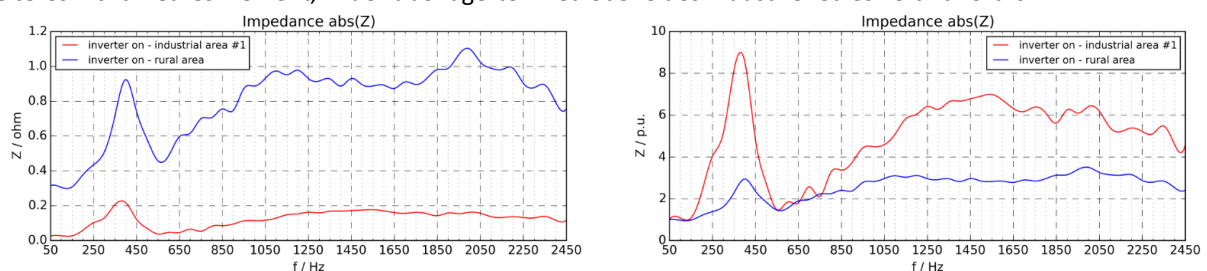


Fig. 29: Normierung der Netzimpedanz auf die Grundschiwingung (Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN  $\text{abs}(Z)$ , absolut in Ohm (links) und normiert in per unit (rechts))



## 5.2.2 Messungen auf der Netzebene 6

In Fig. 30 ist die Schleifenimpedanz zwischen  $L_1$  und PEN für die verschiedenen Messungen auf der NE 6 auf der NS-Seite erkennbar. In der Legende ist die Anzahl an Transformatoren, die Schaltungsart, die Nennleistung sowie die Kurzschlussspannung angegeben. Während drei der Messungen nahe beieinander verlaufen, ist vor allem bei der Messung mit dem Typ Dyn11 eine grössere Grundimpedanz erkennbar. Dieser Transformator verfügt über eine grössere Längsimpedanz ( $u_k = 4.6\%$ ).

Es ist zu erwähnen, dass Messungen nahe an der Trafostation oder unmittelbar auf der NS-Seite der Netzebene 6 eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für Messungenauigkeiten aufweisen. Verfügt nun der Verknüpfungspunkt über eine gute Anbindung mit einer grossen Kurzschlussleistung und über grosse Laständerungen, kann es sein, dass die Spannungsänderungen durch das invasive Messverfahren zu gering sind. Dies kann dazu führen, dass sogar fälschlicherweise negative Impedanzen gemessen werden.

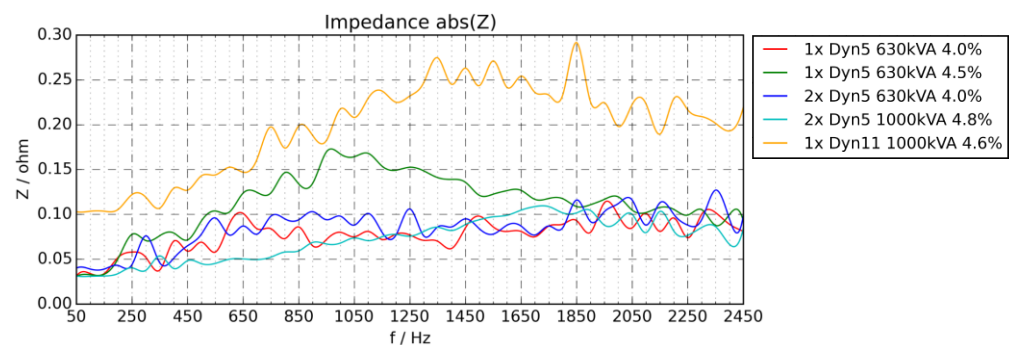


Fig. 30: Messungen auf der Netzebene 6 auf der NS-Seite, absolute Darstellung der Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in Ohm

Die normierte Netzimpedanz der Messungen auf der Netzebene 6 ist in Fig. 31 erkennbar. Mit der Normierung verschwindet der Einfluss des Transformators sowie der Leitungselemente. Ausser beim Transformator vom Typ Dyn5 mit einer Nennleistung von 630 kV und einer Kurzschlussspannung von 4.5 % (grüne Kurve) wird bei allen Messungen der gleiche Kurvenverlauf verzeichnet. Die abweichende Messung verfügt über eine Resonanzstelle bei 950 Hz. Der Grund für diese Erhöhung ist allerdings unklar.

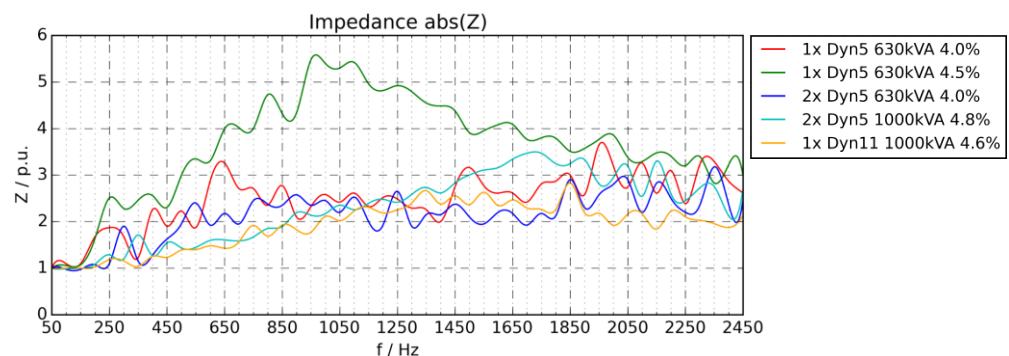


Fig. 31: Messungen auf der Netzebene 6 auf der NS-Seite, normierte Darstellung der Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in per unit

## 5.2.3 Verknüpfungspunkte im NS-Netz ohne dezentrale Einspeisung

Es werden Messungen an Verknüpfungspunkten im NS-Netz ohne dezentrale Einspeisung miteinander verglichen. Unterschieden wird zwischen Industriegebiet, ländlichem Gebiet und einem Solarkraftwerk. In der normierten Darstellung (Fig. 32) ist zu erkennen, dass die Messung im Industriegebiet #1 eine deutliche Resonanzstelle bei 1400 Hz aufweist, während bei den anderen Messungen lediglich zwischen zwei unterschiedlichen Steigungen unterschieden werden kann. Die Resonanzstelle bei der Messung im Industriegebiet #1 wird vermutlich durch einen Umrichter für einen grösseren elektrischen Antrieb verursacht.

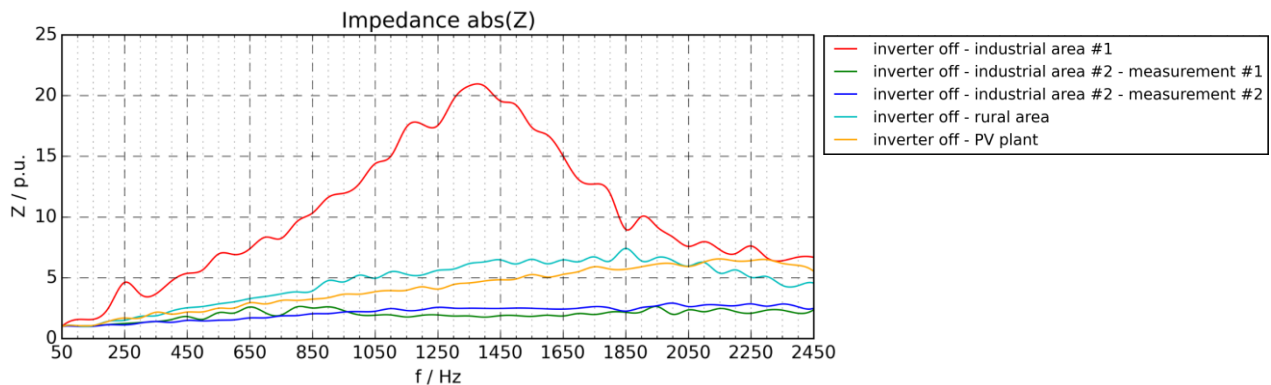


Fig. 32: Messungen an Verknüpfungspunkten ohne dezentrale Einspeisung, normierte Darstellung der Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in per unit

## 5.2.4 Verknüpfungspunkte im NS-Netz mit dezentraler Einspeisung

Für die Untersuchung des Einflusses der dezentralen Einspeisung auf die frequenzabhängige Netzimpedanz werden dieselben Messpunkte wie in Kapitel 5.2.3 untersucht. Nun sind allerdings alle verfügbaren Wechselrichter an den jeweiligen Messpunkten in Betrieb.

Die Netzimpedanz in ländlichem Gebiet (hellblaue Kurve) und die Netzimpedanz im Industriegebiet #1 weisen eine Resonanzstelle bei 400 Hz auf. Wie bereits erwähnt, werden bei diesem Messpunkt die gleichen Wechselrichtertypen wie bei der Messung in ländlichem Gebiet eingesetzt, allerdings sind es nun rund achtmal mehr Wechselrichter bei zirka zehnfacher Leistung. Die Stärke der Resonanz bei Betrachtung der normierten Netzimpedanz korreliert also mit der Anzahl, bzw. mit der Leistung der am VP angeschlossenen Wechselrichter. Die Resonanzstelle bei 1400 Hz bei der Messung im Industriegebiet #1 ist immer noch erkennbar, wurde nun aber abgeschwächt (Fig. 32, rote Kurve). Zwischen 550 und 750 Hz sind die normierten Impedanzen aller Messungen sehr ähnlich. Die Messung beim Solarkraftwerk (orange Kurve) verfügt mit rund 11 per unit über die höchste Resonanzstelle (bei 2150 Hz), wobei bei diesem Messpunkt die grösste WR-Gesamtleistung installiert ist (Fig. 114).

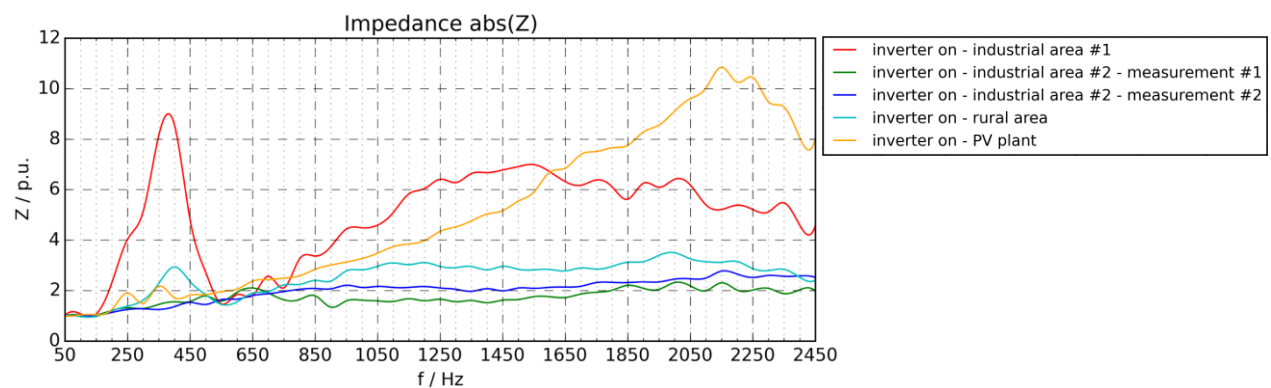


Fig. 33: Messungen an Verknüpfungspunkten mit dezentraler Einspeisung, normierte Darstellung der Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in per unit

## 5.2.5 Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz bis 2.5 kHz

Mit allen bis anhin getätigten Messungen wird eine generelle Aussage zum Verlauf der Netzimpedanz im Niederspannungsnetz gemacht. Die allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz basiert auf Messungen mit dem DSA, womit eine Übersicht im Bereich von 50 bis 2500 Hz möglich ist. Die Messungen werden in die Kategorien nach Fig. 34 eingeteilt, wobei jeweils die Datengrundlage mit der Anzahl an Messungen beschrieben ist.

Bei der Darstellung der allgemeinen Netzimpedanz im NS-Netz wird stets die absolute und normierte Darstellung beschrieben. Im Anhang C.3 befindet sich die Darstellung mit dem Mittelwert und der Standardabweichung der Messungen. Die Mittelwertbildung erfolgt einerseits über die Messungen pro Messpunkt sowie anschliessend über die einzelnen Mittelwerte der Messpunkte.

Kategorie	Anzahl Messpunkte	Durchschnittliche Anzahl Messserien je Messpunkt
Trafostation	12	1.50
VP ohne dezentrale Einspeisung	15	2.60
VP mit dezentraler Einspeisung	14	3.07

Fig. 34: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz, Datengrundlage der drei Kategorien

## 5.2.6 Vergleich der drei Kategorien

In Fig. 35 ist der Vergleich der Kategorien „Messungen in der TS“ und „Messung bei einem VP mit/ohne DE-Anlagen“ erkennbar. Auf der Grundschnungsebene sind jene Messungen mit/ohne DEA identisch, während die Netzimpedanz in der Trafostation erwartungsgemäss tiefer ausfällt. Bei 400 Hz ist die Resonanz, verursacht durch den Betrieb der Wechselrichter, erkennbar. Bei 2500 Hz ist jeweils eine Erhöhung der Netzimpedanz erkennbar. Diese Messwerte werden als Messungenauigkeit interpretiert. In der normierten Darstellung (Fig. 36) ist erkennbar, dass die Impedanz an den VP kleiner ausfällt als die der TS. Das ist damit zu erklären, dass die Lasten an den VP hauptsächlich ein kapazitives Verhalten aufweisen, das heisst, die Netzimpedanz wird in Abhängigkeit der Frequenz gegenüber der Grundschnungsimpedanz leicht reduziert.

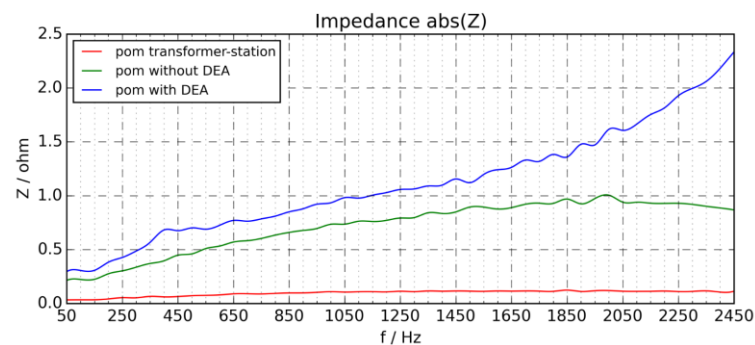


Fig. 35: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – absolute Darstellung der Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in Ohm – die Kategorien TS und VP mit/ohne DEA im Vergleich

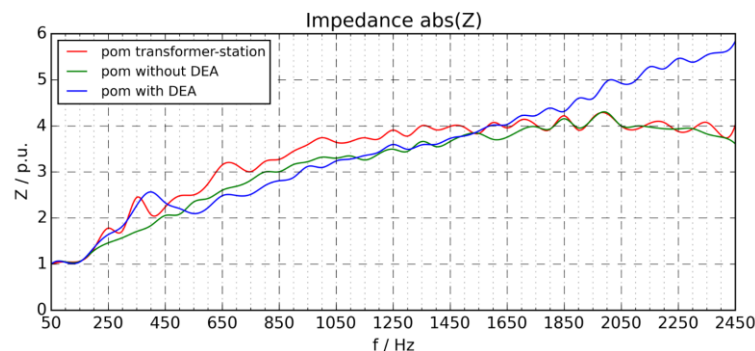


Fig. 36: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – normierte Darstellung der Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in per unit – die Kategorien TS und VP mit/ohne DEA im Vergleich

## 5.2.7 Einfluss unterschiedlicher Wechselrichtertypen auf die fNI

In Fig. 37 sind Messungen mit/ohne Umrichter an unterschiedlichen Verknüpfungspunkten dargestellt. Bei den beiden Messungen ohne Umrichter (rot und grün) handelt es sich um die allgemeine Netzimpedanz in der Trafostation sowie an Verknüpfungspunkten im NS-Netz ohne Umrichter. Jene Messungen mit Wechselrichtern repräsentieren spezifische Impedanzverläufe von einzelnen Messungen. Die Beschreibung der Wechselrichtertypen ist in Fig. 115 im Anhang enthalten. Während jene Wechselrichter vom Typ A.1a, A.1b und A.1c eine Resonanz bei 400 Hz aufweisen, verfügt die Impedanz mit dem Typ B.1 bei 2150 Hz über einen Resonanzstelle. Bei der orangen Kurve handelt es sich um eine Messung in einem NS-Netz, bei welcher mit grosser Wahrscheinlichkeit der Einfluss von einem grösseren Umrichter eingekoppelt wird.

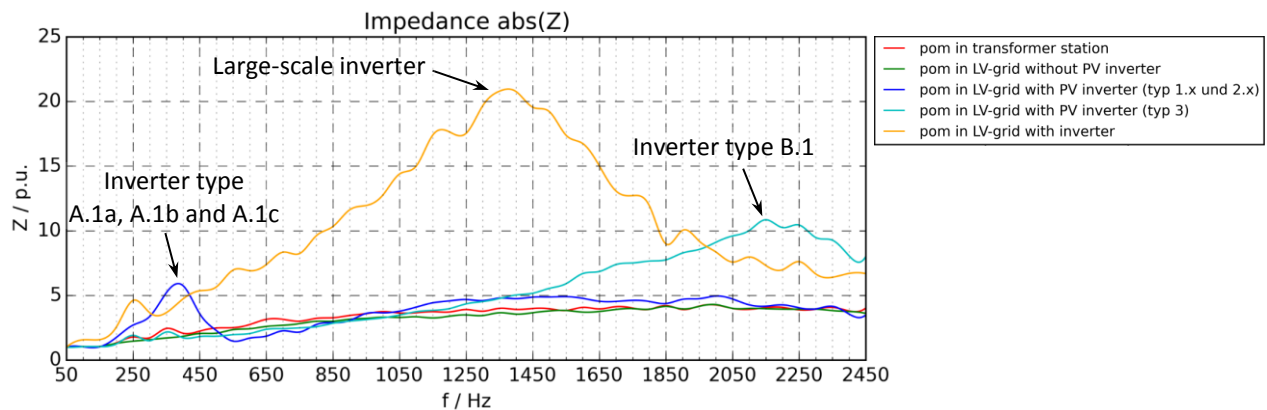


Fig. 37: Einfluss unterschiedlicher WR-Typen auf die fNI – normierte Darstellung der Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in per unit – allgemeine fNI (rot und grün) im Vergleich zu spezifischen Verläufen der fNI (blau, türkis und orange)

In [7] ist eine Übersicht von insgesamt 12 gemessenen Verläufen der fNI bei PV-Anlagen mit unterschiedlichen Wechselrichtertypen enthalten. Es wird jeweils die fNI in Amplitude und Winkel mit Darstellung der Messungen mit/ohne DEA dargestellt. Hierbei wird für die Amplitude die normierte Darstellung verwendet, womit der Einfluss der Gesamtleistung der PV-Anlage auf die Höhe der Resonanzstelle erkennbar wird. Beispielsweise ist in Fig. 38 und Fig. 39 der Verlauf der fNI für zwei Anlagen mit unterschiedlichen Resonanzstellen (Fig. 38 → 400 Hz und Fig. 39 → 2150 Hz) und unterschiedlichen Leistungen ( $P_{VA, \text{Fig. 39}}$  mit 16-facher Leistung wo  $P_{VA, \text{Fig. 38}}$ ) erkennbar.

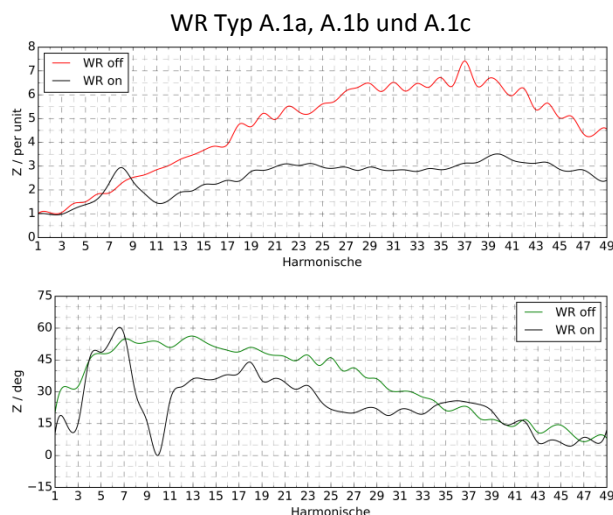


Fig. 38: Einfluss unterschiedlicher WR-Typen auf die fNI – Typ A.1a, A.1b (String-WR mit ähnlicher Bauart) –  $S_n = 56$  kVA – oben: Amplitude in normierter Darstellung in per unit ( $Z_{@50\text{Hz WR off}} = 0.259$  ohm,  $Z_{@50\text{Hz WR on}} = 0.314$  ohm), unten: absoluter Winkel in deg

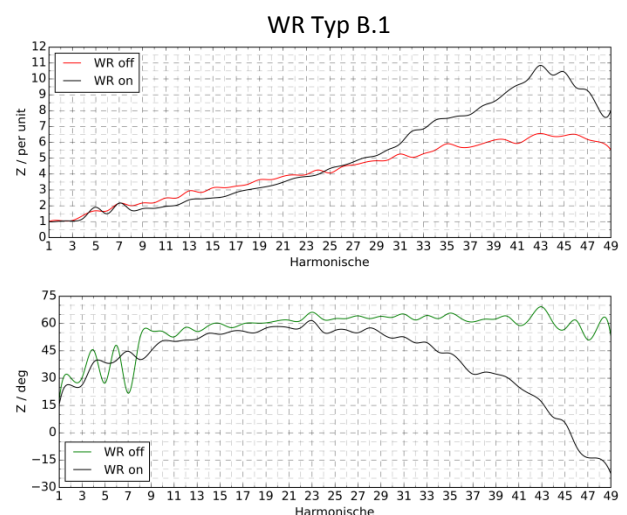


Fig. 39: Einfluss unterschiedlicher WR-Typen auf die fNI – Typ B.1 (String-WR) –  $S_n = 930$  kVA – oben: Amplitude in normierter Darstellung in per unit ( $Z_{@50\text{Hz WR off}} = 0.059$  ohm,  $Z_{@50\text{Hz WR on}} = 0.064$  ohm), unten: absoluter Winkel in deg

## 5.2.8 Vergleich mit der Normimpedanz nach EN 61000-4-7

In der EN 61000-4-7 ist ein theoretischer Verlauf der frequenzabhängigen Impedanz definiert, der zur Messung eines Prüflings verwendet werden soll. Die Netzimpedanz ist in einem Bereich von 50 Hz bis 9 kHz definiert und kann durch Messung oder Simulation nachgebildet werden. Für den Vergleich der Messungen des DSA wurde der Impedanzverlauf nach EN 61000-4-7 in MATLAB Simulink abgebildet. Der Vergleich erfolgt für die absolute und die normierte Netzimpedanz im Bereich von 50 bis 2500 Hz (Fig. 40 und Fig. 41). Die Netzimpedanz nach EN 61000-4-7 und jene der DSA-Messung lassen sich direkt vergleichen, da es sich bei beiden um Schleifenimpedanzen zwischen  $L_1$  und PEN handelt. Es zeigt sich, dass die gemessene Impedanz weit unter der Normkurve liegt.

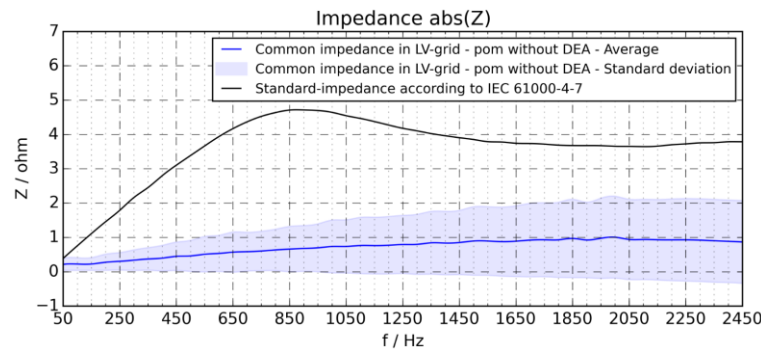


Fig. 40: Vergleich der Normimpedanz nach EN 61000-4-7 mit Messungen des DSA (WR aus) – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN abs(Z) in Ohm

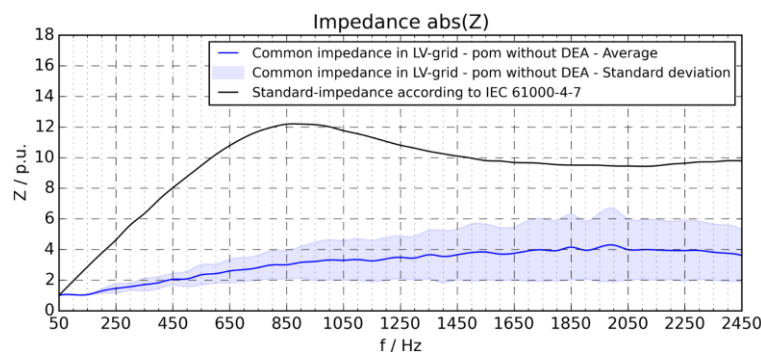


Fig. 41: Vergleich der Normimpedanz nach EN 61000-4-7 mit Messungen des DSA (WR aus) – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN abs(Z) in Ohm

## 5.2.9 Einfluss von Wechselrichtern auf die Netzimpedanz bei Laborversuchen

Im Rahmen einer Bachelorthesis an der Berner Fachhochschule wurde der Einfluss von Wechselrichtern auf die frequenzabhängige Netzimpedanz bei kleiner Kurzschlussleistung untersucht [8]. Hierbei wurden im Labor Messungen an zwei Anschlusspunkten<sup>9</sup> mit unterschiedlichen Wechselrichtern durchgeführt. Während diese Anschlusspunkte mit dem Netz verbunden sind, wurden ebenfalls Messungen in einem Inselnetz durchgeführt.

### 5.2.9.1 Messungen an zwei schlecht angebundenen Netzknoten

Es wurden insgesamt sechs unterschiedliche Wechselrichter an den zwei Anschlusspunkten angeschlossen und bei unterschiedlichen Einspeiseleistungen deren Einfluss auf die frequenzabhängige Netzimpedanz gemessen. Hierbei konnten aufgrund der Probleme gemäss folgender Auflistung nicht immer alle Konfigurationen gemessen werden:

- Die maximale Spannung der Quelle für die Wechselrichter ist auf 600 V DC beschränkt. Gewisse Wechselrichter erreichen ihre maximale Leistung aber erst bei 950 V DC.
- Aufgrund des injizierten Stromes vom Netzimpedanzmessgerät wurde teilweise ein vorgeschaltetes Sicherungselement ausgelöst.
- Teilweise fand eine selbständige Ausschaltung der Wechselrichter aufgrund der Messung der Netzimpedanz statt.

Im Folgenden werden zwei Beispiele von unterschiedlichen Wechselrichtern desselben Herstellers beschrieben. Hierbei wurde an Anschlusspunkt 1 und 2 gemessen.

In Fig. 42 ist der Einfluss auf die fNI von einem einphasigen Wechselrichter des Herstellers A mit einer Leistung von 2 kVA mit Darstellung der Amplitude (links) und des Winkels (rechts) erkennbar. Bereits beim Anschluss des Wechselrichters ist eine Veränderung der frequenzabhängigen Netzimpedanz erkennbar. Die Netzimpedanz

<sup>9</sup> Wirk- und Blindwiderstand der Längsimpedanzen der zwei Anschlusspunkte zusätzlich zur Netzimpedanz vom VP des Laboraufbaus:

AP 1 → 150 mΩ / 460 mH

AP 2 → 450 mΩ / 1380 mH



vergrößert sich ab 850 Hz und wird ab 2050 Hz kapazitiver. Bei einer Einspeisung von 50 % ist bei 1.7 kHz eine Resonanzstelle erkennbar. Die Impedanz wird nun bereits ab 0.5 kHz kapazitiver und ab rund 1950 Hz resultiert mit Erreichen der Nulllinie eine kapazitive Netzimpedanz.

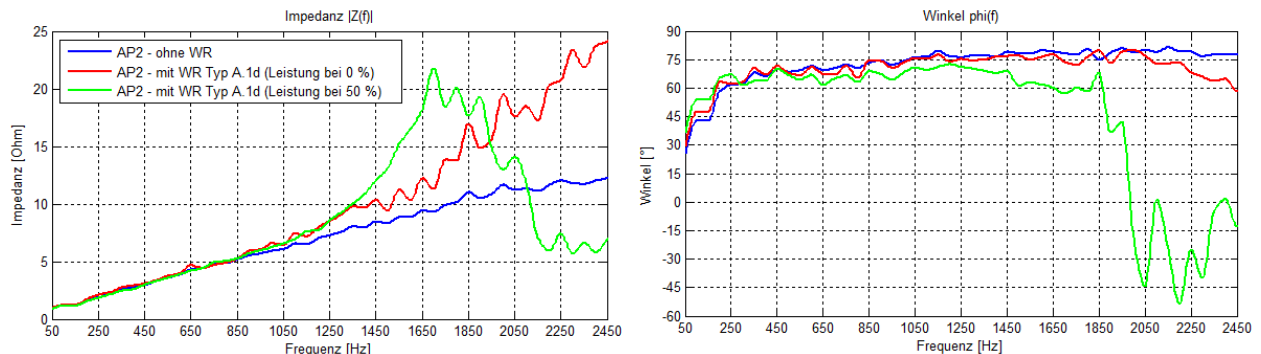


Fig. 42: Einfluss auf die fNI von einem WR vom Typ A.1d – Amplitude (links) und Winkel (rechts)

In Fig. 43 ist der Einfluss von einem dreiphasigen Wechselrichter mit einer Leistung von 15 kVA, wiederum vom Hersteller A in Amplitude und Winkel erkennbar. Bei 600 Hz ist eine Resonanzstelle erkennbar, und gegen 2.5 kHz ist eine Tendenz nach oben erkennbar. Die Netzimpedanz wird wiederum kapazitiver, allerdings ist hier kein Übergang von einer induktiven zu einer kapazitiven Netzimpedanz erkennbar. Es besteht kein Unterschied zwischen einer Einspeisung mit 50 % oder mit 100 %.

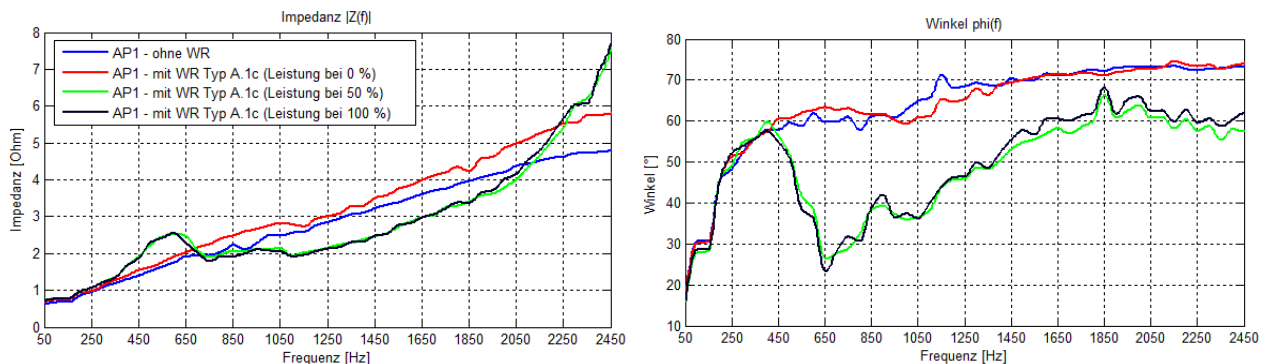


Fig. 43: Einfluss auf die fNI von einem WR vom Typ A.1c – Amplitude (links) und Winkel (rechts)

### 5.2.9.2 Messungen im Inselnetz

Bei den Messungen im Inselnetz stehen vier Synchronmaschinen zur Verfügung. Für diese Messungen musste dem Netzimpedanzmessgerät eine zusätzliche Induktivität<sup>10</sup> für die Dämpfung des injizierten Stromes in Serie hinzugeschaltet werden. Für den Verbrauch der erzeugten Energie wurden mehrere rein ohmsche Widerstände à 1 kW verwendet.

Bei einer ersten Messung wurde bei einer gleichbleibenden Einspeiseleistung eines Wechselrichters die Anzahl Synchronmaschinen stetig erhöht. Hierbei lieferte allerdings nur eine Synchronmaschine Leistung mit gleichzeitiger Regelung der Drehzahl. Die anderen drei Synchronmaschinen wurden im Leerlauf dazu geschaltet. Wie zu erwarten ist, konnte mit der Erhöhung der Anzahl Synchronmaschinen die Netzimpedanz reduziert werden, was mit der Vergrößerung der Schwungmasse und somit der Erhöhung der Kurzschlussleistung erklärt werden kann.

In einem zweiten Versuch wurde ein Wechselrichter<sup>11</sup> mit unterschiedlicher Leistung betrieben, wobei nur jene Synchronmaschine zur Regelung der Drehzahl in Betrieb war. In Fig. 44 ist die frequenzabhängige Netzimpedanz in Amplitude (links) und Winkel (rechts) der unterschiedlichen Betriebsstufen erkennbar. Mit steigender Leistung des

<sup>10</sup> Zusätzliche Induktivität mit 6 mH und 0.2 Ω.

<sup>11</sup> Dreiphasiger Wechselrichter des Herstellers F mit einer Nennleistung von 5.5 kVA.

Wechselrichters nimmt die bei rund 450 Hz erkennbar Resonanzstelle ab. Die Impedanz wird induktiver und wechselt um 450 Hz bis 2050 Hz von einem kapazitiven in ein induktives Verhalten, und dies bereits ab der ersten Leistungsstufe von 10 %.

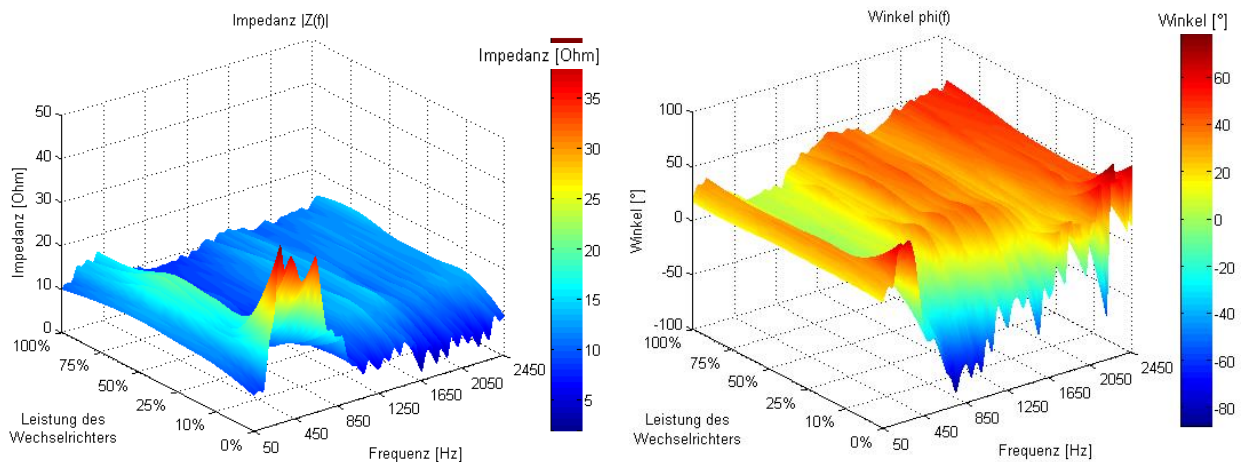


Fig. 44: Netzimpedanz mit einem Wechselrichter vom Typ F.1 im Inselnetzbetrieb mit einer Synchronmaschine bei unterschiedlichen Betriebsstufen – Amplitude (links) und Winkel (rechts)

### 5.2.10 Zwischenfazit: Netzimpedanzmessung bis 2.5 kHz

Die Untersuchungen der Netzimpedanz haben gezeigt, dass eine Normierung auf die Grundschwingungsimpedanz im Bereich bis 2.5 kHz sinnvoll ist, um die Netze miteinander zu vergleichen. Der Einfluss einer grösseren Anzahl an Umrichtern oder von grösseren Umrichtern ist markant. Der Einfluss ist jedoch stark abhängig von der Anzahl an Umrichtern, der Leistung der Anlage und des Typs. 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.

## 5.3 Netzimpedanz im Frequenzbereich von 2 bis 150 kHz

Die Entwicklung und Integration von Smart Meter ist in Europa und der Schweiz schon fortgeschritten und wird in den kommenden Jahren erweitert [9]. Smart Meter brauchen generell ein Kommunikationssystem, damit die geforderten Informationen zum Verteilnetzbetreiber gelangen und zeitgerecht verarbeitet werden können. Die Power-Line-Kommunikationssysteme (PLC) spielen hierbei eine wichtige Rolle. Sie stellen die Verbindung zwischen den Endverbrauchern und einer zentralen Schnittstelle der VNB her (oftmals in der Trafostation). Dies bedeutet nun, dass auch der Frequenzbereich bis 150 kHz störungsfrei arbeiten muss. Der Frequenzbereich von 3 bis 95 kHz wurde von der CENELEC als Kommunikationsband für Smart Grid Technologien bestimmt. Es kann vorkommen, dass elektronische Geräte wie Wechselrichter die PLC-Systeme durch die Erzeugung von harmonischen Oszillationen stören. Zum aktuellen Zeitpunkt bestehen noch keine Emissionsgrenzwerte für diese Art der Geräte im Frequenzbereich von 3 bis 150 kHz.

Zur Bestimmung neuer Standards reicht es nicht, nur die Emissionen (Strom) und die Verträglichkeit (Spannung) zu definieren, denn die frequenzabhängige Netzimpedanz hat im Frequenzbereich von 3 bis 150 kHz einen grossen Einfluss auf die Erzeugung, Auswirkung und die Ausbreitung der Strom- und Spannungsharmonischen.

Die folgenden Untersuchungen wurden durch die HES-SO Valais/Wallis in Sion im Rahmen der Messungen des WP2 durchgeführt. Dabei wird ein Netzimpedanz-Messgerät eingesetzt, welches von der HES-SO Valais-Wallis entwickelt wurde (IGOR-Meter, [1]). Zudem wurde ein Laboraufbau zur Überprüfung der Messresultate verwendet. Hier wird eine Zusammenfassung der Resultate aus [10] beschrieben.

### 5.3.1 Messpunkte

Bei Messpunkten gemäss Fig. 45 wurde der erweiterte Frequenzbereich untersucht.

Gebiet	Anschlusspunkt	Informationen zum Anschlusspunkt und Untersuchungshintergrund
Städtisches Gebiet	VK	Messungen werden zum Vergleich der Messgeräte verwendet. Kleinere PVA und Batteriespeicher am Anschlusspunkt TS Batterie.
	AP PVA	
	TS Batterie	
Industriegebiet #2	TS (alt)	Grosse PVA ist installiert. Der Bau einer neuen TS mit zwei RONTs hat Veränderungen im Netz ergeben.
	AP PVA	
	HAK schwach	
Ländliches Gebiet	AP PVA	Zwei mittelgrosse PVA werden teils über einen Einzelstrangregler versorgt.
Leistungselektronik Labor HES-SO VALAIS	AP	Zwei verschiedene Typen von Invertern werden über einen eigens entwickelten Einzelstrangregler versorgt. Zusätzlich kann eine lange Leitung mit einer Induktivität und einem Widerstand simuliert werden.

Fig. 45: Untersuchte Messpunkte zur frequenzabhängigen Netzimpedanz bis 150 kHz

## 5.4 Resultate der Netzimpedanzmessungen bis 150 kHz

### 5.4.1 Versuch im Leistungselektroniklabor der HES-SO Valais-Wallis

Im Laboraufbau sind verschiedene Konfigurationen untersucht worden. In erster Linie ging es darum, den Einfluss einer Veränderung der Kabellänge, respektive der vorgeschalteten Längsimpedanz, auf die Netzimpedanz zu zeigen (Fig. 46 und Fig. 47). In einem zweiten Schritt wurde untersucht, wie sich die Netzimpedanz verändert, wenn die Leitungslänge bei angeschlossenem Inverter vergrössert wird. Als Quelle dient das öffentliche Versorgungsnetz. In Fig. 47 sind in der blauen Kurve ohne zusätzliche Längsimpedanzen verschiedene Resonanzstellen zu sehen. Wird nun die Längsimpedanz erhöht, wird die Impedanz bis rund 30 kHz erwartungsgemäss angehoben. Allerdings entsteht unerwartet eine Parallelresonanz bei 35 bis 45 kHz, obwohl lediglich eine Serie-Induktivität angeschlossen wurde. Die Ursache wird untersucht<sup>12</sup>.

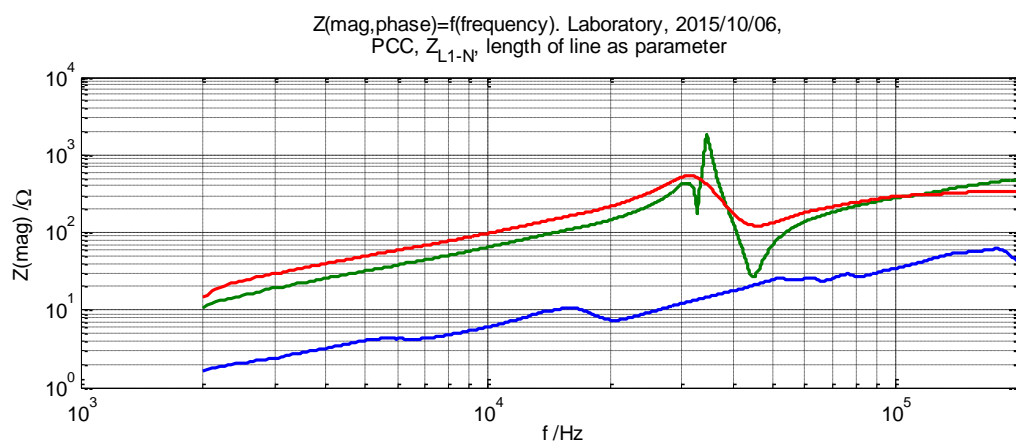


Fig. 46: Amplitude der frequenzabhängigen Netzimpedanz bei Veränderung der Anschlussleitung am öffentlichen Versorgungsnetz ohne Last

<sup>12</sup> Stand 11.03.2016



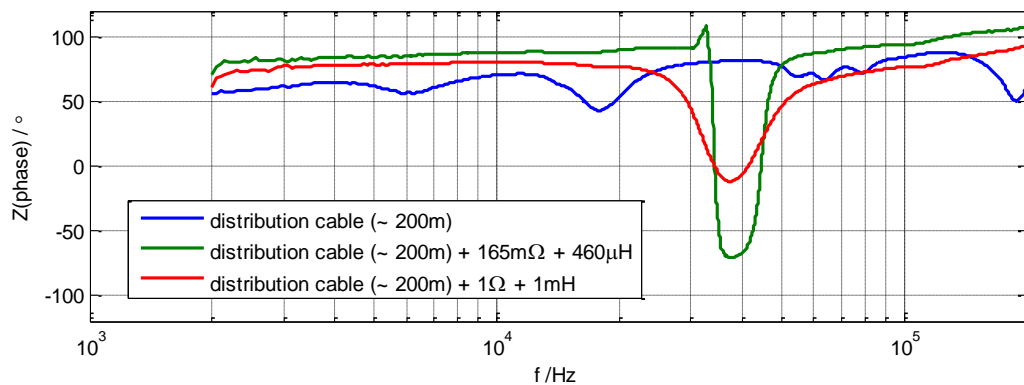


Fig. 47: Winkel der frequenzabhängigen Netzimpedanz bei Veränderung der Anschlussleitung am öffentlichen Versorgungsnetz ohne Last

Bereits mit der Zuschaltung des Wechselrichters an das öffentliche Versorgungsnetz werden mehrere Resonanzen ausgeprägter sichtbar oder entstehen neu (Fig. 47, blaue Kurve). Wird nun die Leitungslänge erweitert, respektive ein Widerstand von 1 Ohm und eine Spule mit 1 mH dem WR vorgeschaltet, verschiebt sich die erste Resonanzstelle von rund 3.8 kHz zu rund 5.5 kHz (roter Pfeil links). Zudem ist die Schaltfrequenz bei 16 kHz nun sehr ausgeprägt in der Impedanzmessung zu sehen (orange Markierung). Was nun aber grossen Einfluss auf das Netzverbundverhalten hat, ist die Tatsache, dass die Impedanz ab rund 30 kHz kapazitiv wird (rote Markierung). Dies kann zur Folge haben, dass eine Filterwirkung auf die Signale > 30 kHz entsteht, denn eine Kapazität parallel zur Quelle wirkt wie eine Senke.

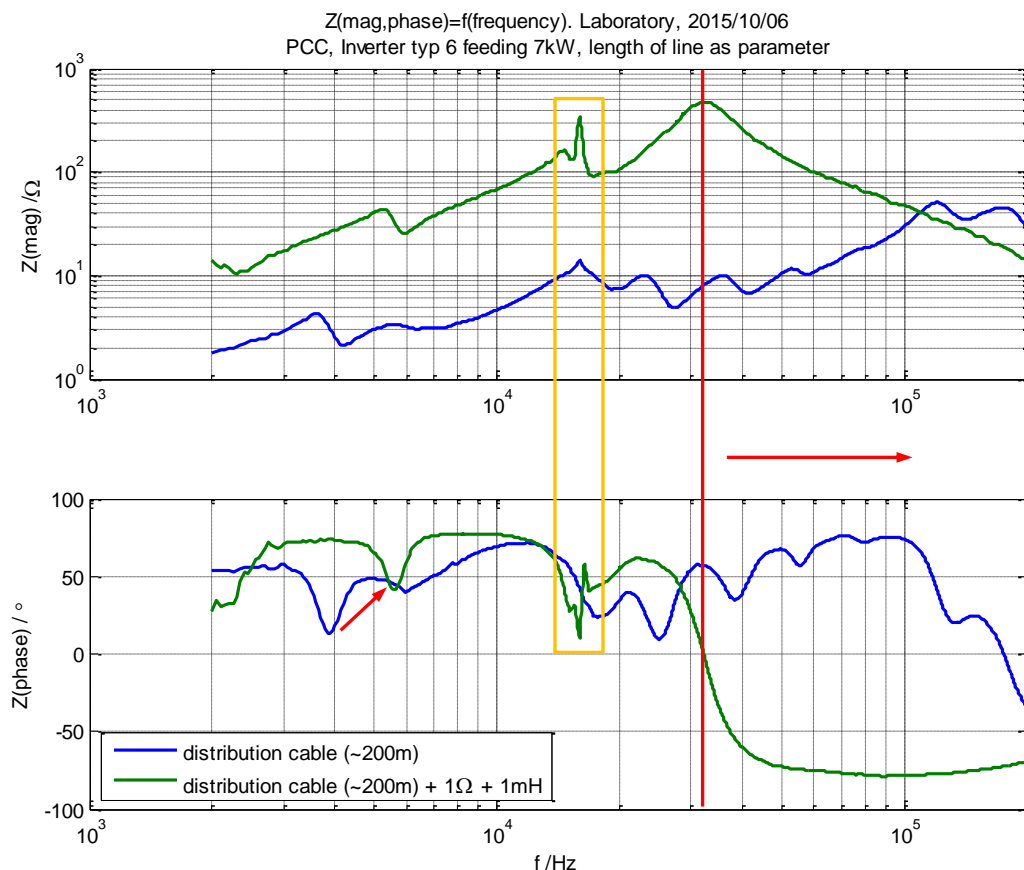


Fig. 48: Winkel und Amplitude der frequenzabhängigen Netzimpedanz bei Veränderung der Anschlussleitung eines Wechselrichters am öffentlichen Versorgungsnetz

## 5.4.2 Messung im Industriegebiet #2

Im Industrienetz #2 sind zwei verschiedene Untersuchungsschwerpunkte betrachtet worden. Es wurden zwei Messungen durchgeführt, da die Netztopologie verändert wurde. Die Resultate der zweiten Messung sind wie in Fig. 49 dargestellt verwendet worden.

Szenario	Messpunkt	Phase	Untersuchungsschwerpunkt
1	PCC PV PCC weak	$L_1$ -N	Vergleichbarkeit der Netzimpedanz an einem von der TS entfernten Messpunkt (PCC weak) und einem nahe liegenden Messpunkt (PCC PV).
2	PCC PV	$L_1$ -N	Einfluss verschiedener Inverter auf die Netzimpedanz.

Fig. 49: Beschreibung der Untersuchungsschwerpunkte anhand der zweiten Messung im Industriegebiet #2

In Fig. 50 wurde die frequenzabhängige Netzimpedanz am Messpunkt PCC PV (nahe an der TS) derjenigen am Messpunkt PCC weak (weit entfernt von der TS) gegenübergestellt. Die Netzimpedanz zwischen 0 und 500 Hz wurde nur am PCC PV gemessen. Die Messungen konnten zudem nicht zeitgleich getätigt werden. Es ist zu sehen, dass zwischen 12 und 130 kHz vier Resonanzstellen vorhanden sind, welche am PCC weak ausgeprägt erkennbar sind (Markierungen ① bis ④). Wenn man den Winkel betrachtet, ist zu erkennen, dass die Resonanzstellen bereits am PCC PV angedeutet werden (rote Pfeile).

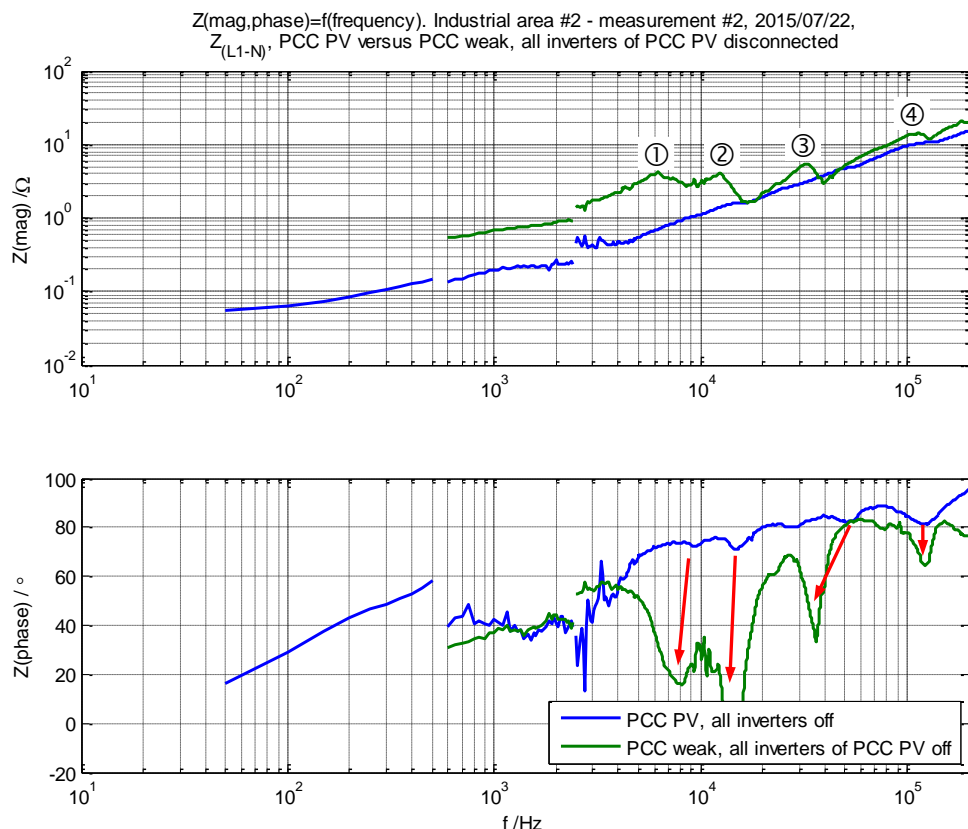


Fig. 50: Winkel und Amplitude der frequenzabhängigen Netzimpedanz bei einem Punkt nahe der TS und bei einem von der TS entfernten Punkt

In Fig. 51 sind die Messungen gegenübergestellt, bei welchen am selben Anschlusspunkt Wechselrichter verschiedener Anzahl und unterschiedlichen Typs zusammengeschaltet wurden. Der Einfluss der Wechselrichter zeigt sich am besten im Verlauf des Winkels. In der logarithmischen Darstellung zeigt die Amplitude ein lineares, induktives Verhalten. Im Winkel ist zu erkennen, dass je nach Anzahl und Typ der Wechselrichter eine Verschiebung der Resonanzstellen entsteht. Bei 8 und 16 kHz (rote Pfeile) ist jeweils die Schaltfrequenz (16 kHz) und die Regler-Durchlaufzeit (8 kHz) der Wechselrichter 7 bis 9 erkennbar.

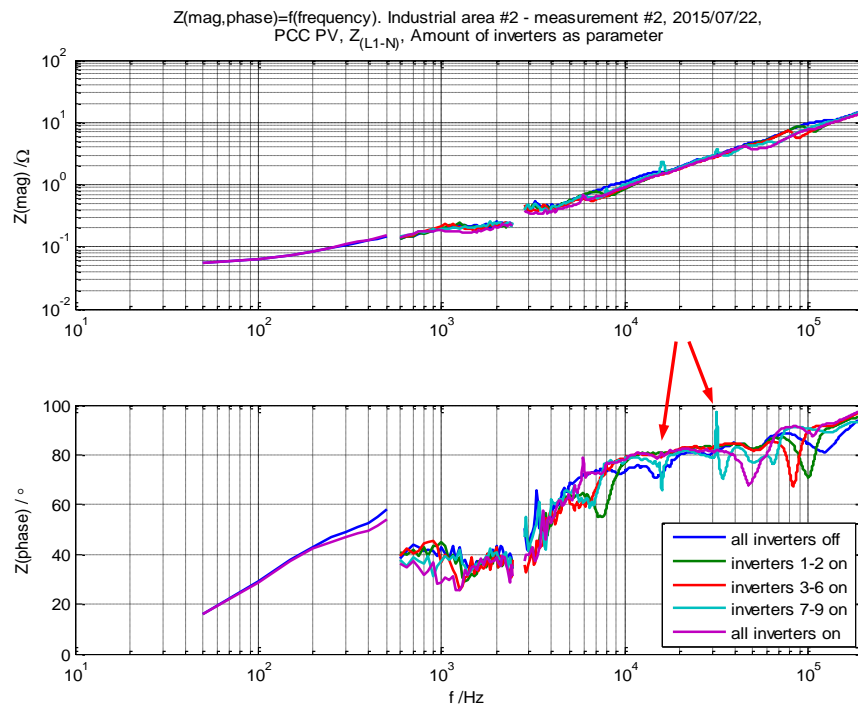


Fig. 51: Winkel und Amplitude der frequenzabhängigen Netzimpedanz am AP PVA mit verschiedenen zugeschalteten WR

### 5.4.3 Messungen im ländlichen Gebiet mit Einzelstrangregler

In Fig. 52 ist die Netzanordnung der Messung im ländlichen Netz zu sehen. Es sind zwei mittelgrosse PVA installiert. Diese sind über einen Einzelstrangregler mit dem vorgelagerten Netz verbunden. Die Aufgabe des ESR ist die Spannungshaltung vor Ort. Das Ziel der Netzimpedanz-Messung ist es, den Einfluss des ESR im Zusammenspiel mit den PVA zu untersuchen. Auf die frequenzabhängige Netzimpedanz hat der ESR einen starken Einfluss (bei 400 Hz und 2.5 kHz, siehe Fig. 53). Hier wird nicht nur die Amplitude verändert, sondern auch der Winkel dreht und die Netzimpedanz wird kapazitiv. Der Betrieb der WR war zu diesem Zeitpunkt nicht mehr stabil (Kapitel 7.2). Es fällt auf, dass die Schaltfrequenz der Wechselrichter bei 16 kHz ausgeprägt sichtbar ist.

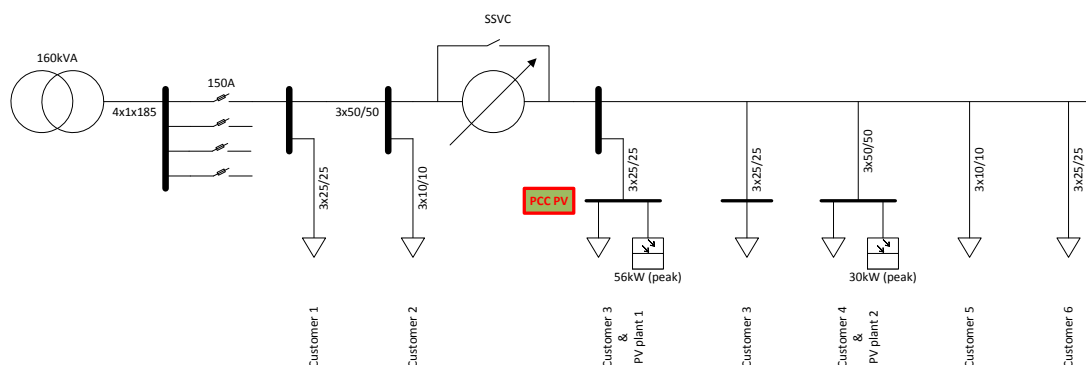


Fig. 52: Schema der Anordnung im ländlichen Netzgebiet (PCC PV ist die Netzimpedanzmessstelle)

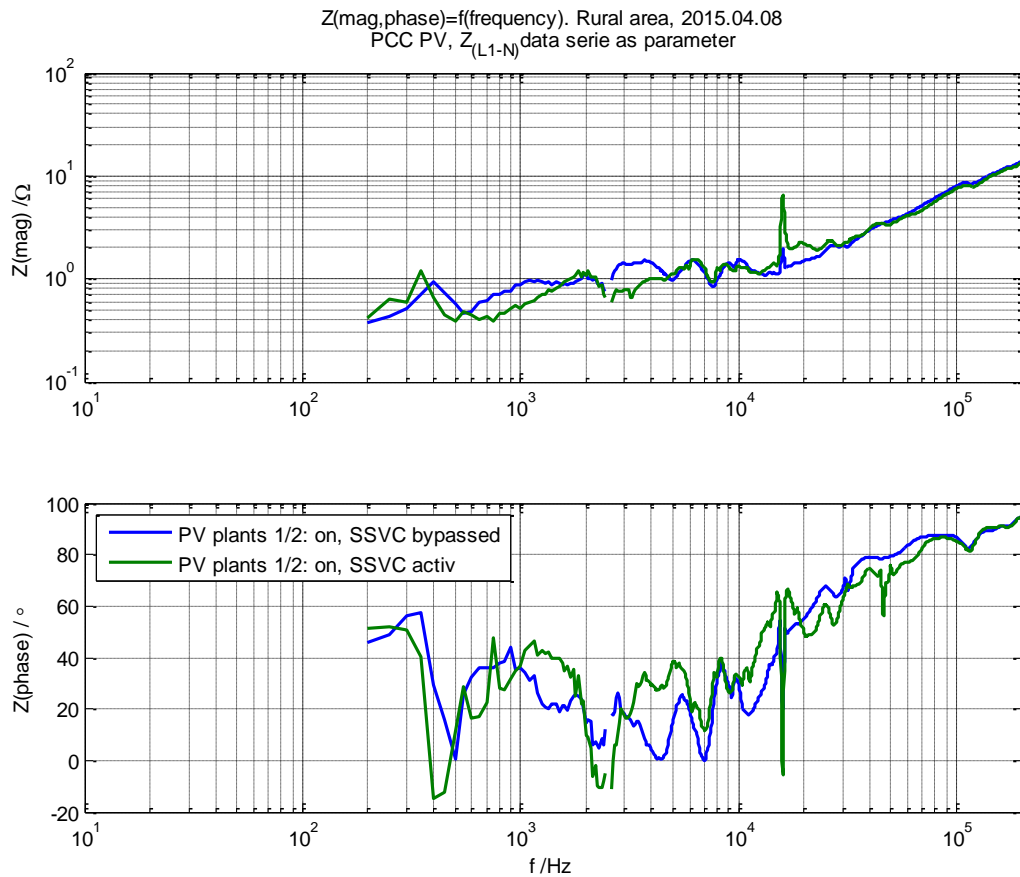


Fig. 53: Winkel und Amplitude der frequenzabhängigen Netzimpedanz mit und ohne ESR im ländlichen Gebiet

#### 5.4.4 Zwischenfazit: Netzimpedanzmessung bis 150 kHz

Im Frequenzbereich bis 150 kHz ist ersichtlich geworden, dass einerseits die Anzahl und Typen der Wechselrichter einen Einfluss auf die Netzimpedanz haben und andererseits die Schalt- und Durchlauffrequenzen jener Regelkreise messbar sind. Wird eine hohe ohmsch-induktive Längsimpedanz vorgeschaltet oder die Anzahl paralleler Wechselrichter erhöht, kann es dazu kommen, dass die Netzimpedanz in der Summe ohmsch-kapazitiv wird. Dann ist damit zu rechnen, dass Filterwirkungen auf Signale im entsprechenden Frequenzbereich entstehen können. Dies könnte sich auf Signale, die dem Grundschwingungssignal überlagert werden, negativ auswirken.

## 6 Subharmonische Schwingungen

### 6.1 Messgrundlagen

In [5] ist erklärt, wie subharmonische Schwingungen entstehen, wie sie gemessen und in bestimmte Gruppen eingeteilt werden können. Im Rahmen der Messungen im WP2 waren jeweils zwei DA-Box 2000-Messgeräte im Einsatz. Damit ist ein Überblick geschaffen worden, um zu sehen, welche Frequenzen im Bereich unter 50 Hz im Niederspannungsnetz in welcher Ausprägung zu messen sind. Dabei ist vor allem die Individualität der einzelnen Messresultate aufgefallen. Messungen, welche an verschiedenen NS-Netzen im gleichen MS-Netzen getätigt wurden, weisen dieselben Modenmuster auf. Werden jedoch die Netze zweier Netzbetreiber verglichen, sind diese meist komplett anders. Als Beispiel hierfür ist in Fig. 54 eine Messung zu sehen, bei welcher verschiedene Moden im Bereich 15 bis 50 Hz zu messen sind, wobei keine in Korrelation mit den Anlagen im NS-Netz steht. Es wird vermutet, dass die Moden bei 33.33 Hz und bei 16.67 Hz mit dem Bahnnetz in Verbindung stehen.

Dieses Modenmuster (Fingerabdruck des Netzes) ist an einem zweiten Messpunkt (Fig. 55) komplett anders. Hier ist ausschliesslich eine Mode sichtbar, die verschiedene Stufen in der Frequenz einnehmen kann. Die Frequenz dieser Mode steigt oder sinkt innert rund 10 min von 3.5 Hz auf 7 Hz (2). Besteht eine Änderung der Frequenz auf 6 Hz, scheint das verursachende System etwas schlechter gedämpft zu sein (1). Es besteht auch hier keine Korrelation zu den gemessenen Anlagen.

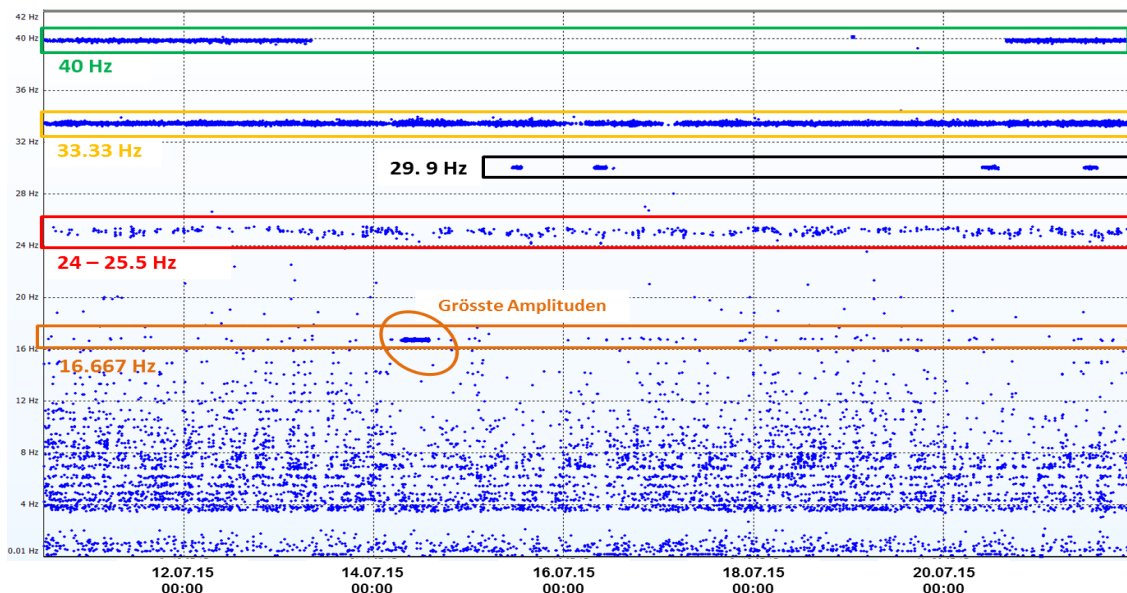


Fig. 54: Moden < 50 Hz am Anschlusspunkt PVA im Industriegebiet #2

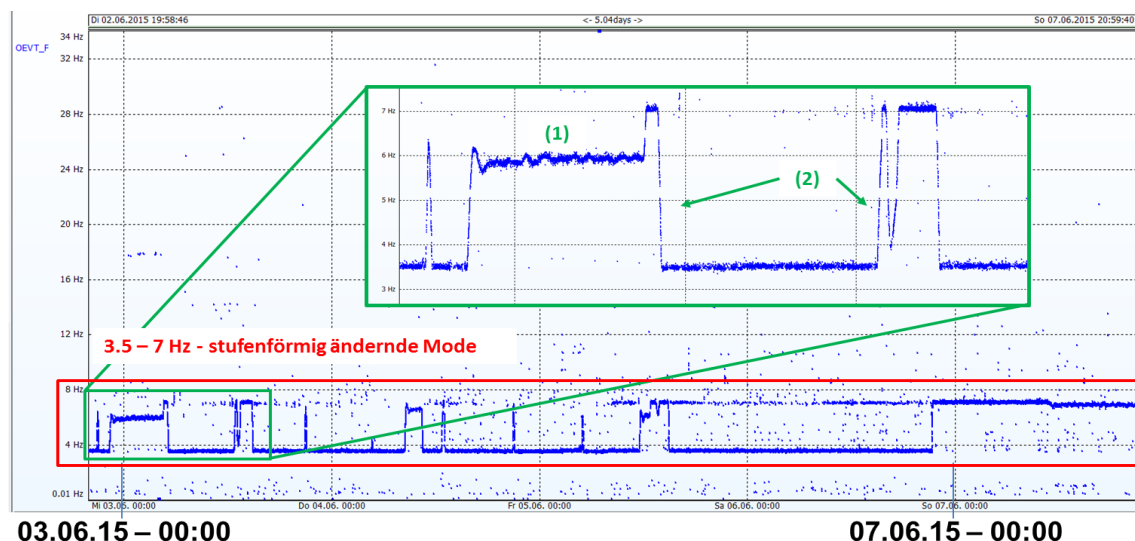


Fig. 55: Moden < 50 Hz am Anschlusspunkt PVA im Industriegebiet #1

### 6.1.1 Grossanlagen auf übergeordneten Netzebenen

Die Messungen haben jedoch gezeigt, dass bei der Berücksichtigung der übergeordneten Netzebenen (NE 3 und 5) eine Verbindung zwischen den subharmonischen Oszillationen und bestimmten Anlagen erkannt werden kann. Wird zum Beispiel eine Windenergieanlage betrachtet (Fig. 56), sind Oszillationen  $>10$  Hz und eine Mode bei rund 6 Hz nur messbar, wenn der Windpark über 1 MW produziert. Des Weiteren konnte festgestellt werden, dass beim Betrieb eines Stahlwerkes (Fig. 147 im Anhang) nicht nur Flicker und Spannungsunsymmetrie, sondern auch das Vorkommen der subharmonischen Oszillationen erhöht wird.

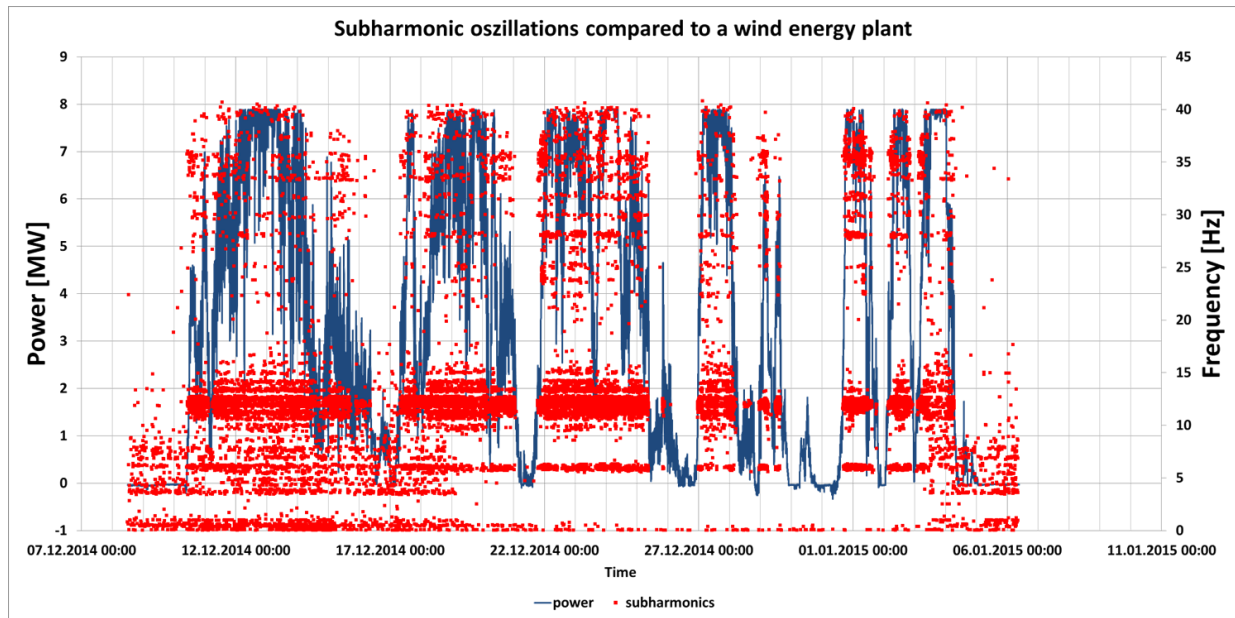


Fig. 56: Moden  $< 50$  Hz im Vergleich zum Leistungsverlauf am Anschlusspunkt eines Windparks

### 6.1.2 Moden in Zusammenhang mit dem Bahnnetz

Es konnte festgestellt werden, dass Moden mit der Frequenz von 33.33 Hz oder 16.67 Hz, die im Zusammenhang mit dem Betrieb eines Bahnstromumrichters stehen, im öffentlichen Stromversorgungsnetz messbar sind (Fig. 57). In Fig. 57 sind nur die Schwingungen mit einer Amplitude  $>0.1$  % dargestellt. Dabei ist zu sehen, dass die Mode mit 33.33 Hz (2) beinahe durchgehend messbar ist, wobei die Mode mit 16.67 Hz (1) nur bei Leistungsbezug des Umrichters messbar ist. Dies lässt die Vermutung zu, dass die Mode bei 16.67 Hz als eine Leistungsmodulation nach [5] im 50 Hz-Netz messbar ist und die Mode bei 33.33 Hz systembedingt entsteht.

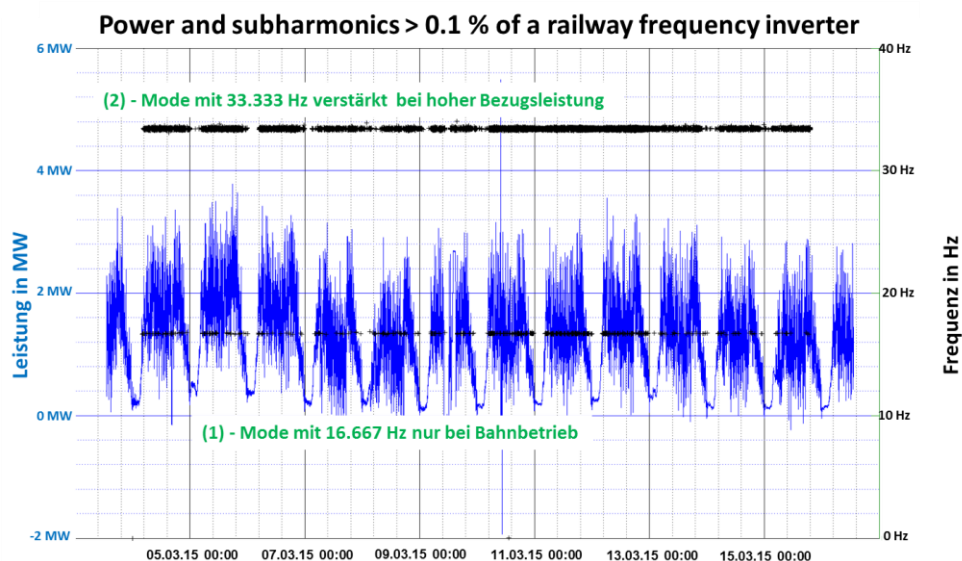


Fig. 57: Moden  $< 50$  Hz im Vergleich zum Leistungsverlauf am Anschlusspunkt eines Bahnstromumrichters auf der NE 3



### 6.1.3 Moden im Zusammenhang mit geregelten Anlagen im Niederspannungsnetz

Im Niederspannungsnetz konnten nur ausgeprägte Moden gemessen werden, wenn eine Anlage mit hoher Leistung einen Regelvorgang tätigt. Wird eine PVA mit 1 MWp auf 10 % ihrer Nennleistung begrenzt, entsteht eine Mode mit rund 11 Hz (Fig. 148 im Anhang). Beim Betrieb eines grösseren Batteriespeichers wird unabhängig vom Betriebspunkt eine Mode mit 25 Hz messbar (Fig. 58).

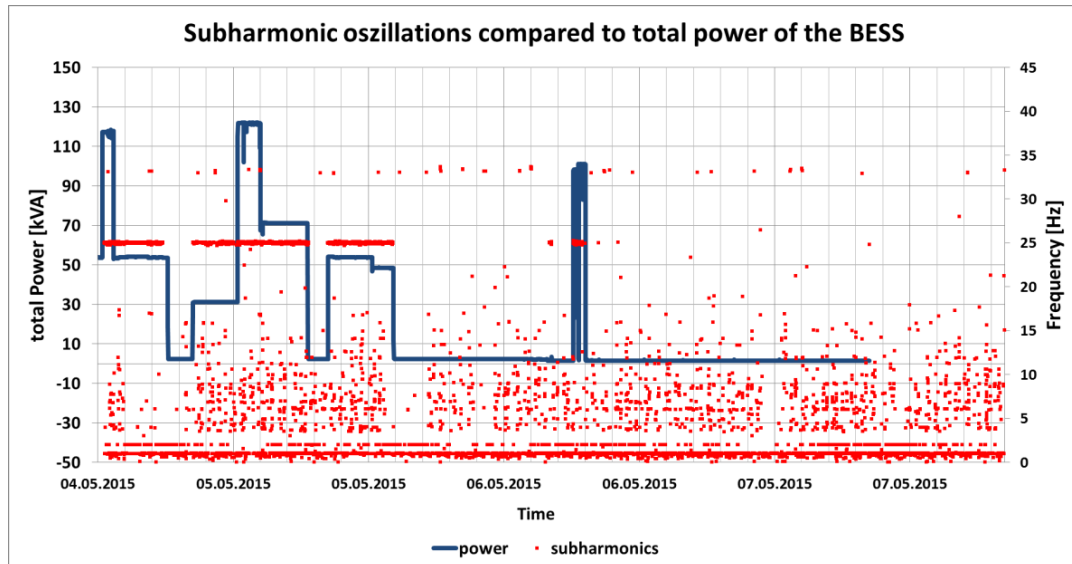


Fig. 58: Moden < 50 Hz in einem städtischen Gebiet am Anschlusspunkt eines Batteriespeichersystems

### 6.1.4 Subharmonische Schwingung in einem instabilen Inselnetz

Im Rahmen von Swinging Grids wurde ein Inselnetzversuch eines Wasserkraftwerks mit einem grösseren Frequenzumrichter messtechnisch unterstützt. Dabei entstand bei gewissen Arbeitspunkten des Umrichters ein instabiles Verhalten, welches zum auseinanderfallen der Insel geführt hat. Es wurden subharmonische Oszillationen der Spannung, welche eine Amplitude von über 10 % erreichten, an verschiedenen Messpunkten detektiert (Fig. 59). Diese subharmonische Überlagerung auf der Grundschnungsspannung hat zur Folge, dass an anderen Punkten im Netz grosse Maximalwerte erreicht werden. Diese Maximalwerte lösen bei parallel betriebenen Geräten den Überspannungsschutz aus. Dies führt schlussendlich zu einer Auftrennung des Inselnetzbetriebs.

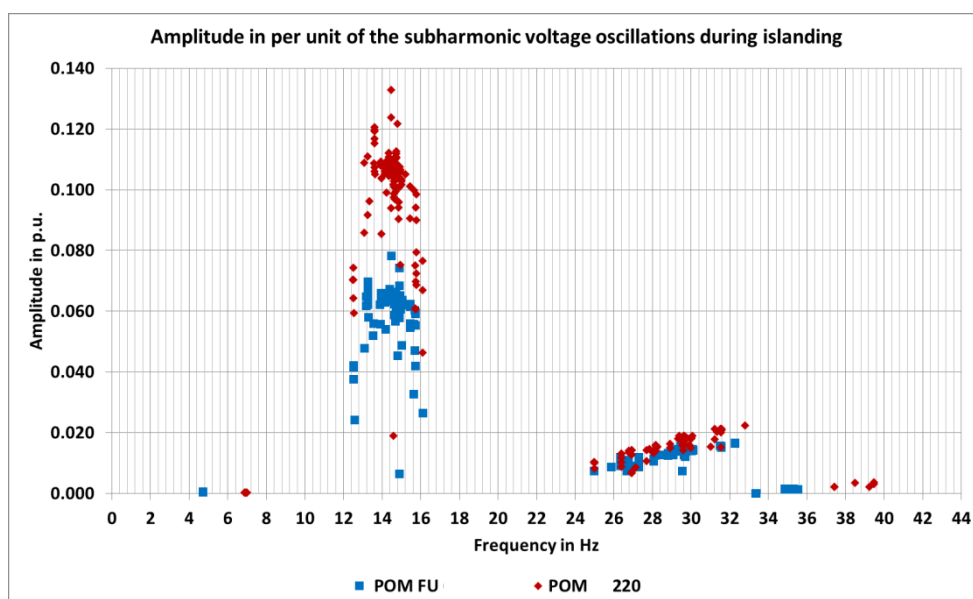


Fig. 59: Amplituden der subharmonischen Schwingungen bei instabilem Inselnetzbetrieb

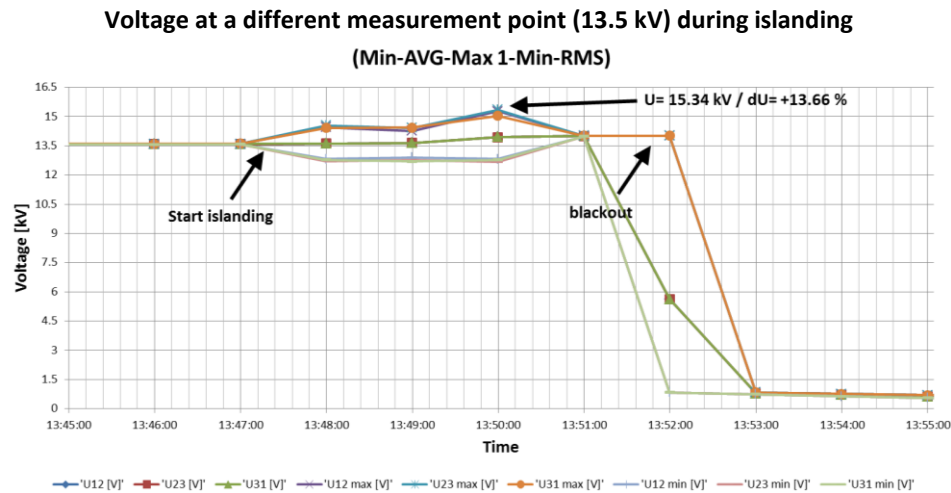


Fig. 60: Min-Avg-Max-Spannung an einem entfernten Punkt mit einer Nennspannung von 13.5 kV

### 6.1.5 Systemrelevante Amplituden

Treten subharmonische Schwingungen mit einer Amplitude  $> 0.1 \%$  ( $> 0.001$  per unit) auf, sind diese als systemrelevant zu betrachten. Sind bei den Untersuchungen Schwingungen mit systemrelevanter Amplitude zu erkennen, untersucht man in einem zweiten Schritt die Charakteristik der Schwingungen. Das heisst, es wird überprüft, ob eine Schwingung auf- oder abklingend ist, sowie ob sie durch einen Event einmalig oder regelmässig entstanden ist.

In den Messungen sind Oszillationen mit systemrelevanten Amplituden gemessen worden. Die meisten sind nach Schaltungen oder in schwach angebundenen Netzen aufgetreten. Bis auf einen Fall (Kapitel 6.1.4), bei dem Amplituden der subharmonischen Oszillationen  $> 10 \%$  gemessen worden sind, wurden keine Rückwirkungen auf andere Anlagen erkannt.

## 6.2 Zwischenfazit: Subharmonische Schwingungen

Mit den Messungen der subharmonischen Schwingungen konnte ein Überblick gegeben werden, was im Niederspannungsnetz zum aktuellen Zeitpunkt zu messen ist. Es hat sich gezeigt, dass die meisten messbaren Moden mit Anlagen auf den NE 3 und 5 zusammenhängen und im Niederspannungsnetz nur bei leistungsgeregelten Anlagen mit einer höheren Leistung Oszillationen messbar sind. Die messbaren subharmonischen Schwingungen haben im Normalfall auch bei Amplituden von bis zu  $1 \%$  keine merklichen Rückwirkungen.



## 7 Netzspezifische Erkenntnisse

### 7.1 Reaktion eines Umrichters auf die Veränderung der Versorgungsleitung

Ein Umrichter, welcher für die Versorgung vom Bahnnetz verwendet wird, zeigte während einer Umschaltung im Hochspannungsnetz eine Veränderung im Stromspektrum. Der Umrichter, welcher direkt am HS-Netz angeschlossen ist, wurde während der Umschaltung über eine lange Leitung versorgt. Erkennbar wird die Umschaltung an einer erhöhten Spannungsunsymmetrie, womit eine exakte Aufteilung in den Normalbetrieb und den Betrieb über die lange Leitung möglich wird (Fig. 61).

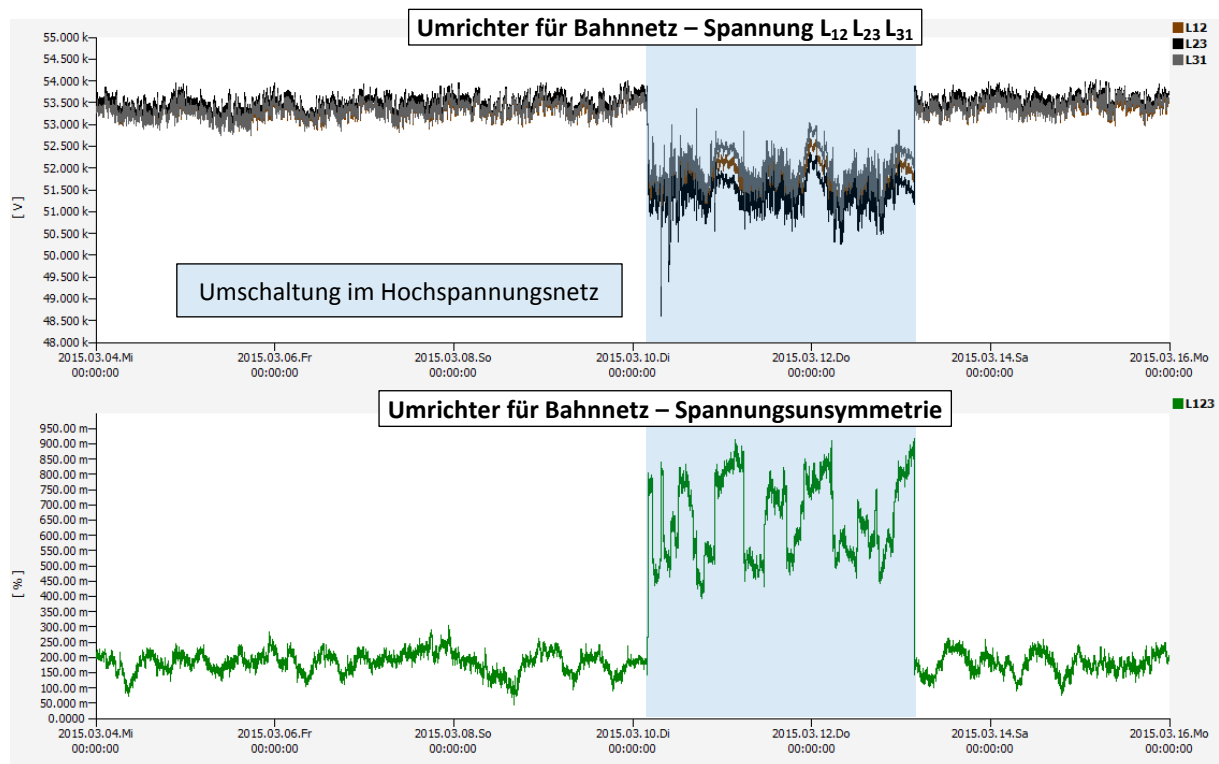


Fig. 61: Umschaltung im Hochspannungsnetz auf den Betrieb mit einer langen Leitung und die Reaktion der Spannungsunsymmetrie

In Fig. 63 ist das Stromspektrum für vier Betriebszustände erkennbar. Es wird zwischen dem Normalbetrieb und dem Betrieb über eine lange HS-Leitung, sowie zwischen dem Betrieb durch die Nacht und tagsüber unterschieden. Zwischen dem Betrieb durch die Nacht und jenem tagsüber ist jeweils keine grosse Veränderung erkennbar, obwohl der Umrichter durch die Nacht nicht belastet wurde. Das heisst, die Verzerrung des Umrichters ist unabhängig von der Belastung, beziehungsweise der Tageszeit.

Interessant ist die Veränderung im Stromspektrum bei Betrieb mit der langen HS-Leitung gegenüber dem Normalbetrieb. Es findet eine Verlagerung der stromharmonischen Schwingungen statt. Im Normalbetrieb sind die Amplituden der 11. und 13. Harmonischen hoch. Deren Anteil wird beim Betrieb über die lange HS-Leitung in den oberen Frequenzbereich verschoben. Ebenfalls reduziert wird die Amplitude der 3. und 7. stromharmonischen Schwingung. Im Betrieb über die lange HS-Leitung verfügen nun die Harmonischen 35, 37, 45, 47 und 49 über einen Anstieg in ihrer Amplitude. Die gesamtharmonische Verzerrung im Strom in Ampere von den vier Szenarien ist in Fig. 62 erkennbar. Die Verzerrung ist mit rund 3.8 A während der Umschaltung deutlich kleiner als dies im Normalbetrieb (5.9 bis 6.4 A) der Fall ist. Allerdings werden bei der Berechnung nur die Harmonischen bis zur 50. berücksichtigt, weshalb der THDi während der Umschaltung in der Realität möglicherweise höher ausfällt.

Netzkonfiguration	Tageszeit	THDi / A
Normalbetrieb	Nacht	5.85
	Tag	6.39
Umschaltung im HS-Netz	Nacht	3.78
	Tag	3.84

Fig. 62: THDi des Umrichters bei den vier Szenarien

In der folgenden Auflistung sind mögliche Ursachen für diese Verschiebung der Verzerrung in den oberen Frequenzbereich beschrieben. Die definitive Ursache ist unbekannt.

- Reaktion des Umrichters (Regler) auf die veränderte Spannung (Spektrum, Unsymmetrie)
- Reaktion des Umrichters auf eine Veränderung der Netzimpedanz

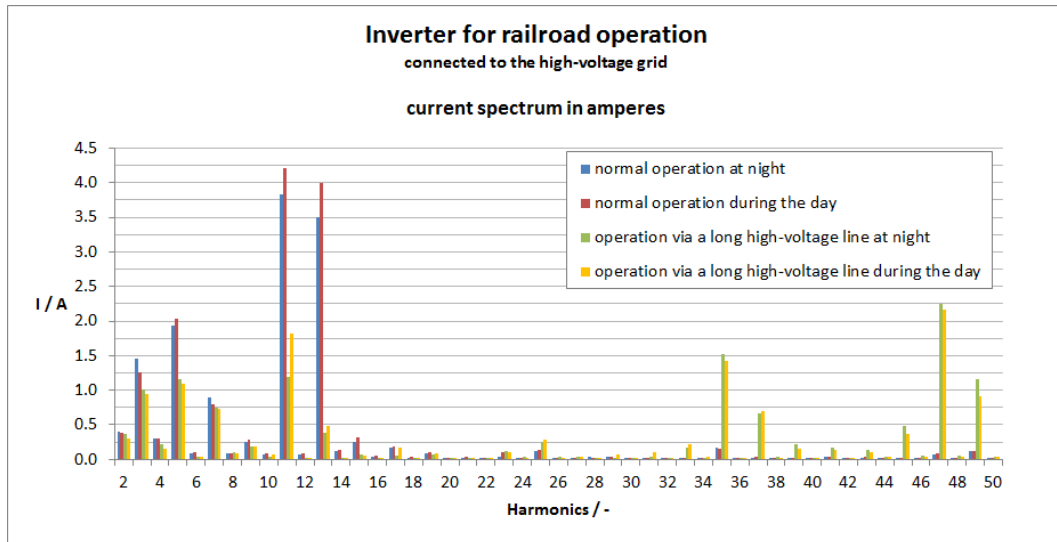


Fig. 63: Stromspektrum von einem Umrichter für den Bahnbetrieb im Normalbetrieb und beim Betrieb über eine lange HS-Leitung durch die Nacht und tagsüber

## 7.2 Instabiler Betrieb von Wechselrichtern nach Zuschaltung eines ESR

Beim Betrieb eines Einzelstrangreglers im ländlichen Gebiet wurde ein instabiles Verhalten der Wechselrichter festgestellt. Das Netz nach Fig. 64 enthält zwei mittelgrosse PVA welche mit dem vorgelagerten Netz je nach Betriebszustand über einen ESR verbunden sind. Im zeitlichen Verlauf zeigt die PV-Anlage 2 bereits im Normalbetrieb (ohne ESR) einen hohen Anteil an Stromharmonischen (Kapitel B.4.2). Im Gesamtstrom am Ausgang des ESR ist das nur schwach zu sehen (Fig. 65, untere Grafik). Wird nun der ESR zugeschaltet, wird der Strom einige Perioden danach sehr stark verzerrt. Dies ist auch in der Spannung sichtbar. Das geht so weit, bis sich die Wechselrichter vom Netz trennen. Die Produktion wird auf null reduziert. Die Ursache der Instabilität wird in WP3/WP4 untersucht und beschrieben.

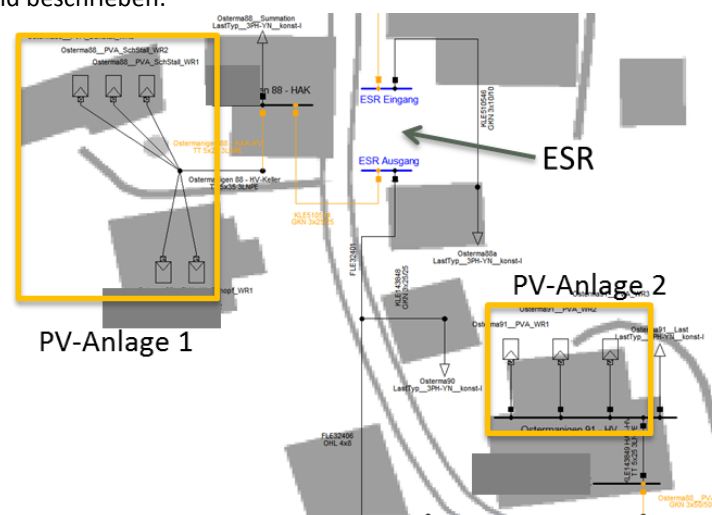


Fig. 64: Netzsituation des ländlichen Niederspannungsnetzes mit Einzelstrangregler

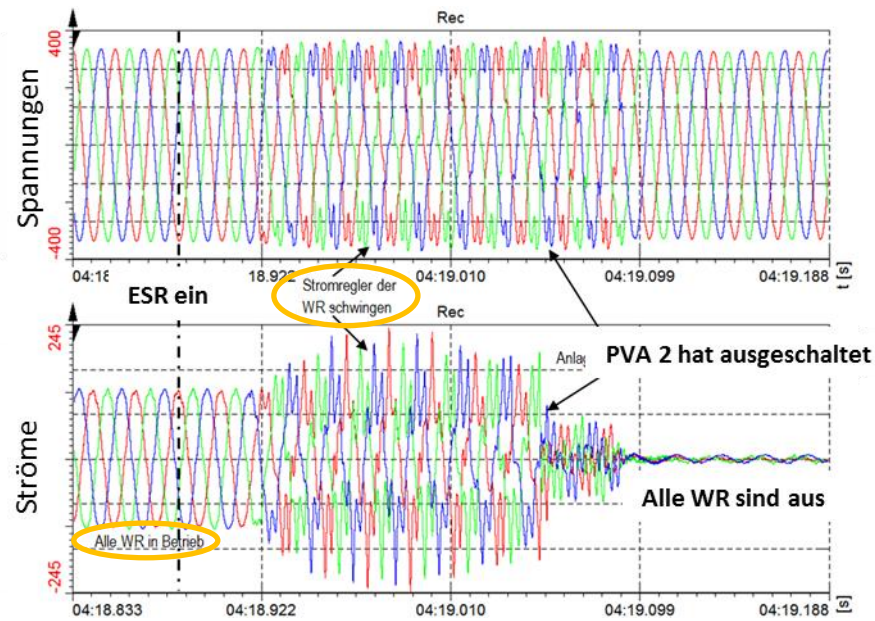


Fig. 65: Strom und Spannung am Ausgang des ESR bei der Zuschaltung des ESR

### 7.3 Instabilität bei grossem Umrichter im Inselnetzbetrieb

Zusätzlich zu den WP2-Messungen wurde zum Vergleich der Resultate eine Messung in einem Wasserkraftwerkspark durchgeführt. Es wurde ein Umrichter mit 100 MVA ausgemessen, welcher als regulierbare Last im Inselnetz betrieben wurde. Der Umrichter erzeugt bereits im Netzverbundbetrieb Stromharmonische (Fig. 66), die vor Ort in der Spannung (13.5 kV) messbar sind (Fig. 68, blau). Wechselt nun der Betrieb des FU in den Inselnetzbetrieb, erhöhen sich die Stromharmonischen ab der 26. zwischen den bereits vorhandenen Harmonischen im Netzverbundbetrieb (Fig. 67). Dies macht sich auch in der Spannung bemerkbar (Fig. 68, grüne Markierung). Im Bereich < 500 Hz erhöhen sich die Amplituden der Strom- und Spannungsharmonischen ebenfalls, vor allem auch die geraden Harmonischen (Fig. 68, rote Markierung). Dies ist verursacht durch eine Fehlinterpretation einer 15 Hz-Schwebung in Strom und Spannung (Kapitel 3.3.3).

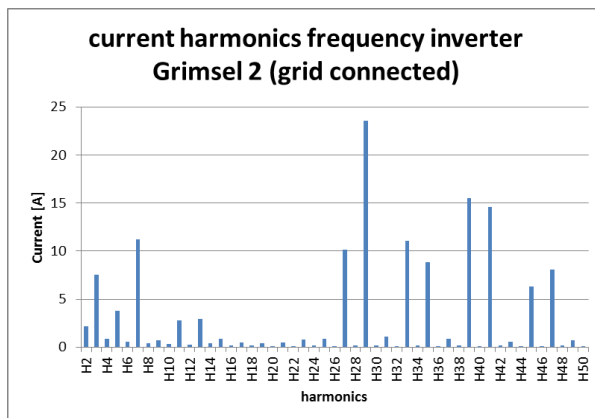


Fig. 66: Stromharmonische im Netzverbundbetrieb

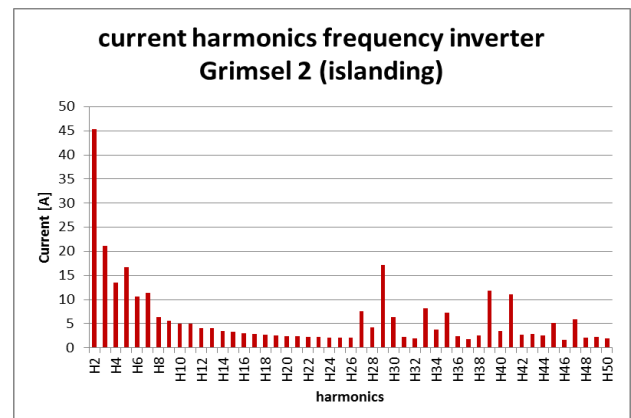


Fig. 67: Stromharmonische im Inselnetzbetrieb

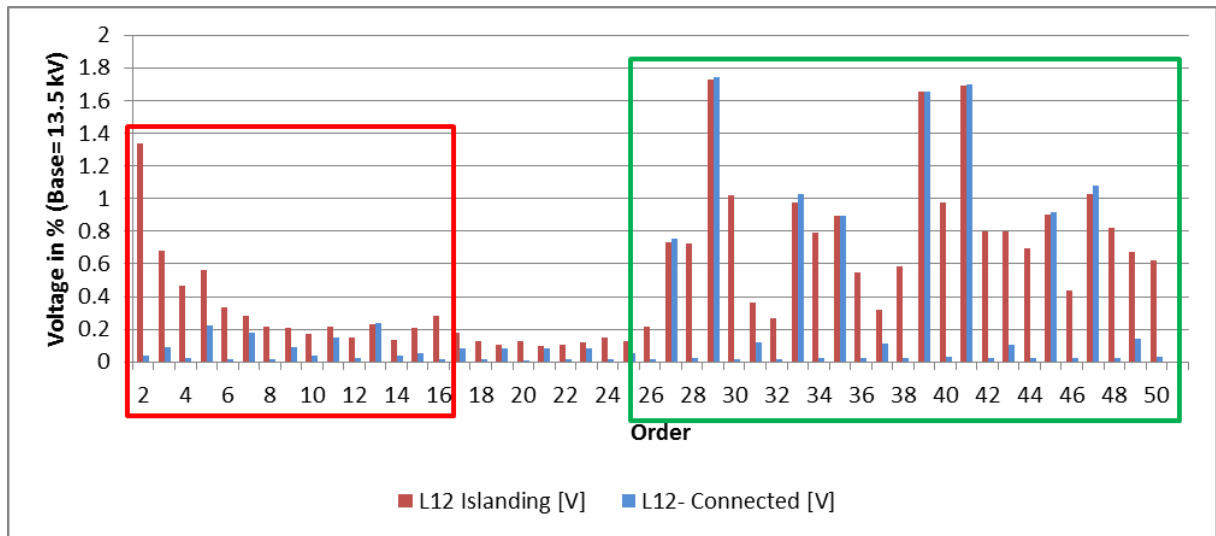


Fig. 68: Spannungsharmonische im Netzverbundbetrieb (blau) und im Inselnetzbetrieb (rot)

Betrachtet man den zeitlichen Verlauf von Strom und Spannung des FU in Fig. 69 (Momentanwert-Aufzeichnung), können diese in vier Sektoren aufgeteilt werden. Im blauen Rechteck ist zu sehen, dass Strom und Spannung verzerrt und mit einer Hüllkurve von rund 15 Hz umgeben sind. Dieses Verhalten beginnt mit der Umschaltung in den Inselnetzbetrieb. In der grünen Markierung ist erkennbar, dass der Frequenzumformer völlig aus dem Tritt fällt und die Stromkurvenform komplett instabil ist. Rot markiert ist der Zeitpunkt, als der Frequenzumformer ausgeschaltet wird und keinen Strom mehr bezieht. Im orange markierten Bereich wird die komplette Anlage vom Netz getrennt.

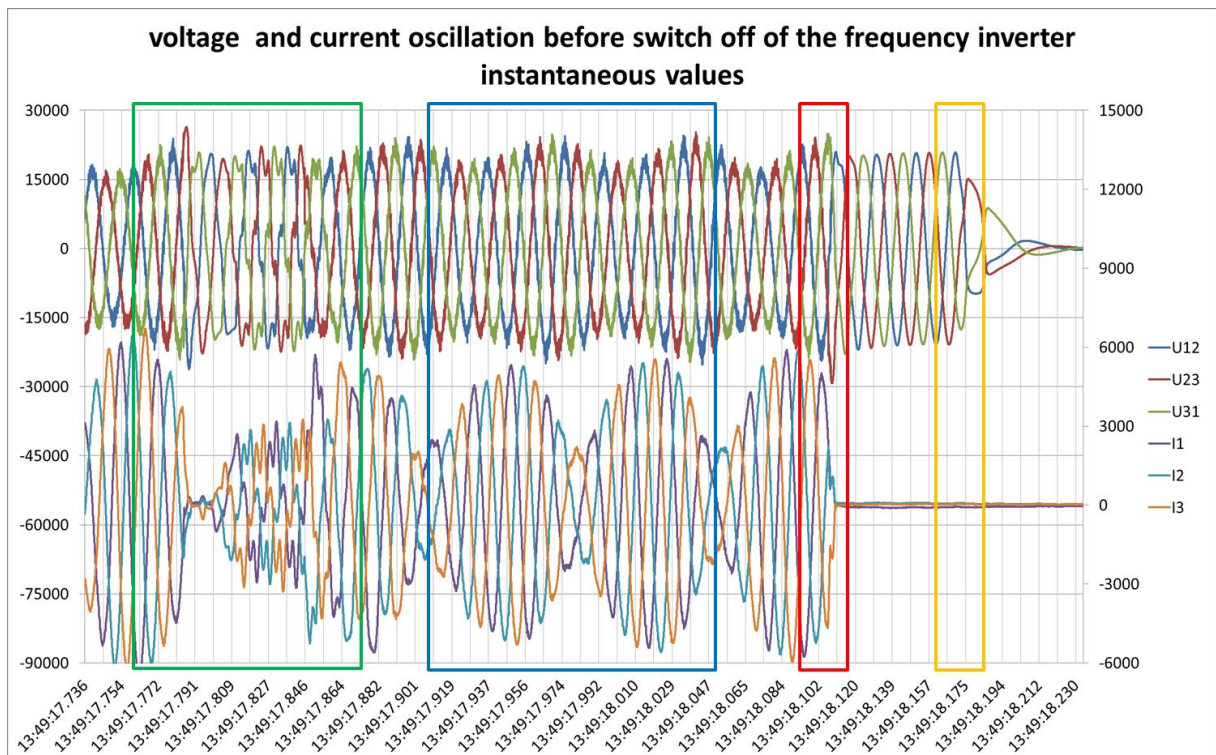


Fig. 69: Oszillationsaufzeichnung von Spannung und Strom des Frequenzumformers im Inselnetzbetrieb, bei Abschaltung und Netztrennung

## 7.4 Erhöhte Spannungsharmonische bei Ausschaltung des parallelen Transformators

Im Industrienetz #2 ist bei der ersten Messung Transformator 2 ausgeschaltet worden. Transformator 1 und 2 befinden sich normalerweise im Parallelbetrieb. Bei der Umschaltung ist ein starker Anstieg der Verzerrung entstanden (Fig. 70). Bei genauerer Betrachtung der Messwerte ist festgestellt worden, dass ausschliesslich die 3\*n. Spannungsharmonischen (3., 6., 9., 12., 15., etc.) eine Verdoppelung der Spannungsamplitude erfahren, wenn ein

Transformator ausgeschaltet wird. Diese Spannungsharmonischen sind durch den Neutralleiter und durch das/die Erdungskonzept/Sternpunktbehandlung des Transformators bestimmt. Die Stromharmonischen werden, durch die Schaltungsart der Transformatoren der NE 6 nicht in die übergeordnete Netzebene übertragen. Wird nun ein Transformator ausgeschaltet, verdoppelt sich die Netzimpedanz, was zur Folge hat, dass die Spannungsharmonischen auch verdoppelt werden. Dies führt dazu, dass Grenzwertverletzungen bei Spannungsharmonischen mit niedrigen Grenzwerten entstehen. Die  $3 \cdot n$ . Harmonischen addieren sich zudem im Neutralleiter und sind bei symmetrischem Vorkommen im Neutralleiter 3-mal grösser zu messen. Ist nun ein Netz von  $3 \cdot n$ . Stromharmonischen stark belastet, ist der  $THD_U$  auch absolut im Neutralleiter grösser als in den einzelnen Phasen (Fig. 71, rote Pfeile, betrieb von zwei Transformatoren parallel).

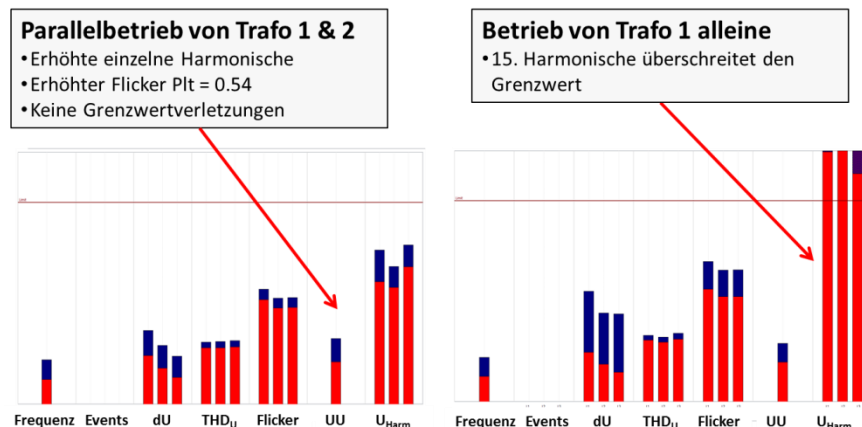


Fig. 70: Spannungsqualitätsauswertung über 7 Tage – links: Parallelbetrieb von Trafo 1 und 2, rechts: inkl. Ausschaltung von Trafo 2

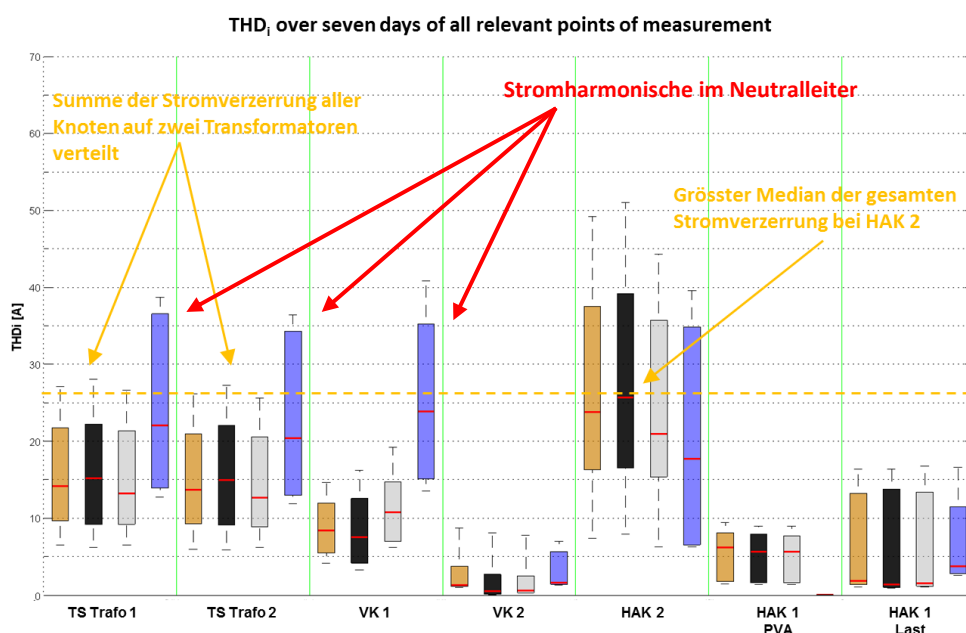


Fig. 71:  $THD_U$  (absolut) zeigt erhöhte Amplituden im Neutralleiter bei grosser Belastung mit  $3 \cdot n$ . Stromharmonischen

## 7.5 Zusammenschaltung verschiedener NS-Netze

Im Stadtnetz wurden während der Messung drei NS-Netze zusammenschaltet. Die Zusammenschaltung erfolgte bei der Verteilkabine 2 und bei der Trafostation 2 (Fig. 72, offene Trennstellen). Die TS 3 wurde nach rund fünf Stunden wieder von der TS 1 und 2 entkoppelt, da ein Batteriespeichersystem nicht einsatzfähig war, welches für die Spannungshaltung in der TS 3 eingesetzt werden sollte. Die Zusammenschaltung führt zu keinen Grenzwertverletzungen nach EN 50160. In der TS 3 sank der Spannungspegel auf bis zu 224.5 V ab und die Spannungsunsymmetrie verzeichnete einen Anstieg mit einem Maximum von 0.74 %. Die gesamtharmonische Verzerrung der Spannung verzeichnete vor allem in der Phase  $L_2$  eine grössere Erhöhung um 2.13 Prozentpunkte

(Fig. 73, oben). Dieser Anstieg ist im Wesentlichen durch die 3. Spannungsharmonische verursacht (Fig. 73, unten), welche mit einer ebenfalls hohen 3. Stromharmonischen korreliert. Die 3. Stromharmonische wird lokal durch eine Ansammlung an Verbrauchern einer Überbauung verursacht.

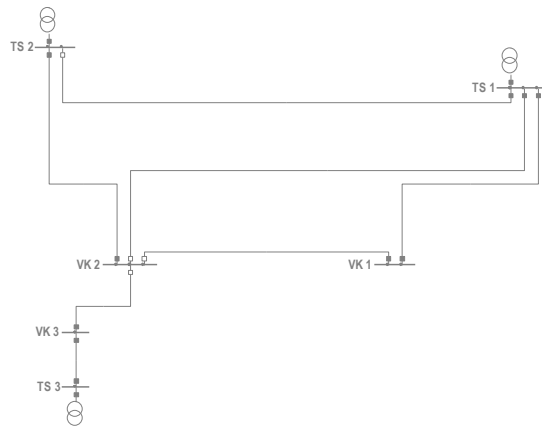


Fig. 72: Zusammenschaltung verschiedener NS-Netze im Stadtnetz

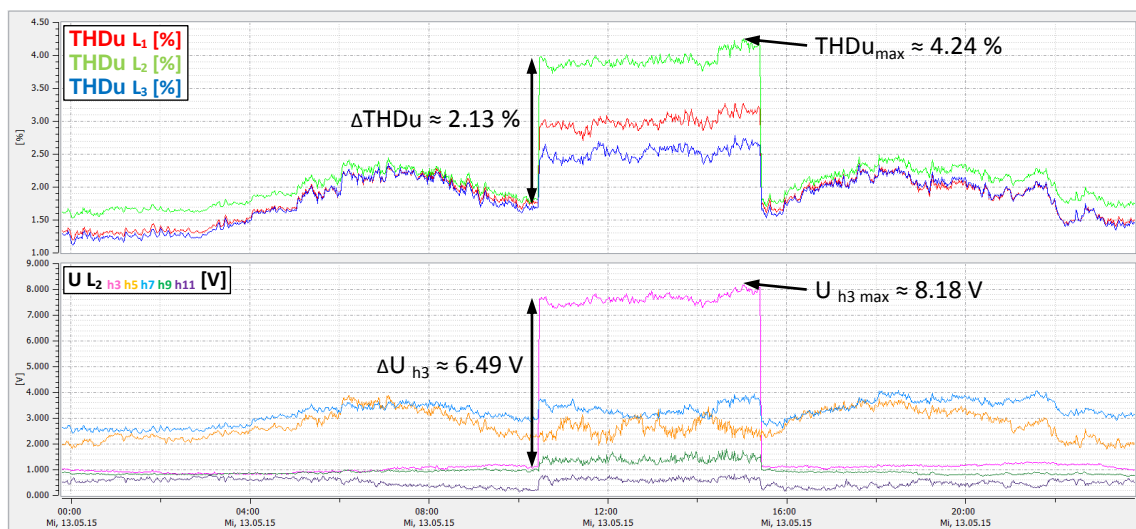


Fig. 73: Gesamtharmonische Verzerrung der Spannung (Phasen  $L_{123}$ ) im Vergleich mit der 3., 5., 7., 9. und 11. Spannungsharmonischen (Phase  $L_2$ ) in der TS 3

## 7.6 Reduktion der Spannungsharmonischen beim HAK eines Industriebetriebs

Wird die Spannungsverzerrung an verschiedenen Knoten mit der Verzerrung im Strom verglichen, ist der Knoten mit der grössten Verzerrung im Strom nicht unbedingt jener mit der grössten Spannungsverzerrung. Bei einer Messung im Industriegebiet #2 gemäss Fig. 74 konnte festgestellt werden, dass der  $THD_U$  (Fig. 75) des Anschlusspunktes mit der grössten Verzerrung im Strom (Fig. 71, → HAK 2) gegenüber den restlichen Knoten inklusive der Trafostation reduziert wird. Dabei werden nicht alle Schwingungen reduziert, sondern in diesem Fall nur die Spannungsharmonischen mit der Ordnung 5 und 7. Werden die Harmonischen mit der Ordnung 11 und 13 betrachtet, werden diese durch die Stromharmonischen des HAK 2 erhöht.



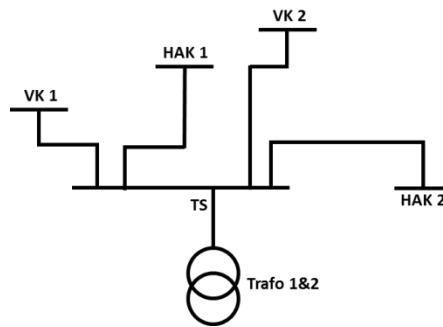


Fig. 74: Schema vom Industrienetz

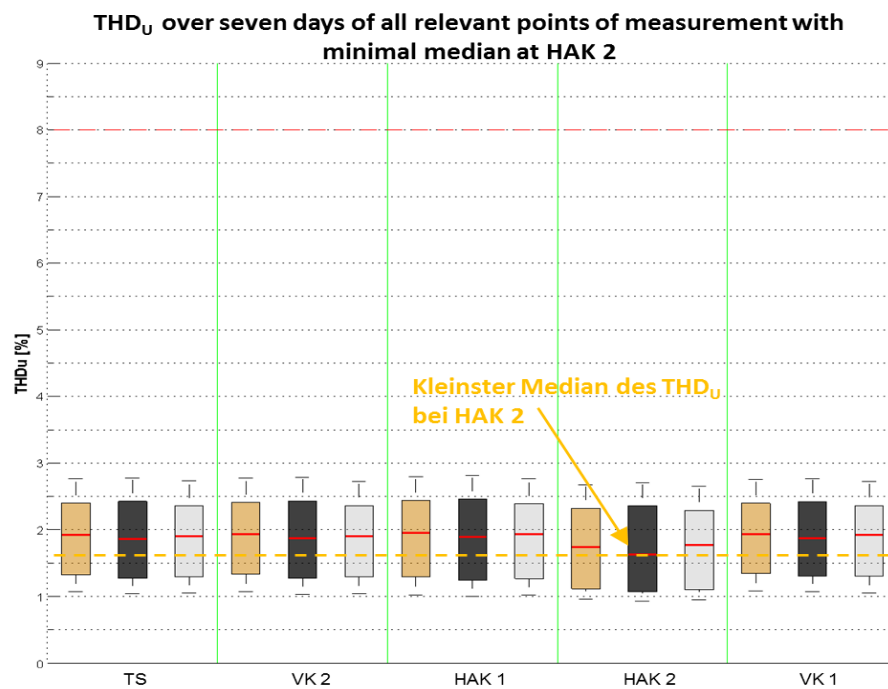


Fig. 75: THD<sub>U</sub> der Messpunkte eines Industrienetzes mit reduzierter Spannungsverzerrung am HAK 2

Normalerweise wird eine stromharmonische Schwingung von einem nicht-linearen Gerät ausgesendet. Über der Netzimpedanz erzeugt diese Stromharmonische eine Spannungsharmonische. Diese ist dann beim Gerät selber am höchsten, da die ideale Grundschwingungsquelle bei sich eine Spannungsharmonische von 0 V aufweist (Fig. 76). Im vorliegenden Fall ist es jedoch so, dass das angeschlossene Geräte bei Einschaltung einen harmonischen Strom bezieht welcher einen Spannungsabfall in entgegengesetzter Richtung provoziert und so die Spannungsharmonische am besagten Punkt gegenüber dem Netz reduziert (Fig. 77). Dies ist vermutlich das Verhalten eines passiven Elements.

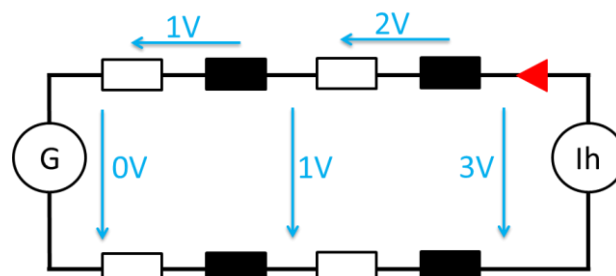


Fig. 76: Nicht-lineares Gerät als Stromharmonischen-Quelle mit grösstem Spannungsabfall beim Verursacher



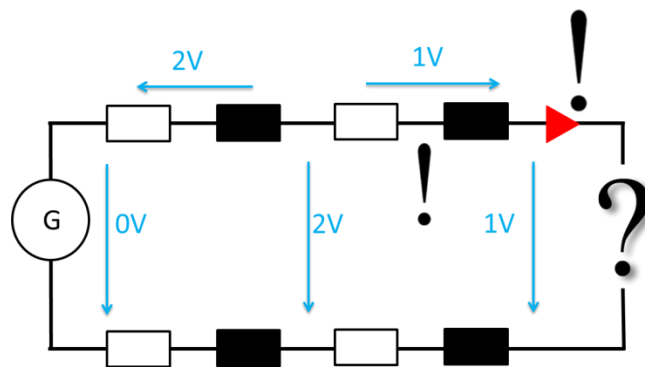


Fig. 77: Eine Anlage, welche eine Stromharmonische in Abhängigkeit der Spannung bezieht, reduziert die Spannungsharmonische

## 7.7 Beurteilung der Spannungsqualität in einem HS-Netz

Für die Beurteilung der Spannungsqualität in einem Hochspannungsnetz steht die Empfehlung der TR D-A-CH-CZ HS [11] zur Verfügung (Kapitel B.1). Grundsätzlich sind in [11] Planungspegel enthalten, welche als Empfehlung für den Netzbetreiber gedacht sind und diesen bei der Beurteilung der Qualität im HS-Netz unterstützen sollen. Die definitiven Pegel werden durch den Netzbetreiber selbst festgelegt.

Die vorliegende Auswertung erfolgte anhand einer Messung direkt im Hochspannungsnetz unter der Verwendung von Messwandlern. Die Auswertung erfolgt über sieben Tage, wobei die 95-%-Werte relevant sind. In den sieben Tagen ist ein Worst-Case-Szenario enthalten, welches durch eine erhöhte Spannungsunsymmetrie repräsentiert wird (Fig. 61). Diese erhöhte Unsymmetrie wird durch eine Umschaltung im HS-Netz verursacht. Die Gesamtauswertung der Spannungsqualität mit dem Vergleich der gemessenen Größen und den Planungspegeln ist in Fig. 78 erkennbar. Die Planungspegel (rote Markierung) werden durch die gesamtharmonische Verzerrung der Spannung ( $THDu$ ) in der Phase  $L_1$  leicht überschritten. In Fig. 112 im Anhang sind zusätzlich die numerischen Werte enthalten.

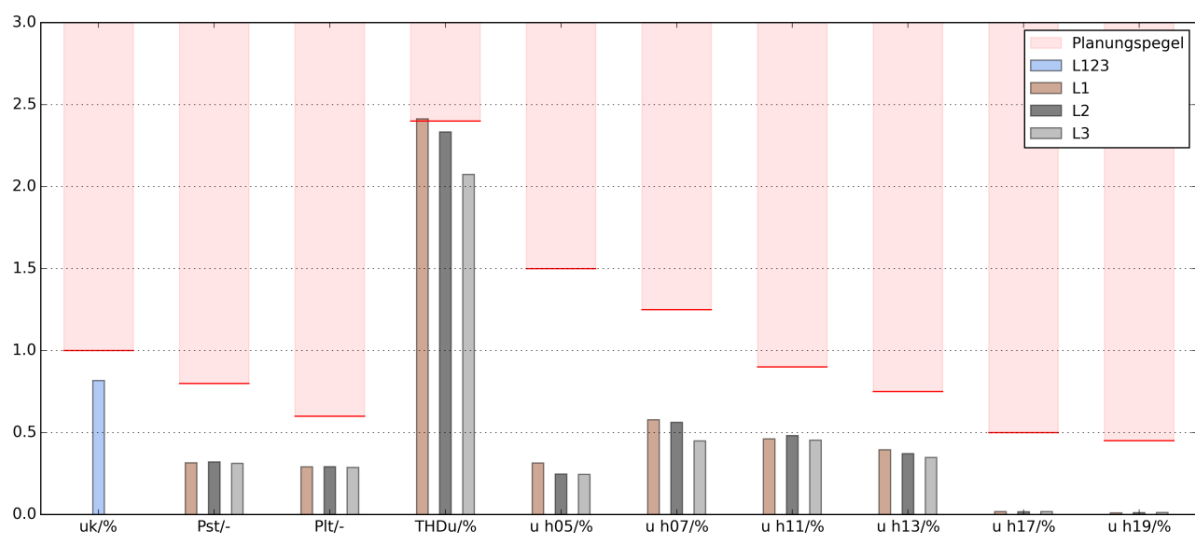


Fig. 78: Gesamtauswertung in einem HS-Netz über sieben Tage mit dem Vergleich der gemessenen Größen und den Planungspegeln nach [12]

Trotz der Überschreitung der Planungspegel im HS-Netz werden im NS-Netz keine Grenzwertüberschreitungen verzeichnet. Der 95-%-Wert der Spannungsunsymmetrie aus der Messung beträgt 0.82 % und liegt unterhalb des Planungspegels von 1 %. Im NS-Netz wird eine Spannungsunsymmetrie von maximal 1 % verzeichnet, wobei diese deutlich unterhalb des Grenzwerts von 2 % nach EN 50160 liegt. Im vorliegenden Fall wurde also kein kritischer Wert der Unsymmetrie im NS-Netz erreicht, obschon im HS-Netz eine gewisse Nähe zum Planungspegel erkennbar ist.

## 7.8 Zwischenfazit: Spezielle PQ-Ereignisse

Die Messungen haben gezeigt, dass eine Veränderung der Netzkonfiguration und die damit folgende Veränderung der Netzimpedanz einen Einfluss auf die Stromregelung eines Frequenzumrichters oder Wechselrichters haben. Wird die Netzimpedanz erhöht, kann dies von einer Veränderung der Stromharmonischen bis hin zu einem instabilen Betrieb des Umrichters führen. Durch den Aufbau der im Niederspannungsnetz installierten Anlagen können die Spannungsharmonischen auch reduziert werden.

## 8 Schlussfolgerungen und Ausblick

Mit dem Abschluss der Messungen im Arbeitspaket „WP2 – Feldmessungen“ ist die Grundlage für die Modellierung im Arbeitspaket „WP3 – Modellierung des stationären Verhaltens“ gelegt worden. Da diese beiden Arbeitspakete eng miteinander verknüpft sind, werden sie auch gleichzeitig bis Ende März 2016 abgeschlossen. Parallel dazu wurde das Arbeitspaket „WP4 – zentrale und dezentrale Regelstrukturen“ erfolgreich erarbeitet und beendet. Die individuellen und generellen Resultate aus dem WP2 und WP3 sowie teilweise auch die Resultate aus WP4 werden mit den Partnern in Workshops besprochen. So wird ein optimaler Austausch und Wissenstransfer mit den Industriepartnern erreicht. Bis Ende März wurden bereits zwei Workshops durchgeführt. Die restlichen vier Workshops werden in den kommenden Monaten stattfinden. Diese Workshops bilden eine ideale Plattform, um weitere Untersuchungen am Modell im Rahmen von WP5 zu definieren und allenfalls weiterführende, gemeinsame Forschungsprojekte im Interesse der Partner vorzubereiten.

## 9 Verzeichnisse

### 9.1 Glossar

Abkürzung	Bezeichnung
A	Ampere, Einheit des Stroms
AC	Wechselstrom (Alternating Current)
a-eberle	A.Eberle GmbH & Co. KG, Hersteller der DA-Box 2000 und der PQ-Box 100/150/200
AEW	AEW Energie AG
AP	Anschlusspunkt
BFE	Bundesamt für Energie
BFH-TI	Berner Fachhochschule für Technik und Informatik
BFS	Bundesamt für Statistik
BKW	BKW FMB Energie AG – ehemals Bernische Kraftwerke AG
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique
CSEM	Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique
DA-Box 2000	Dämpfungsanalysator-Box 2000 von a-eberle
DC	Gleichstrom (Direct Current)
DEA / DE-Anlage	Dezentrale Erzeugungsanlage
DSA	Digitaler Spannungsanalysator
Energie Thun	Energieversorger der Stadt Thun
ESB	Energie Service Biel/Bienne
ESR	Einzelstrangregler
ESReC	BFH-CSEM Energy Storage Research Center
ewz	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
EZS	Erzeugerzählpfeilsystem
fNI	Frequenzabhängige Netzimpedanz
GPS	Global Positioning System
HAK	Hausanschlusskasten
HES-SO	Fachhochschule Westschweiz (Haute école spécialisée de Suisse occidentale)
HS	Hochspannung
Hz	Hertz, Einheit der Frequenz
ID	Identifikator
IGOR-Meter	Netzimpedanzmessgerät der HES-SO
KO	Kathodenstrahlzilloskop
MATLAB	MATrizen LABor ist eine kommerzielle Software des Unternehmens The MathWorks, Inc. zur Lösung von mathematischen Problemen und zur grafischen Darstellung der Ergebnisse
MS	Mittelspannung
MSE	Master of Science in Engineering
NF-Transformator	Niederfrequenz-Transformator
NS	Niederspannung
PC	Personal Computer
PF	Leistungsfaktor (Power Factor)
PLC	Powerline communication
PLECS	Simulationssoftware für Leistungselektronik
pom	Messpunkt (point of measurement)
PQ-Box 100/150/200	Mobiler Netzanalysator der Firma a-eberle
PV	Photovoltaik
PVA / PV-Anlage	Photovoltaikanlage
Repower	Repower AG
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
TS	Transformator-Station
TUD	Technische Universität Dresden
UCTE-Netz	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (Europäisches Verbundnetz)

V	Volt, Einheit der Spannung
VA	Voltampere, Einheit der Scheinleistung
Var	Var, Einheit der Blindleistung
VK	Verteilkabine
VNB	Verteilnetzbetreiber
VP	Verknüpfungspunkt
VZS	Verbraucherzählpeilsystem
W	Watt, Einheit der Wirkleistung
WP	Work Package = Arbeitspaket
WR	Wechselrichter
Zn	Frequenzabhängige Netzimpedanz
$\Omega$	Ohm, Einheit des elektrischen Widerstands

Fig. 79: Glossar

## 9.2 Figurenverzeichnis

Fig. 1: Aufteilung der Arbeitspakete ab dem Projektstart .....	4
Fig. 2: Übersichtsplan eines Niederspannungsnetzes.....	5
Fig. 3: Prioritäre Auswahl der Messpunkte nach einem einfachen Schema.....	6
Fig. 4: Wahl der detaillierten Messpunkte anhand von drei Kriterien .....	6
Fig. 5: wichtigste Messdaten aus der Messung verschiedener Geräte .....	7
Fig. 6: Speicherplätze der PQ-Box 100 (nur DSP-Nummer 1.253) für die Winkel der Spannungs- und Stromharmonischen .....	8
Fig. 7: Bezugssystem der PQ-Box 100 (nur DSP-Nummer 1.253) für die Winkel der Spannungs- und Stromharmonischen .....	8
Fig. 8: Abweichungen unterschiedlicher Quarze .....	9
Fig. 9: Zeitverschiebung von einer Minute beim Vergleich einer Messung der DA-Box 2000 mit einer Messung der PQ-Box 100 .....	9
Fig. 10: Beispiel einer Messung mit unterschiedlichen Phasenabfolgen.....	10
Fig. 11: Beispiel für die Kontrolle der Phasenabfolge anhand der statistischen Auswertung der Spannungsänderungen in einem ländlichen NS-Netz.....	10
Fig. 12: Messung im EZS oder VZS .....	11
Fig. 13: Messung Grundschiwingung 50 Hz + 36 Hz mit Dewetron (links) und DA-Box 2000 (rechts) .....	11
Fig. 14: Spektrum der reinen Grundschiwingung von 50 Hz (rot) und mit 36 Hz Überlagerung (blau).....	12
Fig. 15: Anzahl Messungen der PQ-Statistik .....	13
Fig. 16: Legende für den Vergleich der PQ-Statistik mit den Messungen des WP2.....	14
Fig. 17: Einteilung in die drei Kategorien Stadt (rot), Agglomeration (grün) und Land (blau) .....	14
Fig. 18: Grenzwerte nach EN 50160 für die 10-Minuten-Mittelwerte vom Spannungspegel für eine Messung über sieben Tage .....	14
Fig. 19: PQ-Statistik im Vergleich mit den Messungen des WP2 (Spannungspegel: min- und max-Wert).....	15
Fig. 20: PQ-Statistik im Vergleich mit den Messungen des WP2 (Langzeit-Flicker, 95%-Wert) .....	15
Fig. 21: PQ-Statistik im Vergleich zu den Messungen des WP2 (Gesamtharmonische Verzerrung der Spannung, 95%-Wert).....	16
Fig. 22: PQ-Statistik im Vergleich zu den Messungen des WP2 (Spannungsunsymmetrie, 95%-Wert) .....	16
Fig. 23: PQ-Statistik im Vergleich zu den Messungen der Messkampagne (Spannungsharmonische Schwingungen, 95%-Wert).....	17
Fig. 24: Frequenzbereiche zum Vergleich der Messgeräte.....	18
Fig. 25: Netzimpedanzmessungen der vier Messgeräten im Vergleich an einer TS im städtischen Gebiet (lokaler Batteriespeicher ist vom Netz getrennt) – Amplitude.....	18
Fig. 26: Netzimpedanzmessungen der vier Messgeräten im Vergleich an einer TS im städtischen Gebiet (lokaler Batteriespeicher ist vom Netz getrennt) – Winkel .....	19
Fig. 27: Frequenzbereich der dargestellten Resultate je Messgerät .....	19
Fig. 28: Netzimpedanz des Anschlusspunktes Industriegebiet #1 theoretisch (simuliert), mit und ohne PVA .....	20
Fig. 29: Normierung der Netzimpedanz auf die Grundschiwingung (Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN abs(Z), absolut in Ohm (links) und normiert in per unit (rechts)) .....	20
Fig. 30: Messungen auf der Netzebene 6 auf der NS-Seite, absolute Darstellung der Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in Ohm .....	21

Fig. 31: Messungen auf der Netzebene 6 auf der NS-Seite, normierte Darstellung der Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in per unit .....	21
Fig. 32: Messungen an Verknüpfungspunkten ohne dezentrale Einspeisung, normierte Darstellung der Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in per unit .....	22
Fig. 33: Messungen an Verknüpfungspunkten mit dezentraler Einspeisung, normierte Darstellung der Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in per unit .....	22
Fig. 34: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz, Datengrundlage der drei Kategorien.....	23
Fig. 35: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – absolute Darstellung der Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in Ohm – die Kategorien TS und VP mit/ohne DEA im Vergleich .....	23
Fig. 36: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – normierte Darstellung der Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in per unit – die Kategorien TS und VP mit/ohne DEA im Vergleich .....	23
Fig. 37: Einfluss unterschiedlicher WR-Typen auf die fNI – normierte Darstellung der Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in per unit – allgemeine fNI (rot und grün) im Vergleich zu spezifischen Verläufen der fNI (blau, türkis und orange) ...	24
Fig. 38: Einfluss unterschiedlicher WR-Typen auf die fNI – Typ A.1a, A.1b (String-WR mit ähnlicher Bauart) – $S_n = 56$ kVA – oben: Amplitude in normierter Darstellung in per unit ( $Z_{@50\text{Hz WR off}} = 0.259 \text{ ohm}$ , $Z_{@50\text{Hz WR on}} = 0.314 \text{ ohm}$ ), unten: absoluter Winkel in deg .....	24
Fig. 39: Einfluss unterschiedlicher WR-Typen auf die fNI – Typ B.1 (String-WR) – $S_n = 930$ 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 .....	24
Fig. 40: Vergleich der Normimpedanz nach EN 61000-4-7 mit Messungen des DSA (WR aus) – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN abs(Z) in Ohm .....	25
Fig. 41: Vergleich der Normimpedanz nach EN 61000-4-7 mit Messungen des DSA (WR aus) – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN abs(Z) in Ohm .....	25
Fig. 42: Einfluss auf die fNI von einem WR vom Typ A.1d – Amplitude (links) und Winkel (rechts).....	26
Fig. 43: Einfluss auf die fNI von einem WR vom Typ A.1c – Amplitude (links) und Winkel (rechts) .....	26
Fig. 44: Netzimpedanz mit einem Wechselrichter vom Typ F.1 im Inselnetzbetrieb mit einer Synchronmaschine bei unterschiedlichen Betriebsstufen – Amplitude (links) und Winkel (rechts) .....	27
Fig. 45: Untersuchte Messpunkte zur frequenzabhängigen Netzimpedanz bis 150 kHz.....	28
Fig. 46: Amplitude der frequenzabhängigen Netzimpedanz bei Veränderung der Anschlussleitung am öffentlichen Versorgungsnetz ohne Last.....	28
Fig. 47: Winkel der frequenzabhängigen Netzimpedanz bei Veränderung der Anschlussleitung am öffentlichen Versorgungsnetz ohne Last.....	29
Fig. 48: Winkel und Amplitude der frequenzabhängigen Netzimpedanz bei Veränderung der Anschlussleitung eines Wechselrichters am öffentlichen Versorgungsnetz .....	29
Fig. 49: Beschreibung der Untersuchungsschwerpunkte anhand der zweiten Messung im Industriegebiet #2 .....	30
Fig. 50: Winkel und Amplitude der frequenzabhängigen Netzimpedanz bei einem Punkt nahe der TS und bei einem von der TS entfernten Punkt.....	30
Fig. 51: Winkel und Amplitude der frequenzabhängigen Netzimpedanz am AP PVA mit verschiedenen zugeschalteten WR .....	31
Fig. 52: Schema der Anordnung im ländlichen Netzgebiet (PCC PV ist die Netzimpedanzmessstelle) .....	31
Fig. 53: Winkel und Amplitude der frequenzabhängigen Netzimpedanz mit und ohne ESR im ländlichen Gebiet .....	32
Fig. 54: Moden < 50 Hz am Anschlusspunkt PVA im Industriegebiet #2 .....	33
Fig. 55: Moden < 50 Hz am Anschlusspunkt PVA im Industriegebiet #1 .....	33
Fig. 56: Moden < 50 Hz im Vergleich zum Leistungsverlauf am Anschlusspunkt eines Windparks.....	34



Fig. 57: Moden < 50 Hz im Vergleich zum Leistungsverlauf am Anschlusspunkt eines Bahnstromumrichters auf der NE 3.....	34
Fig. 58: Moden < 50 Hz in einem städtischen Gebiet am Anschlusspunkt eines Batteriespeichersystems .....	35
Fig. 59: Amplituden der subharmonischen Schwingungen bei instabilem Inselnetzbetrieb.....	35
Fig. 60: Min-Avg-Max-Spannung an einem entfernten Punkt mit einer Nennspannung von 13.5 kV .....	36
Fig. 61: Umschaltung im Hochspannungsnetz auf den Betrieb mit einer langen Leitung und die Reaktion der Spannungsunsymmetrie .....	37
Fig. 62: THDi des Umrichters bei den vier Szenarien .....	37
Fig. 63: Stromspektrum von einem Umrichter für den Bahnbetrieb im Normalbetrieb und beim Betrieb über eine lange HS-Leitung durch die Nacht und tagsüber .....	38
Fig. 64: Netzsituation des ländlichen Niederspannungsnetzes mit Einzelstrangregler .....	38
Fig. 65: Strom und Spannung am Ausgang des ESR bei der Zuschaltung des ESR .....	39
Fig. 66: Stromharmonische im Netzverbundbetrieb .....	39
Fig. 67: Stromharmonische im Inselnetzbetrieb.....	39
Fig. 68: Spannungsharmonische im Netzverbundbetrieb (blau) und im Inselnetzbetrieb (rot).....	40
Fig. 69:Oszillationsaufzeichnung von Spannung und Strom des Frequenzumformers im Inselnetzbetrieb, bei Abschaltung und Netztrennung.....	40
Fig. 70: Spannungsqualitätsauswertung über 7 Tage – links: Parallelbetrieb von Trafo 1 und 2, rechts: inkl. Ausschaltung von Trafo 2 .....	41
Fig. 71: THDi (absolut) zeigt erhöhte Amplituden im Neutraleiter bei grosser Belastung mit 3*n. Stromharmonischen .....	41
Fig. 72: Zusammenschaltung verschiedener NS-Netze im Stadtnetz .....	42
Fig. 73: Gesamtharmonische Verzerrung der Spannung (Phasen $L_{123}$ ) im Vergleich mit der 3., 5., 7., 9. und 11. Spannungsharmonischen (Phase $L_2$ ) in der TS 3 .....	42
Fig. 74: Schema vom Industrienetz.....	43
Fig. 75: THDu der Messpunkte eines Industrienetzes mit reduzierter Spannungsverzerrung am HAK 2 .....	43
Fig. 76: Nicht-lineares Gerät als Stromharmonischen-Quelle mit grösstem Spannungsabfall beim Verursacher .....	43
Fig. 77: Eine Anlage, welche eine Stromharmonische in Abhängigkeit der Spannung bezieht, reduziert die Spannungsharmonische.....	44
Fig. 78: Gesamtauswertung in einem HS-Netz über sieben Tage mit dem Vergleich der gemessenen Grössen und den Planungspegeln nach [12].....	44
Fig. 79: Glossar.....	48
Fig. 80: Haag Multiquant MQ03 .....	58
Fig. 81: a-eberle PQ-Box 100/200.....	58
Fig. 82:Fluke 1745.....	58
Fig. 83: Fluke 1750 mit PDA .....	58
Fig. 84: DA-Box 2000.....	58
Fig. 85: DSA .....	59
Fig. 86: NIM1000.....	59
Fig. 87: HES-SO IGOR-Meter .....	59
Fig. 88: Dewetron DEWE 571-PNA 1MS.....	59

Fig. 89: Aufteilung der Messdaten bei einer Messung mit der PQ-Box 100.....	60
Fig. 90: Abspeichern von zusätzlichen Daten bei einem Oszillations-Ereignis (PQ-Box 100) .....	60
Fig. 91: Definition der Spannungsebenen nach [13] und [11] .....	61
Fig. 92: Planungspegel nach TR D-A-CH-CZ HS (Quelle: [11]) .....	61
Fig. 93: Spannungsqualität im Hochspannungsnetz nach TR D-A-CH-CZ HS – Planungspegel – Spannungsänderungen und Flicker .....	61
Fig. 94: Spannungsqualität im Hochspannungsnetz nach TR D-A-CH-CZ HS – Planungspegel – Spannungsunsymmetrie .....	62
Fig. 95: Spannungsqualität im Hochspannungsnetz nach TR D-A-CH-CZ HS – Planungspegel – Oberschwingungen und gesamtharmonische Verzerrung der Spannung .....	62
Fig. 96: Grenzwerte nach EN 50160 im NS-Netz.....	63
Fig. 97: PQ-Statistik im Vergleich zu den Messungen des WP2 – Spannungspegel (5%- und 95%-Wert) .....	64
Fig. 98: PQ-Statistik im Vergleich zu den Messungen des WP2 – Frequenz (min- und max-Wert) .....	64
Fig. 99: PQ-Statistik im Vergleich zu den Messungen des WP2 – Frequenz (0.5%- und 99.5%-Wert).....	64
Fig. 100: PQ-Statistik– numerische Werte – Spannungspegel (min-Wert).....	65
Fig. 101: PQ-Statistik – numerische Werte – Spannungspegel (5%-Wert) .....	65
Fig. 102: PQ-Statistik – numerische Werte – Spannungspegel (95%-Wert) .....	65
Fig. 103: PQ-Statistik – numerische Werte – Spannungspegel (max-Wert) .....	65
Fig. 104: PQ-Statistik – numerische Werte – Langzeit-Flicker (95%-Wert).....	65
Fig. 105: PQ-Statistik – numerische Werte – Gesamtharmonische Verzerrung der Spannung (95%-Wert) .....	66
Fig. 106: PQ-Statistik – numerische Werte – Spannungsunsymmetrie (95%-Wert).....	66
Fig. 107: PQ-Statistik – numerische Werte – Frequenz (min-Wert) .....	66
Fig. 108: PQ-Statistik – numerische Werte – Frequenz (0.5%-Wert).....	66
Fig. 109: PQ-Statistik – numerische Werte – Frequenz (99.5%-Wert).....	66
Fig. 110: PQ-Statistik – numerische Werte – Frequenz (max-Wert).....	67
Fig. 111: PQ-Statistik – numerische Werte – Spannungsharmonische Schwingungen (95%-Wert).....	67
Fig. 112: Gesamtauswertung in einem HS-Netz über sieben Tage mit dem Vergleich der gemessenen Größen und den Planungspegeln nach [12].....	68
Fig. 113: Momentanwerte von Strom und Spannung einer PVA (Normalbetrieb, ohne ESR).....	68
Fig. 114: Übersicht der Messpunkte der Netzimpedanzmessungen im Frequenzbereich bis 2.5 kHz.....	69
Fig. 115: Übersicht der installierten WR-Typen.....	69
Fig. 116: Netzimpedanz der verschiedenen Netzebenen, wobei die NE 6 und 7 (Transformator T2 und Leitung L2) einen Anteil von 97 Prozent ausmachen .....	70
Fig. 117: Messungen auf der Netzebene 6 – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in absoluter Darstellung.....	70
Fig. 118: Messungen auf der Netzebene 6 – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in normierter Darstellung.....	70
Fig. 119: Messungen an Verknüpfungspunkten ohne dezentrale Einspeisung – absolute Darstellung der Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in Ohm .....	71
Fig. 120: Messungen an Verknüpfungspunkten im NS-Netz ohne DEA – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in absoluter Darstellung.....	71
Fig. 121: Messungen an Verknüpfungspunkten im NS-Netz ohne DEA – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in normierter Darstellung.....	71

Fig. 122: Messungen an Verknüpfungspunkten mit dezentraler Einspeisung – absolute Darstellung der Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in Ohm .....	72
Fig. 123: Messungen an Verknüpfungspunkten im NS-Netz mit DEA – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in absoluter Darstellung.....	72
Fig. 124: Messungen an Verknüpfungspunkten im NS-Netz mit DEA – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in normierter Darstellung.....	73
Fig. 125: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in Ohm – Transformator der NE 6 auf der NS-Seite – absolute Darstellung .....	73
Fig. 126: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in per unit – Transformator der NE 6 auf der NS-Seite – normierte Darstellung.....	73
Fig. 127: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenreaktanz R von $L_1$ -PEN in Ohm – Transformator der NE 6 auf der NS-Seite – absolute Darstellung .....	74
Fig. 128: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenreaktanz X von $L_1$ -PEN in Ohm – Transformator der NE 6 auf der NS-Seite – absolute Darstellung .....	74
Fig. 129: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Trafostation – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in absoluter Darstellung .....	74
Fig. 130: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Trafostation – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in normierter Darstellung .....	75
Fig. 131: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in Ohm – VP ohne dezentrale Einspeisung – absolute Darstellung .....	75
Fig. 132: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in per unit – VP ohne dezentrale Einspeisung – normierte Darstellung.....	75
Fig. 133: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – VP ohne DEA – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in absoluter Darstellung .....	76
Fig. 134: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – VP ohne DEA – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in normierter Darstellung.....	76
Fig. 135: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in Ohm – VP mit dezentraler Einspeisung – absolute Darstellung .....	77
Fig. 136: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in per unit – VP mit dezentraler Einspeisung – normierte Darstellung.....	77
Fig. 137: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – VP mit DEA – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in absoluter Darstellung .....	77
Fig. 138: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – VP mit DEA – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in normierter Darstellung .....	78
Fig. 139: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Vergleich der drei Kategorien – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in absoluter Darstellung .....	78
Fig. 140: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Vergleich der drei Kategorien – Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in normierter Darstellung .....	79
Fig. 141: Vergleich der Schleifenimpedanzen $L_1$ -PEN – DSA (schwarz) und Panensa (rot) .....	79
Fig. 142: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – absolute Darstellung der Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in Ohm – die Kategorien TS und VP mit/ohne DEA im Vergleich .....	80
Fig. 143: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – normierte Darstellung der Schleifenimpedanz $L_1$ -PEN in per unit – die Kategorien TS und VP mit/ohne DEA im Vergleich .....	80
Fig. 144: Die drei Szenarien in der Übersicht ohne/mit Last (induktiv und kapazitiv).....	81
Fig. 145: Vergleich der Impedanz der drei Szenarien – absolute Darstellung .....	81
Fig. 146: Vergleich der Impedanz der drei Szenarien – normierte Darstellung .....	82

Fig. 147: Moden < 50 Hz im Vergleich zum Flicker und Unsymmetrie-Faktor am Anschlusspunkt benachbart zu einem Stahlwerk .....	83
Fig. 148: Moden < 50 Hz am Anschlusspunkt eines Photovoltaik-Kraftwerks .....	83

### 9.3 Quellenverzeichnis

- [1] E. Grids, «Swinging Grids WP1 - Netztopologien,» ESReC Grids, Biel/Bienne, 2014.
- [2] E. Grids, «Swinging Grids WP3 - Modellierung des stationären Verhaltens,» ESReC Grids, Biel/Bienne, 2016.
- [3] N. Schneeberger, «PQ-Statistik - Beschreibung und Ergebnisse,» ESReC Grids, Biel/Bienne, 2016.
- [4] Dominique Roggo, Blaise Evéquoz, «Harmonics and Spectral grid impedance in the frequency range 2 to 150 kHz,» HES-SO Valais-Wallis, Sion, 2016.
- [5] E. Grids, «Swinging Grids WP0 - Grundlagen,» ESReC Grids, Biel/Bienne, 2014.
- [6] J. Sun, «Impedance-Based Stability Criterion for Grid-Connected Inverters,» IEEE-Transactions on power electronics, New York, USA, 2011.
- [7] N. Schneeberger, «Einfluss der Wechselrichtertypen auf die fNI,» ESReC Grids, Nidau, 2016.
- [8] M. Wombacher, «WR-SkLow,» ESReC Grids, Biel/Bienne, 2016.
- [9] Swiss Federal Energy Office, «Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz,» November 2014.
- [10] D. Roggo, «Spectral Grid impedance and electromagnetic interferences in the 2 to 150kHz frequency range,» *International Journal of Distributed Energy Ressource Journal*, ISSN 1614-7138, Bd. 11, Nr. 2, 2015.
- [11] D-A-CH-CZ, «Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen - Ergänzungsdokument Hochspannungsverteilernetze,» VSE, Aarau, 2012.
- [12] D-A-CH-CZ, «Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen - Ergänzungsdokument Hochspannungsverteilernetze,» VSE, Aarau, 2012.
- [13] D-A-CH-CZ, «Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen,» VSE, Aarau, 2007.
- [14] D. Amrein, «Beeinflussung der frequenzabhängigen Netzimpedanz durch Solarwechselrichter,» Dominik Amrein, Biel/Bienne, 2015.
- [15] M. T. D. Chakravorty, Performance of different network impedance measurement devices in presence of electronic loads, Dresden: Technische Universität Dresden, 2013.
- [16] N. S. Andreas Gut, Messung und Modellierung der Netzimpedanz, Anhang I PA2, Biel/Bienne: ESReC Grids, 2013.
- [17] E. Grids, «Beschreibung eines typischen Verteilnetzes,» ESReC Grids, Biel/Bienne, 2015.

## 10 Versionskontrolle

Version	Datum	Beschreibung	Autor
0.01	28.09.2015	Dokument erstellt	gga5
0.02	15.10.2015	Dokument erweitert (Kapitel Messung)	sgn1
0.03	05.11.2015	Dokument erweitert (Kapitel Netzimpedanz)	sgn1
0.04	11.11.2015	Dokument umstrukturiert	sgn1
0.05	13.11.2015	Überarbeitung bestehender Teile	gga5
0.06	17.11.2015	Überarbeitung bestehender Teile	gga5
0.07	28.01.2016	Layout geändert und Kapitel der Spannungsqualität überarbeitet	sgn1
0.08	29.02.2016	Subharmonische und Netzimpedanz überarbeitet	gga5
0.09	29.02.2016	Netzspezifische Erkenntnisse ergänzt und überarbeitet	gga5
0.10	01.03.2016	Kapitel Spannungsqualität überarbeitet	sgn1
0.11	04.03.2016	Kapitel Messung umstrukturiert / Korrekturen Kapitel Messungen eingefügt	sgn1 gga5
0.12	11.03.2016	Projektplan: Übersicht aktualisiert, Korrektur „Zeitverschiebung“	gga5
0.13	21.03.2016	Dokument gegengelesen und korrigiert	sos1
0.14	21.03.2016	Diverse Korrekturen	gga5
0.15	21.03.2016	Titelbild aktualisiert, kleinere Ergänzungen	sgn1
1.00	22.03.2016	Dokument freigegeben	gga5
1.01	05.04.2016	Anpassung vom Glossar	sgn1
1.02	07.04.2016	Korrektur: Die Messung der Winkel der Harmonischen ist nicht von der Firmware, sondern von der DSP-Version abhängig.	sgn1
1.03	28.04.2016	Korrektur: Fig. 78	sgn1
1.04	13.07.2016	Anpassung der folgenden Kapitel und Grafiken aufgrund Nachmessungen der Netzimpedanz in ausgewählten Netzen: Kapitel 5.2.6, Fig. 35, Fig. 36  Neu sind die folgenden Kapitel und Grafiken bezüglich einem Vergleich dem Einfluss unterschiedlicher Wechselrichtertypen auf die fNI: Kapitel 5.2.7, Fig. 38, Fig. 39	sgn1
1.05	12.08.2016	Aktualisierung der Ergebnisse der Zn-Statistik in Kapitel 5 und Kapitel C	sgn1
1.06	17.08.2016	Kapitel 5.2.9 eingefügt	sgn1

# Anhang

<b>A</b>	<b>Messung</b>	<b>58</b>
A.1	Messgeräte	58
A.1.1	PQ-Messgeräte	58
A.1.2	Sondergeräte	58
A.2	PQ-Box 100 – Aufteilung der Messdaten bei Dateien grösser als 680 MB	60
<b>B</b>	<b>Spannungsqualität</b>	<b>61</b>
B.1	Anforderung an die Spannungsqualität nach TR D-A-CH-CZ HS	61
B.1.1	Grundlagen	61
B.1.2	Spannungsänderungen und Flicker	61
B.1.3	Spannungsunsymmetrie	62
B.1.4	Oberschwingungen und gesamtharmonische Verzerrung der Spannung	62
B.2	Grenzwerte nach EN 50160 im NS-Netz	63
B.3	Messungen des WP2 im Vergleich zur PQ-Statistik	64
B.3.1	Zusätzliche Grafiken	64
B.3.2	Numerische Werte	65
B.4	Netzspezifische Erkenntnisse	68
B.4.1	Beurteilung der Spannungsqualität in einem HS-Netz	68
B.4.2	Instabiler Betrieb von Wechselrichtern	68
<b>C</b>	<b>Netzimpedanz</b>	<b>69</b>
C.1	Übersicht der Messpunkte	69
C.2	Messung auf der Netzebene 6	69
C.2.1	Verknüpfungspunkte im NS-Netz ohne dezentrale Einspeisung	71
C.2.2	Verknüpfungspunkte im NS-Netz mit dezentraler Einspeisung	72
C.3	Allgemeine Netzimpedanz an unterschiedlichen Verknüpfungspunkten	73
C.3.1	Trafostation	73
C.3.2	Verknüpfungspunkt im NS-Netz	75
C.3.3	Vergleich der drei Kategorien	78
C.4	Vergleich der Messgeräte DSA und Panensa	79
C.5	Auswirkung der Normierung auf die Netzimpedanz bei einem VK oder HAK	80
C.5.1	Problemstellung	80
C.5.2	Simulation mit PowerFactory	80
<b>D</b>	<b>Subharmonische Schwingungen</b>	<b>83</b>
D.1	Zusätzliche Grafiken	83



## A Messung

### A.1 Messgeräte

In Kapitel A.1.1 und A.1.2 sind jene Messgeräte kurz beschrieben, welche bei den Messungen eingesetzt wurden. Detaillierte Informationen zu den Messgeräten befinden sich in [1].

#### A.1.1 PQ-Messgeräte



Fig. 80: Haag Multiquant MQ03

##### Haag Multiquant MQ03

Messung von Strom- und Leistungsfluss der angeschlossenen Lasten. Es werden keine Winkel der strom- und spannungsharmonischen Schwingungen aufgezeichnet. Mit einem 5 A-Strommesskreis können Mittelspannungs- und Hochspannungsnetze über Wandler ausgemessen werden.



Fig. 81: a-eberle PQ-Box 100/200

##### PQ-Box 100/200

Messung von Spannung und Strom bis zur 40. harmonischen Schwingung inklusive der Winkel von Strom und Spannung von ausgewählten Harmonischen. Die PQ-Box 100/200 wird in grösseren Stückzahlen für flächendeckende Messungen eingesetzt.



Fig. 82: Fluke 1745

##### Fluke 1745

Messgerät der Klasse A nach Einteilung der Gerätenorm EN 61000-4-30. Das Gerät kann für die Messung von Spannung und Strom inklusive der Harmonischen bis zur 50. eingesetzt werden. Die Auswertung erfolgt in der Software PQ Log.



Fig. 83: Fluke 1750 mit PDA

##### Fluke 1750

Messgerät der Klasse A nach Einteilung der Gerätenorm EN 61000-4-30. Das Gerät kann für die Messung von Spannung und Strom inklusive der Harmonischen bis zur 50. eingesetzt werden. Die Auswertung erfolgt in der Software Power Analyze.

#### A.1.2 Sondergeräte



Fig. 84: DA-Box 2000

##### DA-Box 2000

Messung der subharmonischen Spannungsschwingungen. Die gemessenen Oszillationen werden mit den Lastflussdaten der PQ-Box verglichen, um Parallelen zum Lastfluss zu erkennen.



Fig. 85: DSA

#### DSA

Messung der Netzimpedanz von 50 bis 2500 Hz. Auswertung mittels Excel und MATLAB.



Fig. 86: NIM1000

#### NIM1000

Messung der Netzimpedanz von 0 bis 500 Hz. Auswertung mittels Excel und MATLAB.



Fig. 87: HES-SO IGOR-Meter

#### HES-SO IGOR-Meter

Das IGOR-Meter wurde von der HES-SO entwickelt und dient der Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz von 2 bis 150 kHz. Auswertung mittels Excel und MATLAB.



Fig. 88: Dewetron DEWE 571-PNA 1MS

#### Dewetron DEWE 571-PNA 1MS

Erstellung von Momentaufnahmen und Spektren bis zu 100 kHz. Auswertung mit der Software Dewesoft 7.

## A.2 PQ-Box 100 – Aufteilung der Messdaten bei Dateien grösser als 680 MB

Bei der Langzeitmessung an einem Verknüpfungspunkt über rund zwei Wochen werden die Messdaten auf drei Dateien aufgeteilt. Der Grund liegt in der maximalen Dateigrösse von 680 MB der Auswertungssoftware WinPQ mobil (Fig. 89). Messdaten gehen keine verloren, allerdings müssen die Export-Daten der verschiedenen Dateien für die Simulation in PowerFactory zusammengefügt werden. Die Dateien werden deshalb so gross, weil Aufzeichnungen von Oszillationsereignissen über die Triggerfunktion des Messgerätes stattfinden. So werden bei einem Ereignis jeweils während vier Sekunden die Messdaten abgespeichert (Fig. 90).

Bezeichnung Messungen	Dateigrösse
VP1_Messung_1	680 MB
VP1_Messung_2	680 MB
VP1_Messung_3	254 MB

Fig. 89: Aufteilung der Messdaten bei einer Messung mit der PQ-Box 100

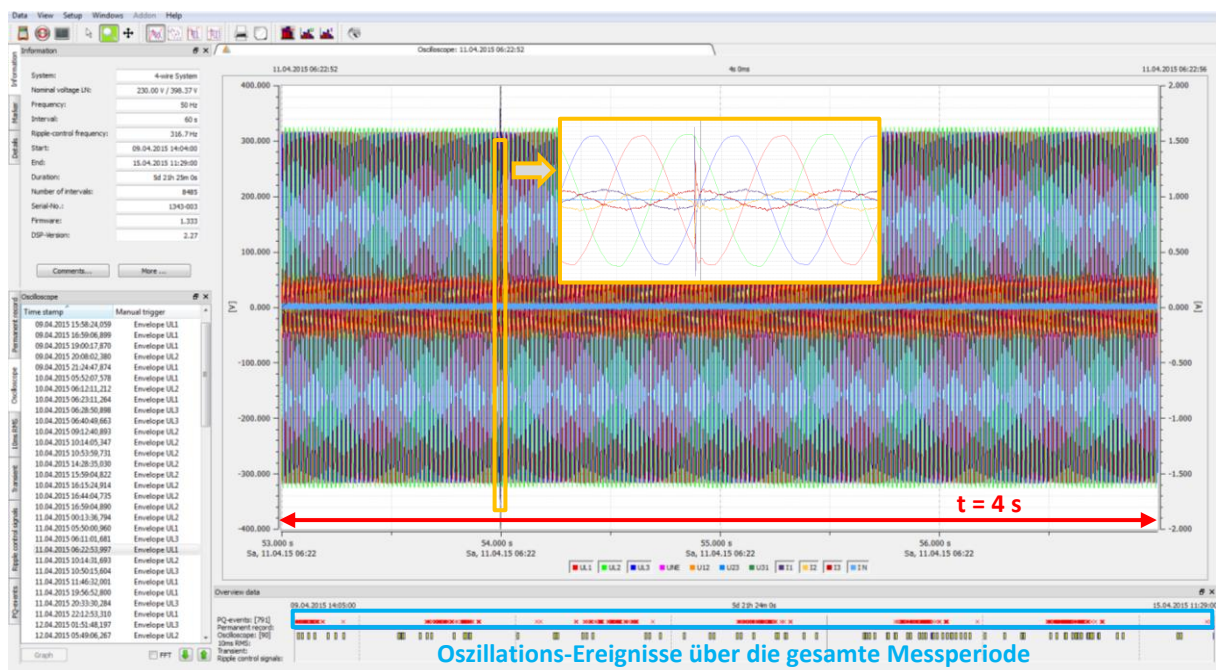


Fig. 90: Abspeichern von zusätzlichen Daten bei einem Oszillations-Ereignis (PQ-Box 100)

## B Spannungsqualität

### B.1 Anforderung an die Spannungsqualität nach TR D-A-CH-CZ HS

#### B.1.1 Grundlagen

##### B.1.1.1 Rahmenbedingungen

Als Hochspannung gelten Nennwerte zwischen 36 kV und 150 kV (Effektivwert). Die Bemessungsspannungen für die einzelnen Spannungsebenen mit Definition nach TR D-A-CH-CZ [13] sind der Fig. 91 zu entnehmen.

Spannungsebene	Abkürzung	Bereich der Nennspannung $U_n$ (Effektivwerte) <sup>13</sup>
Niederspannung	NS	$U_n \leq 1 \text{ kV}$
Mittelspannung	MS	$1 \text{ kV} < U_n \leq 35 \text{ kV}$
Hochspannung	HS	$36 \text{ kV} < U_n < 150 \text{ kV}$

Fig. 91: Definition der Spannungsebenen nach [13] und [11]

##### B.1.1.2 Planungspegel

Während im Grunddokument [13] die Richtwerte für das Niederspannungsnetz als Verträglichkeitspegel genannt werden, ist im Ergänzungsdokument von Planungspegeln die Rede. Der Planungspegel liegt stets unterhalb des Verträglichkeitspegels (Fig. 92). Das Ergänzungsdokument enthält Anhaltspunkte für die Planungspegel, welche gemäss untenstehendem Zitat nicht zwingend verbindlich sind. Die definitiven Planungspegel werden vom Netzbetreiber festgelegt und können so individuelle Besonderheiten berücksichtigen.

*In HS-Netzen werden Planungspegel vom Netzbetreiber in eigener Verantwortung und unter Berücksichtigung der individuellen Netzverhältnisse festgelegt. (Quelle: [11])*

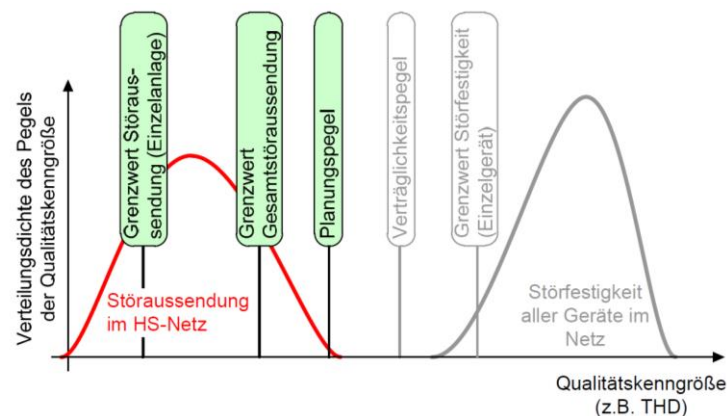


Fig. 92: Planungspegel nach TR D-A-CH-CZ HS (Quelle: [11])

### B.1.2 Spannungsänderungen und Flicker

Die Flickeraussendungen im HS-Netz betreffen alle untergelagerten Netzebenen und benötigen demzufolge eine sorgfältige Bewertung. Im Ergänzungsdokument sind Planungspegel für den Kurzzeit- und Langzeit-Flicker gemäss Fig. 93 enthalten. Bei der Messung sind die 95%-Werte für den Kurzzeit-Flicker  $P_{st}$  und den Langzeit-Flicker  $P_{lt}$  über eine Woche relevant. Diese sollten im gesamten HS-Netz die Planungspegel nicht überschreiten.

Planungspegel – Flicker		
Grösse	Formelzeichen	Planungspegel
Kurzzeit-Flicker	$P_{st}$	0.8
Langzeit-Flicker	$P_{lt}$	0.6

Fig. 93: Spannungsqualität im Hochspannungsnetz nach TR D-A-CH-CZ HS – Planungspegel – Spannungsänderungen und Flicker

<sup>13</sup> Der Bereich  $35 \text{ kV} < U_n \leq 36 \text{ kV}$  kann nach [6] und [11] keiner Spannungsebene zugeordnet werden.

### B.1.3 Spannungsunsymmetrie

Die Beurteilung von einphasigen Anlagen ist im HS-Netz nicht vorgesehen. Der Anschluss unsymmetrischer Verbraucher im Hochspannungsnetz erfolgt ausschliesslich zweiphasig. Als Richtwert für den Planungspegel gilt ein Unsymmetriegrad gemäss Fig. 94. Bei einer Messung dürfen 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte über eine Woche den Planungspegel nicht überschreiten. Hierbei kann die Genauigkeit des Spannungswandlers erheblichen Einfluss auf die Messwerte haben.

Planungspegel – Spannungsunsymmetrie		
Grösse	Formelzeichen	Planungspegel
Spannungsunsymmetrie	$k_u$	1 %

Fig. 94: Spannungsqualität im Hochspannungsnetz nach TR D-A-CH-CZ HS – Planungspegel – Spannungsunsymmetrie

### B.1.4 Oberschwingungen und gesamtharmonische Verzerrung der Spannung

Im Hochspannungsnetz sind bei der Betrachtung von Oberschwingungen Resonanzerscheinungen zu berücksichtigen. Diese können zu Erhöhungen der Oberschwingungsspannung führen. Die frequenzabhängige Netzimpedanz weist fast immer mehrere Resonanzstellen auf.

#### B.1.4.1 Planungspegel

Basierend auf dem Verträglichkeitspegel für NS-Netze wird die zulässige Gesamtstöraussendung für das HS-Netz entsprechend der Formel 1 berechnet.

$$u_{v \text{ zul HS}} = u_{v \text{ VP NS}} * k_{N \text{ HS}}$$

$u_{v \text{ VP NS}}$  = Verträglichkeitspegel im Niederspannungsnetz für die Harmonische mit der Ordnungszahl  $v$

$u_{v \text{ zul HS}}$  = zulässige Gesamtstöraussendung im Hochspannungsnetz für die Harmonischen mit der Ordnungszahl  $v$

$k_{N \text{ HS}}$  = Netzebenenfaktor für das Hochspannungsnetz (Richtwert:  $k_{N \text{ HS}} = 0.25$ )

Formel 1: Bestimmung der Planungspegel (HS-Netz) auf Basis der Verträglichkeitspegel (NS-Netz)

In Fig. 95 sind die Verträglichkeitspegel (NS-Netz) und die Planungspegel (HS-Netz) für ausgewählte spannungsharmonische Schwingungen erkennbar. Es sind nur ungeradzahlige harmonische Schwingungen, welche sich im Mit- oder Gegensystem befinden, aufgelistet. Schwingungen im Nullsystem werden in die Darstellung aus den folgenden zwei Gründen nicht miteinbezogen:

- Auf der Netzebene 6 (Schnittstelle zwischen NS- und MS-Netz) werden oftmals Dy-Transformatoren eingesetzt. Alle durch drei teilbaren Schwingungen, welche im NS-Netz verursacht werden, werden an dieser Trennstelle nicht in die übergelagerte Netzebene übertragen. Das MS-Netz wird symmetrisch als Dreileiternetz betrieben, weshalb hier kein Nullsystem existiert.
- An das HS-Netz angeschlossene Verbraucher sind oftmals symmetrisch, weshalb keine durch drei teilbare Schwingungen entstehen. Die  $3 \cdot n$  Harmonischen Schwingungen entstehen hauptsächlich im NS-Netz durch einphasige und nichtlineare Verbraucher.

Verträglichkeitspegel (NS-Netz) und Planungspegel (HS-Netz)		
Harmonische	$U_{v \text{ VP NS}} [\%]$	$U_{v \text{ zul HS}} [\%]$
5	6.0	1.5
7	5.0	1.25
11	3.5	0.9
13	3.0	0.75
17	2.0	0.5
19	1.75	0.45
THD <sub>u</sub>	8.0	2.4

Fig. 95: Spannungsqualität im Hochspannungsnetz nach TR D-A-CH-CZ HS – Planungspegel – Oberschwingungen und gesamtharmonische Verzerrung der Spannung

Bei der Messung sollten während 95 % der Zeit die 10-Minuten-Mittelwerte den Planungspegel nicht überschreiten. Die Messung der spannungsharmonischen Schwingungen kann durch das frequenzabhängige Übertragungsverhalten der verwendeten Spannungswandler für Harmonische höherer Ordnungszahl erheblich verfälscht werden.

## B.2 Grenzwerte nach EN 50160 im NS-Netz

ESReC Grids EN 50160 im Niederspannungsnetz	Werte / Toleranzen	Basisgrösse	Integrationsintervall	Beobachtungszeitraum	Anteil der Werte, der die Toleranzen einhalten muss
<b>Netzfrequenz</b> bei Netzen mit synchroner Verbindung zu einem Verbundnetz	50 Hz +/- 1 % 50 Hz + 4 % / - 6 %	Mittelwert	10 s	1 Jahr permanent	99.5 % 100 %
<b>Langsame Spannungsänderungen</b>	$U_n \pm 10 \%$ $U_n + 10 \% / - 15 \%$	Effektivwert	10 min	1 Woche permanent	95 % 100 %
<b>Schnelle Spannungsänderungen</b>	$U_n \pm 5 \%$ (max. $\pm 10 \%$ )	Effektivwert	10 ms	1 Tag	100 %
<b>Langzeit-Flicker</b>	$P_k \leq 1$	Flickeralgorithmus	2 h	1 Woche	95 %
<b>Oberschwingungsspannung</b> (Bezugswert $U_n$ bzw. $U_L$ )	gemäss Tabelle, Gesamtoberschwingungsgehalt $THD_u \leq 8 \%$	Effektivwert	10 min	1 Woche	95 %
<b>Zwischenharmonische Spannung</b>	Werte in Beratung				
<b>Unsymmetrie der Versorgungsspannung</b> (Verhältnis Gegen- zu Mitsystem)	$U_2/U_1 \leq 2 \%$ (3 %)	Effektivwert	10 min	1 Woche	95 %
<b>Spannungseinbrüche</b> ( $\leq 1$ min)	einige 10 bis 1'000 pro Jahr (unter 85 % $U_n$ )	Effektivwert	10 ms	1 Jahr	100 %
<b>Kurze Versorgungsunterbrechungen</b> ( $\leq 3$ min)	einige 10 bis mehrere 100 pro Jahr (unter 1 % $U_n$ )	Effektivwert	10 ms	1 Jahr	100 %
<b>Zufällige lange Versorgungsunterbrechungen</b> ( $> 3$ min)	einige 10 bis 50 pro Jahr (unter 1 % $U_n$ )	Effektivwert	10 ms	1 Jahr	100 %
<b>Zeitweilige netzfrequente Überspannungen</b> (Aussenleiter - Erde)	meist $< 1.5$ kV	Effektivwert	10 ms	keine Angabe	100 %
<b>Transiente Überspannungen</b> (Aussenleiter - Erde)	meist $< 6$ kV	Scheitelwert	kein	keine Angabe	100 %
<b>Signalübertragungsspannungen</b> (Bezugswert $U_n$ bzw. $U_L$ )	gemäss Grafik, Bereich 0.1 - 95 kHz	Effektivwert	3 s	1 Tag	99 %

Fig. 96: Grenzwerte nach EN 50160 im NS-Netz

### B.3 Messungen des WP2 im Vergleich zur PQ-Statistik

#### B.3.1 Zusätzliche Grafiken

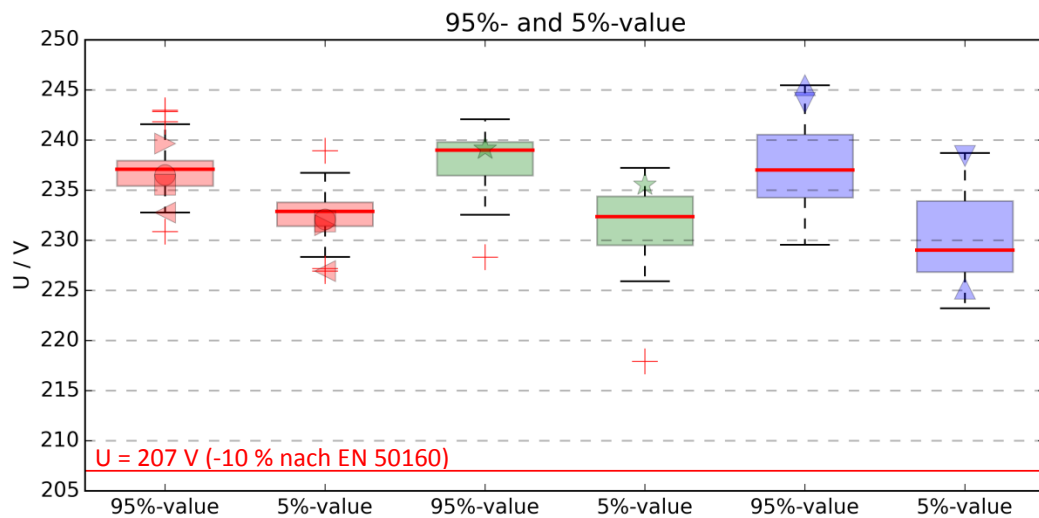


Fig. 97: PQ-Statistik im Vergleich zu den Messungen des WP2 – Spannungspegel (5%- und 95%-Wert)

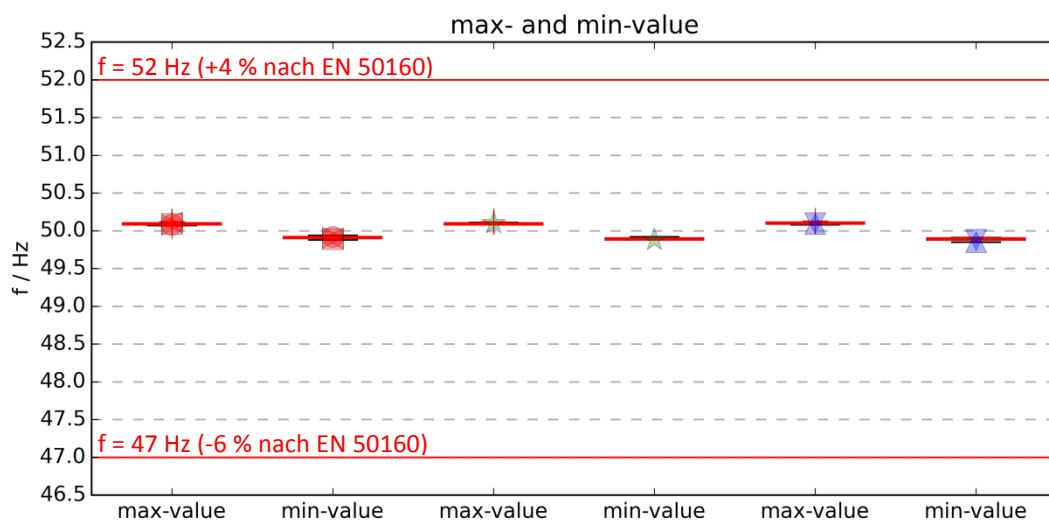


Fig. 98: PQ-Statistik im Vergleich zu den Messungen des WP2 – Frequenz (min- und max-Wert)

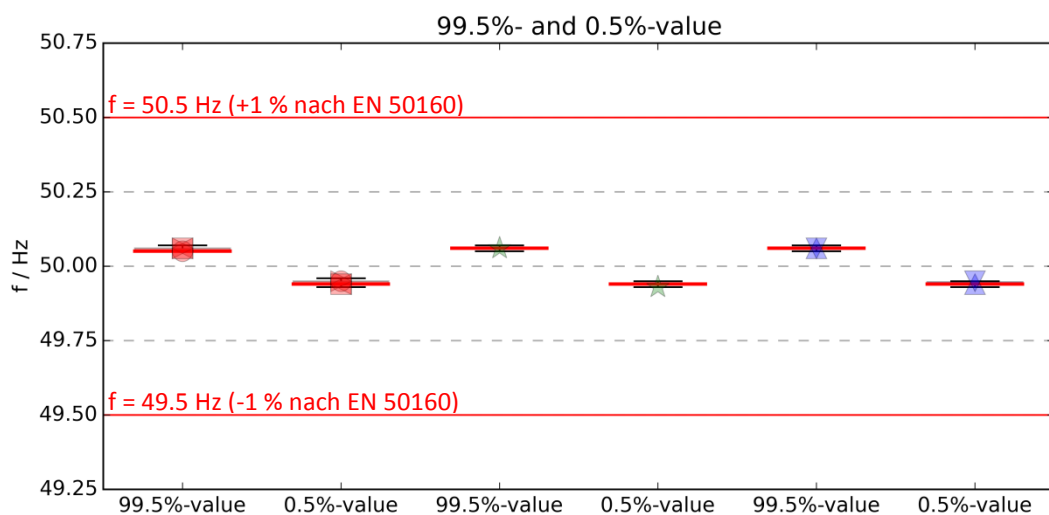


Fig. 99: PQ-Statistik im Vergleich zu den Messungen des WP2 – Frequenz (0.5%- und 99.5%-Wert)



## B.3.2 Numerische Werte

Im Folgenden sind die numerischen Werte der PQ-Statistik beschrieben. Von zentraler Bedeutung ist jeweils der Median (50%-Wert), weshalb dieser in den folgenden Tabellen rot markiert ist.

### B.3.2.1 Spannungspegel

U in V (min-Wert)	Stadt	Agglomeration	Land
100%-Wert	236.83	235.15	237.34
75%-Wert	232.22	231.75	231.24
50%-Wert	230.38	229.40	225.44
25%-Wert	229.40	226.41	222.98
0%-Wert	217.20	209.96	218.52

Fig. 100: PQ-Statistik – numerische Werte – Spannungspegel (min-Wert)

U in V (5%-Wert)	Stadt	Agglomeration	Land
100%-Wert	238.93	237.23	238.71
75%-Wert	233.80	234.48	233.92
50%-Wert	232.88	232.84	229.02
25%-Wert	231.42	229.99	226.82
0%-Wert	226.93	217.93	223.21

Fig. 101: PQ-Statistik – numerische Werte – Spannungspegel (5%-Wert)

U in V (95%-Wert)	Stadt	Agglomeration	Land
100%-Wert	242.96	242.08	245.47
75%-Wert	237.96	239.82	240.56
50%-Wert	237.09	239.05	237.00
25%-Wert	235.41	236.87	234.25
0%-Wert	230.88	228.32	229.56

Fig. 102: PQ-Statistik – numerische Werte – Spannungspegel (95%-Wert)

U in V (max-Wert)	Stadt	Agglomeration	Land
100%-Wert	245.33	250.57	247.96
75%-Wert	239.40	241.70	242.22
50%-Wert	238.63	241.13	239.48
25%-Wert	236.95	239.63	235.48
0%-Wert	233.02	232.50	231.65

Fig. 103: PQ-Statistik – numerische Werte – Spannungspegel (max-Wert)

### B.3.2.2 Langzeit-Flicker

Plt (95%-Wert)	Stadt	Agglomeration	Land
100%-Wert	1.50	1.38	2.54
75%-Wert	0.40	0.48	0.43
50%-Wert	0.27	0.36	0.30
25%-Wert	0.24	0.29	0.24
0%-Wert	0.00	0.19	0.16

Fig. 104: PQ-Statistik – numerische Werte – Langzeit-Flicker (95%-Wert)

### B.3.2.3 Gesamtharmonische Verzerrung der Spannung

THDu in % (95%-Wert)	Stadt	Agglomeration	Land
100%-Wert	5.11	3.53	2.43
75%-Wert	2.36	2.33	2.10
50%-Wert	2.23	2.12	1.78
25%-Wert	1.88	1.72	1.41
0%-Wert	1.09	1.07	0.94

Fig. 105: PQ-Statistik – numerische Werte – Gesamtharmonische Verzerrung der Spannung (95%-Wert)

### B.3.2.4 Spannungsunsymmetrie

$k_u$ in % (95%-Wert)	Stadt	Agglomeration	Land
100%-Wert	0.59	1.10	99.99
75%-Wert	0.47	0.81	0.51
50%-Wert	0.40	0.40	0.34
25%-Wert	0.31	0.29	0.25
0%-Wert	0.19	0.17	0.11

Fig. 106: PQ-Statistik – numerische Werte – Spannungsunsymmetrie (95%-Wert)

### B.3.2.5 Frequenz

f in Hz (min-Wert)	Stadt	Agglomeration	Land
100%-Wert	49.94	49.92	49.91
75%-Wert	49.92	49.90	49.91
50%-Wert	49.91	49.89	49.89
25%-Wert	49.90	49.89	49.88
0%-Wert	49.88	49.88	49.85

Fig. 107: PQ-Statistik – numerische Werte – Frequenz (min-Wert)

f in Hz (0.5%-Wert)	Stadt	Agglomeration	Land
100%-Wert	49.96	49.95	49.95
75%-Wert	49.95	49.94	49.95
50%-Wert	49.94	49.94	49.94
25%-Wert	49.94	49.94	49.94
0%-Wert	49.93	49.93	49.93

Fig. 108: PQ-Statistik – numerische Werte – Frequenz (0.5%-Wert)

f in Hz (99.5%-Wert)	Stadt	Agglomeration	Land
100%-Wert	50.07	50.07	50.07
75%-Wert	50.06	50.06	50.06
50%-Wert	50.05	50.06	50.06
25%-Wert	50.05	50.06	50.06
0%-Wert	50.05	50.05	50.05

Fig. 109: PQ-Statistik – numerische Werte – Frequenz (99.5%-Wert)

f in Hz (max-Wert)	Stadt	Agglomeration	Land
100-%-Wert	50.12	50.12	50.13
75-%-Wert	50.09	50.10	50.10
50-%-Wert	50.09	50.09	50.10
25-%-Wert	50.08	50.09	50.09
0-%-Wert	50.06	50.08	50.08

Fig. 110: PQ-Statistik – numerische Werte – Frequenz (max-Wert)

### B.3.2.6 Spannungsharmonischen Schwingungen

U h in % (95-%-Wert)	Quantil-Wert	Stadt	Agglomeration	Land
U h03	75-%-Wert	0.78	1.21	0.46
	50-%-Wert	0.62	0.94	0.34
	25-%-Wert	0.36	0.49	0.22
U h05	75-%-Wert	1.44	1.48	1.46
	50-%-Wert	1.34	1.19	1.25
	25-%-Wert	1.00	1.12	1.00
U h07	75-%-Wert	1.81	1.40	1.09
	50-%-Wert	1.68	1.29	0.89
	25-%-Wert	1.39	0.92	0.74
U h09	75-%-Wert	0.56	0.88	0.48
	50-%-Wert	0.38	0.66	0.36
	25-%-Wert	0.26	0.46	0.24
U h11	75-%-Wert	0.50	0.75	0.84
	50-%-Wert	0.35	0.61	0.59
	25-%-Wert	0.31	0.43	0.44
U h13	75-%-Wert	0.48	0.48	0.56
	50-%-Wert	0.40	0.41	0.38
	25-%-Wert	0.26	0.33	0.29
U h15	75-%-Wert	0.28	0.42	0.28
	50-%-Wert	0.20	0.25	0.18
	25-%-Wert	0.12	0.15	0.12
U h17	75-%-Wert	0.34	0.36	0.28
	50-%-Wert	0.25	0.30	0.22
	25-%-Wert	0.21	0.23	0.15
U h19	75-%-Wert	0.22	0.21	0.22
	50-%-Wert	0.16	0.15	0.15
	25-%-Wert	0.13	0.12	0.10
U h21	75-%-Wert	0.23	0.17	0.20
	50-%-Wert	0.15	0.15	0.15
	25-%-Wert	0.12	0.12	0.10
U h23	75-%-Wert	0.20	0.19	0.16
	50-%-Wert	0.14	0.14	0.14
	25-%-Wert	0.10	0.10	0.09
U h25	75-%-Wert	0.15	0.15	0.12
	50-%-Wert	0.12	0.11	0.09
	25-%-Wert	0.09	0.09	0.08

Fig. 111: PQ-Statistik – numerische Werte – Spannungsharmonische Schwingungen (95-%-Wert)

## B.4 Netzspezifische Erkenntnisse

### B.4.1 Beurteilung der Spannungsqualität in einem HS-Netz

Grösse	Formelzeichen	Phase	95%-Wert	Planungspegel nach [12]
Kurzzeit-Flicker	$P_{st}$	$L_1$	0.316	0.8
		$L_2$	0.321	
		$L_3$	0.313	
Langzeit-Flicker	$P_{lt}$	$L_1$	0.291	0.6
		$L_2$	0.292	
		$L_3$	0.288	
Gesamtharmonische Verzerrung	$THD_u$	$L_1$	2.413	2.4 %
		$L_2$	2.334	
		$L_3$	2.075	
5. Spannungsharmonische*	$U_{H5}$	$L_1$	0.315	1.5 %
		$L_2$	0.247	
		$L_3$	0.245	
7. Spannungsharmonische*	$U_{H7}$	$L_1$	0.579	1.25 %
		$L_2$	0.562	
		$L_3$	0.450	
11. Spannungsharmonische*	$U_{H11}$	$L_1$	0.462	0.9 %
		$L_2$	0.482	
		$L_3$	0.454	
13. Spannungsharmonische*	$U_{H13}$	$L_1$	0.396	0.75 %
		$L_2$	0.372	
		$L_3$	0.348	
17. Spannungsharmonische*	$U_{H17}$	$L_1$	0.018	0.5 %
		$L_2$	0.017	
		$L_3$	0.019	
19. Spannungsharmonische*	$U_{H19}$	$L_1$	0.011	0.45 %
		$L_2$	0.012	
		$L_3$	0.013	
Spannungsunsymmetrie	$k_u$	-	0.818	1 %

\*Die Spannungsharmonischen werden absolut exportiert und nachträglich auf die Betriebsspannung ( $U_Y$ ) bezogen ( $U_\Delta = 53.8 \text{ kV}$ ,  $U_Y = 53.8 \text{ kV} \cdot \sqrt{3} = 31.06 \text{ kV}$ ).

Fig. 112: Gesamtauswertung in einem HS-Netz über sieben Tage mit dem Vergleich der gemessenen Grössen und den Planungspegeln nach [12]

### B.4.2 Instabiler Betrieb von Wechselrichtern

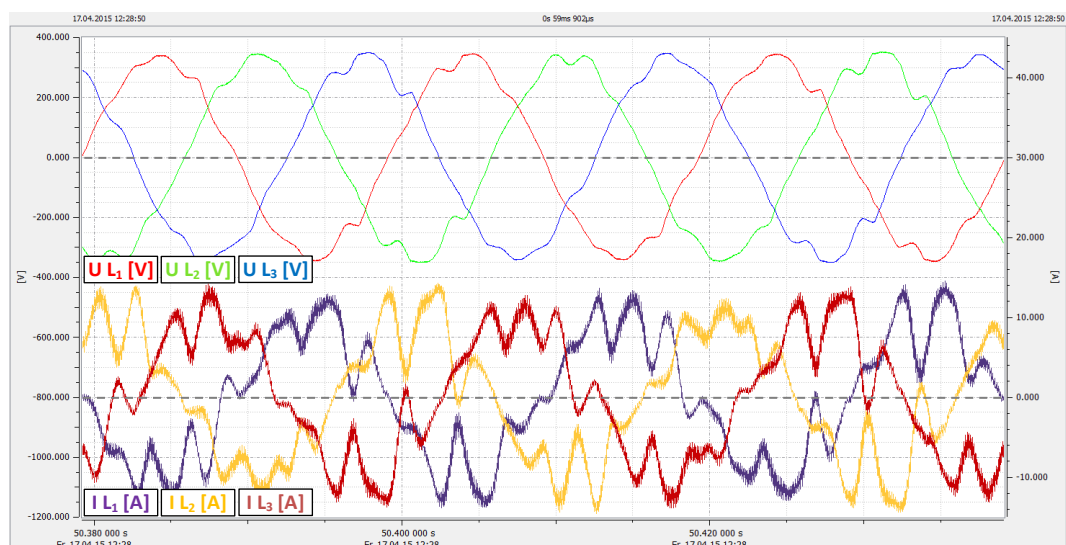


Fig. 113: Momentanwerte von Strom und Spannung einer PVA (Normalbetrieb, ohne ESR)

## C Netzimpedanz

### C.1 Übersicht der Messpunkte

Für den Vergleich der Messungen im Frequenzbereich bis 2.5 kHz stehen die Messpunkte nach Fig. 114 zur Verfügung. Es wird zwischen den Kategorien „Messung in der Trafostation“ sowie „Messung an einem VP mit/ohne dezentrale Einspeisung“ unterschieden. Beim Vergleich der Messungen in der Trafostation sind die Anzahl und der Typ der Transformatoren von Interesse. Bei den Messungen an den Verknüpfungspunkten im Feld wird zwischen Industriegebiet, ländlichem Gebiet sowie einem Solarkraftwerk unterschieden. Im Industriegebiet #2 wurde zweimal gemessen, wobei bei der zweiten Messung die Trafostation verschoben und mit RONTs ausgestattet wurde. Die Niederspannungsleitungen konnten längenmässig reduziert werden. Typ und Anzahl der Wechselrichter wurden nicht verändert, während die Anzahl der Lasten reduziert wurde. Für alle Messungen wurde das DSA verwendet, welches die Netzimpedanz von 50 bis 2500 Hz in 50-Hz-Schritten aufzeichnet [1]. In Fig. 115 ist die Übersicht der installierten WR-Typen erkennbar.

Kategorie	Bezeichnung in der Grafik	Anzahl Messungen	Anzahl, Leistung und Typ der Wechselrichter beim VP		
Trafostation	1x Dy5 630kVA uk = 4.0 %	1	0	0 kVA	-
	2x Dy5 630kVA uk = 4.0 % (parallel geschaltet)	1	0	0 kVA	-
	2x Dyn5 1000kVA uk = 4.8 % (parallel geschaltet)	3	0	0 kVA	-
	1x Dy11 1000kVA uk = 4.6 % (parallel geschaltet)	2	0	0 kVA	-
	1x Dy5 630kVA uk = 4.5 %	4	0	0 kVA	-
VP ohne dezentrale Einspeisung	inverter off – industrial area #1	3	0	0 kVA	-
	inverter off – rural area	3	0	0 kVA	-
	inverter off – industrial area #2 – measurement #1	2	0	0 kVA	-
	inverter off – industrial area #2 – measurement #2	3	0	0 kVA	-
	inverter off – PV plant	3	0	0 kVA	-
VP mit dezentraler Einspeisung	inverter on – industrial area #1	3	39	558 kVA	Typ 1.2
	inverter on – rural area	3	5	56 kVA	Typ 1.1, 1.2
	inverter on – industrial area #2 – measurement #1	3	9	399 kVA	Typ 1.2, 2.1, 2.2
	inverter on – industrial area #2 – measurement #2	6	9	399 kVA	Typ 1.2, 2.1, 2.2
	inverter on – PV plant	3	30	1860 kVA	Typ 3

Fig. 114: Übersicht der Messpunkte der Netzimpedanzmessungen im Frequenzbereich bis 2.5 kHz

Beschreibung der installierten WR-Typen			
Typ	Hersteller	Anlagenkonzept	Nennleistung
Typ A.1a	A	String-WR	10 kVA
Typ A.1b	A	String-WR	13 kVA
Typ A.1c	A	String-WR	15 kVA
Typ B.1	B	String-WR	30 kVA

Fig. 115: Übersicht der installierten WR-Typen

### C.2 Messung auf der Netzebene 6

Der Vergleich der Messungen auf der Netzebene 6 erfolgt mit unterschiedlicher Anzahl und verschiedenen Typen der Transformatoren zwischen Mittel- und Niederspannung (Fig. 114). Aus der Theorie ist bekannt, dass die Netzimpedanz an einem Verknüpfungspunkt massgeblich von der Zuleitung im NS-Netz sowie dem Transformator der NE 6 bestimmt wird (Fig. 116). Bei Kenntnis dieser beiden Abschnitte sind 97 % der Netzimpedanz bekannt und die restlichen 3 % können vernachlässigt werden. Bei einer Netzimpedanzmessung auf der NS-Seite der NE 6 ist es also naheliegend, Anzahl und Typ der Transformatoren als Vergleichsbasis zu wählen.

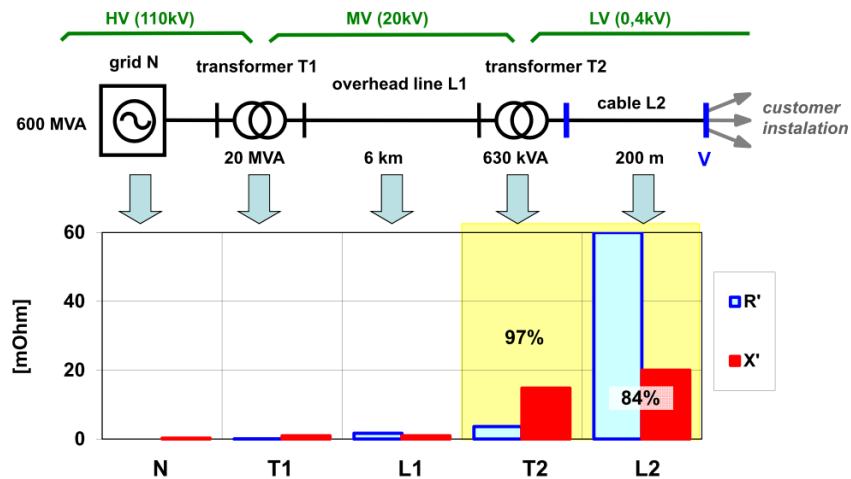


Fig. 116: Netzimpedanz der verschiedenen Netzebenen, wobei die NE 6 und 7 (Transformator T2 und Leitung L2) einen Anteil von 97 Prozent ausmachen

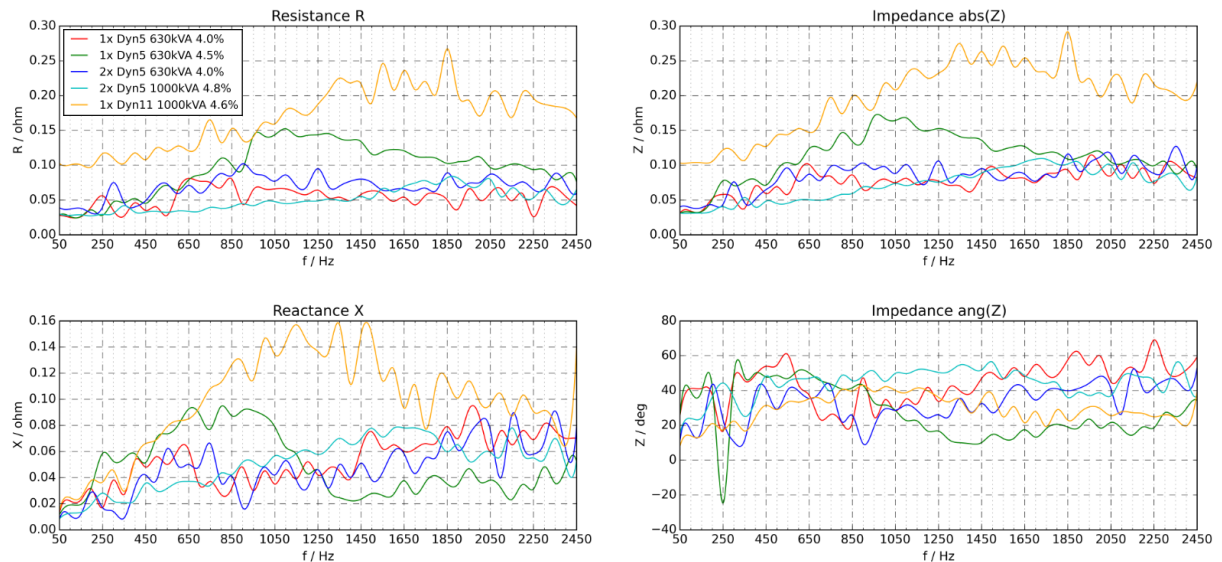


Fig. 117: Messungen auf der Netzebene 6 – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in absoluter Darstellung

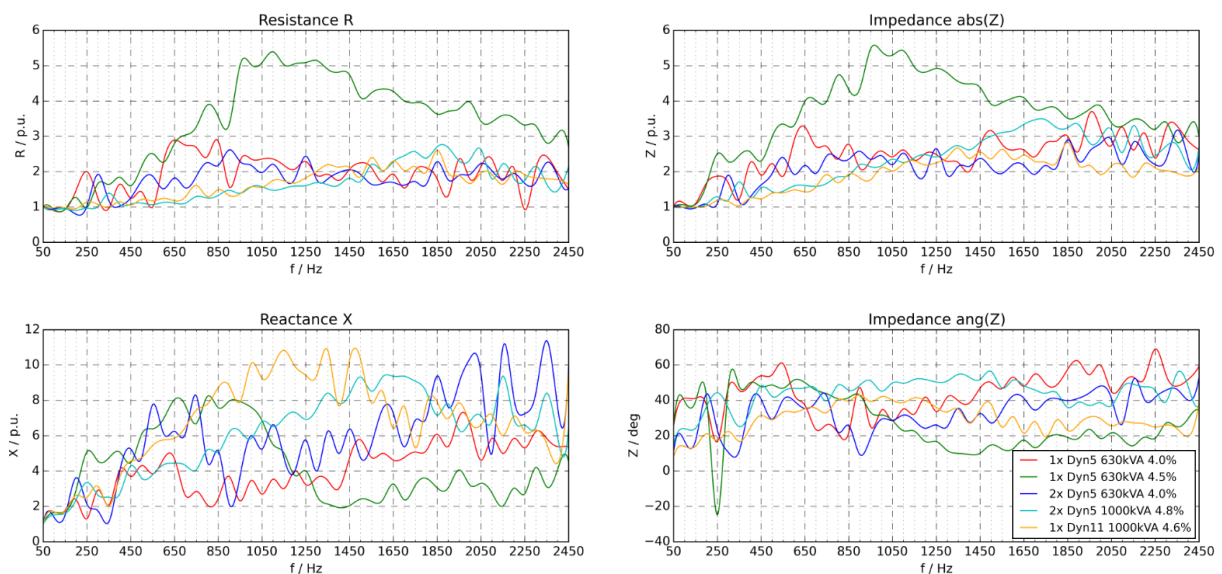


Fig. 118: Messungen auf der Netzebene 6 – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in normierter Darstellung



## C.2.1 Verknüpfungspunkte im NS-Netz ohne dezentrale Einspeisung

In Fig. 119 ist der Verlauf der absoluten Netzimpedanz erkennbar, wobei jene Messung im ländlichen Gebiet die grössten Impedanzen aufweist. Dies ist aufgrund der längeren Leitungen mit kleinerem Leiterquerschnitt, also der kleineren Kurzschlussleistung am VP, der Fall. Die Messung des Industriegebiets #1 (rote Kurve) zeigt im Bereich von 850 bis 1850 Hz eine Erhöhung.

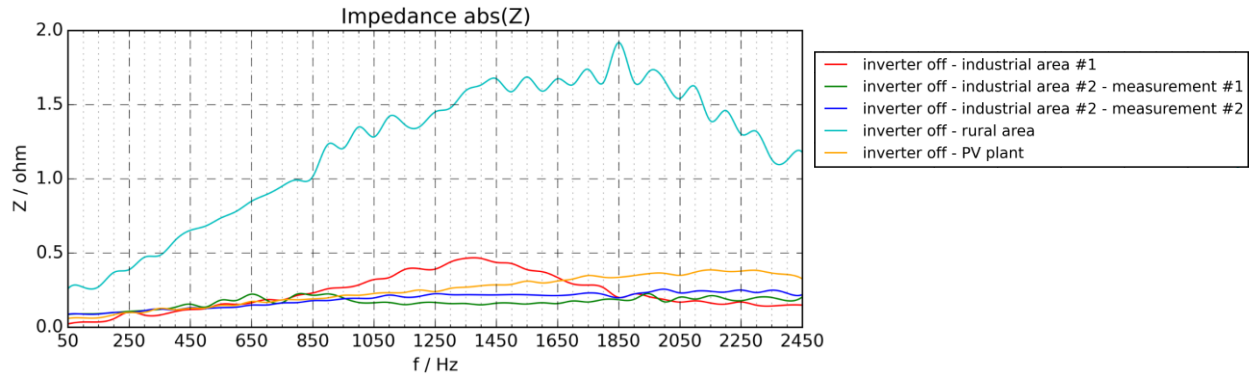


Fig. 119: Messungen an Verknüpfungspunkten ohne dezentrale Einspeisung – absolute Darstellung der Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in Ohm

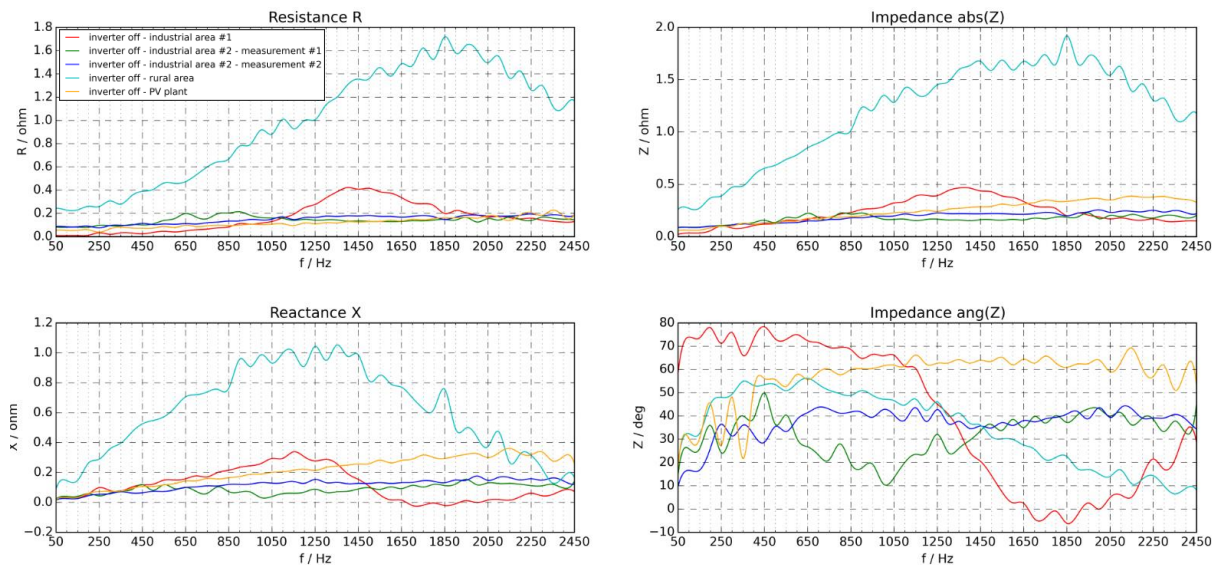


Fig. 120: Messungen an Verknüpfungspunkten im NS-Netz ohne DEA – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in absoluter Darstellung

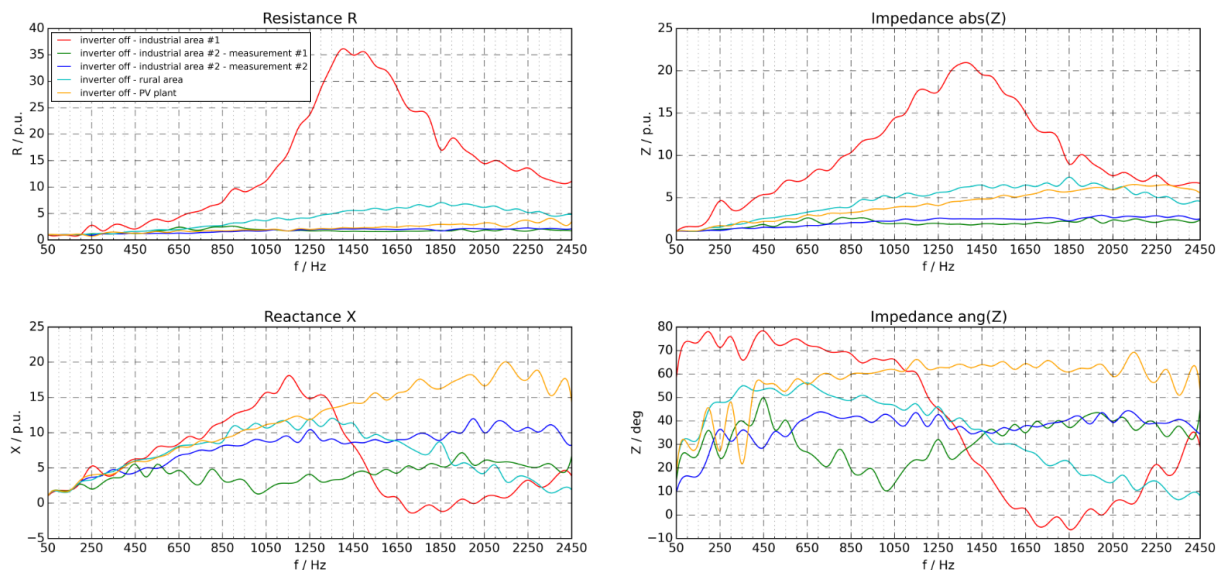


Fig. 121: Messungen an Verknüpfungspunkten im NS-Netz ohne DEA – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in normierter Darstellung

## C.2.2 Verknüpfungspunkte im NS-Netz mit dezentraler Einspeisung

In der Fig. 122 ist die Gegenüberstellung in einer absoluten Darstellung erkennbar. Die Netzimpedanz in ländlichem Gebiet (cyanfarbene Kurve) ist auch hier wieder grösser, wobei nun aber bei 400 Hz eine Resonanz erkennbar ist. Ebenfalls eine Resonanzstelle bei 400 Hz ist bei der Messung im Industriegebiet #1 erkennbar (rote Kurve), auch wenn diese betragsmässig deutlich kleiner ausfällt. Bei beiden Messpunkten, welche eine Resonanz bei 400 Hz verzeichnen, wird derselbe Wechselrichtertyp eingesetzt, wenn auch in unterschiedlicher Stückzahl (Fig. 114). Die Messung beim Solarkraftwerk verfügt über einen anderen Wechselrichtertyp (Fig. 114) und gleichzeitig auch über eine andere Resonanzstelle bei 2150 Hz. Bei den Messungen im Industriegebiet #2 ist keine Resonanz erkennbar.

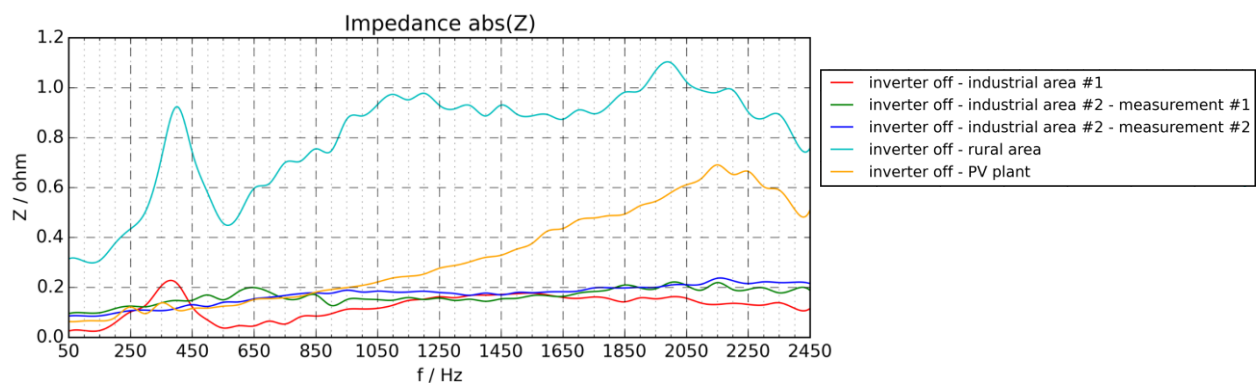


Fig. 122: Messungen an Verknüpfungspunkten mit dezentraler Einspeisung – absolute Darstellung der Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in Ohm

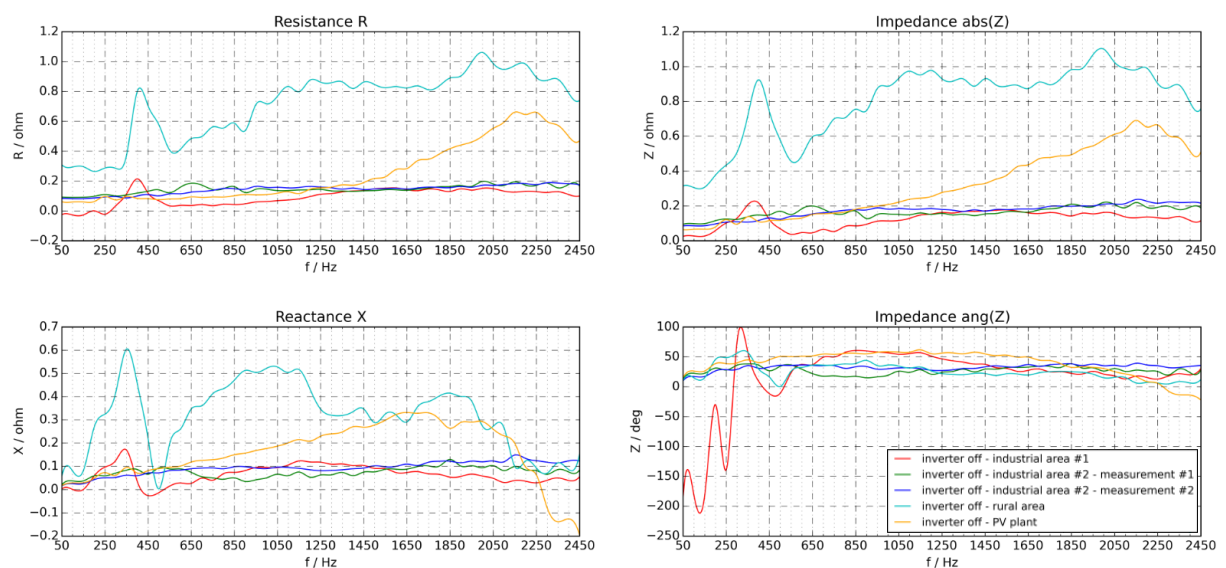


Fig. 123: Messungen an Verknüpfungspunkten im NS-Netz mit DEA – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in absoluter Darstellung



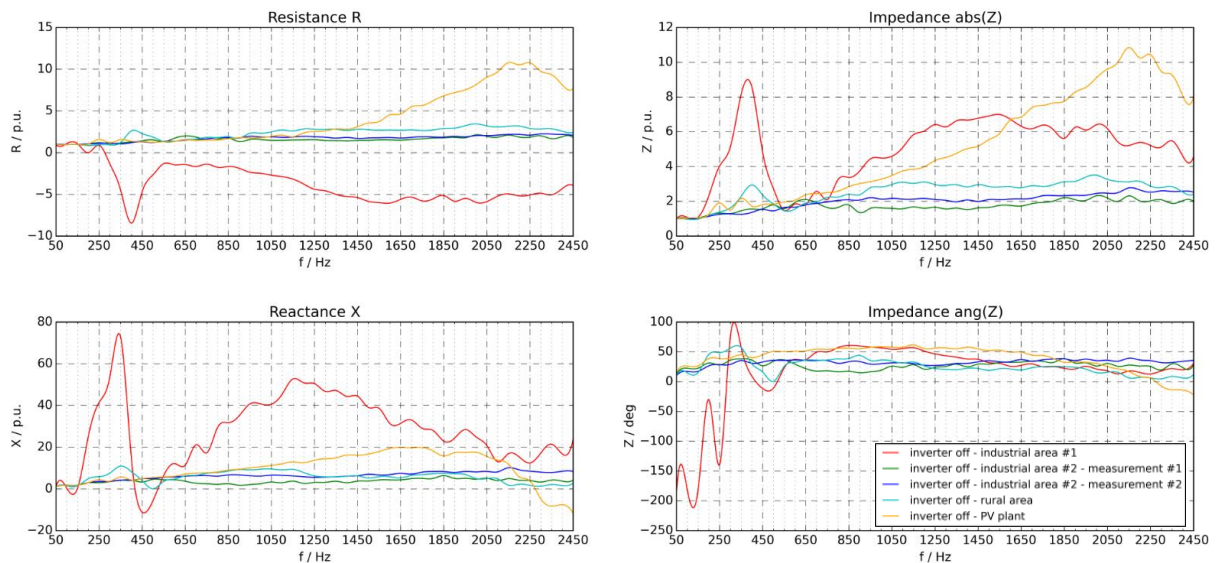


Fig. 124: Messungen an Verknüpfungspunkten im NS-Netz mit DEA – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in normierter Darstellung

### C.3 Allgemeine Netzimpedanz an unterschiedlichen Verknüpfungspunkten

#### C.3.1 Trafostation

Die allgemeine Netzimpedanz der Kategorie Trafostation basiert auf Messungen auf der NS-Seite der NE 6. Die Transformatoren sind von verschiedenem Typ, variierender Nennleistung sowie unterschiedlicher Anzahl (einzelne oder zwei parallel geschaltete Transformatoren). In Fig. 125 und Fig. 126 ist die allgemeine Netzimpedanz in absoluter und normierter Darstellung erkennbar. Die Steigung der Impedanz nimmt mit zunehmender Frequenz ab und stabilisiert sich im Mittel bei rund 4 p.u. ab 1.5 kHz.

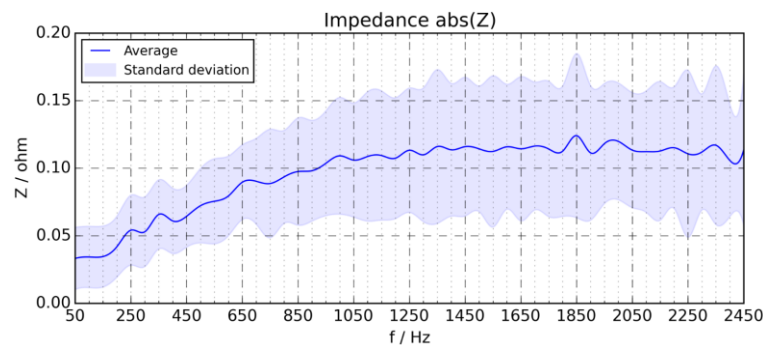


Fig. 125: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in Ohm – Transformator der NE 6 auf der NS-Seite – absolute Darstellung

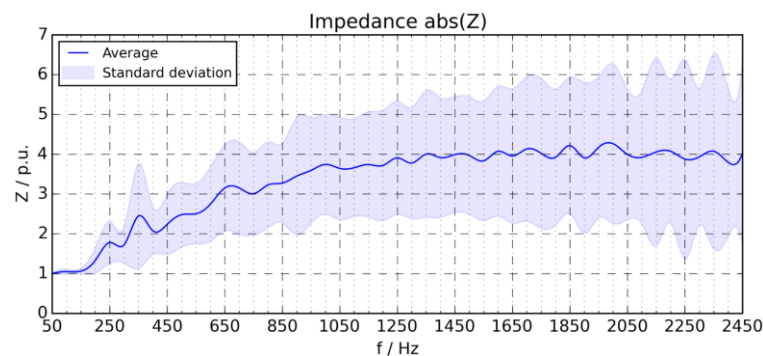


Fig. 126: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in per unit – Transformator der NE 6 auf der NS-Seite – normierte Darstellung

Interessant ist neben der Impedanz der Vergleich der Resistanz mit der Reaktanz (Vergleich von R und X). In Fig. 127 und Fig. 128 sind die Resistanz und Reaktanz in absoluter Darstellung erkennbar. Während die Resistanz über den gesamten Frequenzbereich eine gewisse Standardabweichung aufweist, ist bei der Reaktanz bis 500 Hz eine kleinere Abweichung erkennbar. Die Reaktanz bei 50 Hz ist mit rund 0.01 Ohm bei allen Messungen beinahe identisch, während die Resistanz mit rund  $\pm 0.02$  um 0.03 Ohm variiert.

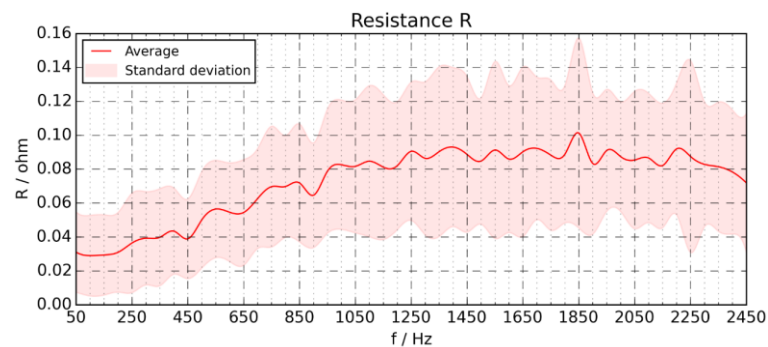


Fig. 127: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenreaktanz R von L<sub>1</sub>-PEN in Ohm – Transformator der NE 6 auf der NS-Seite – absolute Darstellung

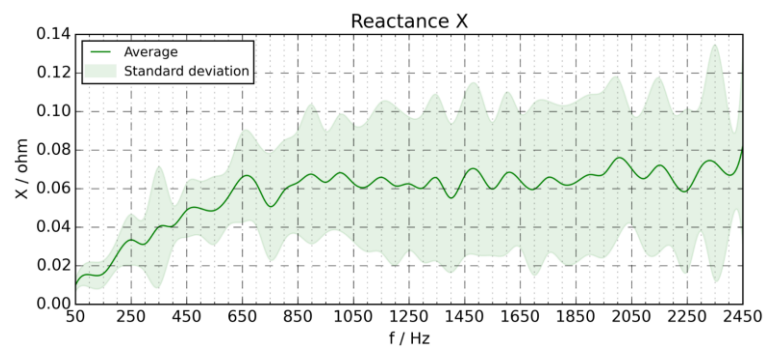


Fig. 128: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenreaktanz X von L<sub>1</sub>-PEN in Ohm – Transformator der NE 6 auf der NS-Seite – absolute Darstellung

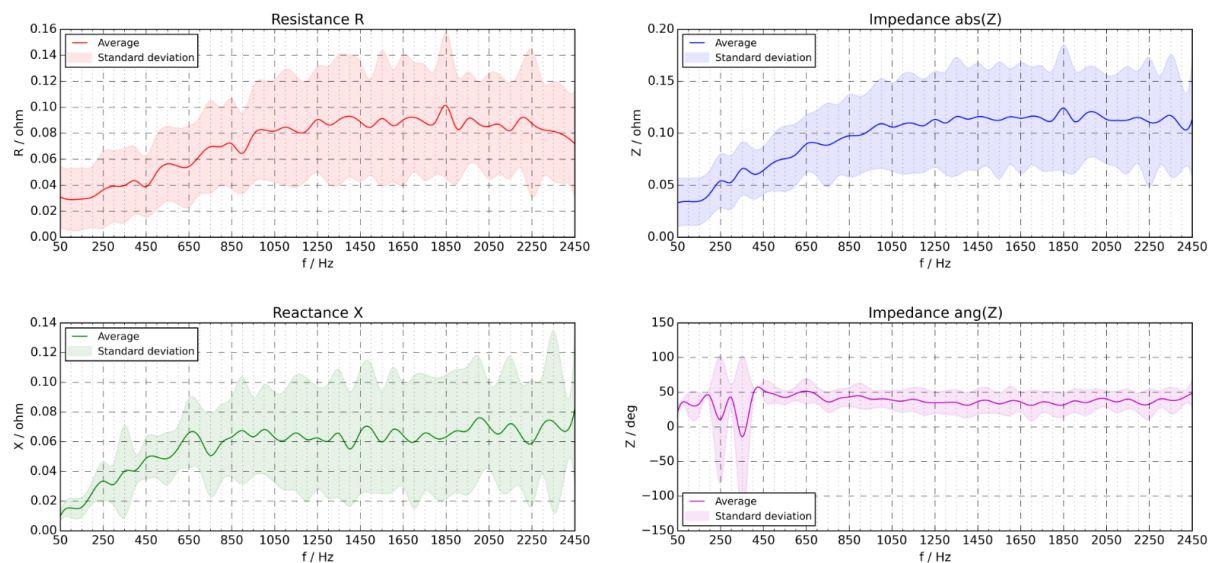


Fig. 129: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Trafostation – Schleifenimpedanz L<sub>1</sub>-PEN in absoluter Darstellung

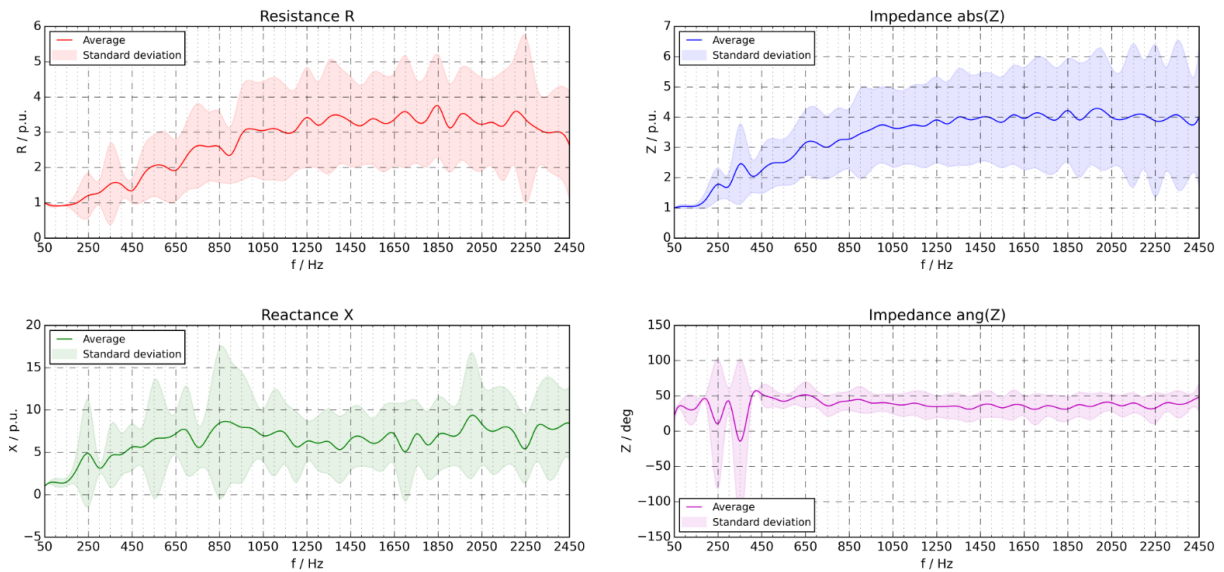


Fig. 130: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Trafostation – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in normierter Darstellung

## C.3.2 Verknüpfungspunkt im NS-Netz

### C.3.2.1 Ohne dezentrale Einspeisung

Die allgemeine Netzimpedanz an einem Verknüpfungspunkt im NS-Netz ohne dezentrale Einspeisung ist in Fig. 131 absolut und in Fig. 132 normiert erkennbar. Die Standardabweichung wird mit steigender Frequenz zuerst grösser und verringert sich dann wieder.

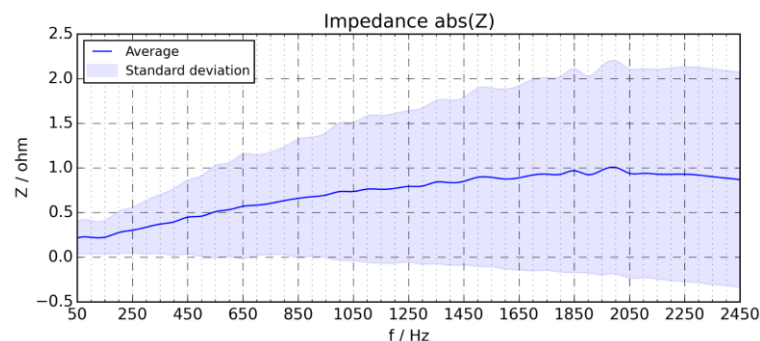


Fig. 131: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in Ohm – VP ohne dezentrale Einspeisung – absolute Darstellung

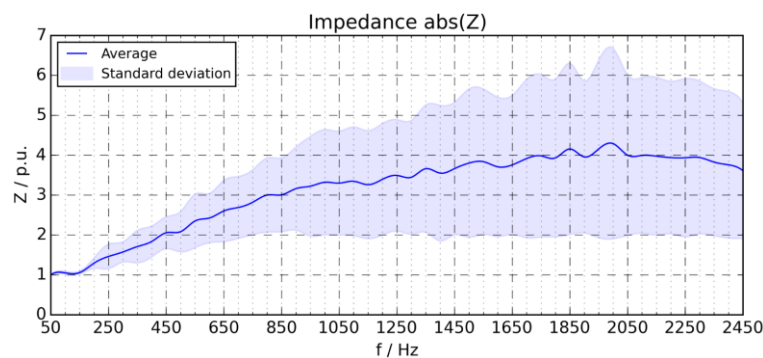


Fig. 132: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in per unit – VP ohne dezentrale Einspeisung – normierte Darstellung

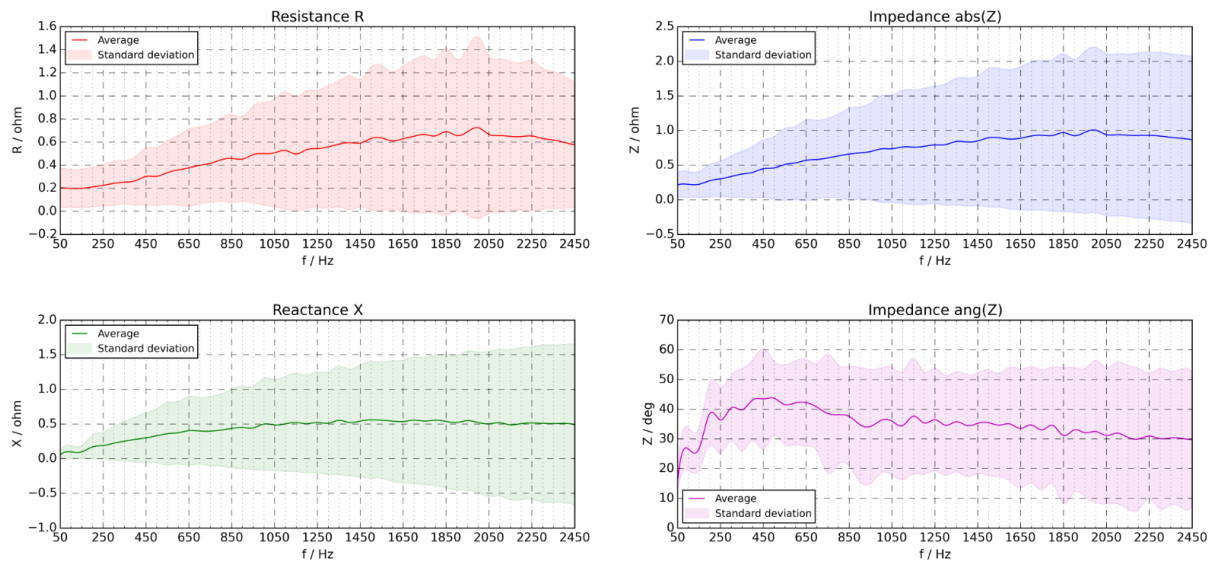


Fig. 133: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – VP ohne DEA – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in absoluter Darstellung

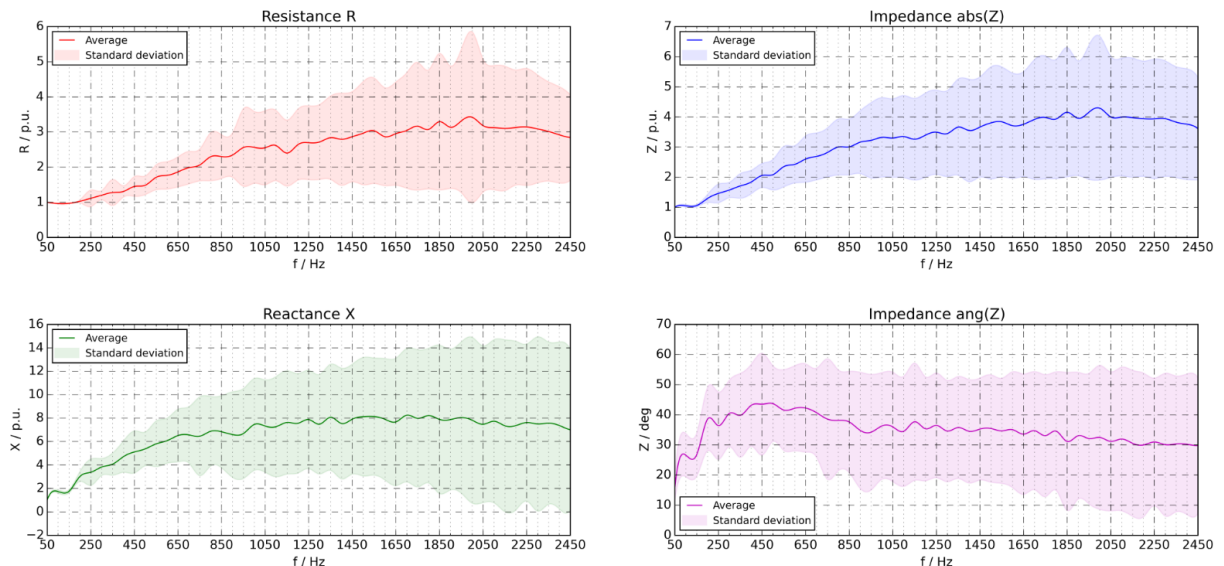


Fig. 134: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – VP ohne DEA – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in normierter Darstellung

### C.3.2.2 Mit dezentraler Einspeisung

#### C.3.2.2.1 Verknüpfungspunkte im NS-Netz mit dezentraler Einspeisung

Die Messungen im NS-Netz an Verknüpfungspunkten mit dezentraler Einspeisung in absoluter und normierter Darstellung sind in Fig. 135 und Fig. 136 dargestellt. Im Bereich von 150 bis 550 Hz ist vor allem bei der normierten Netzimpedanz eine erhöhte Variation erkennbar. Dies kann mit der unterschiedlich grossen Resonanz, bedingt durch die Anzahl der Wechselrichter, erklärt werden (Kapitel 5.2.4).

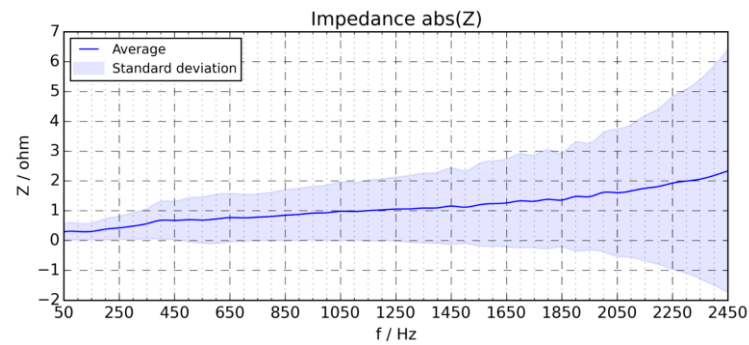


Fig. 135: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in Ohm – VP mit dezentraler Einspeisung – absolute Darstellung

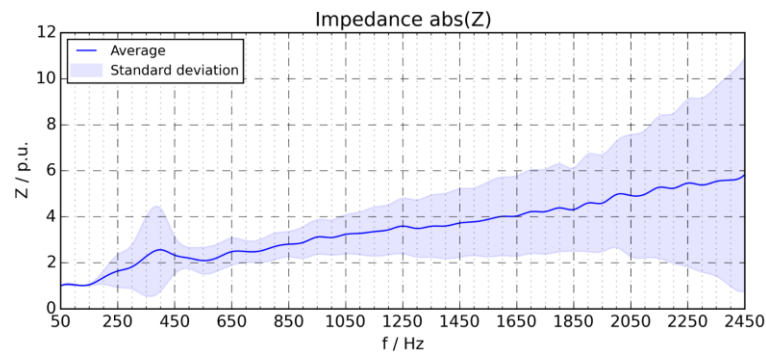


Fig. 136: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in per unit – VP mit dezentraler Einspeisung – normierte Darstellung

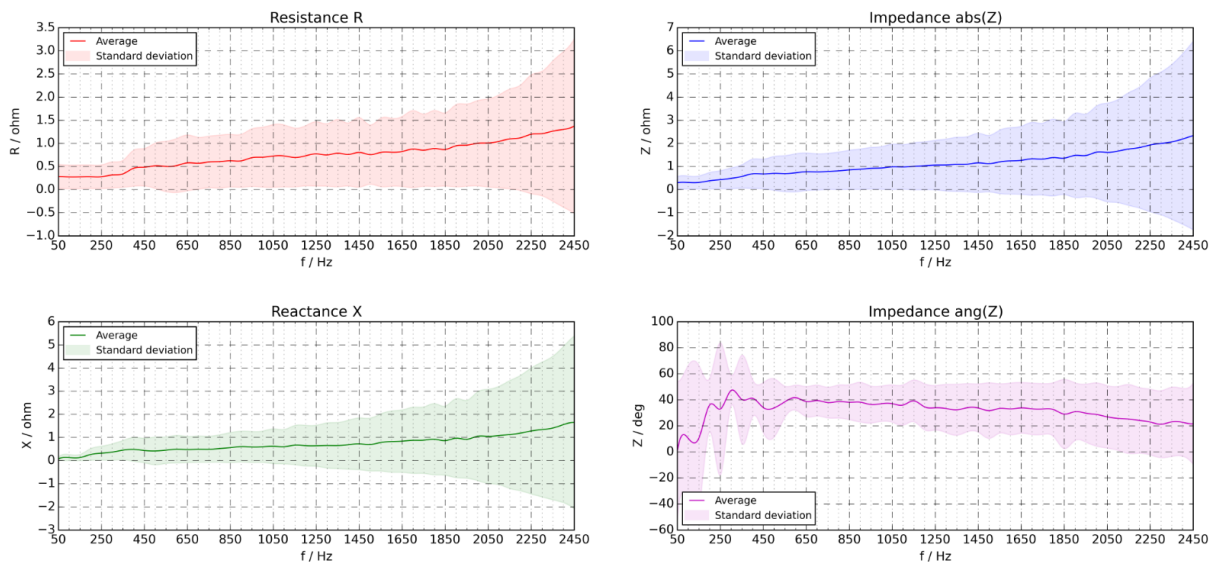


Fig. 137: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – VP mit DEA – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in absoluter Darstellung



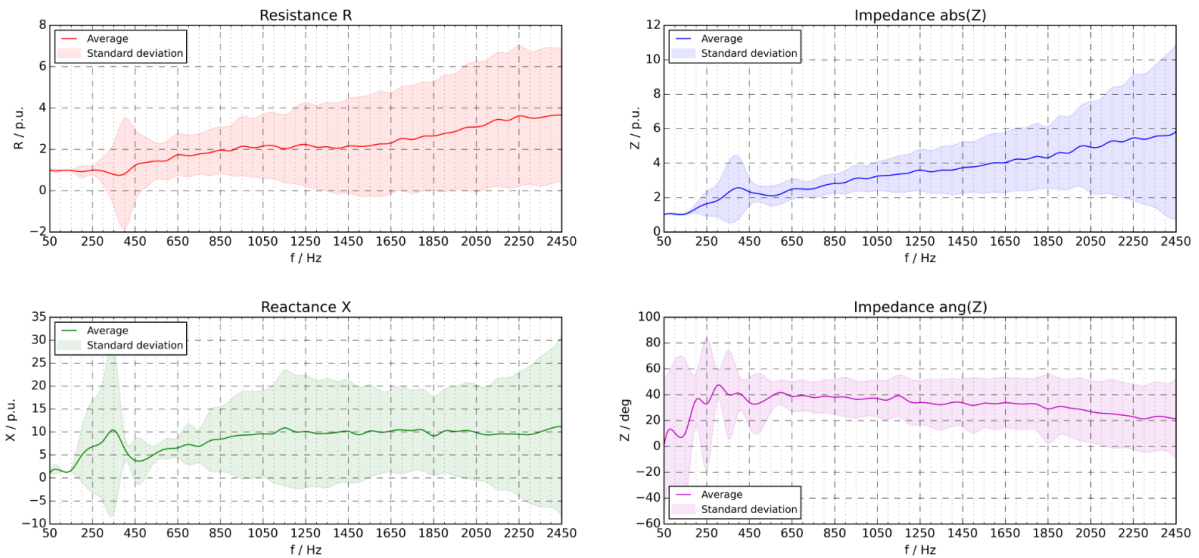


Fig. 138: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – VP mit DEA – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in normierter Darstellung

### C.3.3 Vergleich der drei Kategorien

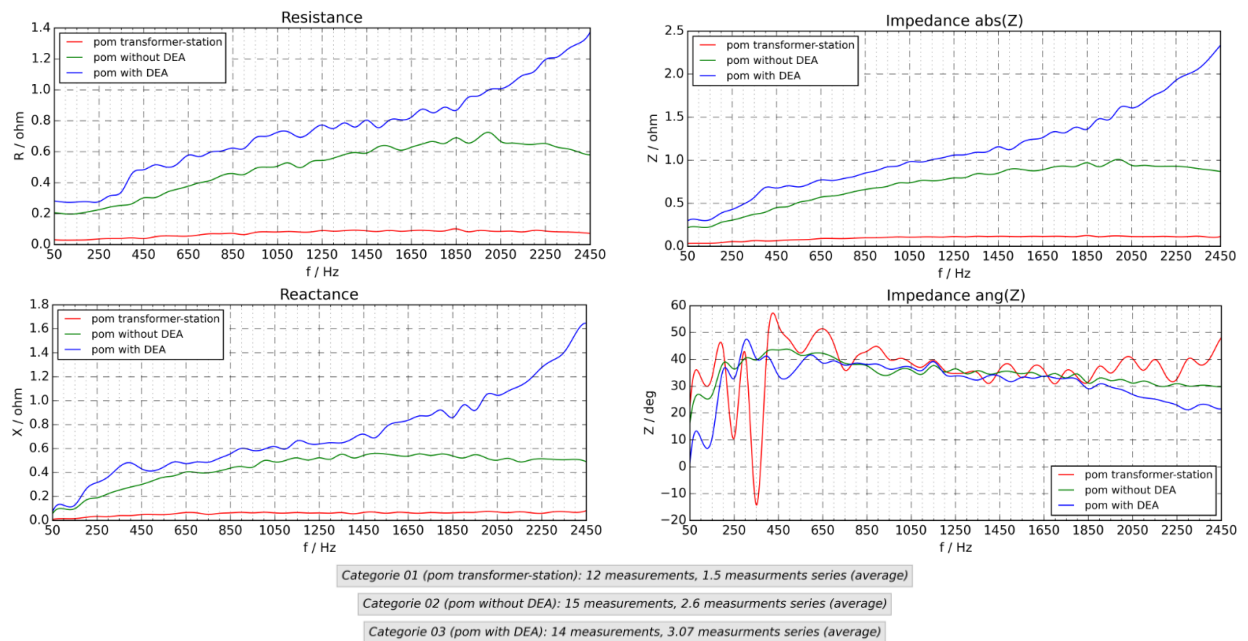


Fig. 139: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Vergleich der drei Kategorien – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in absoluter Darstellung

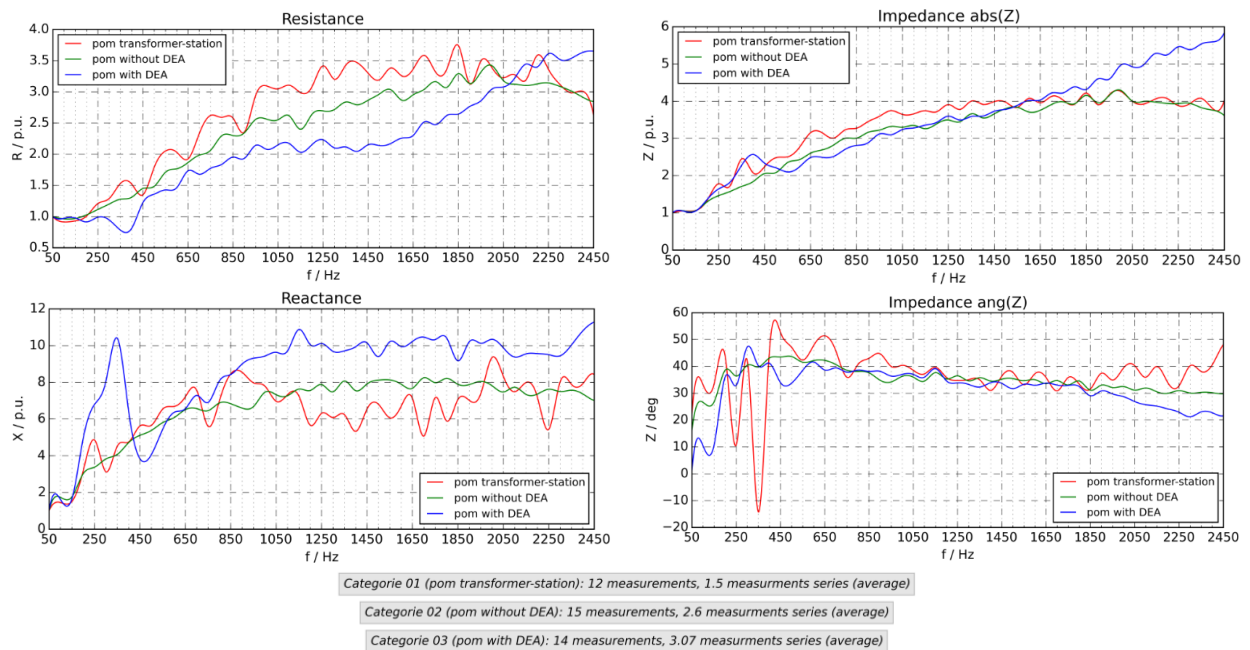


Fig. 140: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – Vergleich der drei Kategorien – Schleifenimpedanz  $L_1$ -PEN in normierter Darstellung

#### C.4 Vergleich der Messgeräte DSA und Panensa

Im Rahmen einer MSE-Projektarbeit [14] wurden die Netzimpedanz-Messgeräte DSA und Panensa MZF verglichen. Die Messgenauigkeit der zur Verfügung stehenden Messgeräte wurde in einer Studie der TU Dresden in Zusammenarbeit mit der BFH untersucht (vgl. [15] und [16]). Bei diesem Vergleich konnte festgestellt werden, dass die Messresultate des Panensa MZF (Fig. 141, rote Linie) tendenziell etwas höher ausfallen als diejenigen des DSA (Fig. 141, schwarze Linie). Der gemessene charakteristische Verlauf der vier Komponenten der Impedanz stimmt zwischen den Messgeräten überein.

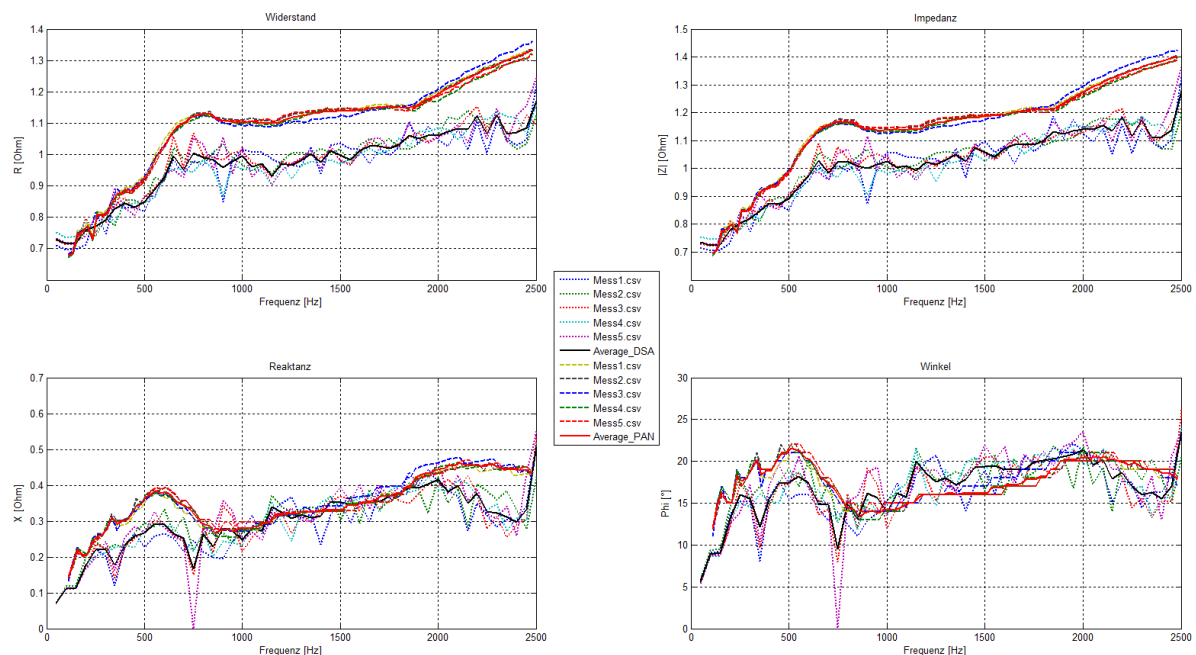


Fig. 141: Vergleich der Schleifenimpedanzen  $L_1$ -PEN – DSA (schwarz) und Panensa (rot)

Basierend auf den Ergebnissen aus [14] wird schlussfolgernd festgehalten, dass die Messergebnisse mit dem Panensa MZF unter den gegebenen Voraussetzungen bei diesem Vergleich tendenziell etwas exakter ausfallen als diejenigen mit dem DSA. Es ist jedoch zu bedenken, dass die Bedienbarkeit des Panensa MZF durch die veraltete Software umständlich ist. Zudem dauert die Aufnahme einer Messung verglichen mit dem DSA erheblich länger. Deshalb wurden die weiterführenden Messungen mit dem DSA durchgeführt.



## C.5 Auswirkung der Normierung auf die Netzimpedanz bei einem VK oder HAK

### C.5.1 Problemstellung

In Fig. 142 und Fig. 143 ist die allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz in absoluter und normierter Darstellung erkennbar. Neben dem Verlauf der allgemeinen Netzimpedanz in der Trafostation (rote Kurve) sind die Kurven der Impedanz an einem VP mit/ohne DEA (blaue und grüne Kurve) erkennbar. Letztere liegen innerhalb vom NS-Netz, weshalb die Impedanz grundsätzlich höher ausfällt, als dies bei der Trafostation der Fall ist. Dies ist bei Betrachtung der absoluten Impedanz zutreffend, nicht aber bei der normierten. Bei Betrachtung der allgemeinen Netzimpedanz in normierter Darstellung liegt die Impedanz von einem Messpunkt ohne DEA stets unterhalb jener einer Trafostation.

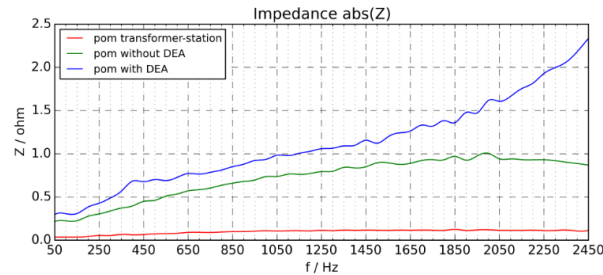


Fig. 142: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – absolute Darstellung der Schleifenimpedanz L1-PEN in Ohm – die Kategorien TS und VP mit/ohne DEA im Vergleich

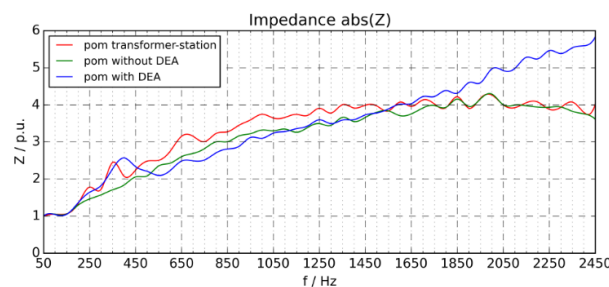


Fig. 143: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz – normierte Darstellung der Schleifenimpedanz L1-PEN in per unit – die Kategorien TS und VP mit/ohne DEA im Vergleich

### C.5.2 Simulation mit PowerFactory

Mit PowerFactory wurden die drei Szenarien gemäss Fig. 144 simuliert. Beim Szenario Nr. 1 ist keine Last beim HAK angeschlossen, während beim Szenario 2 und 3 eine Last mit einer Leistung von 50 kW,  $\cos\varphi = 0.8$  und je nach Szenario kapazitiv, beziehungsweise induktiv angeschlossen ist. Die übrige Netzkonfiguration ist bei jedem der Szenarien identisch. Im Folgenden werden die Impedanzverläufe beim VK und HAK in absoluter und normierter Darstellung untersucht (VK → rote Kurve, HAK → blaue Kurve).

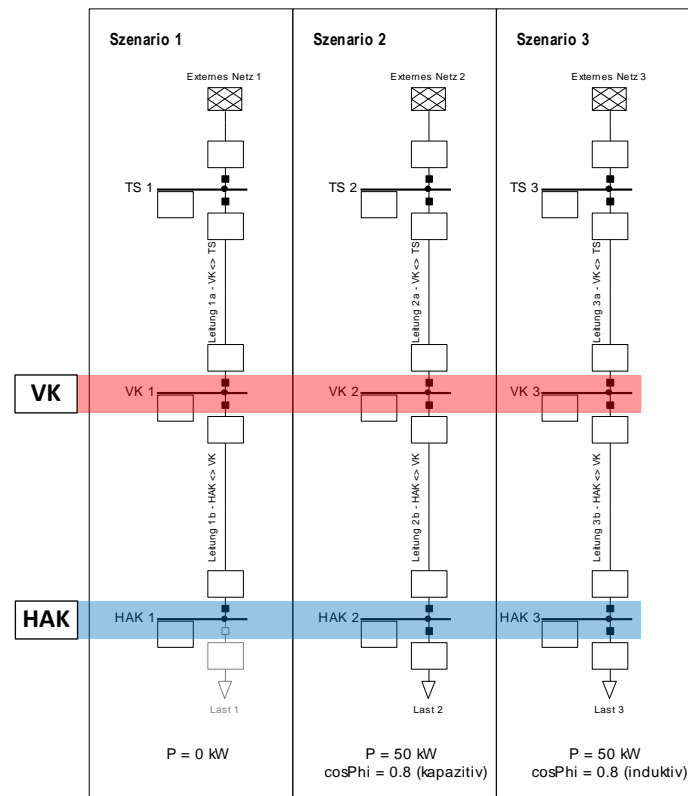


Fig. 144: Die drei Szenarien in der Übersicht ohne/mit Last (induktiv und kapazitiv)

In Fig. 145 ist der Verlauf der Netzimpedanz bis 2.5 kHz in absoluter Darstellung für die drei Szenarien erkennbar. Es wurde stets die Grundschiwungsimpedanz eingezeichnet, welche für die Normierung verwendet wird. Die Impedanz fällt unabhängig vom Szenario beim HAK stets grösser aus.

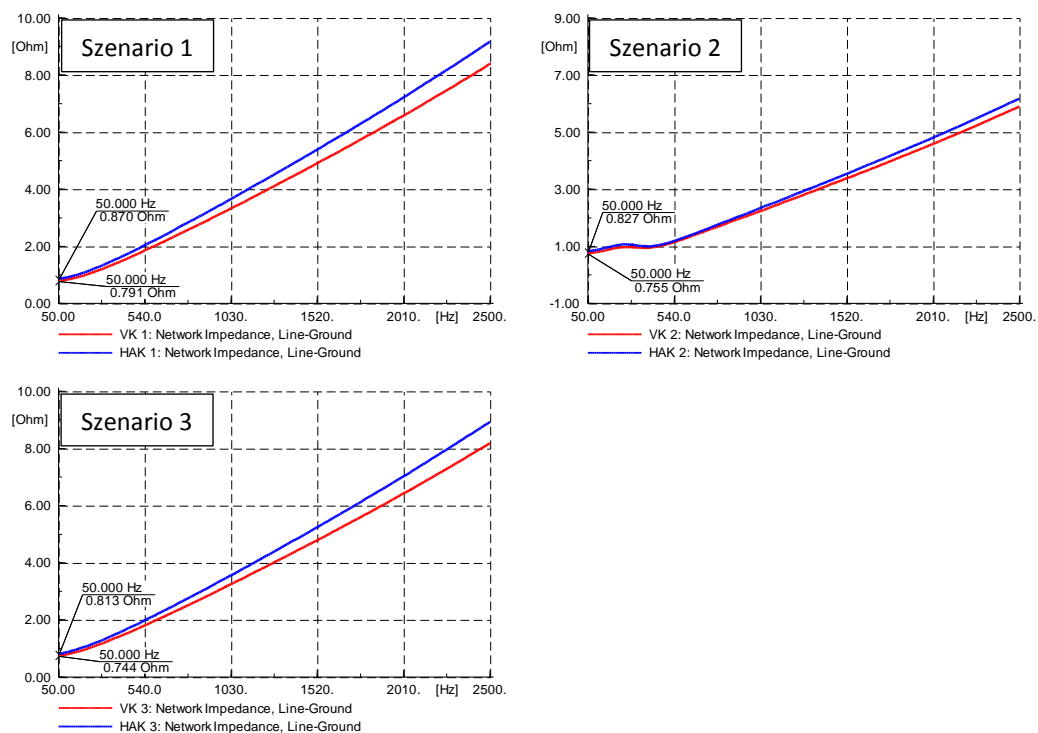


Fig. 145: Vergleich der Impedanz der drei Szenarien – absolute Darstellung

Die Impedanz der drei Szenarien in normierter Darstellung ist in Fig. 146 erkennbar. Bei 50 Hz beträgt die Impedanz nun stets 1 per unit. Je nach Szenario fallen die Ergebnisse unterschiedlich aus. In der normierten Darstellung ist der Einfluss der Transformatoren und Leitungen nicht mehr erkennbar, allerdings werden nun die Einflüsse der angeschlossenen Verbraucher bzw. Erzeuger erkennbar. So sind die Kurven deckungsgleich, wenn keine Last angeschlossen ist (Szenario 1). Es kann also bei diesem Szenario nicht zwischen der Netzimpedanz beim VK oder beim HAK unterschieden werden. Beim Szenario 2 ist nun der kapazitive Einfluss der Last erkennbar, wodurch die frequenzabhängige Netzimpedanz in normierter Darstellung beim VK grösser ausfällt (Fig. 146, Szenario 2, rote Kurve). Beim Szenario 3 ist der Einfluss einer induktiven Last auf die normierte Netzimpedanz erkennbar, welcher kleiner als jener der kapazitiven Last ausfällt.

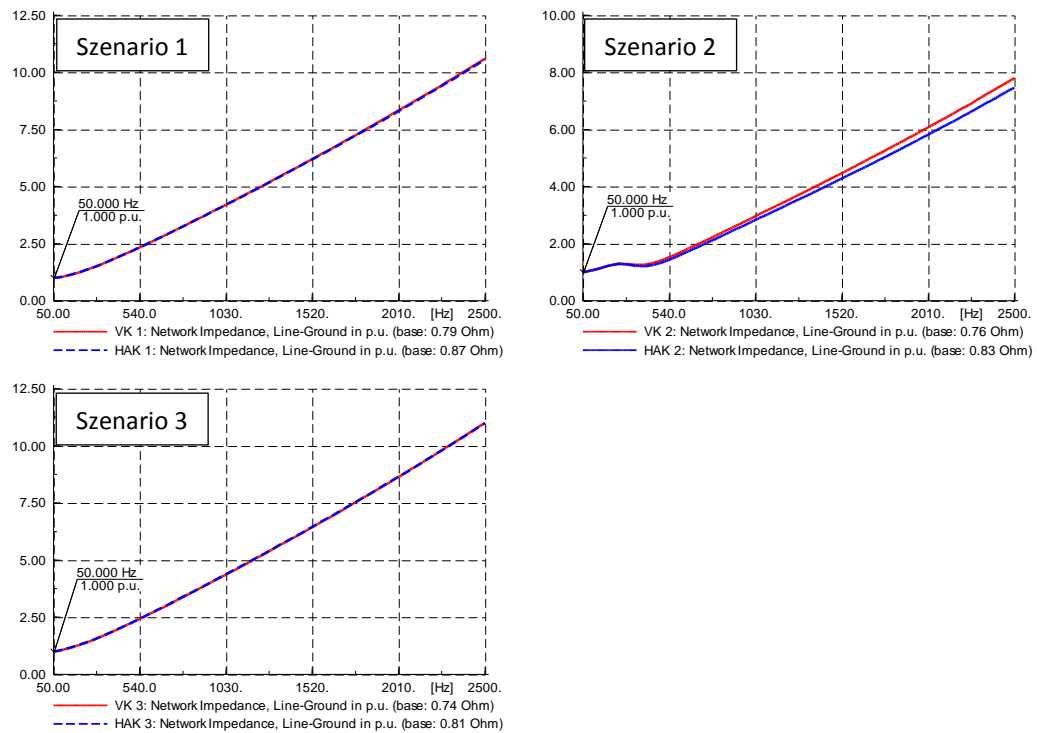


Fig. 146: Vergleich der Impedanz der drei Szenarien – normierte Darstellung

## D Subharmonische Schwingungen

### D.1 Zusätzliche Grafiken

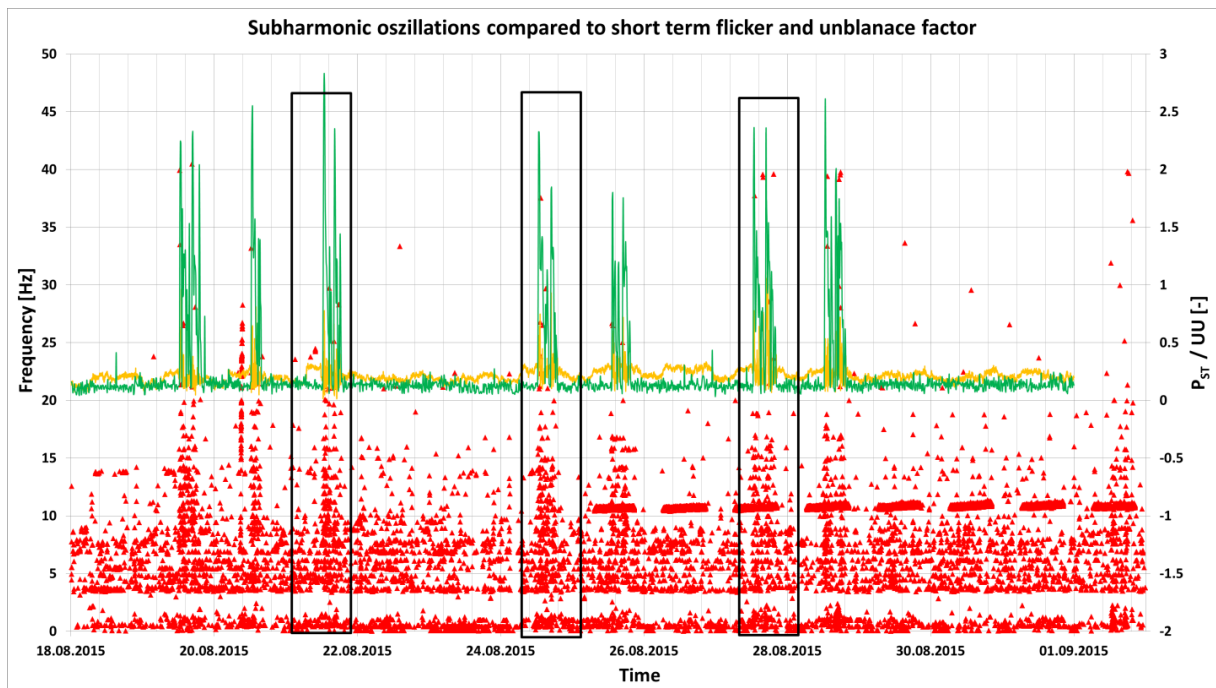


Fig. 147: Moden < 50 Hz im Vergleich zum Flicker und Unsymmetrie-Faktor am Anschlusspunkt benachbart zu einem Stahlwerk

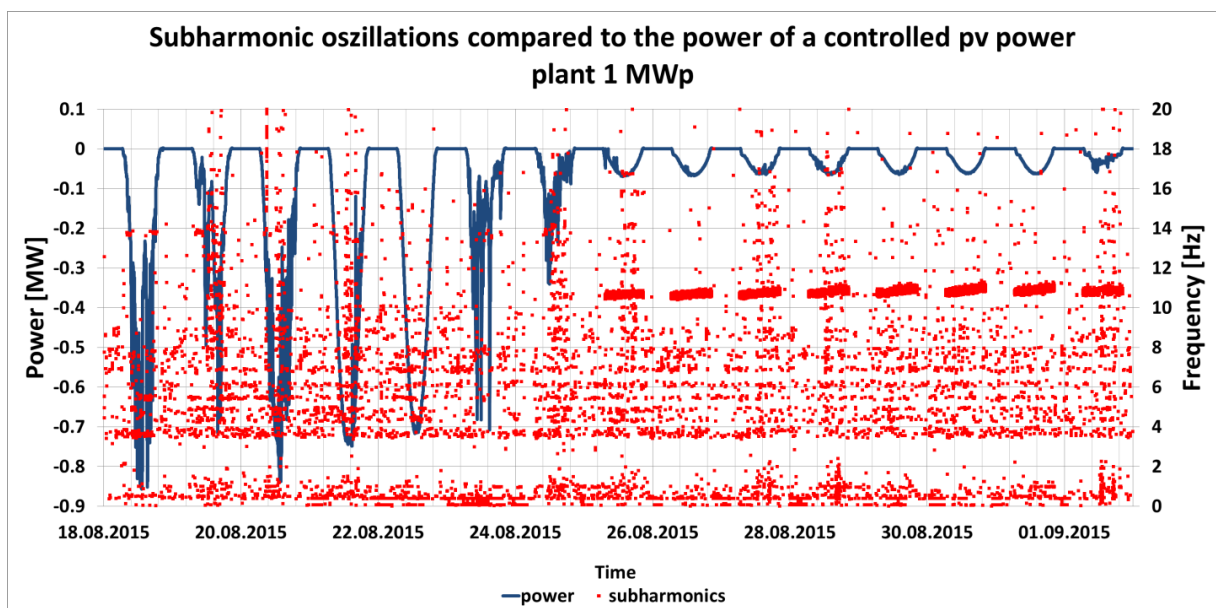


Fig. 148: Moden < 50 Hz am Anschlusspunkt eines Photovoltaik-Kraftwerks