

WP3 – Modellierung des stationären Verhaltens

Swinging Grids

Autor: Andreas Gut
 Niklaus Schneeberger

Projektleiter: Michael Höckel

Version 1.02 / 28. April 2016

Abstract

Die im „WP1 – Netztopologien“ ausgewählten und in „WP2 – Feldmessungen“ flächendeckend ausgemessenen Netze sind im „WP3 – Modellierung des stationären Verhaltens“ statisch modelliert worden. Es wurde sowohl für die Grundschningsanalyse sowie auch für die Analyse von Strom- und Spannungsharmonischen eine quasistationäre Betrachtung über mehrere Tage durchgeführt. In diesem Bericht sind die Resultate der Validierung der Modelle, Grenzen der Modellierung und ein Vorschlag zur Bewertung und zum Vergleich von modernen Niederspannungsnetzen im Hinblick auf die Energiebilanz und Verluste enthalten.

The low voltage grids that were chosen in „WP1 – Netztopologien“ and measured with comprehensive measurement campaigns in „WP2 – Feldmessungen“ were now analyzed with static grid models during „WP3 – Modellierung des stationären Verhaltens“. Fundamental load flow simulations as well as current and voltage harmonic simulations are performed for a quasi-stationary model for a period of several days. The following document includes a conclusion of the validation results, a description of modelling and simulation limits and a recommendation for a set of values to describe and assess modern low voltage grids.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Projektplan: Übersicht	4
3	Modellierung	5
3.1	Allgemein	5
3.2	Modellbedienung	5
3.3	Modellierung mit Python-Skripts	6
3.4	Modellierung der Netzelemente	7
4	Herausforderungen bei der Modellierung mit Messdaten	8
4.1	Modellierung einer Last mit Messdaten	8
4.2	Maschennetze und Parallelleitungen mit Muffen	9
4.3	Zeitverschiebung	11
4.4	Berücksichtigung der Netzimpedanz von nichtlinearen Netzelementen	12
5	Verifikation der Modelle	14
5.1	Vorgehen und Entscheidungsgrößen bei der Grundswingungsanalyse	14
5.2	Genauigkeit der Grundswingungsanalyse	14
5.3	Vorgehen und Entscheidungsgrößen bei der Oberswingungsanalyse	16
5.4	Restriktion für Modelle mit nichtlinearen Netzelementen	16
5.5	Genauigkeit der Oberswingungsanalyse	16
5.6	Spannungsqualitätsmerkmale zur Validierung des Modells	20
5.7	Zwischenfazit: Validierung der Netze	23
6	Energiebilanz und Netzverluste der NE 6 und 7	24
6.1	Gesamtheitliche Betrachtung der Netzebene 6 und 7	24
6.2	Kenngößen zum Vergleich moderner Niederspannungsnetze	25
6.3	Vergleich der Netze	26
6.4	Zwischenfazit: Energiebilanz und Netzverluste	28
7	Netzspezifische Erkenntnisse	29
7.1	Phasenlage der Strom- und Spannungsharmonischen	29
7.2	Phasenlage der Stromharmonischen bei Wechselrichtern	31
7.3	Ausbreitung der Harmonischen über die Netzebenen	32
8	Schlussfolgerungen und Ausblick	36
9	Verzeichnisse	37
9.1	Glossar	37
9.2	Figurenverzeichnis	38
9.3	Quellenverzeichnis	42
10	Versionskontrolle	43
11	Anhang	44

1 Einleitung

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

- Sichtung der vorhandenen Unterlagen und Definition von Ersatzwerten
- Eingabe bzw. Import der Netzmodelle
- Eingabe der Last- und Einspeisedaten
- Validierung der Modelle
- Definition der Vergleichskriterien und vergleichende Auswertung

Die oben aufgeführten Themen sind individuell auf alle ausgewählten Netze angewendet worden. Im vorliegenden Bericht sind das Vorgehen zum Aufbau der Modelle, die Aufbereitung der Messdaten und die Validierung der Modelle kurz beschrieben. Ausführliche Informationen sind in den jeweiligen Modellbeschreibungen und im Anhang zu finden. Des Weiteren sind die Netze anhand Ihrer Energiebilanz, Auslastung und Verlustenergie verglichen worden. Das Hauptaugenmerk wurde den Möglichkeiten und Grenzen der Modellierung und Simulation gewidmet.

2 Projektplan: Übersicht

Die nachfolgenden Kapitel konzentrieren sich auf die Ergebnisse des Arbeitspakets „WP3 – Modellierung des stationären Verhaltens“. 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.

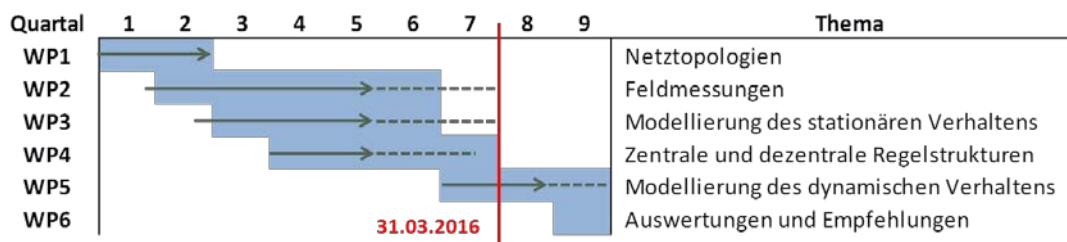


Fig. 1: Aufteilung der Arbeitspakete ab dem Projektstart

Mit diesem Bericht wird das Arbeitspaket „WP3 – Modellierung des Stationären Verhaltens“, welches im dritten Projekt-Quartal begonnen hatte, mit einer Verzögerung von einem Quartal per Ende März 2016 abgeschlossen. Durch einen grösseren Aufwand bei der Auswertung der Messungen wurde entschieden, drei Monate mehr Zeit bis zum Abschluss des Arbeitspakets zu gewähren. 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 zu WP2 durchgeführt und wird in einer ersten Version per Ende März 2016 beendet. Die Modelle der einzelnen Niederspannungsnetze sind erstellt und können mit den Inputs der Partner für individuelle Untersuchungen verwendet werden. Das WP4 wurde im vierten Quartal gestartet. Grundlage dafür bildet die Masterarbeit eines Studenten, welche im Frühjahr 2016 beendet wurde. Das Arbeitspaket WP5 wurde mit Beginn des Jahres 2016 gemäss Projektplan gestartet.

3 Modellierung

3.1 Allgemein

Die Modelle werden mit der Software PowerFactory 15.2 von DigSILENT aufgebaut. PowerFactory 15.2 bietet die Möglichkeit, elektrische Versorgungsnetze aller Netzebenen zu modellieren und auf ihr dynamisches und statisches Verhalten zu untersuchen. In den Untersuchungen für „WP3 – Modellierung des stationären Verhaltens“ sind die gemessenen Niederspannungsnetze modelliert und das gemessene Verhalten im quasistationären¹ Betrieb nachgebildet worden. Die Modelle dienen als Grundlage für das „WP5 – Modellierung des dynamischen Verhaltens“, in dem die Netzmodelle mit den dynamischen Eigenschaften einzelner Betriebselemente ergänzt werden.

3.2 Modellbedienung

Das Modell in PowerFactory wurde mit Befehlsknöpfen ausgestattet, die direkt die entsprechenden Skripts² ausführen (Fig. 2). Wird ein Befehlsknopf betätigt, erscheint ein Fenster zur Eingabe modellspezifischer Parameter. Die Funktion der in Fig. 2 abgebildeten Befehlsknöpfe ist der Fig. 3 zu entnehmen. Im Anhang unter Kapitel A.1 ist die Parametereingabe anhand eines Beispiels beschrieben.

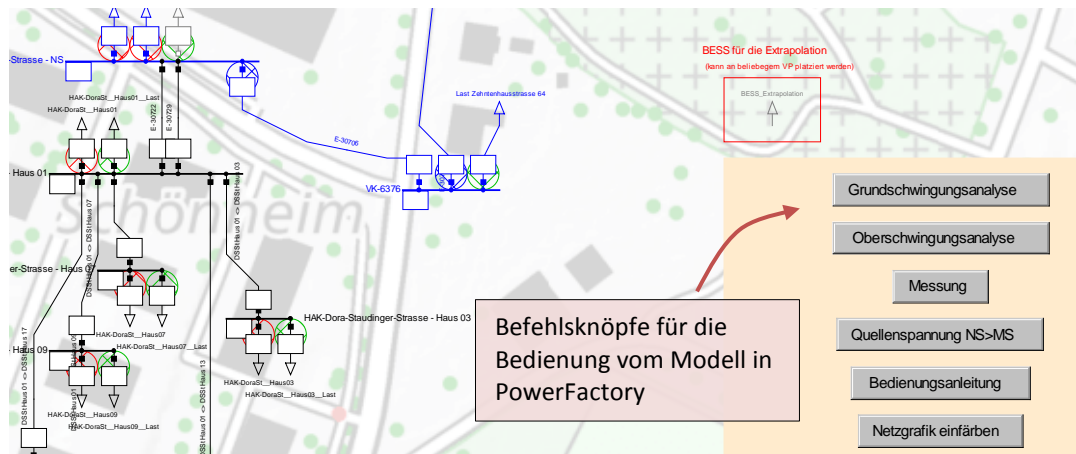


Fig. 2: Beispiel der vorhandenen Befehlsknöpfe in einem Netzmodell, je nach Modell ist die Anzahl und die Bezeichnung unterschiedlich

Befehlsknopf	Funktion
Grundschwingsanalyse	Berechnung einer Grundschwingsanalyse.
Oberschwingsanalyse	Berechnung einer Oberschwingsanalyse.
Messung	Einlesen der Messdaten.
Quellenspannung NS>MS	Berechnung einer neuen Quellenspannung auf der MS-Seite.
Bedienungsanleitung	Öffnen der Modell-Bedienungsanleitung.
Netzgrafik einfärben	Es werden die Netzelemente in Abhängigkeit vom Schaltzustand eingefärbt.

Fig. 3: Beschreibung der Funktion aller Befehlsknöpfe

¹ Eine quasistationäre Simulation beschreibt das stationäre Verhalten zu verschiedenen aufeinander folgenden Zeitpunkten.

² Ein Skript, geschrieben mit der Syntax von Python, ist ein Programm, welches je nach gewünschter Berechnung zum richtigen Zeitpunkt die richtigen Daten mit den Betriebselementen verknüpft und den Befehl zur Berechnung gibt. Zudem ist im Skript die Verarbeitung der Resultate definiert.

3.3 Modellierung mit Python-Skripts

PowerFactory bietet die Möglichkeit, Skripts mit den Modellen zu verknüpfen, welche mit der Programmiersprache Python erstellt wurden. Python ist eine objektorientierte Programmiersprache. Mit Python-Skripts eröffnen sich bei der Modellierung neue Möglichkeiten. So erfolgt die Konvertierung der Messdaten, die Modellierung in PowerFactory sowie die Auswertung der Simulation³ neu mit einer einzigen Programmiersprache, welche zudem als Freeware erhältlich ist. Vor dem Einsatz von Python-Skripts für die Modellierung wurde früher für die Konvertierung der Messdaten und die Auswertung der Simulation die kommerzielle Software MATLAB verwendet. Die Modellierung in PowerFactory erfolgte mit DPL, einer imperativen Programmiersprache, welche durch DigSILENT zur Verfügung gestellt wird. DPL unterstützt nur eine eingeschränkte Programmbibliothek. So ist beispielsweise die Erstellung von Grafiken oder die Arbeit mit komplexen Zahlen mit DPL nicht möglich. In Fig. 5 ist eine Übersicht der Vor- und Nachteile der drei Programmiersprachen erkennbar.



Fig. 4: Logos der Programmiersprachen Python, DPL in PowerFactory von DigSILENT und MATLAB

Anwendung	DPL	MATLAB	Python
Direkte Verwendung für die Modellierung in DigSILENT PowerFactory	✓	✗ ⁴	✓
Nachbearbeitung von Simulationsergebnissen	Nur direkt in PowerFactory	Nur über einen Export	Direkt in PowerFactory oder über einen Export
Einfache mathematische Berechnungen gemäss folgender Auflistung: <ul style="list-style-type: none"> Addition, Subtraktion Multiplikation, Division Potenzierung Betragsrechnung Modulo 	✓	✓	✓
Mathematische Berechnungen mit komplexen Zahlen	✗ ⁵	✓	✓
Erstellung von benutzerdefinierten Grafiken	✗	✓	✓
Objektorientierte Programmierung	✗	✗	✓
Als Freeware verfügbar	✗	✗	✓

Fig. 5: Übersicht der Vor- und Nachteile der Programmiersprachen DPL, MATLAB und Python

In Fig. 6 ist der Modellierungs- und Simulationsablauf mit Python-Skripts in PowerFactory grafisch dargestellt. Eingezeichnet sind die vier wichtigsten Skripts. Die Aufbereitung der Messdaten erfolgt mit dem Skript `convert.py`. Während der Konvertierung der Messdaten, die vor allem für die Bildung der Oberschwingungsspannung im MG0-System einige Zeit benötigt, wird das Netzmodell in PowerFactory aufgebaut. Hierfür wird mit dem Skript `powerfactory_model.py` die Grundstruktur, das heisst alle nötigen Charakteristiken, Grenzwerte, Grundvarianten und internen Verknüpfungen, automatisch erstellt. Eine Nachbearbeitung ist jederzeit möglich. Die Verbindung der Netzelemente und grafische Anordnung wird individuell durchgeführt. Für die Grund- und Oberschwingungsanalyse werden die beiden Skripts `ldf.py` und `hldf.py` verwendet. In Fig. 6 sind oben rechts Code-Fragmente eines Python-Skripts mit dessen charakteristischen Einrückungen anstelle von geschweiften Klammern erkennbar. Im Allgemeinen sind Python-Skripts übersichtlicher als deren Vorgänger, die DPL-Skripts. Eine Übersicht und Beschreibung der verwendeten Skripts sind im Anhang unter Kapitel A.4 enthalten.

³ Teilweise wird für weniger umfangreiche Auswertungen MATLAB oder Excel verwendet.

⁴ Mit MATLAB Simulink erstellte Regelstrukturen können unter Berücksichtigung verschiedener Einschränkungen in PowerFactory eingebunden und bei der dynamischen Simulation verwendet werden. Diese können allerdings bei der Modellierung des stationären Verhaltens nicht verwendet werden.

⁵ Berechnungen mit komplexen Zahlen werden durch DPL nicht direkt unterstützt, allerdings können eigene Funktionen geschrieben werden, welche die entsprechenden Berechnungen erlauben.

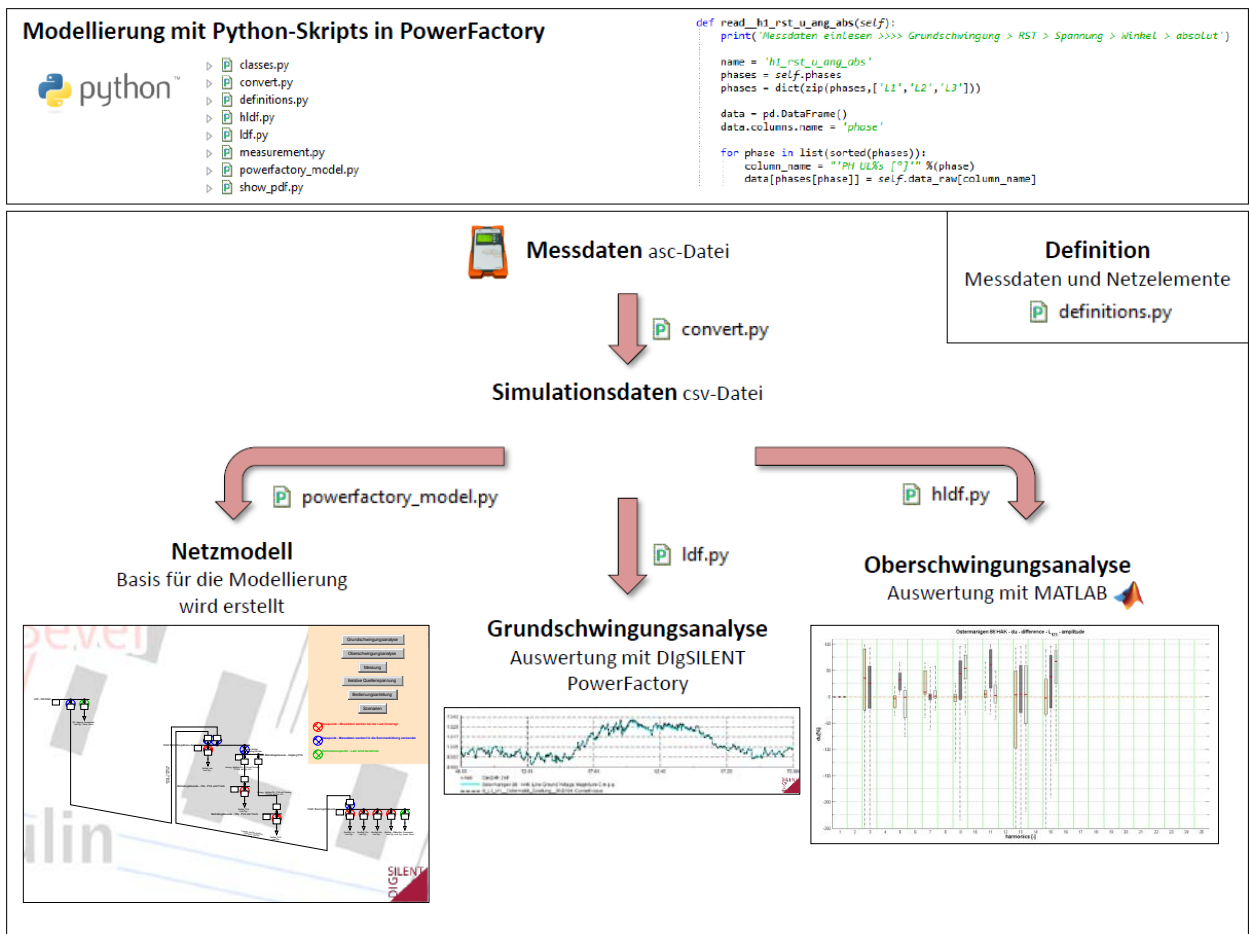


Fig. 6: Programmablauf bei Simulation und Modellierung mit Python-Skripts in PowerFactory

3.4 Modellierung der Netzelemente

Die Modelle sind so aufgebaut, dass mit den verwendeten Netzelementen sowohl Grundschiwingungs- als auch Oberschwingungslastdaten aus Messungen verarbeitet werden können. Letztere schränken die Wahl der Netzelemente stark ein. Die unsymmetrische Betrachtung der Strom- und Spannungsharmonischen hat zur Folge, dass nur Lasten, Leitungen und Quellen zur Modellierung verwendet werden können. Im Anhang unter Kapitel A.5 sind diese Elemente etwas genauer beschrieben. Bei Betrachtung der Grundschiwingungslastdaten werden zusätzliche Elemente wie Transformatoren, RONT, ESR oder PVA in die Simulation miteinbezogen. Diese Elemente sind im Anhang unter Kapitel A.6 beschrieben.

4 Herausforderungen bei der Modellierung mit Messdaten

4.1 Modellierung einer Last mit Messdaten

Werden Messdaten in einer flächendeckenden Messung erhoben, ist darauf zu achten, dass Strommesszangen und -spulen nach einer vordefinierten Richtung (Zählpeilsystem) angebracht werden [1]. Grundsätzlich kann jeder Anschlusspunkt eines modernen Niederspannungsnetzes in jedem der vier Quadranten nach Fig. 7 betrieben werden. Die Messdaten werden im Modell den Lasten jeweils im Verbraucherzählpeilsystem zugewiesen. Das heisst, ist eine Last ein reiner Verbraucher, so ist die Wirkleistung positiv. Handelt es sich um einen reinen Erzeuger, ist die Wirkleistung negativ. Ist die Messrichtung nicht korrekt, zum Beispiel durch eine fehlerhafte Montage der Messzangen, muss nicht nur die Wirkleistungsrichtung angepasst werden, sondern es sind mehrere Messgrössen umzurechnen (Kapitel A.4.3).

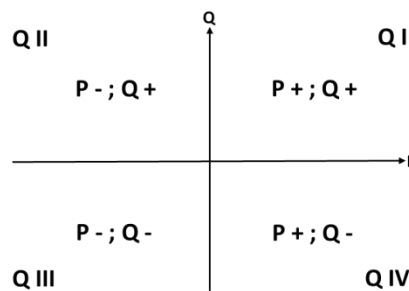


Fig. 7: Die vier Arbeitsbereiche (Quadranten), in der ein Anschlusspunkt gemessen und modelliert werden kann.

4.1.1 Lastdatenberechnung aus der Summe der restlichen Lasten

Im Folgenden wird anhand einer Messung in einer Trafostation die Berechnung einer Summenlast beschrieben (Fig. 8). Als Summenlast wird in der Modellierung ein Lastelement beschrieben, welches aus der Summe der am selben Verknüpfungspunkt angeschlossenen und gemessenen Elementen mathematisch berechnet werden muss, damit der Lastfluss über die Zuleitung korrekt abgebildet wird. Dies wird nötig, wenn beispielsweise eine Messstelle nicht korrekt aufgezeichnet, oder zu wenige Messgeräte für eine komplette Messung zur Verfügung stehen. Im Beispiel in Fig. 8 ist die Zuleitung die Messstelle am Transformator. Aufgrund einer ungenügenden Anzahl von Messgeräten konnte in der TS nur die Hauptleitungen gemessen werden. Lasten, welche direkt über die Trafostation versorgt werden (oftmals Wohnhäuser), müssen aus der Differenz von Transformator und der Summe der Hauptzuleitungen gerechnet werden. Die Berechnung einer Summenlast in Python wird im Anhang unter Kapitel A.4.2 beschrieben.

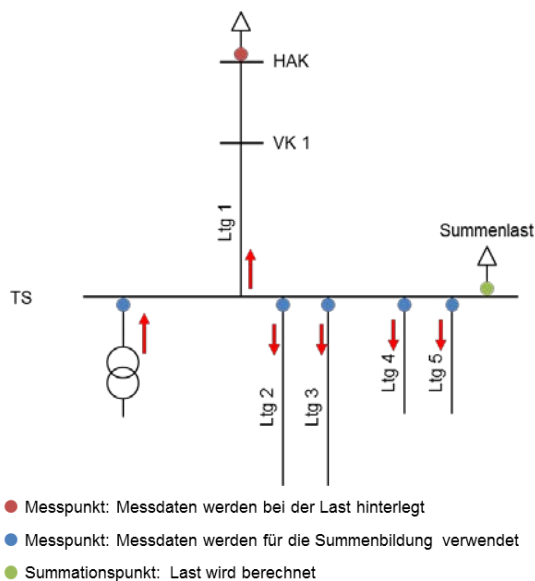


Fig. 8: Messstelle mit einer Summenlast an einer Trafostation

4.2 Maschennetze und Parallelleitungen mit Muffen

Wird ein Niederspannungsnetz in Maschen- oder Ringstruktur betrieben oder bestehen Parallelleitungen mit unterschiedlichen Lastabgriffen, sollten alle betroffenen Lasten gemessen und im Modell am geographisch richtigen Punkt angeschlossen werden, damit der Lastfluss korrekt simuliert werden kann. Können nicht alle angeschlossenen Endkunden in der Messung berücksichtigt werden, ist eine Summenlast zu berechnen. Dies birgt gewisse Schwierigkeiten, die im Folgenden beschrieben werden.

4.2.1 Modellierung einer Summenlast bei einer Leitung

Im Folgenden wird ein Beispiel aus der Messung des städtischen Gebiets beschrieben. Im Modell in PowerFactory werden diverse an Leitungsmuffen angeschlossene Summenlasten berechnet, wobei die Leitung an beiden Enden gemessen wurden (Fig. 9, blaue Punkte). Die Analyse der Stromflussrichtung einer Topologie nach Fig. 9 (rote Pfeile), wobei an VK 1 nur eine geringe Anzahl an zusätzlichen Verbrauchern angeschlossen ist, zeigt, dass die Summenlast 1 von beiden Seiten der Leitung versorgt wird. Bei den beiden Leitungen (Ltg. 1 und 2) handelt es sich um Leitungen des gleichen Typs und derselben Länge. Dies bedeutet, dass der Strom in Ltg. 1 bis zur Summenlast 1 fließt und der Strom durch Ltg. 2 bis zum VK 1 und wieder zurück durch Ltg. 1 zur Summenlast 1 fließt. Dies zeigt, dass Parallelleitungen mit unterschiedlichen Muffen-Abgriffen durch die Grösse und die Anschlussstelle der Lasten und nicht durch die Leitungseigenschaften zu Maschennetzen führen.

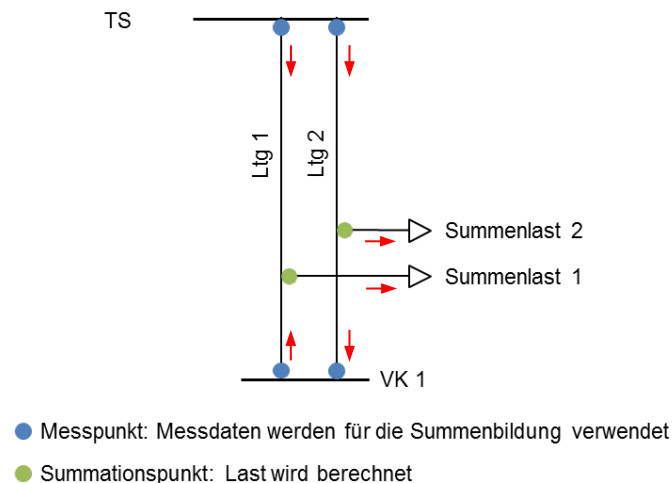


Fig. 9: Lastfluss und Summenlastberechnung von Parallelleitungen mit Messstellen an den Leitungsenden

4.2.2 Platzierung einer Last bei Messung an den Leitungsenden

Trifft die oben beschriebene Situation ein, kann die Platzierung der berechneten Summenlast zu entscheidenden Fehlern oder Verbesserungen in der Richtung des Stromflusses und dadurch im Verlauf der Spannung führen. Anhand eines Beispiels soll das Problem erläutert werden:

In Fig. 10 sind die Liegenschaften eingezeichnet (rote Kreise), welche über die Leitung 1 versorgt werden. Der Anschluss erfolgt über Leitungstücke, welche über Kabelmuffen an die Leitung zwischen der TS und dem VK 1 angeschlossen werden. Mithilfe der Messungen an den beiden Enden der Leitung (blaue Markierung TS und VK 1) wird die Gesamtlast der Liegenschaften berechnet. Diese Gesamtlast muss nun entlang der Leitung an beliebigen Punkten platziert werden. Da grundsätzlich keine Angaben über die Endkunden vorhanden sind, wird eine Gesamtlast für alle Liegenschaften zusammen in das Modell integriert. Die Simulation wird gemäss den folgenden Punkten beeinflusst:

- Die berechnete Gesamtlast hat einen anderen Einfluss auf den Spannungsabfall, als dies in der Realität der Fall ist.
- Besteht ein Maschennetz, teilen sich die Ströme in der Leitung mit grosser Wahrscheinlichkeit anders auf als in der Realität.

Um das Modell immer noch einfach zu halten, wird aktuell die Gesamtlast in der Mitte der Leitung platziert. Bei Aussagen über den Lastfluss wird der dadurch entstandene Fehler mitberücksichtigt.

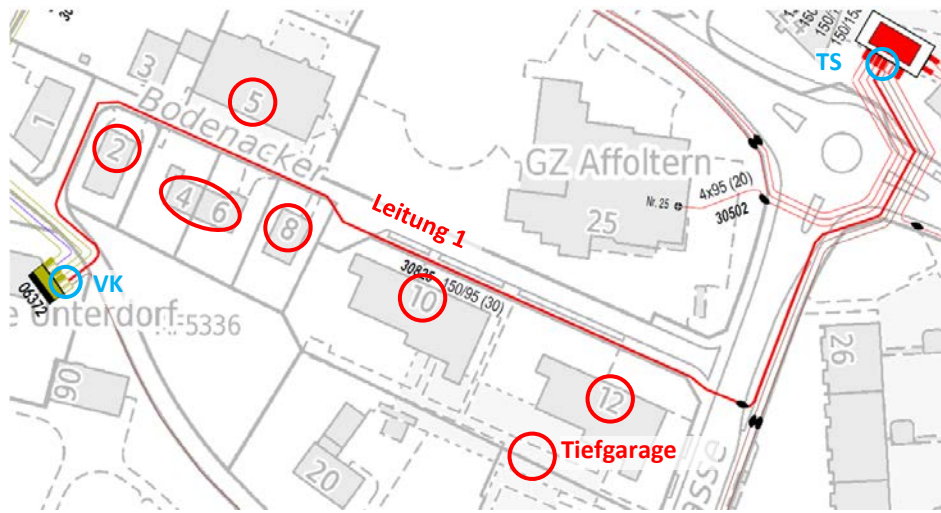


Fig. 10: Liegenschaften, welche über Muffen an einer Leitung zwischen TS und VK versorgt werden und als Gesamtlast simuliert werden

Eine Verbesserung der Simulation kann zum Beispiel durch Berücksichtigung der Zählerinformationen (maximale Leistung, Energieverbrauch) der betroffenen Liegenschaften erreicht werden. Dabei könnten folgende Ansätze verfolgt werden:

- Identifikation des grössten Verbrauchers entlang der Leitung und Platzierung der Gesamtlast an dessen Stelle.
- Berechnung des Anteils jeder Liegenschaft durch eine Aufteilung (Skalierung) der Gesamtlast auf die richtig platzierten Lasten in Abhängigkeit des Energiebezugs jeder Liegenschaft. Da keine Informationen über den zeitlichen Verlauf der einzelnen Liegenschaften bekannt sind, wird auch hier mit einem gewissen Fehler zu rechnen sein. Im Extremfall ist an beiden Enden der Leitung je eine Last mit einem spiegelverkehrten Lastprofil angeschossen (Fig. 11, rote und blaue Kurve). Die Modellierung der Lasten anhand einer Skalierung, ermittelt unter Kenntnis der Zählerinformationen, bringt im dargestellten Extremfall keine Verbesserung.

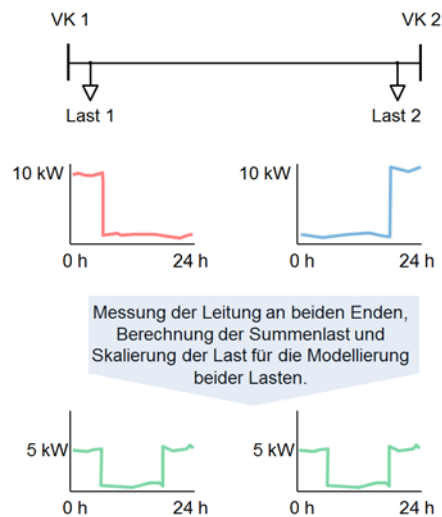


Fig. 11: Platzierung einer Last anhand von Skalierungsfaktoren, ermittelt unter Kenntnis der Zählerinformationen (Extremfall)

Wenn die Platzierung der Lasten entlang einer Leitung bereits so entscheidend im Hinblick auf die Grundschnungssimulation ist, wird sie auf harmonische Lastflüsse noch einen stärkeren Einfluss haben. Durch die Platzierung der Last wird Einfluss auf die lokale frequenzabhängige Netzimpedanz genommen, von welcher die Strom- und Spannungsharmonischen verstärkt beeinflusst werden.

4.2.3 Zwischenfazit: Modellierung eines Maschennetzes

Es ist darauf zu achten, dass immer beide Leitungsenden der Leitungen in der Masche gemessen werden. Ansonsten kann der Lastfluss nicht nachgestellt oder verifiziert werden. Ergibt sich beim Vergleich zwischen Simulation und Messung eine grössere Diskrepanz, kann versucht werden die Platzierung der Summenlasten entlang der Leitungen zu verändern. Parallelleitungen, die durch ungleiche Muffenabgänge eine Masche erzeugen, sind entsprechend zu berücksichtigen.

4.3 Zeitverschiebung

4.3.1 Simulationsfehler durch Zeitdrift der Messgeräte

In [1] wurde festgestellt, dass bei PQ-Messgeräten eine Zeitdrift von ± 1 Sekunde innerhalb von 24 Stunden auftreten kann [2]. Dies hat Auswirkungen auf die Validierung, respektive auf die Genauigkeit der Modelle. Die Genauigkeit des Stromflusses wird anhand der Differenz zwischen der Messung am Transformator und dem simulierten Stromfluss über den Transformator bestimmt (Fig. 12). Letzterer besteht aus der Summe der verschiedenen modellierten Lasten. Jede dieser Lasten ist mit einem Messgerät gemessen worden. Wie in Fig. 12 zu erkennen ist, steigen die Ausschläge der Differenz zwischen Messung und Simulation im Verlauf der Zeit. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass die in die Simulation einbezogenen Messstellen grössere Lastsprünge nahe der Messintervallgrenze beinhalten und eine leichte Zeitverschiebung verzeichnen (Fig. 13).

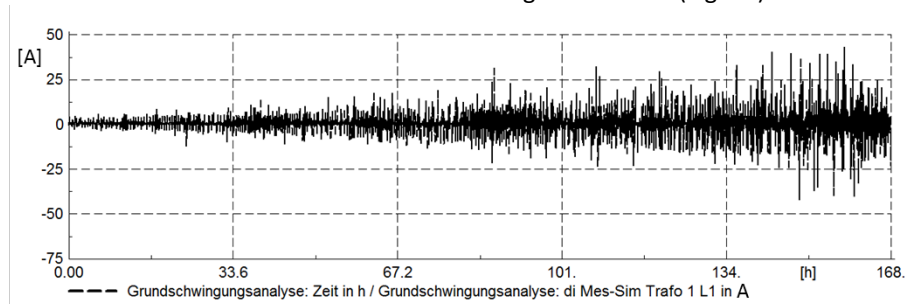


Fig. 12: Differenz zwischen Messung und Simulation des Stroms in der Phase L_1 über einen Transformator während 168 Stunden

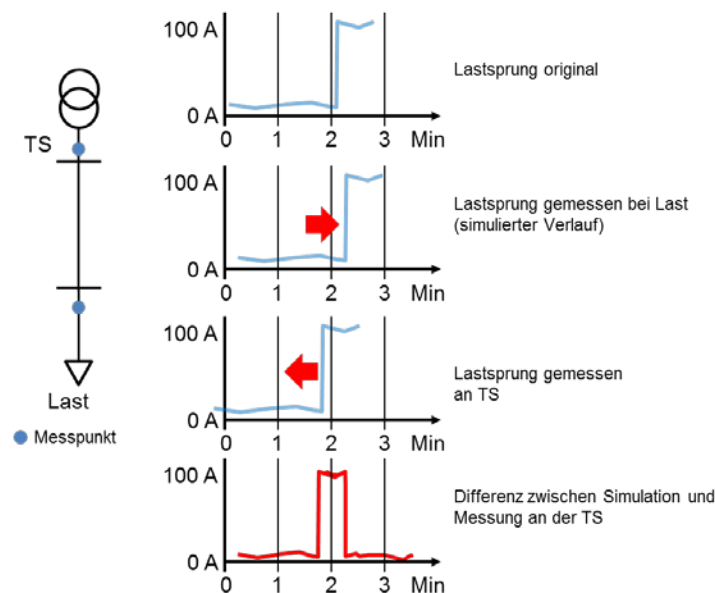


Fig. 13: Grössere Stromungenauigkeit durch Verschiebung der Zeitmessung bei Lastsprüngen nahe der Messintervallgrenze

4.3.2 Absolute Zeitschritte durch Indexierung ersetzen

In PowerFactory können Messdaten anhand von Charakteristiken eingelesen und den Elementen in Form einer Zeitreihe hinterlegt werden. Wird nun eine Simulation über eine bestimmte Zeit durchgeführt, wird der aktuelle Wert automatisch durch PowerFactory dem Element hinterlegt. Das Problem bei der Modellierung mit Charakteristiken ist die absolute Zeitangabe in Stunden, wobei bei einer Simulation in 1-Minuten-Schritten eine

Erhöhung von jeweils 0.016667 h erfolgt. Durch Rundungsfehler ist die Einteilung von einem Messwert zu einem falschen Zeitschritt möglich. Eine andere Möglichkeit besteht in der Initialisierung der Netzelemente einzeln für jeden Zeitschritt, was anhand von Python-Skripts auf einfache Weise implementiert werden kann. Hierbei wird eine Indexierung der Messwerte angewendet, womit Rundungsfehler ausgeschlossen werden. Die Dateien mit den Messdaten sind momentan so aufgebaut, dass die Angabe der Zeit absolut oder über eine Indexierung möglich ist (Fig. 14). Die Modellierung der Lasten erfolgt aufgrund der beschriebenen Rundungsprobleme über die Indexierung der Messdaten. Die absolute Zeitangabe wird lediglich für das Einlesen der Messdaten mittels Charakteristiken verwendet.

	A	B	C	D	E
1	time_index	time	L1	L2	L3
2	0	0	0.113	-0.084	0.04
3	1	0.016667	0.075	-0.107	0.065
4	2	0.033333	0.083	-0.131	0.089
5	3	0.05	0.074	-0.131	0.092
6	4	0.066667	0.077	-0.129	0.083
7	5	0.083333	0.087	-0.116	0.095
8	6	0.1	0.061	-0.116	0.081
9	7	0.116667	0.069	-0.117	0.096
10	8	0.133333	0.067	-0.104	0.064
11	9	0.15	0.101	-0.113	0.065
12	10	0.166667	0.082	-0.132	0.11
13	11	0.183333	0.068	-0.118	0.08
14	12	0.2	0.069	-0.114	0.084
15	13	0.216667	0.033	-0.11	0.105
16	14	0.233333	0.052	-0.105	0.087

Indexierung der Zeit

Absolute Zeitangabe

Fig. 14: Aufbau einer Messdatendatei

4.4 Berücksichtigung der Netzimpedanz von nichtlinearen Netzelementen

Die Untersuchungen in [1] haben ergeben, dass eine grössere Anzahl Wechselrichter einen Einfluss auf den Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz hat und dass Wechselrichter verschiedene Stromharmonische aussenden können. In den Modellen wird normalerweise die Netzimpedanz aus den Grundschwingungsdaten in den Frequenzbereich gemäss eines linearen Verhaltens ($R + j\omega L$) extrapoliert. Dies hat zur Folge, dass der Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz im Modell nicht mit dem gemessenen Verlauf übereinstimmt. Ein Beispiel hierfür ist im Anhang in Fig. 86 zu sehen. Wird nun die Spannungsamplitude der Harmonischen an einem Knoten mit hohen Stromharmonischen in der Zuleitung und einem starken Einfluss von Wechselrichtern auf die frequenzabhängige Netzimpedanz betrachtet, kann es dazu führen, dass Messung und Simulation sehr stark voneinander abweichen (Fig. 15).

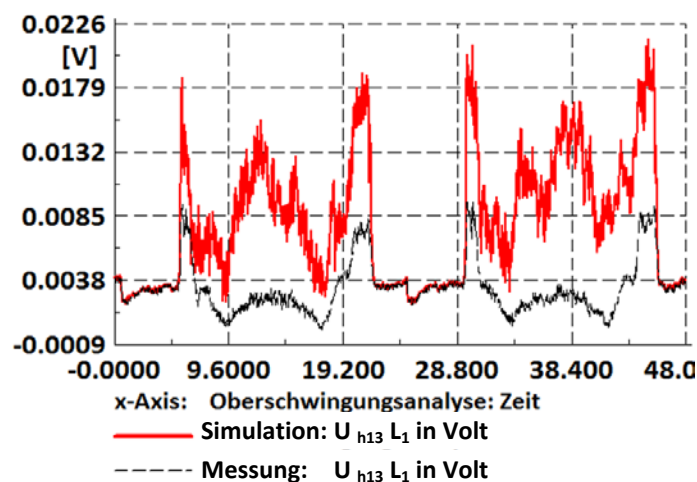


Fig. 15: Spannungsharmonische an einer Messstelle mit hohen Stromharmonischen und dem Einfluss vom WR auf die Netzimpedanz

4.4.1 Impedanzmessung im Modell verwenden

Um eine bessere Übereinstimmung von Messung und Simulation zu erhalten, kann der Quelle oder der Leitung ein frequenzabhängiger Impedanzverlauf, berechnet aus der Impedanzmessung vor Ort, hinterlegt werden. Die Berechnung ist im Anhang unter Kapitel A.7 beschrieben. Wird dies gemacht, ist mit einer zusätzlichen Quelle zur Vorgabe der Spannungsharmonischen zu arbeiten (Fig. 16).

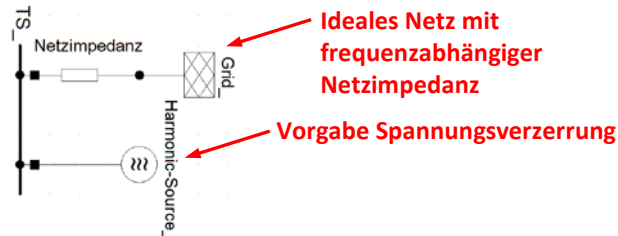


Fig. 16: Abbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz einer Quelle in PowerFactory mit einer Quelle für Spannungsharmonische

Der Einfluss der Wechselrichter ist in Wirklichkeit eine parallele Impedanz (Queradmittanz), die nicht, wie bei einer Vorgabe der frequenzabhängigen Impedanz bei der Quelle oder Leitung, seriell zum Anschlusspunkt wirkt. Diese Queradmittanz kann berechnet werden (Formel 1) und dem Element „statischer Generator“ (Anhang A.5.4), welches den Wechselrichter im Modell abbildet, hinterlegt werden. Der resultierende Impedanzverlauf entspricht mit einigen Abweichungen aufgrund von Vereinfachungen auch der Messung.

$$ZWR_{0/1} = \frac{1}{\frac{1}{Zn \text{ mit } WR_{0/1}} - \frac{1}{Zn \text{ ohne } WR_{0/1}}}$$

Formel 1: Berechnung der parallelen Impedanz, die durch eine Vielzahl von WR erzeugt wird

Nun wird diese frequenzabhängige Impedanz im Modell als passives Netzelement abgebildet und auch in die harmonische Lastflussberechnung miteinbezogen. Das heisst, entsprechend der Grösse der Spannungsharmonischen am Anschlusspunkt nimmt die passive Impedanz die Stromharmonischen auf.

Die Wechselrichter verändern die frequenzabhängige Netzimpedanz jedoch aktiv und die Stromharmonischen werden nicht durch ein passives Verhalten erzeugt, sondern entstehen aktiv durch die Regelung. Zum aktuellen Zeitpunkt besteht leider keine Möglichkeit, den aktiven Einfluss auf die Impedanz und auf die Stromharmonischen stimmig in derselben Simulation abzubilden.

Das hat zur Folge, dass bei Simulationen mit harmonischen Schwingungen keine quantitativen Aussagen möglich sind, sobald die nichtlinearen Netzelemente einen aktiven Einfluss auf die Netzimpedanz und die Stromharmonischen ausüben.

5 Verifikation der Modelle

5.1 Vorgehen und Entscheidungsgrößen bei der Grundswingungsanalyse

Die Verifikation der Grundswingungsanalyse erfolgt einerseits über den Vergleich der Spannung zwischen Messung und Simulation an ausgewählten Verknüpfungspunkten und andererseits über den Stromfluss in der Trafostation. Die Abweichungen der Spannungen werden prozentual zur Messung berechnet und die Differenz zwischen Messung und Simulation wird beim Strom hauptsächlich absolut angegeben (Formel 2).

$$u_{diff} [\%] = \frac{u_{sim} - u_{mes}}{u_{mes}} * 100 \%$$

$$I_{diff} [A] = I_{sim} - I_{mes}$$

Formel 2: Berechnung der Abweichungen zwischen Messung und Simulation für Spannung und Strom (Grundswingungsanalyse)

Bei der Beurteilung der Abweichungen zwischen Messung und Simulation sollte die Messgenauigkeit der Messsysteme berücksichtigt werden. Messgeräte der Klasse A⁶ verfügen nach EN 61000-4-30 über eine Messgenauigkeit von $\pm 0.1 \%$ ⁷ bei der Spannungsmessung. Abweichungen zwischen Messung und Simulation, die im Mittel $\pm 1 \%$ betragen, können als unproblematisch betrachtet werden. Ausreisser bis 3% sind akzeptabel. Bei der Betrachtung der Strommessung ist ein Messfehler von 2% auf den Messwert zu berücksichtigen und dies pro Messstelle. Bei mehreren Messstellen können sich die Fehler in der Strommessung kumulieren. Daraus folgt, dass die Übereinstimmung von Simulation und Messung beim Transformator in einem Bereich von 0 bis 5% als akzeptabel betrachtet werden kann, wobei Ausreisser bis 100% bei Schwachlast möglich sind. Hierbei spielt die Zeitdrift der Messgeräte auch eine wichtige Rolle (Kapitel 4.3.1). Ungenauigkeiten im Strom können, durch den von ihnen erzeugten Spannungsabfall über der Leitungsimpedanz, indirekt einen Einfluss auf die Genauigkeit der Spannung haben.

5.2 Genauigkeit der Grundswingungsanalyse

Da die Modelle identisch aufgebaut sind, kann die Validierung der Modelle direkt verglichen werden. Dies wird für den Strom (Kapitel 5.2.1) und für die Spannung (Kapitel 5.2.2) vorgenommen. Mit den vorliegenden Modellen können bei weiterführenden Untersuchungen und Extrapolationen quantitative Aussagen im Bereich der Messgenauigkeit gemacht werden.

5.2.1 Strom

Im Vergleich der Genauigkeit des Stromflusses ist jener Knoten gewählt worden, an welchem die meisten freien Messstellen⁸ zusammen zu einem Stromfluss addiert werden. Meist ist dies die Trafostation. Bei einigen Netzen mussten Lasten berechnet werden (Kapitel 4.1.1). Dies kann dazu führen, dass Fehler auskorrigiert werden. Ist dies bei der Trafostation der Fall, wird die vorgelagerte Hauptleitung in den Vergleich einbezogen. Dies betrifft das Industriegebiet #2 Messung #1 und #2. In der Gesamtübersicht (Fig. 17) ist die mittlere Abweichung (blau) und die maximale Abweichung (rot) dargestellt. Es ist zu sehen, dass Ausreisser bis 47.5% entstehen können. Im Mittel wird jedoch eine Abweichung von 0.92% verzeichnet, womit beim Stromfluss im Bereich der kumulierten Messgenauigkeit verschiedener Messstellen ist.

⁶ Messgeräte der Geräteklasse A kommen zum Nachweis der Einhaltung der Norm im Zusammenhang mit vertraglichen Vereinbarungen zum Einsatz. Bei der PQ-Box 100, welche bei den Messungen stets zum Einsatz kam, handelt es sich um ein Gerät der Klasse A.

⁷ Die Messgenauigkeit bei Geräten der Klasse A von $\pm 0.1 \%$ gilt für einen Messbereich von 10% bis 150% , bezogen auf die vereinbarte Eingangsspannung U_{din} . Die vereinbarte Eingangsspannung U_{din} wird mit Hilfe des Messwandler-Übersetzungsverhältnisses von der vereinbarten Versorgungsspannung U_c abgeleitet. Die vereinbarte Versorgungsspannung U_c wiederum entspricht üblicherweise der Nennspannung U_n des Versorgungsnetzes. Detaillierte Informationen zur Messgenauigkeit der Messsysteme befinden sich in [5].

⁸ Mit freien Messstellen sind Messstellen gemeint welche nicht durch eine Summe von anderen Messungen berechnet werden mussten. Werden Lasten aus einer Summe verschiedener Messstellen berechnet, werden Messfehler durch die Kalkulation korrigiert.

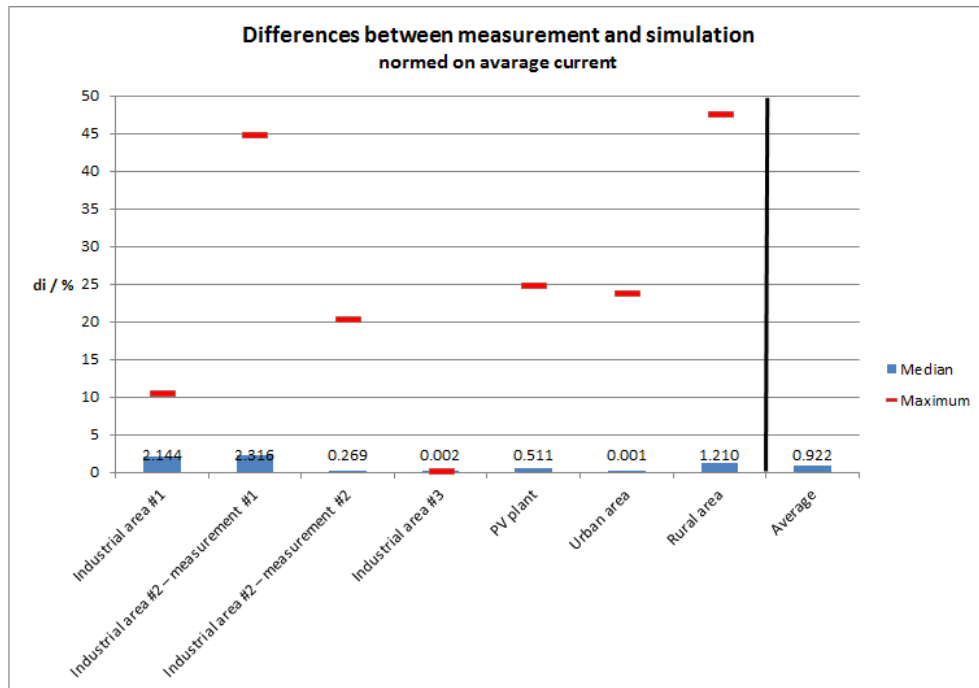


Fig. 17: Vergleich der Simulationsgenauigkeit der Modelle im Stromfluss

5.2.2 Spannung

In der Auswertung der Genauigkeit der Grundsicherungsspannung werden die für das betrachtete Niederspannungsnetz relevanten Knoten betrachtet. In der Gesamtübersicht (Fig. 18) ist die mittlere Abweichung aller Knoten (blau) und die maximale Abweichung über alle Knoten pro Netz (rot) dargestellt. Es ist zu sehen, dass Ausreisser bis 2.8 % entstehen können. Im Mittel besteht jedoch eine Genauigkeit von 0.13 %. Somit sind Aussagen im Bereich der Messgenauigkeit möglich.

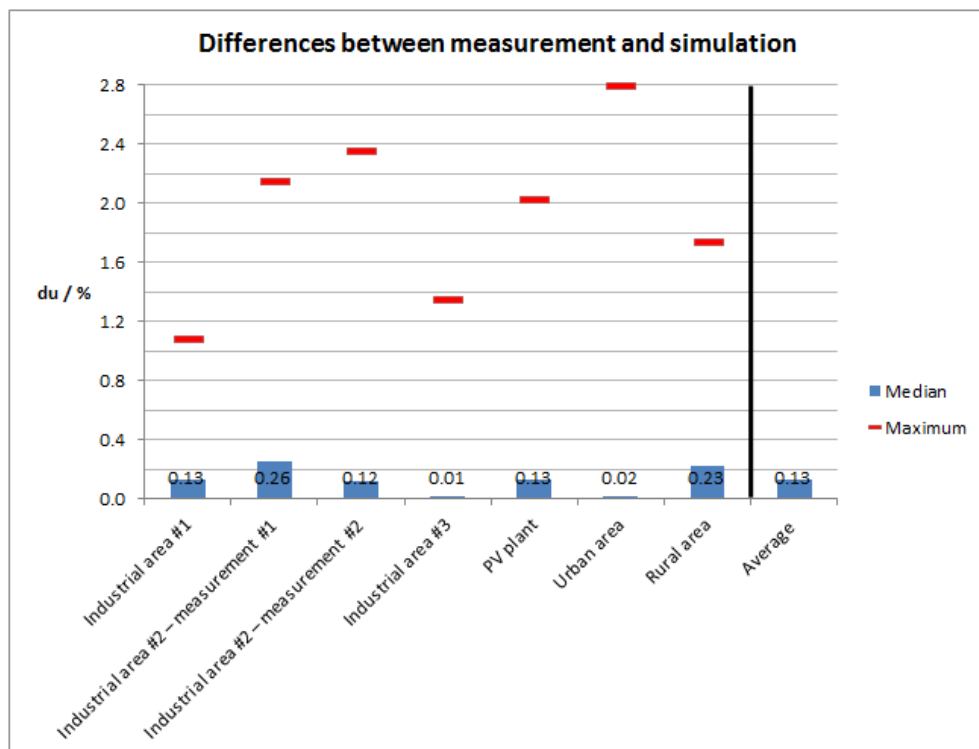


Fig. 18: Vergleich der Simulationsgenauigkeit der Modelle in der Spannung

5.3 Vorgehen und Entscheidungsgrößen bei der Oberschwingungsanalyse

Die Validierung der Oberschwingungen erfolgt über die Spannung und den Strom mittels Amplitude und Winkel bis zur 25. Harmonischen der drei Phasen. Die Validierung der Stromharmonischen erfolgt über die Summenströme einer bestimmten Leitung oder der Niederspannungsquelle, welche oftmals in der Trafostation platziert wird und die Transformatoren sowie die Mittelspannungseinspeisung ersetzt. Die Spannungsharmonischen aus Simulation und Messung werden anhand ausgewählter Verknüpfungspunkte im Niederspannungsnetz miteinander verglichen. Die Berechnung der Abweichungen der Harmonischen ($1 \leq h \leq 25$, $h \in \mathbb{N}$) erfolgt für die Spannungsamplitude stets prozentual zur Messung und für die Stromamplitude mit einer absoluten Differenz. Die Differenz im Winkel zwischen Messung und Simulation erfolgt für die Spannung und den Strom absolut und wird in Grad ausgegeben (Formel 3).

$$u_{diff\ Ampl\ h} [\%] = \frac{(u_{sim\ Ampl\ h} - u_{mes\ Ampl\ h})}{u_{mes\ Ampl}} * 100$$

$$I_{diff\ Ampl\ h} [A] = (I_{sim\ Ampl\ h} - I_{mes\ Ampl\ h})$$

$$u, I_{diff\ Angle\ h} [^\circ] = (u, I_{sim\ Angle\ h} - u, I_{mes\ Angle\ h})$$

$$\text{wobei: } 1 \leq h \leq 25, h \in \mathbb{N}$$

Formel 3: Berechnung der Abweichungen zwischen Messung und Simulation für Spannung und Strom (Oberschwingungsanalyse)

Bei kleinen Amplituden hat ein absoluter Fehler schnell einen grossen prozentualen Fehler zur Folge. Deshalb werden in der Auswertung die systemrelevanten Spannungs- und Stromharmonischen herausgefiltert. Es werden daher nur jene Spannungsharmonischen berücksichtigt, welche bei der Messung eine Amplitude > 0.001 p.u. aufweisen. Im Strom werden nur Harmonische mit einer Amplitude > 0.5 A berücksichtigt. Betrachtet wird ein aussagekräftiges Zeitintervall, wobei meistens die ersten 48 h der Simulation analysiert werden.

5.4 Restriktion für Modelle mit nichtlinearen Netzelementen

Netze mit einem konzentrierten Vorkommen an nichtlinearen Verbrauchern oder Erzeugern sind nicht geeignet, um eine quantitative Aussage über den Einfluss von Stromharmonischen auf die Spannung und die Ausbreitung von Spannungsharmonischen zu machen. Beispielsweise wurde bereits in Kapitel 4.4 beschrieben, dass Wechselrichter nicht nur Stromharmonische aussenden, sondern zudem auch die frequenzabhängige Netzimpedanz beeinflussen. Auch die Abbildung des Einflusses auf die frequenzabhängige Netzimpedanz ist nicht einwandfrei möglich (Kapitel 4.4.1). Es wird daher empfohlen, sich bei Untersuchungen zu Grenzwertverletzungen von Spannungsharmonischen auf die lokalen Gegebenheiten zu fokussieren, gerade wenn eine Vielzahl an nichtlinearen Netzelementen am selben Anschlusspunkt angeschlossen ist. Die daraus folgende Empfehlung zur Untersuchung von Spannungsharmonischen an Anschlusspunkten mit grossem Vorkommen von nichtlinearen Netzelementen wird im Bericht zum Arbeitspaket „WP6 – Auswertungen und Empfehlungen“ integriert werden.

5.5 Genauigkeit der Oberschwingungsanalyse

5.5.1 Stromharmonische in Amplitude und Winkel

Es werden die absoluten Abweichungen der Stromharmonischen in Amplitude und Winkel berechnet (Kapitel 5.3), wobei sich als Alternative auch die Angabe der prozentualen Abweichungen mit Bezug auf die Grundschiwingung anbieten würde. Allerdings verursachen bei der prozentualen Schreibweise kleine Amplituden (bspw. durch die Nacht) grosse prozentuale Fehler. In der Fig. 103 im Anhang ist ein Beispiel einer prozentualen Auswertung erkennbar. Charakteristisch für prozentuale Abweichungen sind die zunehmenden Differenzen mit abnehmenden Amplituden, was oftmals im höherfrequenten Bereich der Fall ist.

In der Fig. 19 und Fig. 20 ist die statistische Auswertung der absoluten Abweichungen der Stromharmonischen in Amplitude und Winkel in einer Trafostation in städtischem Gebiet erkennbar. Bei der Amplitude (Fig. 19) werden nun im Gegensatz zur prozentualen Auswertung die grössten Abweichungen in der Grundschiwingung verzeichnet, da dort auch die grössten Amplituden verzeichnet werden (Fig. 104 im Anhang). Geradzählige Harmonische und solche mit höherer Frequenz, verfügen über kleinere Amplituden und entsprechend über kleinere Abweichungen.

Beim Winkel (Fig. 20) ist dies gerade umgekehrt. So verfügt die Grundschwingung über die kleinsten Abweichungen, während Harmonische mit kleiner Amplitude über grössere Abweichungen verfügen.

Aufgrund der Angabe der absoluten Abweichungen bei den Stromharmonischen, kann hier keine allgemeine Grenze zur Einstufung in eine gute oder schlechte Übereinstimmung gemacht werden. Die Beurteilung der Validierung der Stromharmonischen muss stets individuell unter Berücksichtigung der Amplituden der gemessenen Stromharmonischen erfolgen.

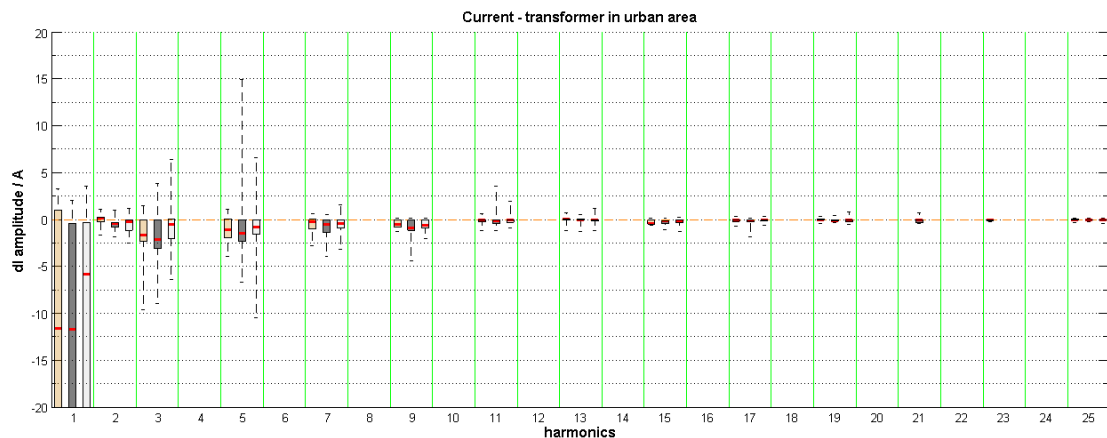


Fig. 19: Statistische Auswertung der absoluten Abweichung der Stromharmonischen in der Amplitude in einer Trafostation in städtischem Gebiet

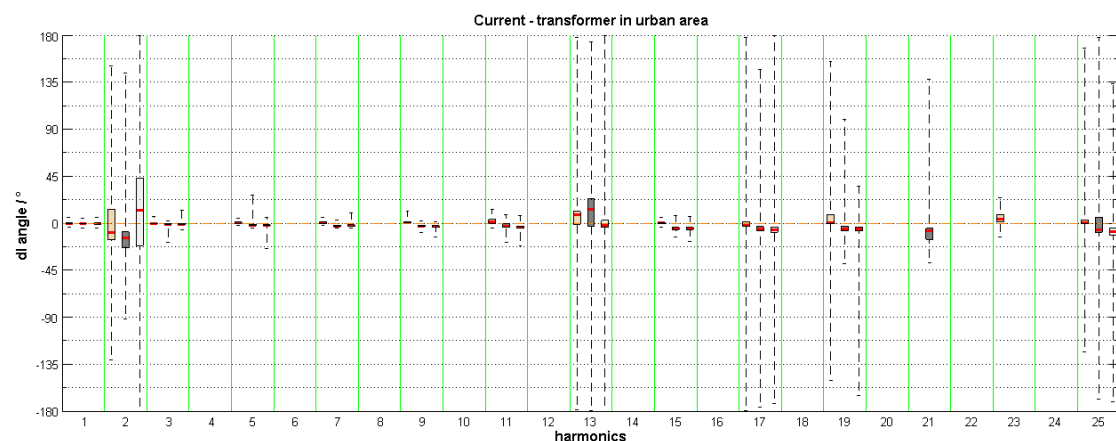


Fig. 20: Statistische Auswertung der absoluten Abweichung der Stromharmonischen im Winkel in einer Trafostation in städtischem Gebiet

Bei der einen Messung im Netz „PV-Kraftwerk“ ist ein Transformatorenpaar enthalten, dass auf der Niederspannungsseite nur eine gemessene Last aufweist. Werden nun die Stromharmonischen am besagten Anschlusspunkt validiert, wird lediglich die Messstelle der Last mit der Summe der Messstellen der parallel betriebenen Transformatoren verglichen. Da keine Informationen über die Messgenauigkeit der Messgeräte im Bereich der stromharmonischen Amplituden und Winkel vorhanden sind, kann diese Messung einen Eindruck für die Genauigkeit geben und als Referenz dienen. In der Fig. 21 sind die gemessenen Amplituden der Stromharmonischen erkennbar, wobei diese im Median bis zu 20 A betragen. In Fig. 22 ist die Differenz zwischen Simulation und Messung der Stromharmonischen Amplituden und in Fig. 23 des Winkels dargestellt. Es wird nur die Differenz der Stromharmonischen mit einer gemessenen Amplitude > 0.5 A in Fig. 22 und Fig. 23 dargestellt. In der Differenz der Amplituden (Fig. 22) ist zu sehen, dass diese mit abnehmender Amplitude auch kleiner werden, wobei ein absoluter Fehler unter 0.15 A resultiert. Die Winkel weichen mit $\pm 10^\circ$ ab, wobei hier mit der Zunahme der Ordnung auch der Fehler nahezu linear zunimmt (Fig. 23, schwarze Markierung).

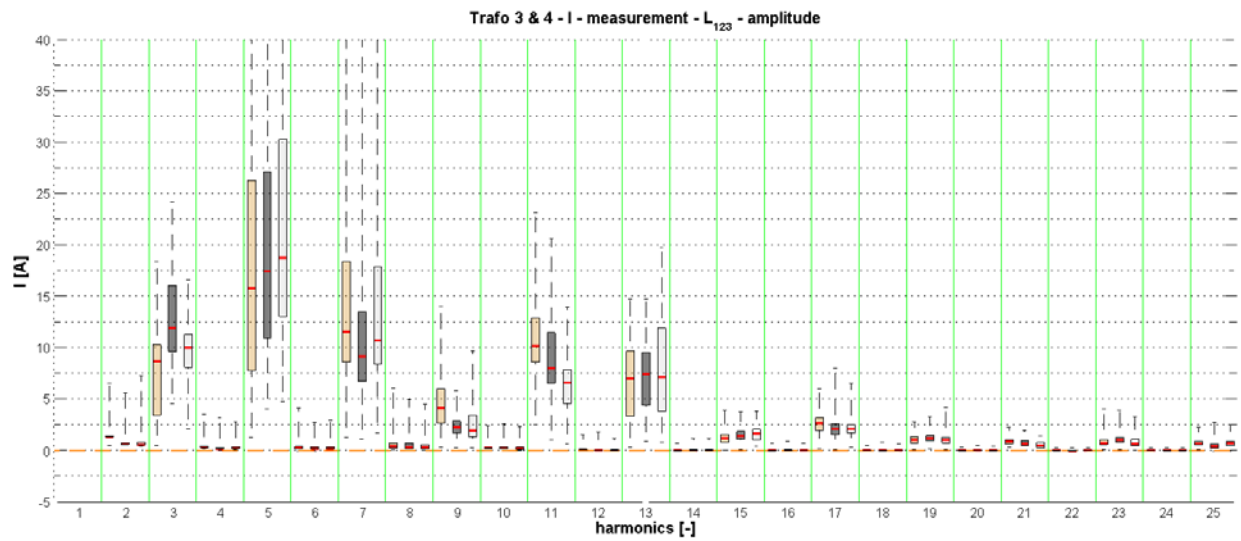


Fig. 21: Messung der Amplituden der Stromharmonischen – Summe der beiden Transformatoren

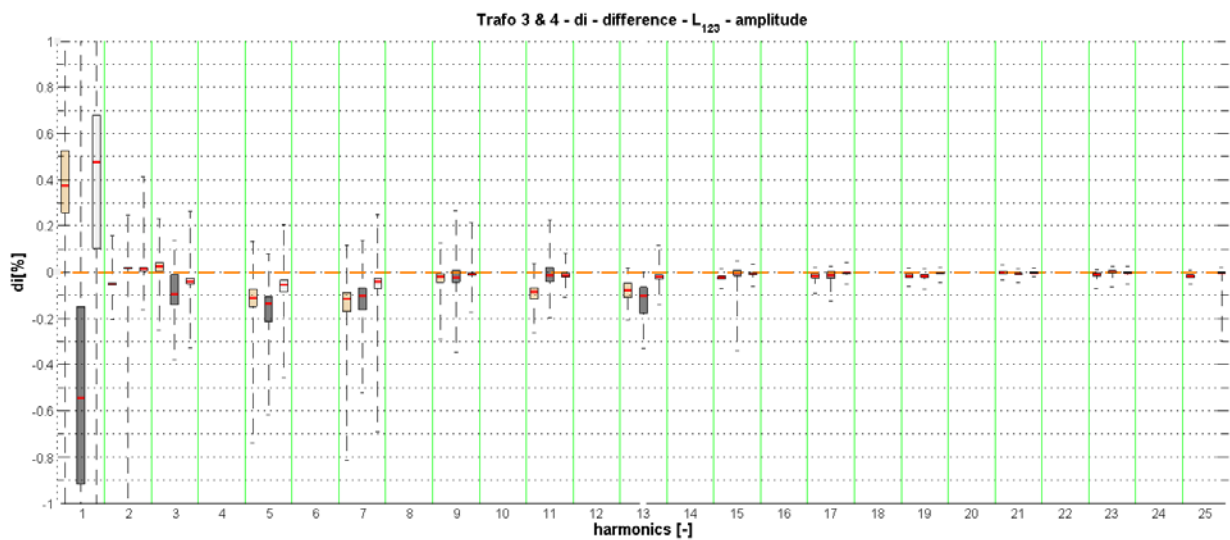


Fig. 22: Absolute Differenz zwischen Messung und Simulation der Amplituden der Stromharmonischen mit einer gemessenen Amplitude > 0.5 A (bezogen auf den Median)

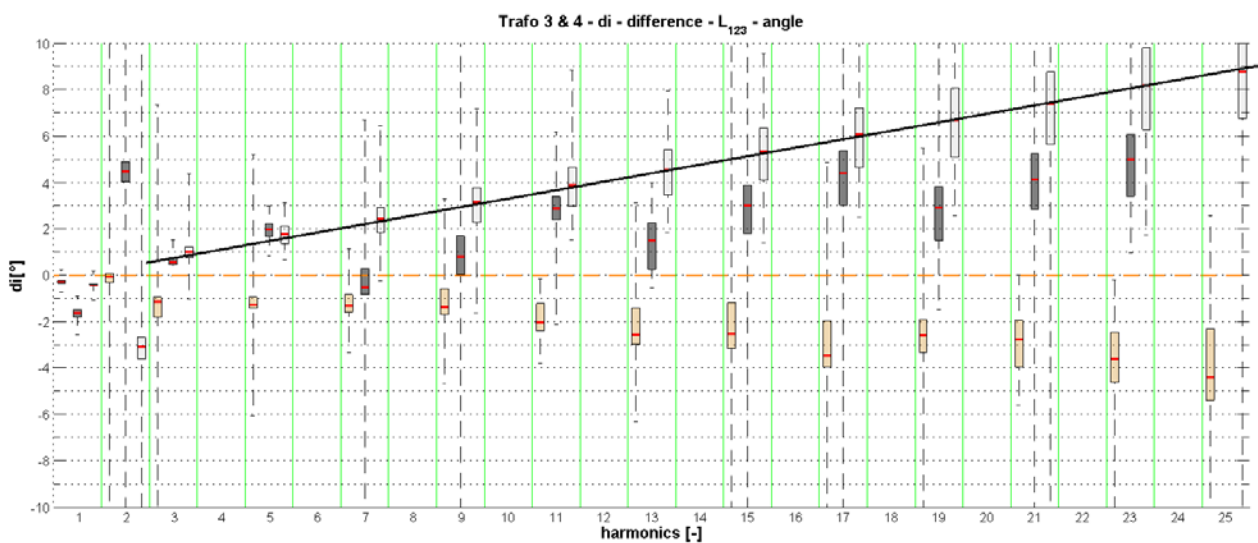


Fig. 23: Absolute Differenz zwischen Simulation und Messung der Winkel der Stromharmonischen

5.5.2 Spannungsharmonische in Amplitude und Winkel

In Fig. 24 und Fig. 25 sind die statistischen Auswertungen der prozentualen Abweichungen der Spannungsharmonischen in ihrer Amplitude an zwei Knoten in einem ländlichen sowie einem städtischen Netz erkennbar. Einerseits repräsentiert die Auswertung ein Netz, welches sich gut eignet, um quantitative Aussagen zur Ausbreitung der Harmonischen zu machen (Fig. 24). Andererseits ist eine Auswertung von einem Netz erkennbar, bei welchem die Abweichungen zu gross sind, um sinnvolle Aussagen über die Netzurückwirkungen der angeschlossenen Anlagen zu erreichen (Fig. 25).

Beim VP im städtischen Netz werden die grössten Abweichungen im Median bei den Schwingungen im Nullsystem verzeichnet. Es sind dies die 3., 9., 15. und 21. Spannungsharmonischen (3*n. Harmonische). Das Nullsystem lässt sich im Vergleich zum Mit- und Gegensystem am schwierigsten in einem Modell abbilden. Bei einem Leitungselement entspricht das Mit- gerade dem Gegensystem und ist hauptsächlich durch die Längsimpedanz der Leitung definiert. Das Nullsystem wird durch den PEN-Leiter, die Bewehrung sowie durch den Rückfluss über das Erdreich bestimmt. Diese Parameter sind schwierig abzubilden, weshalb bei Schwingungen im Nullsystem erhöhte Abweichungen verzeichnet werden. Die grössten Abweichungen sind mit einem Median von rund 69 % in der Phase L_3 der 15. Harmonischen erkennbar.

Der VP im ländlichen Gebiet verzeichnet die grössten Abweichungen bei der 21. Harmonischen in der Phase L_3 (Median von -22 %). Oftmals liegt der Median der Spannungsharmonischen allerdings innerhalb ± 10 % und die 3*n. Harmonischen verzeichnen nur minimal grössere Abweichungen als die Schwingungen von Mit- und Gegensystem, was für eine erfolgreiche Modellierung des Nullsystems spricht.

Eine akzeptable Genauigkeit des Modells liegt vor, wenn der Median der prozentualen Abweichungen der Spannungsharmonischen im Mit- und Gegensystem mit einer Amplitude > 0.001 per unit innerhalb von ± 10 % liegt. Wird diese Grenze überschritten, kann dies folgende Gründe haben:

- Es handelt sich um eine kleine Amplitude aus der Messung, deren gemessener Median sich nahe beim Wert von 0.001 per unit (0.1 %, Filter bei der Auswertung, Kapitel 5.3) befindet.
- Die Modellierung vom Nullsystem ist nicht optimal und verursacht grössere Abweichungen der 3*n. Harmonischen.
- Der Einfluss der lokal vorhandenen nichtlinearen Elemente (beispielsweise mehrere Wechselrichter) beeinflusst die frequenzabhängige Netzimpedanz massiv.

Ist die absolute Abweichung des Winkels im Bereich $\pm 15^\circ$ (bezogen auf den Median), kann von einer guten Genauigkeit gesprochen werden. Die statistische Auswertung des Winkels ist im Anhang in Fig. 101 (gute Abweichungen) und Fig. 102 (schlechte Abweichungen) erkennbar.

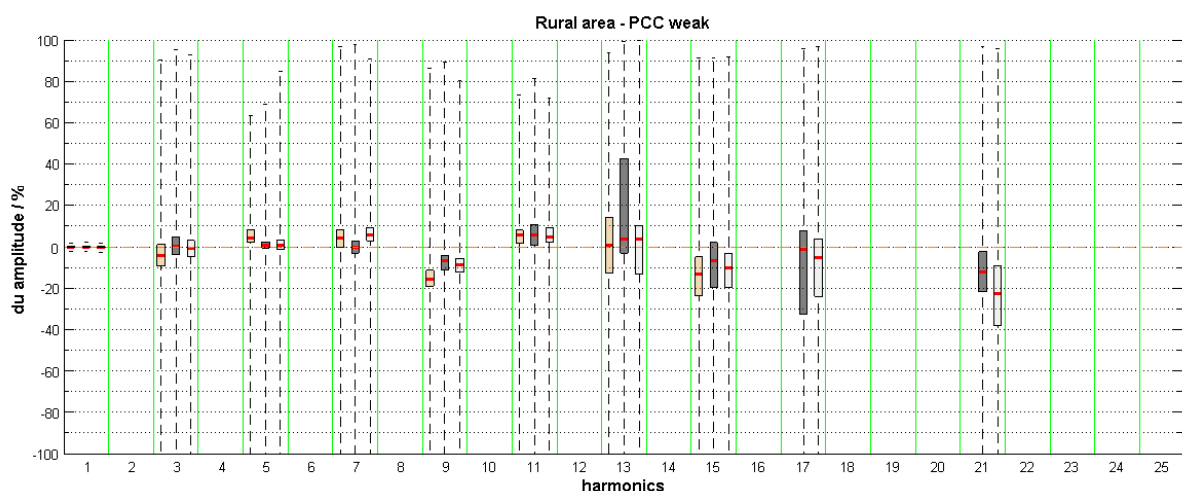


Fig. 24: Statistische Auswertung der prozentualen Abweichung der Spannungsharmonischen in der Amplitude bei einem schwach angebundenen Knoten in ländlichem Gebiet – Beispiel für gute Abweichungen

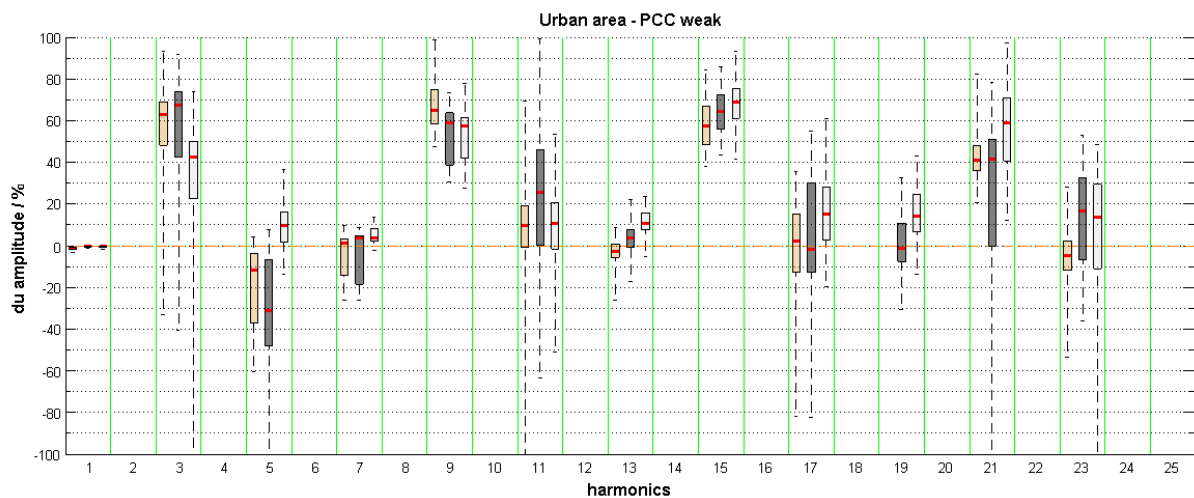


Fig. 25: Statistische Auswertung der prozentualen Abweichung der Spannungsharmonischen in der Amplitude bei einem schwach angebundenen Knoten in städtischem Gebiet – Beispiel für schlechte Abweichungen

5.6 Spannungsqualitätsmerkmale zur Validierung des Modells

Für die Validierung der Modelle können auch die Spannungsqualitätsgrößen wie die Verzerrung in Strom und Spannung (THD_i und THD_u) oder die Spannungsunsymmetrie hinzugezogen werden. Die Werte können eigenständig berechnet werden oder sind als Variablen aus der Simulation zugänglich.

5.6.1 Beispiel der Validierung eines Netzes anhand des THD_i und THD_u

Die gesamtharmonische Verzerrung der Spannung kann in PowerFactory bei einer Oberschwingungsanalyse direkt ausgegeben werden. Eine eigenständige Berechnung ist nicht notwendig. Die Datengrundlage ist für Messung und Simulation unterschiedlich. Während bei der Messung der THD_u gemäss EN 61000 auf Basis der 2. bis 40. Harmonischen gebildet wird, fliessen im Modell in PowerFactory nur die Harmonischen 2 bis 25 mit ein.

In Fig. 26 ist die Verzerrung in den drei Phasen an einem Verknüpfungspunkt mit schlechter Anbindung in städtischem Gebiet erkennbar. In den oberen drei Grafiken ist der direkte Vergleich zwischen Messung (schwarz) und Simulation (rot/grün/blau $\rightarrow L_1/L_2/L_3$) erkennbar. In der untersten Grafik ist die absolute Abweichung für die drei Phasen enthalten. Als Median resultiert eine absolute Abweichung von 0.29 %, mit maximalen Abweichungen von bis zu 0.65 % (Phase L_3). Interessant sind die stufenförmigen Abweichungen in den drei Phasen, deren Herkunft allerdings nicht bekannt ist. Am dritten Simulationstag ist eine Veränderung in der gemessenen Verzerrung erkennbar, wobei gleichzeitig eine Erhöhung der Abweichungen verzeichnet wird. Diese Veränderung kommt von einer Zusammenschaltung verschiedener NS-Netze, welche bei der Auswertung der Verzerrung im Strom weiter beschrieben wird.

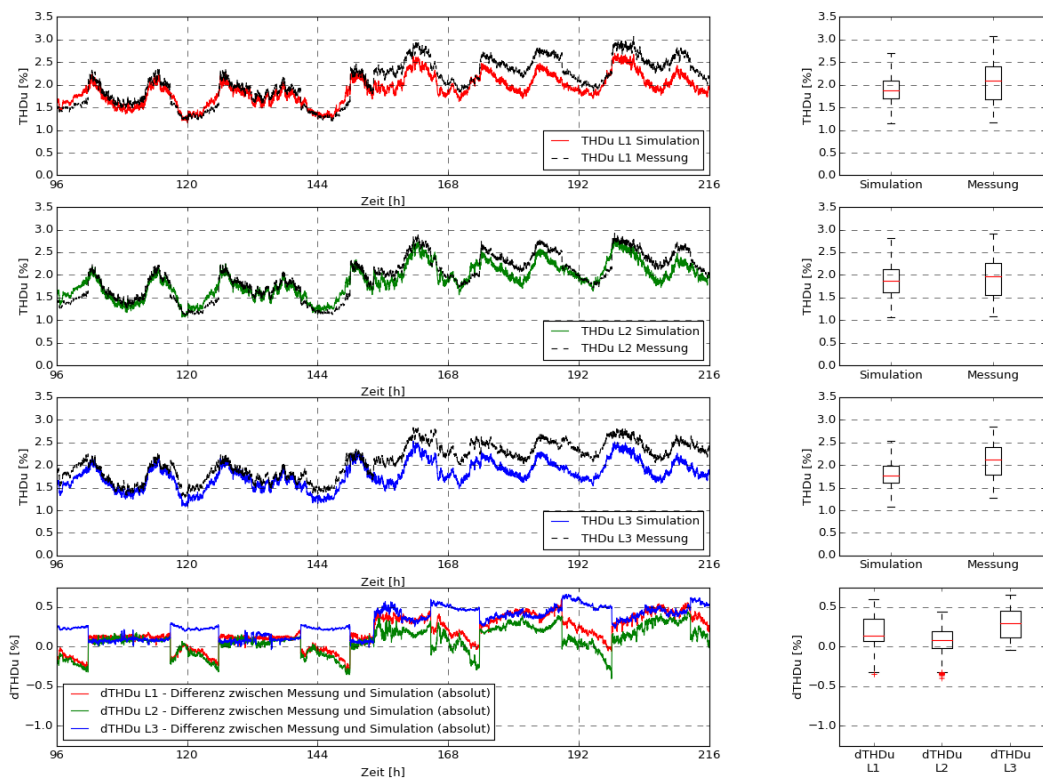


Fig. 26: Gesamtharmonische Verzerrung der Spannung in den drei Phasen an einem Verknüpfungspunkt mit schlechter Anbindung in städtischem Gebiet

Die gesamtharmonische Verzerrung im Strom kann in PowerFactory bei einer Oberschwingungsanalyse als relativer Wert, bezogen auf die Grundschiwingung, ausgegeben werden. Aus der Messung ist die absolute Verzerrung verfügbar, weshalb die simulierte Verzerrung von relativ nach absolut umgerechnet wird. Während in der simulierten Verzerrung lediglich die Harmonischen bis zur 25. enthalten sind, werden bei der Messung die Harmonischen bis zur 50. berücksichtigt [3].

In Fig. 27 ist die gesamtharmonische Verzerrung im Strom von zwei Transformatoren in einer Trafostation in städtischem Gebiet in den drei Phasen erkennbar. Ausserdem zeigt die unterste Grafik die absolute Abweichung zwischen Messung und Simulation in Ampere. Es sind drei unterschiedliche Netzkonfigurationen gemäss folgender Auflistung erkennbar:

- ① Betrieb vom NS-Netz I über die beiden Transformatoren
- ② Betrieb vom NS-Netz I, II und III über die beiden Transformatoren
- ③ Betrieb vom NS-Netz I und II über die beiden Transformatoren

Bis zur Umschaltung im NS-Netz sind die Abweichungen klein (siehe ①). Werden die drei NS-Netze über die beiden Transformatoren versorgt (siehe ②), resultieren die grössten Differenzen aufgrund einer Abweichung in der 3. Stromharmonischen im NS-Netz III. Nachdem das NS-Netz III entkoppelt wurde, kann die Verzerrung mit einer maximalen Abweichung von rund 5 A erkannt werden (siehe ③).

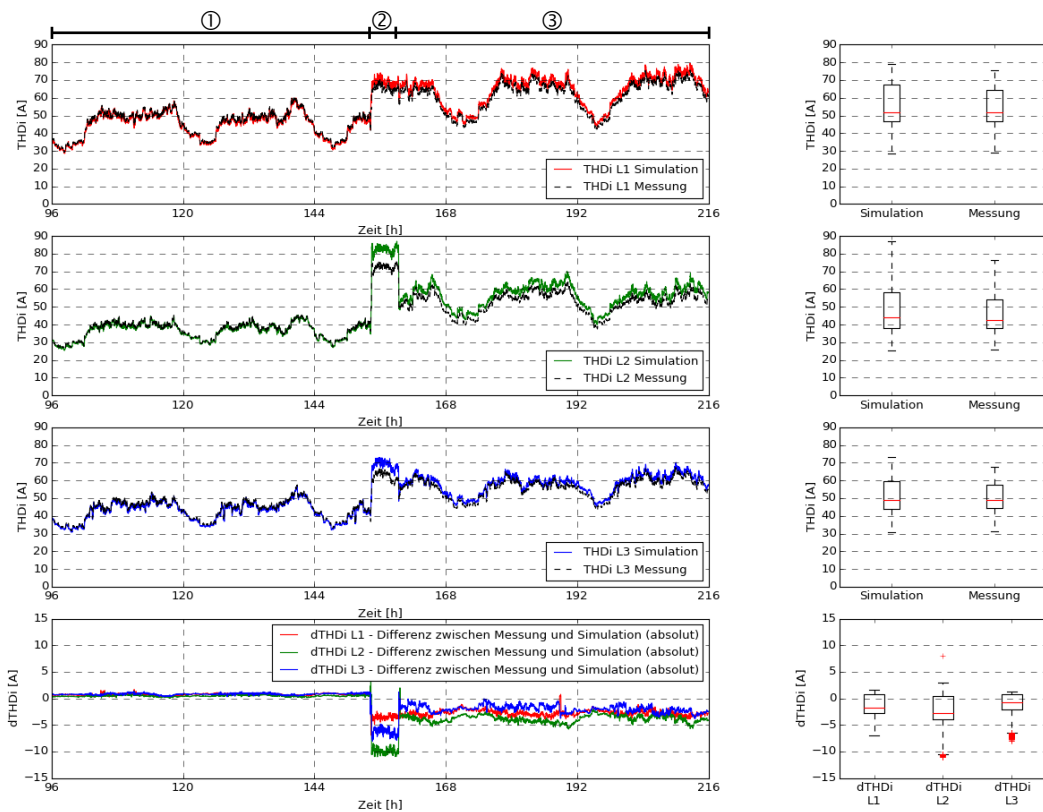


Fig. 27: Gesamtharmonische Verzerrung des Stroms in den drei Phasen über zwei Transformatoren gemessen/simuliert in einer Trafostation in städtischem Gebiet

5.6.2 Beispiel der Validierung eines Netzes anhand der Spannungsunsymmetrie

In PowerFactory kann die Spannungsunsymmetrie an einem beliebigen Verknüpfungspunkt berechnet werden. Die Berechnungsgrundlage ist in Kapitel A.7.5 beschrieben. In Fig. 28 ist die Unsymmetrie aus Messung und Simulation (oben) und deren Abweichung (unten) in einer Trafostation in einem städtischen Netz dargestellt. Erkennbar ist eine Zusammenschaltung zweier NS-Netze, wobei der beschriebene Verknüpfungspunkt während rund fünf Stunden über eine entfernte Trafostation versorgt wird (orange Markierung). Die schlechtere Anbindung ist in einer erhöhten Spannungsunsymmetrie erkennbar. Diese Erhöhung kann erfolgreich simuliert werden, wobei die absoluten Abweichungen bei maximal 0.1 % liegen. Im Normalbetrieb, also vor und nach der Zusammenschaltung, werden ebenfalls Abweichungen von bis zu 0.1 % verzeichnet, obwohl dieser Knoten den Slack-Knoten⁹ repräsentiert. Dies ist allerdings bedingt durch die Modellierung der Quellenspannung auf der MS-Seite. Würde die Quelle auf der NS-Seite modelliert werden, würden Messung und Simulation ideal übereinstimmen. Die Verifikation der Spannungsunsymmetrie geht eng mit jener der Grundschnungsspannung einher. Verläuft die Verifikation der Grundschnung in Amplitude und Winkel erfolgreich, kann davon ausgegangen werden, dass die Spannungsunsymmetrie ebenfalls erfolgreich simuliert werden kann.

⁹ Die Bezeichnung Slack-Knoten kommt aus dem Englischen (slack bus) und entspricht bei der Lastflussberechnung einer Sammelschiene mit einer fest vorgegebenen Spannung.

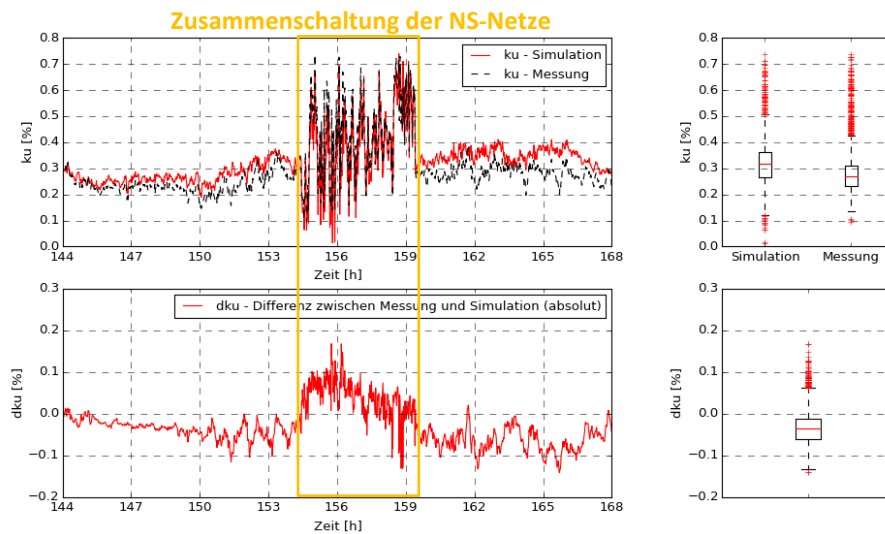


Fig. 28: Spannungsunsymmetrie aus Messung und Simulation (oben) und deren Abweichung (unten) in einer Trafostation zum Zeitpunkt einer Umschaltung im NS-Netz

5.7 Zwischenfazit: Validierung der Netze

Die Validierung der Netze hat gezeigt, dass sich die Modelle gut eignen, um quantitative Aussagen zu Spannungsanhebungen und Lastflüssen der Grundschwingung geben zu können. Die Abweichungen zwischen Messung und Simulation befinden sich im Bereich der Messgenauigkeit.

Die Validierung der Oberschwingungssimulation hat gezeigt, dass eine exakte Abbildung der Netze aktuell nicht möglich ist. Der Einfluss der nichtlinearen Netzelemente auf die frequenzabhängige Netzimpedanz ist grösser, als dies zu Beginn erwartet wurde. Ebenfalls hat sich gezeigt, dass die angeschlossenen Umrichter nicht linear auf die frequenzabhängige Netzimpedanz reagieren. Im statischen Modell sind nichtlineare Effekte kaum richtig abzubilden und gemessene Netzimpedanzen können nicht einfach auf verschiedene Netzelemente aufgeteilt werden. Daher wird vorgeschlagen, dass Untersuchungen zu harmonischen Schwingungen nur lokal, auf eine Messstelle beschränkt, betrachtet werden. An dieser Messstelle sind die Strom- und Spannungsharmonischen sowie die frequenzabhängige Netzimpedanz vorgängig zu messen. Eine Ausbreitung der Spannungsharmonischen ist mit der aktuellen Mess- und Simulationsinfrastruktur nur beschränkt nachstellbar.

6 Energiebilanz und Netzverluste der NE 6 und 7

6.1 Gesamtheitliche Betrachtung der Netzebene 6 und 7

Aussagen über die Charakteristik eines Niederspannungsnetzes können über die Energiebilanz und die Netzverluste der Grundschiung gemacht werden. Wird die Auslastung betrachtet, können Aussagen über die Dimensionierung der Hauptelemente vorgenommen werden. Werden die Netzverluste unter die Lupe genommen, sind Informationen zur Topologie enthalten. Früher waren die Zählerdaten der Endverbraucher und die darauf normierten Verluste (2 bis 2.5 %) ausreichend, um ein Netz zu kennen. Moderne Netze verfügen nicht unbedingt über einen Lastfluss von der NE 5 über den Transformator zum Endkunden auf NE 7. So kann es sein, dass aufgrund der Produktion der dezentral installierten Erzeuger im Niederspannungsnetz der Lastfluss über dem Transformator gleich null wird oder sogar umdreht (Fig. 29). Im letzteren Fall ist die NE 7 nicht mehr ein reines Verbrauchernetz, sondern wird zum „Kraftwerk“. Alle drei Zustände können im selben Niederspannungsnetz im Verlauf des Tages mehrfach auftreten. Dies hat zur Folge, dass die konventionellen Kenngrößen nicht mehr ausreichen, um die NE 6 und 7 zu charakterisieren.

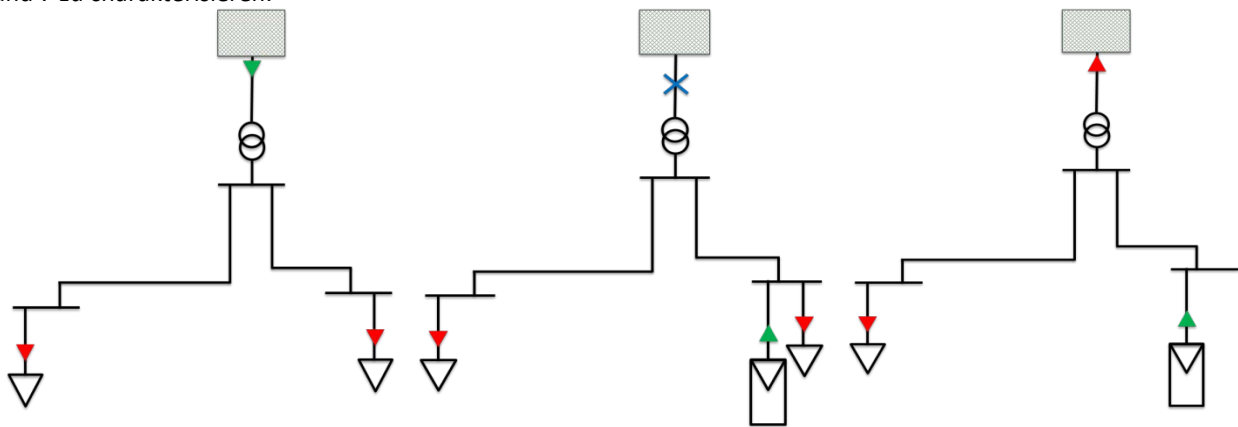


Fig. 29: Lastflussrichtungen in einem modernen Niederspannungsnetz – links: konventionell, Mitte: Ausgeglichene Last und Erzeugung, rechts: Erzeugungsüberschuss

Würde man nun bei einem NS-Netz mit überwiegender Produktion (Fig. 29, rechts) die Verluste berechnen und diese zum Vergleich prozentual zum Verbrauch auswerten (konventionelle Methode), können die Verluste je nach Sonneneinstrahlung zwischen einigen Prozenten und einigen zehn Prozent variieren. Dabei wird die Aussage zur Grösse der Verluste mit dem Verhältnis von Produktion zu Verbrauch vermischt und verunmöglicht den Vergleich der Netze. Wird die Betrachtungsweise auf die in der Trafostation übertragene Energie erweitert, womit eine Messstelle in der Trafostation benötigt wird, kann die Netzebene 6 und 7 in einer Wolke zusammengefasst werden (Fig. 30). Nun kann die Differenz der in die Wolke einfließenden (Import und Produktion) und ausfließenden (Export und Verbrauch) Energien berechnet werden, welche im Anschluss auf den Export und Verbrauch bezogen wird. Mit den daraus resultierenden prozentualen Verlusten lässt sich nun ein konventionelles Netz mit einem modernen Netz vergleichen.

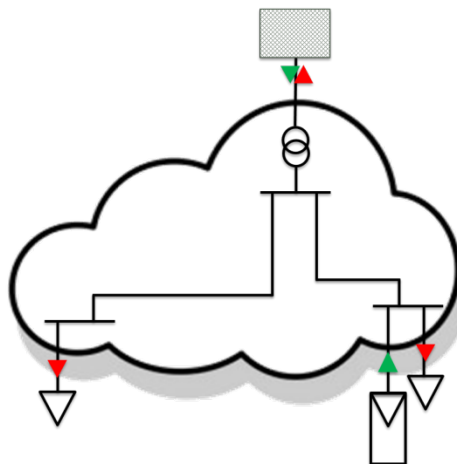


Fig. 30: Wolkenbetrachtung auf NE 6 und 7

6.2 Kenngrössen zum Vergleich moderner Niederspannungsnetze

Ist der Tageslastgang des Transformators, der Produktion und des Verbrauchs bekannt, können nun nebst dem gesamten Verbrauch und der Produktion weitere Kenngrössen zum Vergleich moderner NS-Netze berechnet werden. Für die Netzebene 6 und 7 sind dies der Import und Export, die Netzverluste, die Transfersumme, der Transfersaldo, die Auslastung und der Produktionsfaktor. Die Kenngrössen der Fig. 31 werden aus den in PowerFactory verfügbaren Grössen berechnet (Kapitel B.1.1).

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

Fig. 31: Energiebilanz und Netzverluste

$$E_{\text{Transfersumme [MWh]}} = E_{\text{Import [MWh]}} + E_{\text{Export [MWh]}}$$

$$E_{\text{norm. Transfersaldo}} = \frac{E_{\text{Import [MWh]}} - E_{\text{Export [MWh]}}}{P_{\text{Nenn Trafo [MW]}} * 24 \text{ h}} * 100 \%$$

$$E_{\text{Verluste proz. zu Verbrauch und Export [%]}} = \frac{E_{\text{Verluste [kWh]}}}{(E_{\text{Verbrauch [MWh]}} + E_{\text{Export [MWh]}}) * 1000 \frac{\text{kWh}}{\text{MWh}}} * 100 \%$$

$$\text{Produktionsfaktor}_{[-]} = \frac{E_{\text{Produktion [MWh]}}}{E_{\text{Verbrauch [MWh]}}}$$

$$\text{Auslastung}_{[%]} = \frac{E_{\text{Transfersumme [MWh]}}}{P_{\text{Nenn Trafo [MW]}} * 24 \text{ h}} * 100 \%$$

Formel 4: Berechnungsgrundlage für die Energiebilanz und Netzverluste

6.3 Vergleich der Netze

Für die untersuchten Niederspannungsnetze sind die Energiebilanz und die Netzverluste der NE 6 und 7 berechnet worden. Dabei werden die Kenngrößen über 24 h berechnet und ein Mittelwert für sieben aufeinanderfolgende Tage bestimmt. Verglichen werden in den folgenden Abschnitten der Produktionsfaktor, die Netzverluste, der normierte Transfersaldo und die Auslastung. Zusätzliche Untersuchungen sind im Anhang unter Kapitel B.1 enthalten.

6.3.1 Produktionsfaktor

Der Produktionsfaktor ist ein Indikator für das Verhältnis zwischen dezentral produzierter Energie und der bezogenen Energie der Verbraucher in einem Niederspannungsnetz. Ist er > 1 überwiegt die Produktion, ist er < 1 besteht ein Ausgleich zwischen Produktion und Erzeugung. Weist er einen Wert < 1 auf, wird mehr Energie verbraucht als produziert. In Fig. 32 ist die Gegenüberstellung der Produktionsfaktoren der einzelnen Netze erkennbar. Das Industriegebiet #1 verfügt mit rund 13.3 über einen sehr hohen Produktionsfaktor. Das Netz kann im Grunde als dezentrales Kraftwerk betrachtet werden, da die Last gegenüber der dezentralen Produktion sehr klein ausfällt. Bei den übrigen Netzen ist mehr Last als Produktion vorhanden.

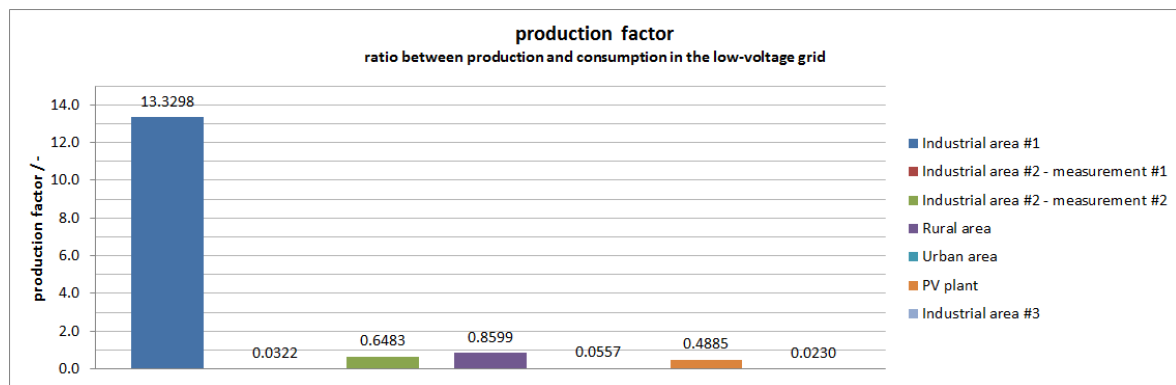


Fig. 32: Produktionsfaktor der untersuchten Niederspannungsnetze im Vergleich

6.3.2 Netzverluste

Die Netzverluste, berechnet mit den Netzmodellen in PowerFactory, liegen im Mittel über alle Netzmodelle gesehen bei rund 1.5 %, bezogen auf die Summe von Export und Verbrauch (Fig. 33). Dies ist etwas tiefer als der erwartete Erfahrungswert von 2 %. Bei einigen Netzen sind nicht alle Leitungsstücke gemessen und dadurch im Modell nicht abgebildet worden. Im Speziellen bilden die Modelle mit Verlusten < 1 % (Industriegebiet #2 – Messung #1, Industriegebiet #3 und das städtische Netz) nicht das gesamte Niederspannungsnetz ab, da nur ein Ausschnitt des Netzes untersucht wurde. Werden diese Netze nicht berücksichtigt, resultieren mittlere Verluste von rund 2 %. Die Netzverluste sind bei modernen Niederspannungsnetzen stark von der Platzierung der dezentralen Erzeuger und dem Tageslastgang der Verbraucher abhängig. Wird die PVA so platziert, dass sie die Leistung eines Verbrauchers kompensieren kann und entspricht die Hauptlastspitze der PV-Produktionsspitze, kann der Lastfluss und dadurch die Verlustleistung in der Leitung und vor allem im Transformator reduziert werden.

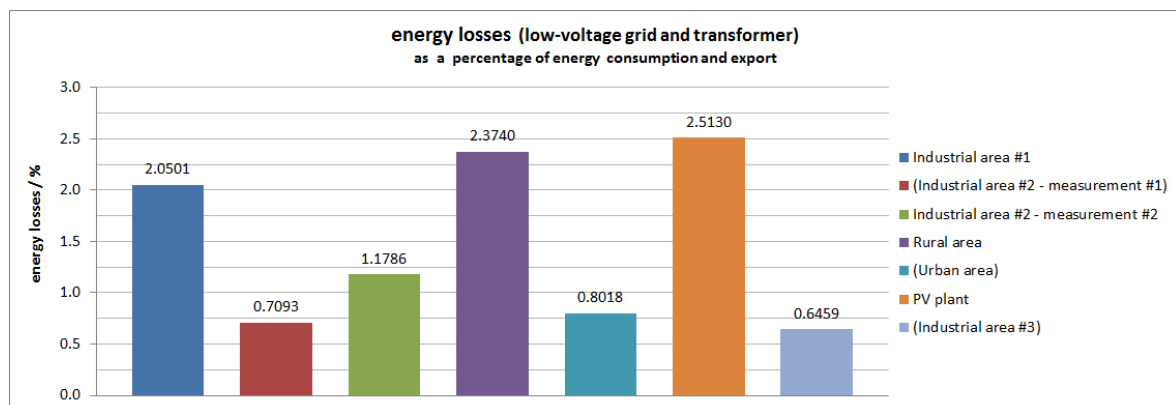


Fig. 33: Netzverluste (prozentual zum Verbrauch und Export) der untersuchten Niederspannungsnetze im Vergleich

6.3.3 Mittlere Auslastung und normierter Transfersaldo

Ist die mittlere Auslastung eines Transformators klein (Fig. 34, unter 10 %), kann dies folgende Gründe haben:

- Das Netz ist in Bezug auf die angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger überdimensioniert.
- Die Lasten/Erzeuger verursachen in kleinen Zeitintervallen eine grosse Belastung, ansonsten ist der Lastfluss allerdings gering.
- Last und Erzeugung haben zu ähnlichen Zeitpunkten die Hauptbezugs- bzw. Hauptproduktionszeiten und gleichen sich dadurch aus.

Aufschluss darüber, welcher der oben genannten Gründe zutrifft, kann die Auswertung von Import und Export sowie des zeitlichen Verlaufs der Auslastung geben (Anhang B.2). Im Falle des Industriegebiets #2 – Messung #2 haben Erzeugung und Verbrauch gerade zum gleichen Zeitpunkt Hauptproduktions- beziehungsweise Hauptbezugszeiten. Wird das PV-Kraftwerk¹⁰ betrachtet, handelt es sich um eine Mischung von konzentrierter Produktion, respektive Lastspitzen und einer Überdimensionierung.

Im normierten Transfersaldo (Fig. 35) kann die Charakteristik des Leistungsflusses über dem Transformator untersucht werden. Ist dieser beispielsweise negativ, wird mehr Energie produziert als durch Lasten bezogen wird und der Überschuss wird in die höhere Netzebene übertragen. Ein solches Netz kann als Kraftwerk betrachtet werden und es würde sich allenfalls anbieten, dieses zukünftig als eine regelbare Anlage zu berücksichtigen. Sind der normierte Transfersaldo und die mittlere Auslastung gleich gross und beide positiv, hat das Netz im Mittel immer noch eine konventionelle Top-down-Struktur. Ist die mittlere Auslastung grösser und wird der normierte Transfersaldo gegen Null hin reduziert, bedeutet dies, dass zwar nahezu gleich viel Energie produziert wie konsumiert wird, jedoch nicht zum gleichen Zeitpunkt. Bei einem solchen Netz ist ein dezentraler Speicher allenfalls sinnvoll. Beispielsweise ist dies im ländlichen Gebiet der Fall.

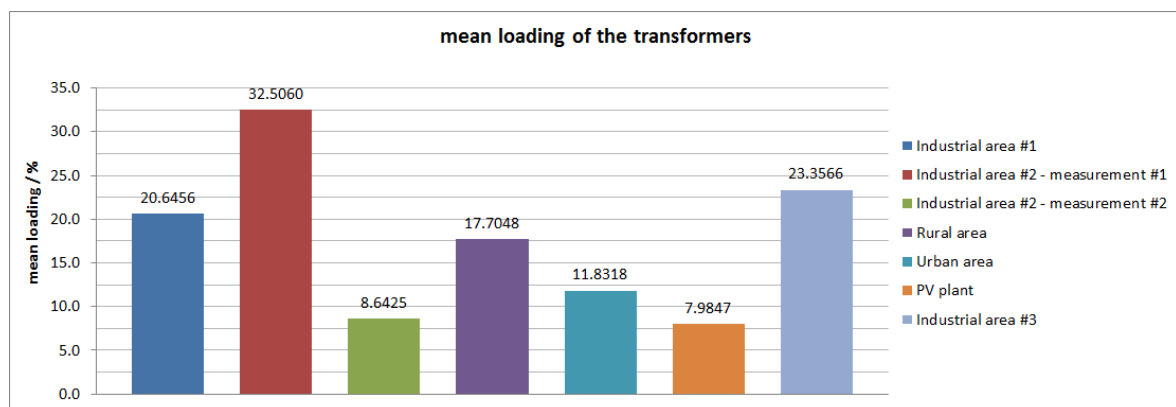


Fig. 34: Mittlere Auslastung der Transformatoren der untersuchten Niederspannungsnetze im Vergleich

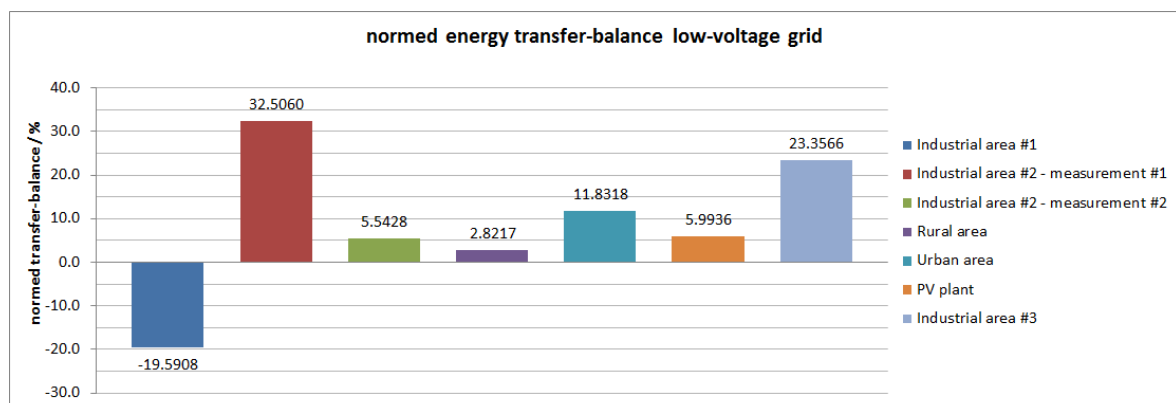


Fig. 35: Normierter Transfersaldo der untersuchten Niederspannungsnetze im Vergleich

¹⁰ Die Bezeichnung PV-Kraftwerk (eng. PV plant) wurde gewählt, weil das Netz eine PVA mit 2 MWp beinhaltet. Nebenbei sind in diesem Netz aber ebenfalls grössere Lasten installiert.

6.4 Zwischenfazit: Energiebilanz und Netzverluste

Bei modernen Niederspannungsnetzen ist es nützlich, in Bezug auf die Energiebilanz und die Verlustberechnung weitere Bezugsgrößen hinzuzuziehen, um die Netze bewerten und vergleichen zu können. Werden die Netzebene 6 und 7 als eine Wolke betrachtet und der Fokus auf die Leistungen gelegt, welche in und aus dieser Wolke fließen, können Netze mit unterschiedlicher Anzahl dezentraler Erzeuger untereinander verglichen werden. Ein Niederspannungsnetz mit grossem Produktionsfaktor und einem negativen normierten Transfersaldo kann als Kleinkraftwerk betrachtet werden. Ein Netz mit einem kleinen normierten Transfersaldo und hoher mittlerer Auslastung verfügt über eine zeitliche Differenz zwischen den Produktions- und Lastspitzen und kann somit in die Betrachtung einer Optimierung (zum Beispiel für die Integration von Speichern) einfließen.

7 Netzspezifische Erkenntnisse

7.1 Phasenlage der Strom- und Spannungsharmonischen

Lasten in einem Niederspannungsnetz werden normalerweise als Stromquellen (Stromharmonischen-Quellen) modelliert. Dabei bestimmen die Amplitude und der Winkel des Stromes über der Netzimpedanz die Spannung am Anschlusspunkt (Fig. 36). Die angeschlossenen Verbraucher können auch ein passives Verhalten aufweisen [1]. Somit wird die Amplitude und der Winkel der Stromharmonischen durch die anliegende Spannungsharmonische bestimmt (Fig. 37). Aus diesen Erkenntnissen stellen sich vor allem drei Fragen:

- Ändert sich die Richtung der Stromharmonischen bei einem Messpunkt/Gerät im Verlauf der Zeit willkürlich oder bleibt diese über einen bestimmten Zeitraum konstant?
- Wie verhält sich die Phasenlage der Spannungsharmonischen?
- Wie verhalten sich die Stromharmonischen einer PVA respektive eines Wechselrichters?

Die Ermittlung der Flussrichtung von Oberschwingungen wird ebenfalls in [4] beschrieben, wobei zwischen Harmonischen-Erzeuger und Harmonischen-Verbraucher unterschieden wird.

Informationen zu den Anlagen und Netzen sind in [5] zu finden. Die Daten der Strom- und Spannungsharmonischen werden dort im Modell aufbereitet und in Excel im Verbraucherzählpeilsystem dargestellt.

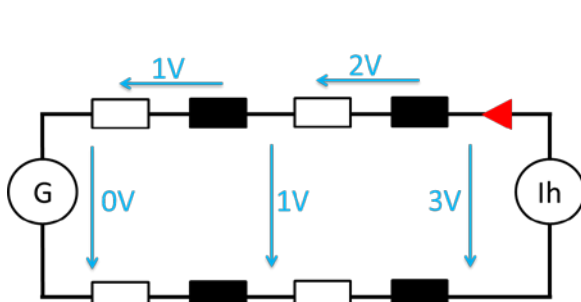


Fig. 36: Nichtlineares Gerät als Stromharmonischen-Quelle mit grösstem Spannungsabfall beim Verursacher

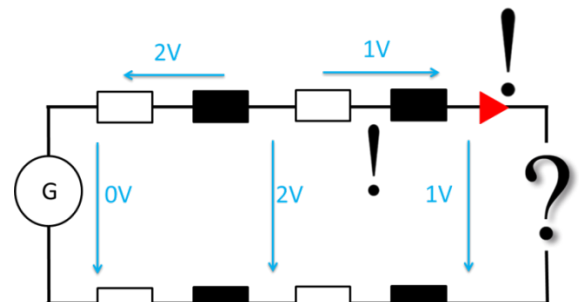


Fig. 37: Eine Anlage, welche eine Stromharmonische in Abhängigkeit der Spannung bezieht, reduziert die Spannungsharmonische

7.1.1 Zeitliches Verhalten von Spannungsharmonischen

Eine Analyse am Modell hat ergeben, dass an einem gewählten Messknoten die Phasenlage der Spannungsharmonischen während eines Grossteils der Messdauer konstant bleibt. In Fig. 38 ist die Auswertung eines Industriebetriebs über 48 h erkennbar, wobei eine Auswahl an Spannungsharmonischen dargestellt ist. Es ist zu sehen, dass sich die Veränderung der Phasenlage in einer bestimmten Region in Grenzen hält (zum Beispiel die 11. Spannungsharmonische im roten Kreis). Teils entstehen Unterschiede zwischen dem kompletten Beobachtungszeitraum (blauer Kreis) und ausgewählten Tageszeiten (oranger Kreis).

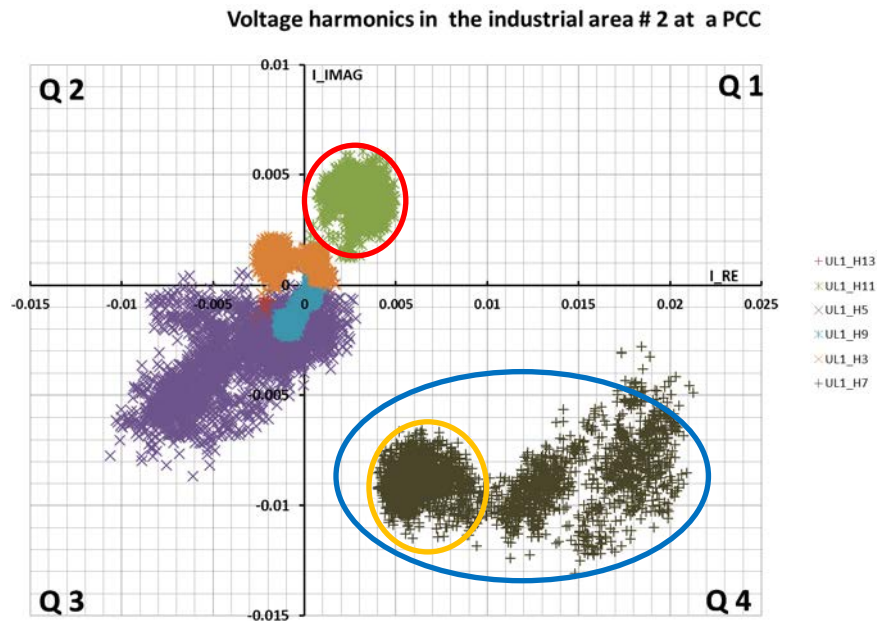


Fig. 38: Phasenlage der Spannungsharmonischen an einem HAK im Industriegebiet #2

7.1.2 Zeitliches Verhalten von Stromharmonischen

Die Stromharmonischen verhalten sich ähnlich wie die Spannungsharmonischen. Hier ist jedoch ein grösserer Unterschied zwischen einzelnen Messstellen im selben NS-Netz und zwischen verschiedenen Tageszeiten zu erkennen. In Fig. 39 ist die Phasenlage der 7. Stromharmonischen an allen Anschlussstellen gemäss Fig. 40 in derselben Grafik dargestellt. Die Stromharmonischen im zweiten Quadranten (oranger Kreis), gemessen an den Transformatoren 1 und 2, zeigen in die entgegengesetzte Richtung wie die vektorielle Summe der anderen Messstellen zeigen würde, die sich hauptsächlich im dritten Quadranten befinden. Gerade am HAK 2 ist ein markanter Unterschied zwischen den Stromharmonischen während den Arbeitszeiten (roter Kreis) und der Nacht (grüner Kreis) erkennbar.

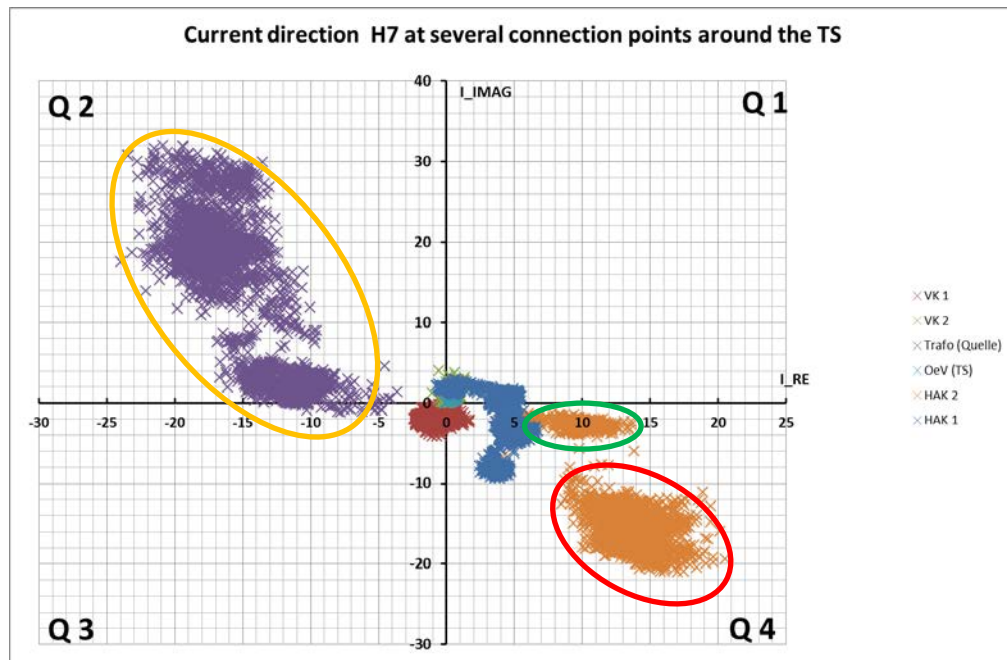


Fig. 39: Stromharmonische verschiedener Messstellen rund um die Trafostation gemäss Fig. 40

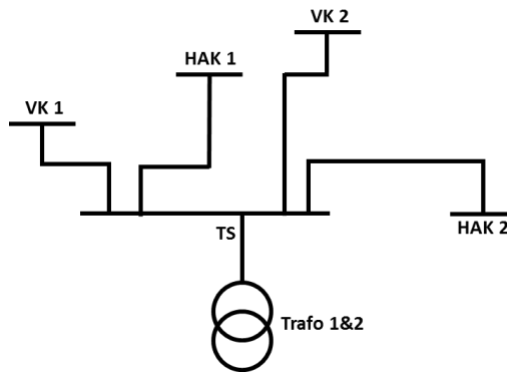


Fig. 40: Schema vom Industrienetz

7.2 Phasenlage der Stromharmonischen bei Wechselrichtern

Es wurde bereits bei der Installation der Messgeräte darauf geachtet, dass dezentrale Erzeugungsanlagen (meist PVA) separat und nicht gemischt mit anderen Lasten in das Netzmodell integriert werden können. Dies ermöglicht einen Vergleich der Stromharmonischen von verschiedenen Anlagen. Die betrachteten PVA sind vom gleichen Hersteller. Die Wechselrichter des Industriegebiets #1 wurden mit einer individuellen Regelkreisparametrisierung verändert. Die vorliegenden Untersuchungen haben ergeben, dass die Stromharmonischen einer PVA nicht bedingt durch die Reaktion des Eingangsfilters auf die vorhandenen Spannungsharmonischen entstehen, sondern diese durch die Regelstruktur intern erzeugt werden. Für die Modellierung hat das zur Folge, dass ein Wechselrichter bei harmonischen Lastflüssen als Stromquelle zu berücksichtigen ist. Genau gleich wie jeder weitere nichtlineare Verbraucher (vgl. [1], Kapitel 7.6). Für die Entstehung erhöhter Stromharmonischen ist, nebst den technischen Eigenschaften, eine Reaktion des Wechselrichters auf die vorhandene frequenzabhängige Netzimpedanz identifiziert worden. Dies ist in [6] untersucht und beschrieben worden.

7.2.1 Grundswingungsstrom im Vergleich

Der Grundswingungsstrom befindet sich in Abhängigkeit der Einstrahlung meist im dritten Quadranten. Bei geringer Einstrahlung überwiegt bei einem Wechselrichter die Filter- und Zwischenkreiskapazität (Betrieb im zweiten Quadranten), wobei bei höherer Leistung die interne Drossel den Phasenwinkel beeinflusst (Siehe Anhang D). Es ist bei der Darstellung zu beachten, dass der Wirkstromanteil jeweils viel grösser ist, als der Blindstromanteil.

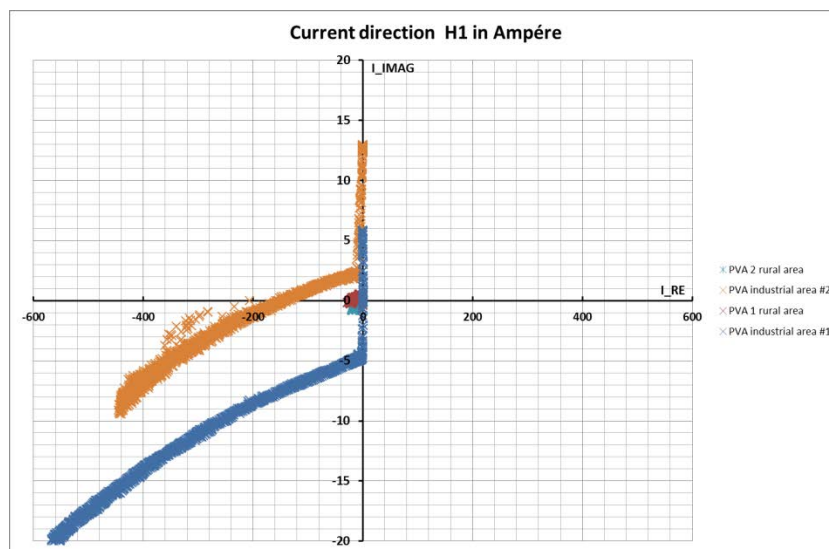


Fig. 41: Richtung der Grundswingungsströme verschiedener PVA im Vergleich

7.2.2 Stromharmonische im Vergleich

Es wird nur eine Auswahl der Stromharmonischen betrachtet. Die 5. Stromharmonische zeigt bei allen betrachteten PV-Anlagen ein ähnliches Verhalten und befindet sich vorwiegend im ersten oder vierten Quadranten (Fig. 42). Interessanterweise sind die Amplituden der 5. Stromharmonischen der beiden Industriegebiete ähnlich. Beide

Anlagen haben eine vergleichbare Anlagengrösse, sind aber einerseits mit einer Vielzahl gleicher (Industriegebiet #1), andererseits mit einer geringen Anzahl verschiedener Wechselrichtertypen aufgebaut (Industriegebiet #2). Wird die 11. Stromharmonische betrachtet, ist zu erkennen, dass sich diese meist im 1. Quadranten befindet. Lediglich im Industriegebiet #1, wo bewusst die Regelparameter verändert wurden, um die Harmonischen < 500 Hz zu reduzieren und dadurch die Harmonischen > 500 Hz verstärkt wurden, befinden sich die Stromharmonischen im dritten Quadranten.

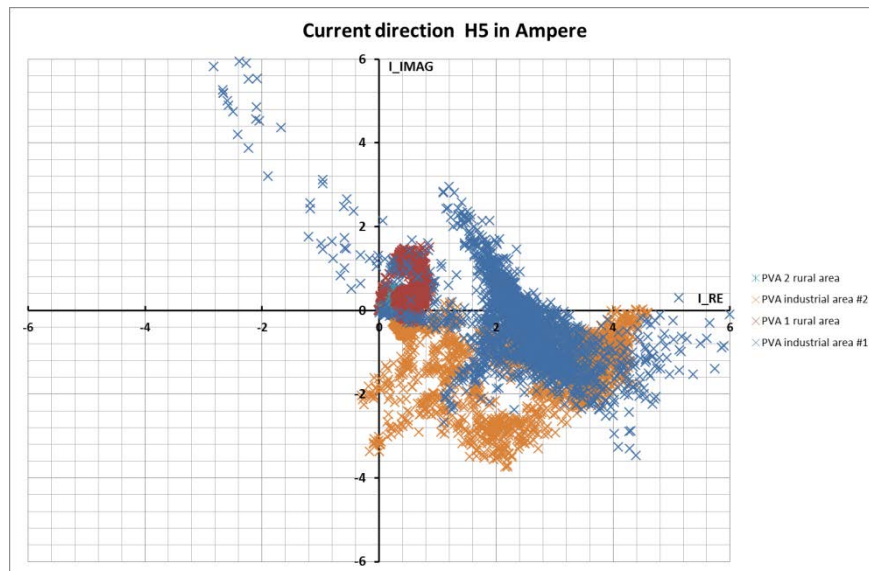


Fig. 42: Richtung der 5. Stromharmonischen verschiedener PVA im Vergleich

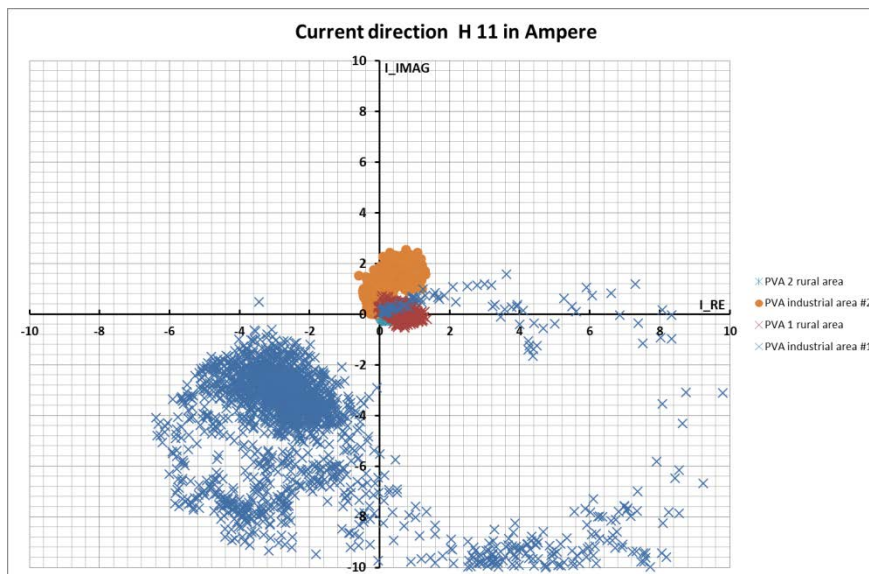


Fig. 43: Richtung der 11. Stromharmonischen verschiedener PVA im Vergleich

7.3 Ausbreitung der Harmonischen über die Netzebenen

7.3.1 Ausgangslage

Im Industriegebiet #3 ist während der Messkampagne eine Umschaltung im Hochspannungsnetz getätigt worden. Das Verteilnetz wird im Normalfall von Leitung 1 versorgt und nach der Umschaltung von Leitung 2 (Fig. 44). Bei der Leitung 2 handelt es sich um eine längere HS-Leitung, welche für eine schlechtere Spannungsqualität bekannt ist. Es ist anhand der Messungen festgestellt worden, dass der Bahnstromumrichter an derselben HS-Sammelschiene beim Betrieb über die längere Leitung ein anderes Spektrum der Stromharmonischen aufweist [1].

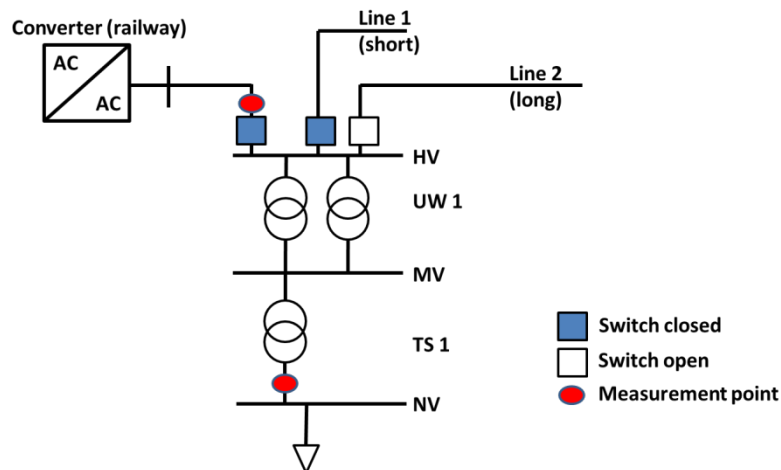


Fig. 44: Normalbetrieb vom HS-, MS- und NS-Netz im Industriegebiet #3

Im Speziellen hat sich gezeigt, dass die 15. Strom- und Spannungsharmonische des Umrichters bei Netzanbindung über Leitung 2 stark reduziert wird (Fig. 45, orange Markierung). Geht der Bahnstromumrichter in Normalbetrieb vom Netz (Fig. 45, rote Markierung), ist die 15. Stromharmonische praktisch null und die 15. Spannungsharmonische massiv kleiner. Sowohl bei der Ausschaltung des Umrichters, wie auch bei der Umschaltung der Zuleitung ist eine Reaktion der 15. Spannungs- und Stromharmonischen im NS-Netz erkennbar (Fig. 46). Da die 15. Harmonische eine Nullsystemschwingung ist und das Mittelspannungsnetz auf NE 6 isoliert betrieben wird, ist diese Reaktion untypisch. Auch in der Literatur wird davon ausgegangen, dass sich die $3 \cdot n$. Harmonischen nicht über die Netzebene ausbreiten (vgl. [7], S. 105). Die Reaktion wird anhand eines einfachen Modells untersucht. Eine detaillierte Beschreibung ist in [8] enthalten.

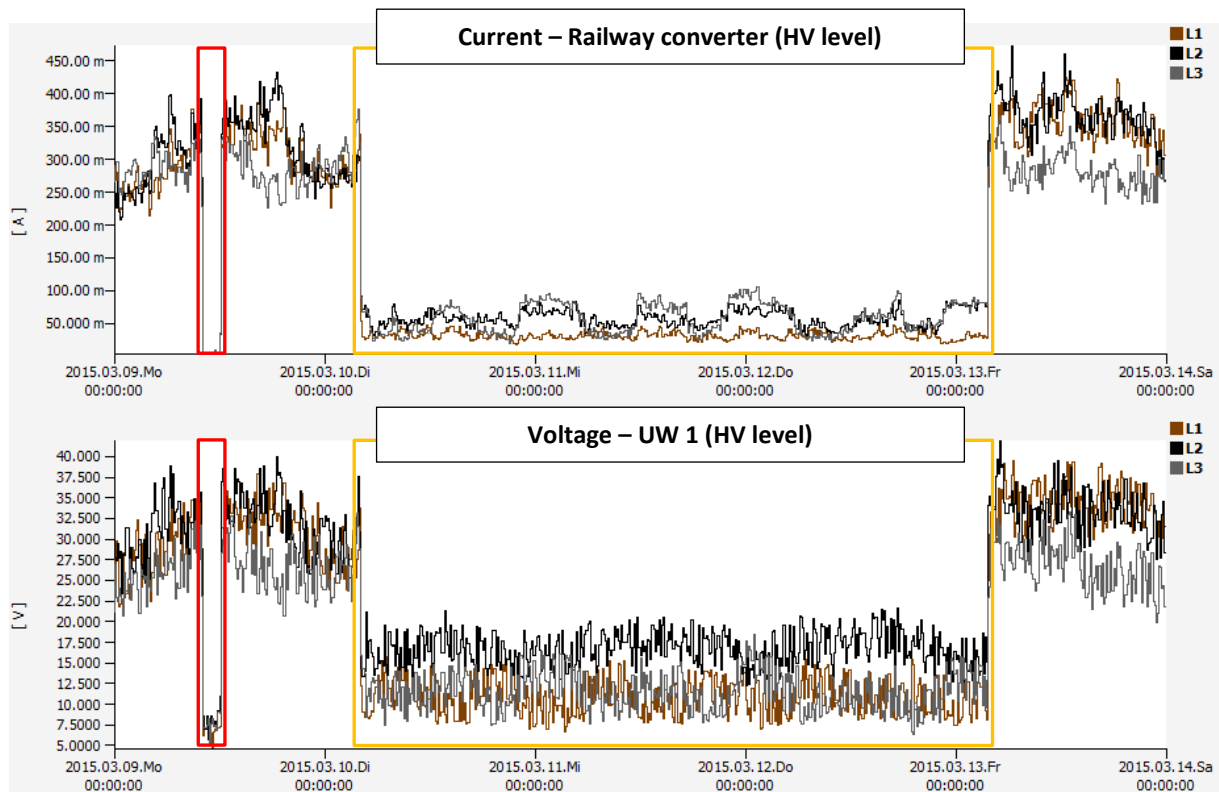


Fig. 45: 15. Strom- und Spannungsharmonische im HS-Netz am AP des Bahnstromumrichters

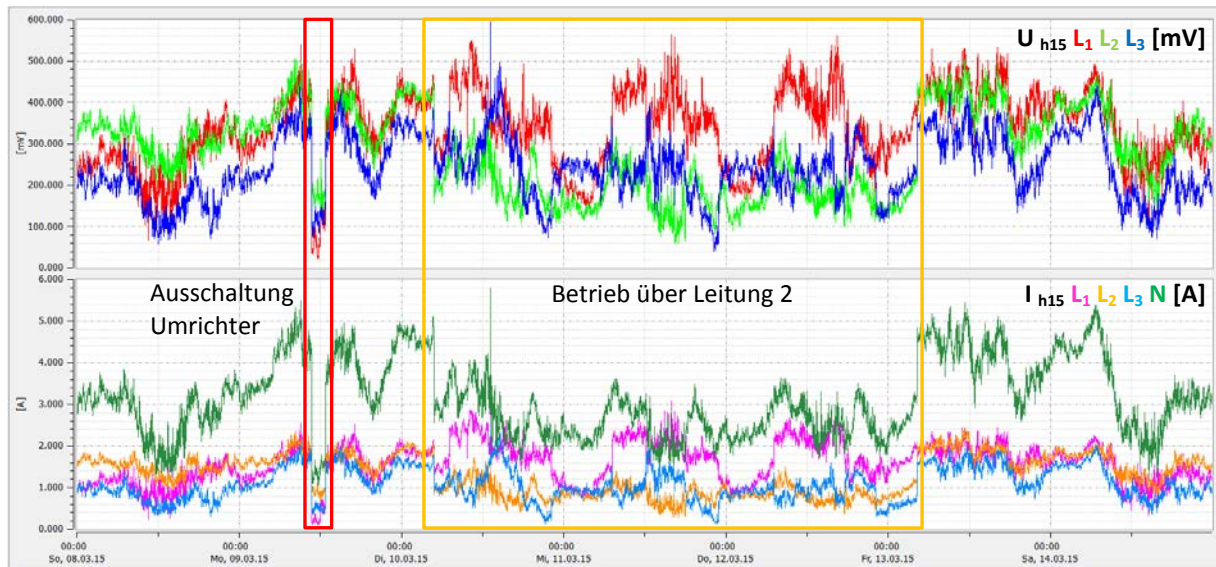


Fig. 46: 15. Strom- und Spannungsharmonische im NS-Netz im Industriegebiet #3

7.3.2 Resultat

Die Untersuchungen zeigen, dass auch Spannungsharmonische der übergeordneten Netzebenen, welche symmetrisch im Nullsystem vorkommen ($3 \cdot n$. Harmonische), bei einer unsymmetrischen Verteilung auf die Polleiter über Mit- und Gegensystem auf die unteren Netzebenen übertragen werden können (Fig. 47 und Fig. 48). Der Anteil dieser unsymmetrischen Schwingungen ist von deren Winkel und den unterschiedlichen Amplituden abhängig. Werden die Winkel nicht berücksichtigt, ist nur ein geringer Anteil, übertragen von den höheren Netzebenen, zu erwarten (Fig. 48). Verantwortlich für die Filterung der $3 \cdot n$. Harmonischen ist die Sternpunktbehandlung aller Netzebenen. Wird der Sternpunkt eines Transformators isoliert betrieben, können keine Nullsystemströme fließen, was dazu führt, dass keine Spannungsharmonische im Nullsystem übertragen werden. Im NS-Netz wird der Hauptanteil an $3 \cdot n$. Spannungsharmonischen durch deren Stromharmonische der lokalen Lasten erzeugt, gegenüber welchem der Anteil der übergeordneten Netzebenen klein ist.

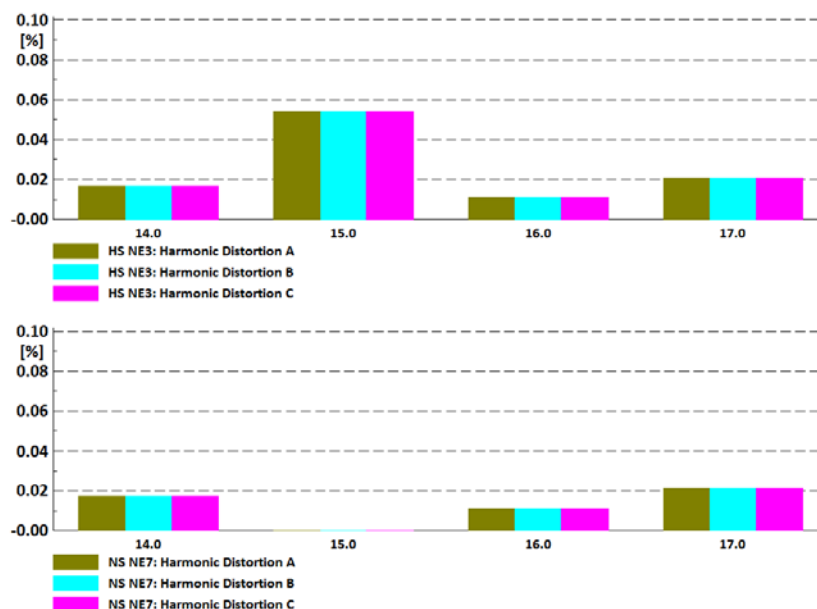


Fig. 47: Spannungsharmonische mit der Ordnung 14 bis 17 der NE 3 und 7 bei symmetrischen Spannungsharmonischen

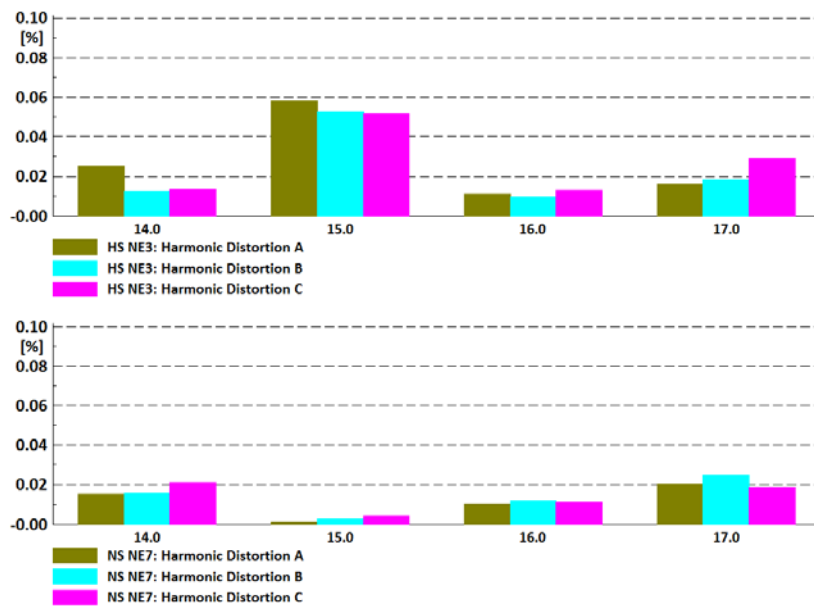


Fig. 48: Spannungsharmonische mit der Ordnung 14 bis 17 der NE 3 und 7 bei unsymmetrischen Spannungsharmonischen

Die Messdaten zeigen, dass die 15. Spannungsharmonische im HS-Netz direkt durch die Stromharmonischen des Umrichters bestimmt werden. Dies ist vor allem zum Zeitpunkt als der Bahnstromumrichter vom Netz geht (im Normalbetrieb) zu sehen (Fig. 45, rote Markierung).

Es wird vermutet, dass für die Veränderung der Stromharmonischen des Bahnstromumrichters nicht nur die längere Zuleitung, sondern auch eine Veränderung der Sternpunktbehandlung ausschlaggebend ist. Der Umrichter kann weder als konstante Spannungs- noch als Stromquelle im Bereich der Harmonischen betrachtet werden, da die Veränderung der Topologie und damit die Veränderung der frequenzabhängigen Netzimpedanz sein Verhalten im Hinblick auf die Harmonischen verändert. Daher ist es nicht möglich, sein Verhalten auf Basis des verwendeten Simulationsprogramms korrekt abzubilden.

Die Ursache der Reaktion der 15. Strom- und Spannungsharmonischen im NS-Netz kann mit den vorhandenen Daten und den Simulationsmöglichkeiten nicht abschliessend untersucht werden. In der Simulation wird das Verhalten der Lasten durch eine Änderung in den Spannungsharmonischen sowie der frequenzabhängigen Netzimpedanz nicht abgebildet. Dasselbe gilt für den Umrichter. Zudem wird die frequenzabhängige Impedanz als ideal (linear mit den Leitungs- und Transformatorparameter ansteigend) berücksichtigt.

Sind die Lasten im Niederspannungsnetz passiv, beziehen diese Stromharmonische linear zu den anliegenden Spannungsharmonischen. Wird also am Transformator das Vorkommen der 15. Spannungsharmonischen reduziert, wird auch die 15. Stromharmonische reduziert.

Geht man davon aus, dass die Stromharmonischen meist durch aktive nichtlineare Verbraucher erzeugt werden, welche wie Stromquellen funktionieren, ist die Reduktion der Stromharmonischen gleich wie beim Umrichter. Sprich aufgrund einer Änderung in der Topologie (frequenzabhängige Netzimpedanz) oder im Vorkommen der Spannungsharmonischen am Anschlusspunkt. Beide Abläufe beeinflussen wiederum die Spannungsharmonischen am Transformator.

8 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die erstellten Modelle sind mit den Messdaten verifiziert worden und nun bereit für Extrapolationen. Die Validierung hat gezeigt, dass vor allem im Bereich der Oberschwingungen keine quantitative Aussage über spannungsharmonische Schwingungen möglich ist, wenn eine Vielzahl von nichtlinearen Netzelementen einen Einfluss auf die frequenzabhängige Netzimpedanz hat. Auf Grundsprungungsbasis sind mit den Netzmodellen Aussagen im Bereich der Messgenauigkeit möglich. Bei der Modellierung von Maschennetzen wurden die Grenzen aufgezeigt, welche bereits die Grundsprungungsebene betreffen. Bei der Betrachtung der Energiebilanz und der Netzverluste ist ein Umdenken gefordert. Durch die Zunahme von dezentralen Erzeugungsanlagen kann sich in modernen Niederspannungsnetzen der Lastfluss drehen, womit konventionelle Modelle zur Bewertung und zum Vergleich der Netze nicht mehr sinnvoll sind. Die in Kapitel 6 vorgeschlagenen Zusatzgrößen können dabei Abhilfe schaffen.

9 Verzeichnisse

9.1 Glossar

Abkürzung	Bezeichnung
AC	Alternating current
AEW	AEW Energie AG
BFE	Bundesamt für Energie
BFH-TI	Berner Fachhochschule für Technik und Informatik
BKW	BKW FMB Energie AG – ehemals Bernische Kraftwerke AG
CSEM	Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique
DC	Direct current
DEA / DE-Anlage	Dezentrale Erzeugungsanlage
DlgSILENT	Digital Simulation and Electrical Network, Firma mit Sitz in Gomaringen Deutschland
DPL	DlgSILENT Programming Language
Energie Thun	Energieversorger der Stadt Thun
ESB	Energie Service Biel/Bienne
ESR	Einzelstrangregler
ESReC Grids	Gruppe Grids des BFH-CSEM Energy Storage Research Centers
ewz	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
FURIES	Shaping the FUTURE Swiss Electrical Infrastructure
GUI	Grafische Benutzeroberfläche (graphical user interface)
HS	Hochspannung
IDE	Integrated Development Environment / Integrierte Entwicklungsumgebung
IDLE (Python)	Integrated Development Environment / Integrierte Entwicklungsumgebung speziell für Python
Ltg.	Leitung
MATLAB	MATrizen LABor ist eine kommerzielle Software des Unternehmens The MathWorks, Inc. zur Lösung mathematischer Probleme und zur grafischen Darstellung der Ergebnisse
MG0-System	Mit-, Gegen- und Nullsystem (System der symmetrischen Komponenten oder Bildbereich)
MS	Mittelspannung
NE	Netzebene
NS	Niederspannung
OHL	Overhead line
OS	Oberspannung
PCC weak	Schlecht angebundener Verknüpfungspunkt (PCC → point of common coupling)
PEN-Leiter	Leiter, welcher die Funktion des Schutzleiters (PE) und die des Neutralleiters (N) übernimmt (PEN → Protective Earth Neutral)
PowerFactory	Software PowerFactory von DlgSILENT
PVA / PV-Anlage	Photovoltaikanlage
Repower	Repower AG
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
RST-System	Originalbereich vom Dreiphasensystem (L_1 , L_2 und L_3 oder nach alter Bezeichnung R, S und T)
SCCER	Swiss Competence Centers for Energy Research
Simulink	Software innerhalb von MATLAB zur Modellierung von technischen Systemen
TS	Trafostation
TUD	Technische Universität Dresden
US	Unterspannung
VK	Verteilkabine

Fig. 49: Glossar

9.2 Figurenverzeichnis

Fig. 1: Aufteilung der Arbeitspakete ab dem Projektstart	4
Fig. 2: Beispiel der vorhandenen Befehlsknöpfe in einem Netzmodell, je nach Modell ist die Anzahl und die Bezeichnung unterschiedlich	5
Fig. 3: Beschreibung der Funktion aller Befehlsknöpfe	5
Fig. 4: Logos der Programmiersprachen Python, DPL in PowerFactory von DigSILENT und MATLAB.....	6
Fig. 5: Übersicht der Vor- und Nachteile der Programmiersprachen DPL, MATLAB und Python	6
Fig. 6: Programmablauf bei Simulation und Modellierung mit Python-Skripts in PowerFactory	7
Fig. 7: Die vier Arbeitsbereiche (Quadranten), in der ein Anschlusspunkt gemessen und modelliert werden kann.	8
Fig. 8: Messstelle mit einer Summenlast an einer Trafostation	8
Fig. 9: Lastfluss und Summenlastberechnung von Parallelleitungen mit Messstellen an den Leitungsenden.....	9
Fig. 10: Liegenschaften, welche über Muffen an einer Leitung zwischen TS und VK versorgt werden und als Gesamtlast simuliert werden.....	10
Fig. 11: Platzierung einer Last anhand von Skalierungsfaktoren, ermittelt unter Kenntnis der Zählerinformationen (Extremfall)	10
Fig. 12: Differenz zwischen Messung und Simulation des Stroms in der Phase L_1 über einen Transformator während 168 Stunden.....	11
Fig. 13: Grössere Stromungenaugkeit durch Verschiebung der Zeitmessung bei Lastsprüngen nahe der Messintervallgrenze.....	11
Fig. 14: Aufbau einer Messdatendatei.....	12
Fig. 15: Spannungsharmonische an einer Messstelle mit hohen Stromharmonischen und dem Einfluss vom WR auf die Netzimpedanz	12
Fig. 16: Abbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz einer Quelle in PowerFactory mit einer Quelle für Spannungsharmonische.....	13
Fig. 17: Vergleich der Simulationsgenauigkeit der Modelle im Stromfluss	15
Fig. 18: Vergleich der Simulationsgenauigkeit der Modelle in der Spannung	15
Fig. 19: Statistische Auswertung der absoluten Abweichung der Stromharmonischen in der Amplitude in einer Trafostation in städtischem Gebiet	17
Fig. 20: Statistische Auswertung der absoluten Abweichung der Stromharmonischen im Winkel in einer Trafostation in städtischem Gebiet.....	17
Fig. 21: Messung der Amplituden der Stromharmonischen – Summe der beiden Transformatoren	18
Fig. 22: Absolute Differenz zwischen Messung und Simulation der Amplituden der Stromharmonischen mit einer gemessenen Amplitude > 0.5 A (bezogen auf den Median).....	18
Fig. 23: Absolute Differenz zwischen Simulation und Messung der Winkel der Stromharmonischen.....	18
Fig. 24: Statistische Auswertung der prozentualen Abweichung der Spannungsharmonischen in der Amplitude bei einem schwach angebundenen Knoten in ländlichem Gebiet – Beispiel für gute Abweichungen	19
Fig. 25: Statistische Auswertung der prozentualen Abweichung der Spannungsharmonischen in der Amplitude bei einem schwach angebundenen Knoten in städtischem Gebiet – Beispiel für schlechte Abweichungen.....	20
Fig. 26: Gesamtharmonische Verzerrung der Spannung in den drei Phasen an einem Verknüpfungspunkt mit schlechter Anbindung in städtischem Gebiet.....	21
Fig. 27: Gesamtharmonische Verzerrung des Stroms in den drei Phasen über zwei Transformatoren gemessen/simuliert in einer Trafostation in städtischem Gebiet	22

Fig. 28: Spannungsunsymmetrie aus Messung und Simulation (oben) und deren Abweichung (unten) in einer Trafostation zum Zeitpunkt einer Umschaltung im NS-Netz	23
Fig. 29: Lastflussrichtungen in einem modernen Niederspannungsnetz – links: konventionell, Mitte: Ausgeglichene Last und Erzeugung, rechts: Erzeugungsüberschuss	24
Fig. 30: Wolkenbetrachtung auf NE 6 und 7	24
Fig. 31: Energiebilanz und Netzverluste	25
Fig. 32: Produktionsfaktor der untersuchten Niederspannungsnetze im Vergleich.....	26
Fig. 33: Netzverluste (prozentual zum Verbrauch und Export) der untersuchten Niederspannungsnetze im Vergleich	26
Fig. 34: Mittlere Auslastung der Transformatoren der untersuchten Niederspannungsnetze im Vergleich	27
Fig. 35: Normierter Transfersaldo der untersuchten Niederspannungsnetze im Vergleich.....	27
Fig. 36: Nichtlineares Gerät als Stromharmonischen-Quelle mit grösstem Spannungsabfall beim Verursacher.....	29
Fig. 37: Eine Anlage, welche eine Stromharmonische in Abhängigkeit der Spannung bezieht, reduziert die Spannungsharmonische.....	29
Fig. 38: Phasenlage der Spannungsharmonischen an einem HAK im Industriegebiet #2.....	30
Fig. 39: Stromharmonische verschiedener Messstellen rund um die Trafostation gemäss Fig. 40	30
Fig. 40: Schema vom Industrienetz.....	31
Fig. 41: Richtung der Grundswingungsströme verschiedener PVA im Vergleich.....	31
Fig. 42: Richtung der 5. Stromharmonischen verschiedener PVA im Vergleich	32
Fig. 43: Richtung der 11. Stromharmonischen verschiedener PVA im Vergleich	32
Fig. 44: Normalbetrieb vom HS-, MS- und NS-Netz im Industriegebiet #3.....	33
Fig. 45: 15. Strom- und Spannungsharmonische im HS-Netz am AP des Bahnstromumrichters	33
Fig. 46: 15. Strom- und Spannungsharmonische im NS-Netz im Industriegebiet #3	34
Fig. 47: Spannungsharmonische mit der Ordnung 14 bis 17 der NE 3 und 7 bei symmetrischen Spannungsharmonischen	34
Fig. 48: Spannungsharmonische mit der Ordnung 14 bis 17 der NE 3 und 7 bei unsymmetrischen Spannungsharmonischen	35
Fig. 49: Glossar.....	37
Fig. 50: GUI (Kopie vom Original) in PowerFactory zur Parametrierung von mehreren spezifischen Szenarien	46
Fig. 51: Export der Messdaten in WinPQ mobil.....	46
Fig. 52: Definition des Formats der Exportdatei in WinPQ mobil	46
Fig. 53: Definition des Zeichensatzes beim Import der Messdaten in Excel.....	47
Fig. 54: Definition der Trennzeichen beim Import der Messdaten in Excel.....	47
Fig. 55: Messdaten der PQ-Box 100/150/200 in Excel	47
Fig. 56: Einstellungen der Oberschwingungen in WinPQ mobil anpassen	47
Fig. 57: Einstellung der Oberschwingungen in WinPQ mobil auf eine absolute Darstellung	47
Fig. 58: Objekte in PowerFactory.....	48
Fig. 59: Projektstruktur in PowerFactory mit den Berechnungsfällen.....	48
Fig. 60: Projektstruktur der Bibliothek in PowerFactory	48
Fig. 61: Projektstruktur des Netzmodells in PowerFactory	48

Fig. 62: Übersicht der Python-Skripts und der zugehörigen Skripts in PowerFactory (falls vorhanden)	49
Fig. 63: Beschreibung der Python-Skripts	50
Fig. 64: Code-Fragmente aus dem Python-Skript ldf.py	50
Fig. 65: Bestimmung des Faktors für die Multiplikation	51
Fig. 66: Code-Fragmente aus dem Python-Skript ldf.py	51
Fig. 67: Modellierung einer Last in PowerFactory – Strom, Verschiebungsfaktor und Umschaltung zwischen induktiv und kapazitiv auf der Grundschiwingungsebene	51
Fig. 68: Vier-Quadranten-Modell der Last – Definition P, Q, ind/kap, PH, φ und sign(PH)	52
Fig. 69: Modellierung einer Last in PowerFactory – Amplitude und Winkel der Stromharmonischen	52
Fig. 70: Visuelle Kontrolle der Modellierung einer Last – Vergleich von Messung (rot) und Simulation (grün) – Amplitude und Winkel	53
Fig. 71: Modellierung des Mit-, Gegen- und Nullsystems der Spannungsgrundschiwingung in Amplitude und Winkel bei einer dreiphasigen Quelle in PowerFactory	53
Fig. 72: Modellierung des Mit-, Gegen- und Nullsystems der Spannungsharmonischen in Amplitude und Winkel bei einer dreiphasigen Quelle in PowerFactory	54
Fig. 73: Parametrierung einer Leitung in PowerFactory	55
Fig. 74: Hinterlegen der Queradmittanz bei einem Simulationselement „statischer Generator“	55
Fig. 75: Parametrierung der Transformatoren in PowerFactory	56
Fig. 76: Stufensteller im Python-Skript implementiert	56
Fig. 77: Stellgrössenvorgabe beim Transformatorentyp für RONT	57
Fig. 78: Modellierung eines ESR in PowerFactory anhand einer zweipoligen Spannungsquelle inklusive Bypass und PEN-Leiter	57
Fig. 79: Netzschema	59
Fig. 80: Stromharmonische in der Zuleitung zu Trafo TS in L ₁ um 12:00 Uhr	59
Fig. 81: Winkel der Stromharmonischen in der Zuleitung zu Trafo TS in L ₁ um 12:00 Uhr	59
Fig. 82: Amplituden der Spannungsharmonischen an der Quelle in per unit (L ₁ um 12:00 Uhr)	60
Fig. 83: Amplituden der Spannungsharmonischen am HAK in per unit (L ₁ um 12:00 Uhr)	60
Fig. 84: Amplituden der Spannungsharmonischen am HAK in per unit (L ₁ um 1:00 Uhr)	60
Fig. 85: Spannungsverlauf der 13. Harmonischen über 48 h – schwarz: Messung, rot: Simulation	60
Fig. 86: frequenzabhängige Netzimpedanz – violett: Modell mit Lasten, rot: Messung ohne WR, grün: Messung mit WR [10]	61
Fig. 87: Messpunkt zur Erfassung der frequenzabhängigen Netzimpedanz im Industrienetz #1 und Vorgabepunkt der Quellenimpedanz im Modell	61
Fig. 88: Netzimpedanz-Berechnung in PowerFactory ohne eine Impedanzvorgabe an der Quelle	62
Fig. 89: Netzimpedanz am HAK bei ausgeschalteten WR – schwarz: Messung, farbig: Berechnung in PowerFactory mit der Impedanzvorgabe an der Quelle	63
Fig. 90: Abbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz einer Quelle in PowerFactory	63
Fig. 91: Abbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz einer Quelle in PowerFactory mit der Quelle für Spannungsharmonische	64
Fig. 92: Amplituden der Spannungsharmonischen am HAK in per unit (alle Polleiter um 12:00 Uhr) nach Vorgabe der Quellenimpedanz	64

Fig. 93: Netzimpedanz am HAK bei eingeschalteten WR – schwarz: Messung, farbig: Berechnung in PowerFactory mit der Impedanzvorgabe an der Quelle und dem PV-Generator	65
Fig. 94: Stromharmonische, aufgenommen durch die modellierte Queradmittanz im Modell	65
Fig. 95: Resultierende Spannung am HAK, nachdem die Queradmittanz angeschlossen wird	65
Fig. 96 Passive und aktive Komponenten eines Umrichters beeinflussen die Netzimpedanz.....	66
Fig. 97: Abbildung aller Einflussfaktoren durch eine Queradmittanz mit passiven Bauteilen im Modell in PowerFactory.....	66
Fig. 98: Resultierende Spannung am HAK, nachdem die Queradmittanz kompensiert wurde	66
Fig. 99: Leistungen in PowerFactory, welche für die Berechnung der Energiebilanz und der Netzverluste verwendet werden.....	68
Fig. 100: Beispiel für die Auslastung der Betriebsmittel	69
Fig. 101: Statistische Auswertung der absoluten Abweichung der Winkel der Spannungsharmonischen bei einem schwach angebundenen Knoten in ländlichem Gebiet – Beispiel für gute Abweichungen	70
Fig. 102: Statistische Auswertung der absoluten Abweichung der Winkel der Spannungsharmonischen bei einem schwach angebundenen Knoten in städtischem Gebiet – Beispiel für schlechte Abweichungen.....	70
Fig. 103: Statistische Auswertung der prozentualen Abweichungen der Amplituden der Stromharmonischen in einer Trafostation in ländlichem Gebiet	71
Fig. 104: Statistische Auswertung der Amplituden der gemessenen Stromharmonischen in einer Trafostation in städtischem Gebiet	71
Fig. 105: Wirk- und Blindleistung eines Wechselrichters im ländlichen Gebiet über vier Tage	72
Fig. 106: Technischer Aufbau des Wechselrichters	73

9.3 Quellenverzeichnis

- [1] E. Grids, «Swinging Grids WP2 - Feldmessungen,» ESReC Grids, Biel/Bienne, 2015.
- [2] S. E. K. (CES), «EN 61000-4-30,» Electrosuisse, Fehraltorf, 2009.
- [3] S. E. K. (CES), «EN 61000-2-4:2002,» Electrosuisse, Fehraltorf, 2002.
- [4] D. Schulz, Netzurückwirkungen - Theorie, Simulation, Messung und Bewertung, Berlin: VDE Verlag GmbH, 2004.
- [5] E. Grids, «Swinging Grids WP1 - Netztopologien,» ESReC Grids, Biel/Bienne, 2014.
- [6] E. Grids, «Swinging Grids WP4 - zentrale und dezentrale Reglerstrukturen,» ESReC Grids, Biel/Bienne, 2016.
- [7] D. Schulz, Netzurückwirkungen- Theorie Simulatio Messung und Bewertung, Berlin: VDE Verlag, 2004.
- [8] A. Gut, «Ausbreitung vo Harmonischen - Strom und Spannungsharmonische über verschiedene Netzebenen,» ESReC Grids, Nidau, 2016.
- [9] V. Crastan, Elektrische Energieversorgung 1, Biel, 2012.
- [10] B. B. -. E. S. Lab, «AEW Rekingen - PQ-Auswertung,» BFH Biel/Bienne - Energy Systems Lab, Biel/Bienne, 2015.

10 Versionskontrolle

Version	Datum	Beschreibung	Autor
0.01	28.09.2015	Dokument erstellt	gga5
0.02	30.10.2015	Dokument erweitert (Kapitel Modellaufbau)	sgn1
0.03	17.12.2015	Dokument überarbeitet	sgn1
0.04	28.01.2016	Layout angepasst	sgn1
0.05	11.03.2016	Diverse Kapitel hinzugefügt	sgn1
0.06	16.03.2016	Anpassungen bis Kapitel Energiebilanz und Verluste	gga5
0.07	17.03.2016	Überarbeitung Kapitel Energiebilanz und Verluste	gga5
0.08	18.03.2016	Netzspezifische Erkenntnisse Oberschwingungsanalyse, Überarbeitung OS-Verifikation, Schlusswort und Abstract (DE) erweitert	gga5
0.09	21.03.2016	Diverse Anpassungen	sgn1
0.10	24.03.2016	Anpassungen bis Kapitel Energiebilanz und ab Kapitel Netzspezifische Erkenntnisse und Änderungsvorschläge angebracht	gga5
0.11	29.03.2016	Anpassungen ab Kapitel Verifikation der Modelle	sgn1
0.12	05.04.2016	Dokument durchgelesen, korrigiert und Rückmeldungen an sgn1 gegeben	sos1
0.13	06.04.2016	Rückmeldungen und Korrekturen übernommen Grafiken ergänzt, Anhang D ergänzt	gga5
0.14	06.04.2016	Diverse kleinere Änderungen	sgn1
1.00	06.04.2016	Dokument freigegeben	gga5
1.01	27.04.2016	Verweis auf die Quelle [4] eingefügt	sgn1
1.02	27.04.2016	Kapitel Ausbreitung der Harmonischen über die Netzebenen ergänzt	gga5

11 Anhang

A	Modellaufbau mit PowerFactory	46
A.1	Beispiel der Parametereingabe bei Skripten.....	46
A.2	Aufbereitung der Messdaten.....	46
A.2.1	Export der Messdaten.....	46
A.2.2	Konvertierung der Messdaten	47
A.3	Projektstruktur	48
A.3.1	Berechnungsfälle.....	49
A.3.2	Bibliothek	49
A.3.3	Netzmodell.....	49
A.4	Modellierung mit Python-Skripten	49
A.4.1	Übersicht der Skripten.....	49
A.4.2	Modellierung einer Last aus der Summenbildung	50
A.4.3	Beispiel einer Umrechnung des Zählpeilsystems.....	51
A.5	Modellierung der Hauptelemente	51
A.5.1	Last.....	51
A.5.2	Quelle	53
A.5.3	Leitung.....	54
A.5.4	Statischer Generator zur Modellierung der Queradmittanz	55
A.5.5	Transformator	56
A.6	Modellierung der Sonderelemente	56
A.6.1	Modellierung eines RONT	56
A.6.2	Modellierung eines ESR.....	57
A.7	Modellierung der frequenzabhängigen Netzimpedanz	59
A.7.1	Abweichungen der Spannungsharmonischen am HAK.....	59
A.7.2	Netzimpedanz	61
A.7.3	Gemessene Netzimpedanz im Modell integrieren.....	61
A.7.4	Kompensation der Stromharmonischen der Queradmittanz	66
A.7.5	Validierung der Spannungsunsymmetrie.....	67
B	Grundschwingungsanalyse.....	68
B.1	Energien der Netzebene 6 und 7	68
B.1.1	Berechnungsgrundlagen in PowerFactory	68
B.2	Auslastung der Betriebsmittel.....	68
C	Oberschwingungsanalyse.....	70
C.1	Genauigkeit der Spannungsharmonischen	70
C.2	Genauigkeit der Stromharmonischen.....	71
D	Blindleistungsverhalten von Wechselrichtern	72
D.1	Ausgangslage.....	72

D.2	Erklärung	72
-----	-----------------	----

A Modellaufbau mit PowerFactory

A.1 Beispiel der Parametereingabe bei Skripten

Wird im Modell in PowerFactory ein Befehlsknopf betätigt, erscheint ein Fenster zur Eingabe der Parameter. Hierbei handelt es sich um eine Kopie des originalen PowerFactory-Fensters, wobei neu die Eingabe von unterschiedlichen Szenarien möglich ist. In Fig. 50 ist anhand des Beispiels der Grundschwingungsanalyse das GUI zur Eingabe der Parametrierung unterschiedlicher Szenarien erkennbar.

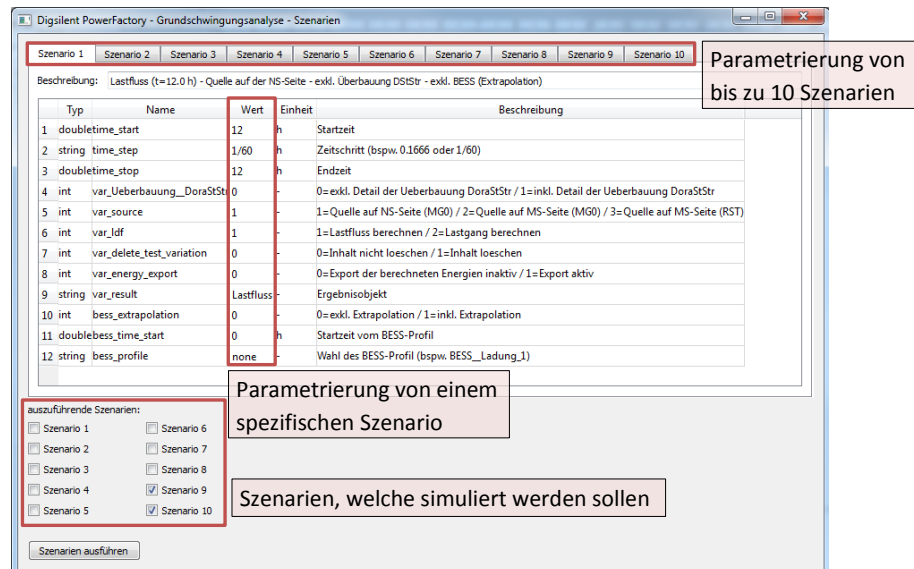


Fig. 50: GUI (Kopie vom Original) in PowerFactory zur Parametrierung von mehreren spezifischen Szenarien

A.2 Aufbereitung der Messdaten

A.2.1 Export der Messdaten

Für die Oberschwingungsanalyse müssen die Exportdateien der Auswertungssoftware WinPQ mobil entsprechend einer Vorlage formatiert werden. Hierzu müssen in WinPQ mobil die Einstellungen bezüglich des Exports angepasst werden. Unter *Setup* → *Export* muss das Trennzeichen (Delimiter) auf Komma eingestellt werden sowie das Unterdrücken der Kopfzeile (Suppress header) aktiviert werden (Fig. 51 und Fig. 52).

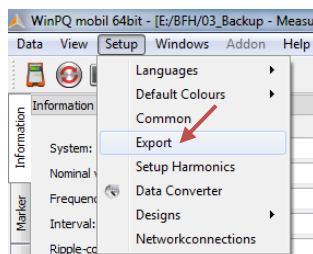


Fig. 51: Export der Messdaten in WinPQ mobil

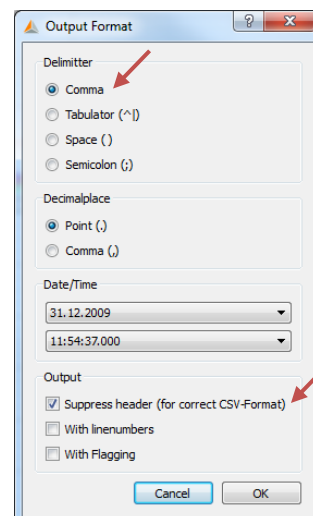


Fig. 52: Definition des Formats der Exportdatei in WinPQ mobil

Ist die asc-Datei erstellt, kann das Format kontrolliert werden. Hierzu muss die asc-Datei in Excel mit dem Zeichensatz *65001 Unicode UTF-8* und dem Komma als Trennzeichen geöffnet werden (Fig. 53 und Fig. 54). Das Format der asc-Datei entspricht jenem in Fig. 55.

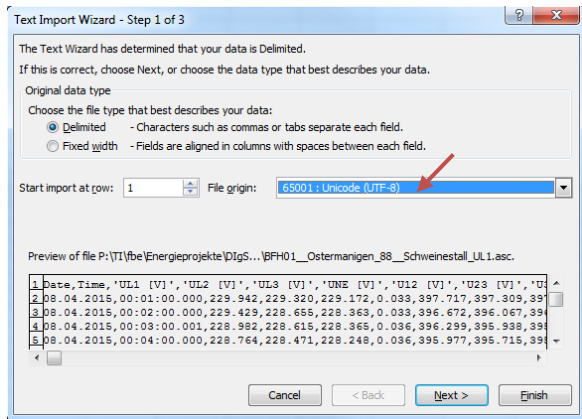


Fig. 53: Definition des Zeichensatzes beim Import der Messdaten in Excel

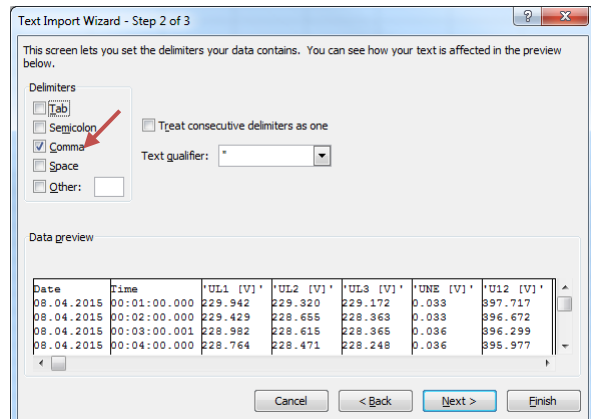


Fig. 54: Definition der Trennzeichen beim Import der Messdaten in Excel

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Date	Time	'UL1 [V]'	'UL2 [V]'	'UL3 [V]'	'UNE [V]'	'U12 [V]'	'U23 [V]'	'U31 [V]'	'THD1 [%]'	'THD2 [%]'	'THD3 [%]'
2	08.04.2015	00:01:00.000	229.942	229.320	229.172	0.033	397.717	397.309	397.369	0.897	1.147	0.908
3	08.04.2015	00:02:00.000	229.429	228.655	228.363	0.033	396.672	396.067	396.216	0.861	1.111	0.87
4	08.04.2015	00:03:00.000	228.982	228.615	228.365	0.036	396.299	395.938	395.879	0.857	1.105	0.874
5	08.04.2015	00:04:00.000	228.764	228.471	228.248	0.036	395.977	395.715	395.593	0.855	1.111	0.893
6	08.04.2015	00:05:00.000	228.711	229.596	227.907	0.061	396.297	396.63	395.619	0.848	1.128	0.889
7	08.04.2015	00:06:00.000	228.8	230.35	227.708	0.078	396.601	397.311	395.749	0.86	1.138	0.897
8	08.04.2015	00:07:00.000	229.056	230.276	227.629	0.077	396.727	397.272	395.84	0.875	1.14	0.91
9	08.04.2015	00:08:00.000	229.227	230.302	227.503	0.077	396.889	397.228	395.844	0.877	1.148	0.92
10	08.04.2015	00:09:00.000	228.994	230.331	228.198	0.057	396.923	397.511	396.379	0.85	1.115	0.887
11	08.04.2015	00:10:00.000	228.94	230.289	228.627	0.043	396.992	397.605	396.795	0.825	1.105	0.868
12	08.04.2015	00:11:00.000	229.042	230.331	228.714	0.043	397.121	397.741	396.931	0.825	1.099	0.868
13	08.04.2015	00:12:00.000	229.158	230.319	228.752	0.042	397.229	397.796	397.015	0.84	1.112	0.883
14	08.04.2015	00:13:00.000	229.049	230.085	228.622	0.042	396.948	397.507	396.766	0.826	1.094	0.886
15	08.04.2015	00:14:00.000	229.033	229.998	228.371	0.042	396.818	397.278	396.509	0.806	1.084	0.87

Fig. 55: Messdaten der PQ-Box 100/150/200 in Excel

Die Spannungs- und Stromharmonischen werden je nach Einstellung in WinPQ mobil absolut oder relativ dargestellt bzw. exportiert. Für die Oberschwingungsanalyse müssen die Oberschwingungen wie folgt exportiert werden:

- Stromharmonische Schwingungen: absolut in [A]
- Spannungsharmonische Schwingungen: absolut in [V]

Die Umschaltung zwischen absolut und relativ erfolgt in WinPQ mobil über *Setup* → *Setup Harmonics* (Fig. 56). Im Fenster gemäss Fig. 57 muss die Darstellung der spannungs- und stromharmonischen Schwingungen auf absolut eingestellt werden. Diese Einstellung gilt für die Darstellung in WinPQ mobil selbst wie auch für den Export einer asc-Datei.

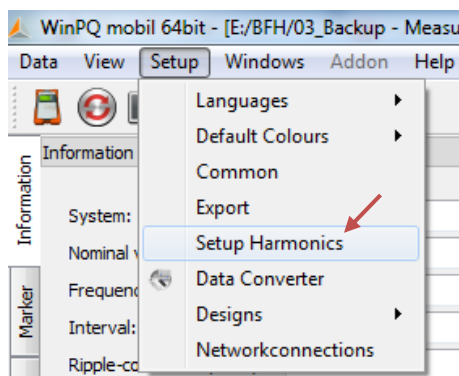


Fig. 56: Einstellungen der Oberschwingungen in WinPQ mobil anpassen

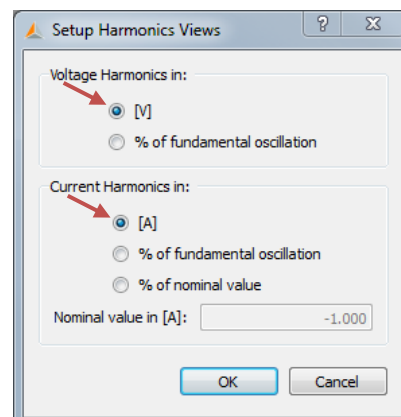


Fig. 57: Einstellung der Oberschwingungen in WinPQ mobil auf eine absolute Darstellung

A.2.2 Konvertierung der Messdaten

Die Konvertierung der Messdaten erfolgt mit dem Python-Skript `convert.py`. Eine kurze Beschreibung vom Skript ist im Anhang unter Kapitel A.4 (Modellierung mit Python-Skripts) enthalten.

A.3 Projektstruktur

Die Projektstruktur besteht im Allgemeinen aus den Berechnungsfällen, der Bibliothek sowie dem Netzmodell. Diese werden im Folgenden detailliert beschrieben. Bei den erstellten Projekten wurde auf eine einheitliche Struktur geachtet, trotzdem sind zeitweise Abweichungen vorhanden. In Fig. 58 ist eine Übersicht der wichtigsten Objekte in PowerFactory erkennbar. In Fig. 59 bis Fig. 61 sind die folgenden Objekte erkennbar:

- Fig. 59: Berechnungsfälle mit den Python-Skripten und den Ergebnisobjekten (Kapitel A.3.1)
 Fig. 60: Bibliothek mit den Messdaten und den Typen der Netzelemente (Kapitel A.3.2)
 Fig. 61: Netzmodell mit den Netzelementen und den Varianten (Kapitel A.3.3)
















Element	Objekt	Element	Objekt	Element	Objekt
Ausbaustufe	+/-	Leitung		Python-Skript	
Berechnungsfall		Netzwerkdaten		Sammelschiene	
Bibliothek		Netzwerkmodell		Skalierung	
Charakteristiken		Ordner		Variante	
Ergebnisobjekt		Projekt		Variantenplaner	
Grenzwerte					

Fig. 58: Objekte in PowerFactory

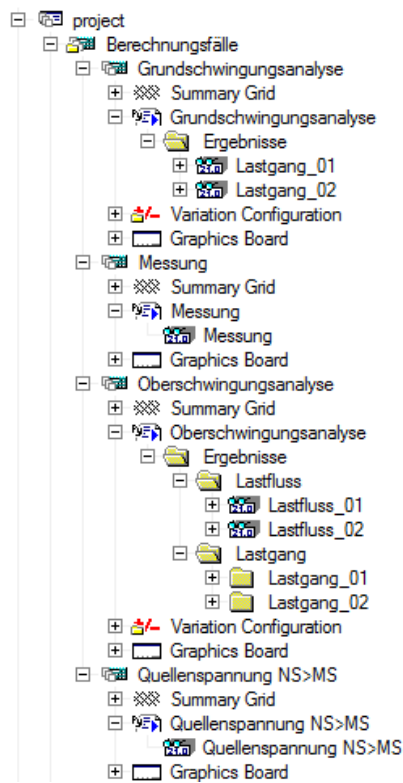


Fig. 59: Projektstruktur in PowerFactory mit den Berechnungsfällen

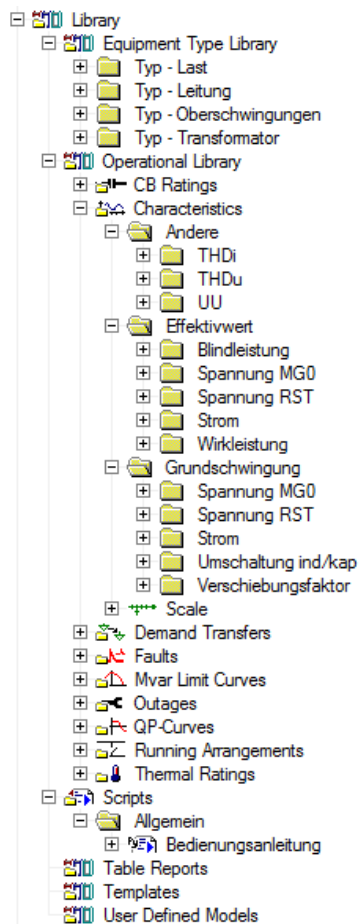


Fig. 60: Projektstruktur der Bibliothek in PowerFactory

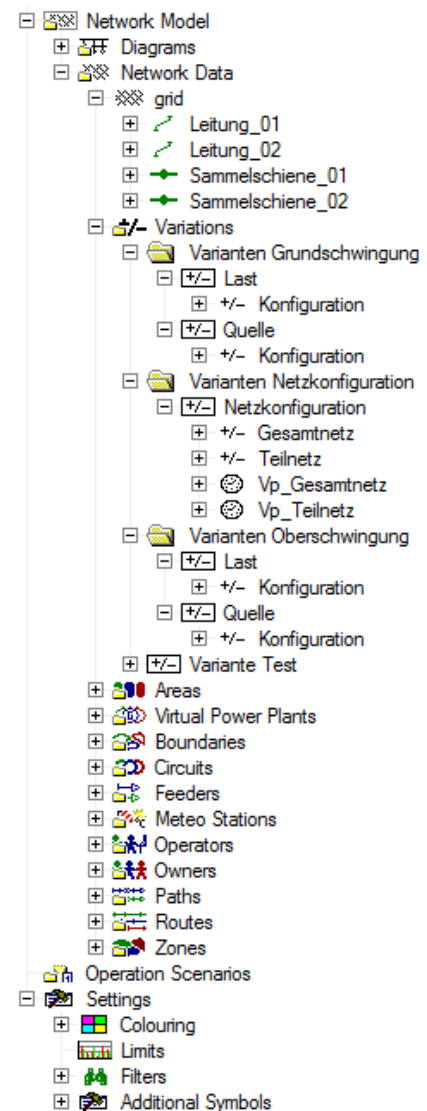


Fig. 61: Projektstruktur des Netzmodells in PowerFactory

A.3.1 Berechnungsfälle

Es werden die Berechnungsfälle der Grund- und Oberschwingungsanalyse sowie jene für die Umrechnung der Quellenspannung von der NS- auf die MS-Seite erstellt. Weiter wird ein Berechnungsfall für das Einlesen der Messdaten verwendet (Fig. 59). Jeder Berechnungsfall enthält im Minimum ein Ergebnisobjekt. Bei einer Oberschwingungsanalyse wird zwischen Lastfluss und Lastgang unterschieden. Während der Lastfluss nur eine Momentaufnahme zeigt, wird bei einem Lastgang die Veränderung über der Zeit erkennbar. Zu jedem Berechnungsfall gehört ein Python-Skript, bei welchem Parameter verändert und eine Simulation gestartet werden können.

A.3.2 Bibliothek

In der Bibliothek sind einerseits die Typen der Netzelemente (Leitungs- und Transformatortypen) und andererseits die Messdaten abgelegt (Fig. 60). Die Messdaten werden in Form von Charakteristiken referenziert, wobei in diesen der Link auf die entsprechende csv-Datei und die Auswahl der Spalten für Zeit und Messwerte definiert ist. Ebenfalls in der Bibliothek sind Python-Skripts für den allgemeinen Gebrauch wie beispielsweise ein Skript zur Darstellung einer Bedienungsanleitung enthalten.

A.3.3 Netzmodell

Im Netzmodell sind die im Modell enthaltenen Sammelschienen, Leitungen, Transformatoren, etc. sowie die Varianten enthalten (Fig. 61). Die Varianten sind in die Kategorien der Grund- oder Oberschwingungsanalyse oder der Netzkonfigurationen eingeteilt. Allgemein unterscheiden sich die Varianten und deren Ausbaustufen je nach Projekt relativ stark. In den Ausbaustufen werden Änderungen an einem Netzmodell wie zum Beispiel die Schliessung eines Trennschalters abgespeichert. Die Variantenplaner dienen der individuellen Zuschaltung von Ausbaustufen. Nicht unter dem Netzmodell, sondern unter den Einstellungen, sind die Limits erkennbar. Diese sind ein wichtiges Hilfsmittel bei einer Oberschwingungsanalyse, wobei sie oftmals für den Vergleich von Messung und Simulation der simulierten Harmonischen verwendet werden (Fig. 70, rote Balken).

A.4 Modellierung mit Python-Skripts

A.4.1 Übersicht der Skripts

Im Folgenden werden die Python-Skripts nach Fig. 62 kurz in ihrer Funktion beschrieben (Fig. 63). Einige Skripts werden in PowerFactory gestartet und müssen entsprechend über ein Skript (→ Python-Skript in PowerFactory) referenziert werden.
















Python-Skript	Skript in PowerFactory
 definitions.py	-
 powerfactory_model.py	-
 measurements.py	 Messung
 ldf.py	 Grundsicherungsanalyse
 hldf.py	 Oberschwingungsanalyse
 ldf_voltage_ns2ms.py	 Quellenspannung NS>MS
 show_pdf.py	 Bedienungsanleitung
 scenarios.py	-
 classes.py	-
 convert.py	-

Fig. 62: Übersicht der Python-Skripts und der zugehörigen Skripts in PowerFactory (falls vorhanden)

Beschreibung der Python-Skripts	
<u>definitions.py</u>	Im Python-Skript definitions.py sind alle Definitionen enthalten, welche im Projekt verwendet werden. Hierzu gehört beispielsweise der Pfad auf die Messdaten sowie deren Bezeichnung. Des Weiteren ist eine Vielzahl an Definitionen enthalten, welche bei der Erstellung des Projekts im Skript powerfactory_model.py verwendet werden.
<u>powerfactory_model.py</u>	Mit dem Skript powerfactory_model.py wird die Grundstruktur eines neuen Projekts in PowerFactory erstellt. Es wird eine Vielzahl an Objekten erstellt, welche allerdings noch miteinander verlinkt werden müssen. Das Skript ist als Unterstützung bei der Modellierung gedacht. Ebenfalls werden teilweise erste Grafiken erstellt.
<u>measurements.py</u>	Das Skript measurement.py dient ausschliesslich dem Einlesen der Messdaten aus den Charakteristiken (ChaVecfile-Objekt) in PowerFactory. Mit den Charakteristiken werden die csv-Dateien von zum

Beispiel den Grundswingungs- oder Effektivwertdaten mit PowerFactory verbunden. Um die Messwerte schlussendlich darzustellen, müssen sie in die Ergebnisobjekte eingelesen werden, was die Aufgabe von diesem Skript ist.	
<u>ldf.py</u>	Mit dem Skript ldf.py werden Lastfluss- und Lastgangberechnungen durchgeführt. Hierbei werden ausschliesslich Grundswingungsdaten verwendet. Des Weiteren werden Differenzen in Spannung und Strom zwischen Messung und Simulation gerechnet, verschiedene Leistungen über die Zeit integriert und Summenbildungen für Lasten durchgeführt. Neu ist ebenfalls die Berechnung der Unsymmetrie implementiert.
<u>hldf.py</u>	Das Python-Skript hldf.py wird für die Oberschwingungsanalyse verwendet. Auch hier werden Differenzen und Summenbildungen direkt im Skript gerechnet. Es werden die Oberschwingungen bis zur 25. Harmonischen berücksichtigt. Neu ist ebenfalls die Berechnung der Verzerrung in Spannung und Strom implementiert.
<u>ldf_voltage_ns2ms.py</u>	Mit dem Skript ldf_voltage_ns2ms.py wird eine Quellenspannung auf der MS-Seite iterativ berechnet. Die Ergebnisse werden in einer csv-Datei abgespeichert und können bei der Grundswingungsanalyse für eine entsprechende Simulation inkl. des Transformators verwendet werden.
<u>show_pdf.py</u>	Das Skript dient der Darstellung einer pdf-Datei (bspw. Bedienungsanleitung).
<u>scenarios.py</u>	Das Skript dient der Ausführung von mehreren Szenarien mit unterschiedlicher Parametrierung an einem Stück. Hierbei wird das originale Fenster zur Parametrierung in PowerFactory mit einem GUI überlagert (Kapitel A.1).
<u>classes.py</u>	Im Python-Skript sind eine Auswahl an Klassen und Methoden enthalten, welche oftmals zum Einsatz kommen. Diese sind allgemein gehalten und unabhängig vom Projekt. Am häufigsten wird die Methode get_object() für die Referenzierung eines Objekts in PowerFactory verwendet.
<u>convert.py</u>	Das Python-Skript convert.py dient der Konvertierung der Messdaten für deren Verwendung in PowerFactory. Das Skript wird einmalig bei der Modellierung ausgeführt. Es werden csv-Dateien erstellt, welche in PowerFactory anschliessend eingelesen werden.

Fig. 63: Beschreibung der Python-Skripts

A.4.2 Modellierung einer Last aus der Summenbildung

Aufgrund der begrenzten Anzahl an Messgeräten, welche bei einer Feldmessung eingesetzt werden können, muss zeitweise eine Last über eine Summenbildung in PowerFactory modelliert werden. So wird über eine komplexe Addition der Stromzeiger die fehlende Last eruiert und im Modell hinterlegt. In Fig. 64 sind Code-Fragmente aus dem Python-Skript ldf.py erkennbar, wobei die Messpunkte definiert werden, welche an der Summenbildung beteiligt sind. Es werden die Faktoren +1 oder -1 definiert, womit die gemessenen Stromzeiger um 180 ° gedreht werden können. In Fig. 65 sind die Wirkleistungen aus der Messung sowie deren Sollwerte in ihrem Vorzeichen beschrieben. Eine Quelle sollte für die Summenrechnung über eine positive Wirkleistung und eine Senke über eine negative Wirkleistung verfügen (Erzeugerzählpfeilsystem). Eine Lastgangmessung über den Transformator oder eine DE-Anlage im NS-Netz wird hierbei als Quelle und eine Last als Senke interpretiert. Die Faktoren werden in das Python-Skript übertragen und das erstellte Dictionary¹¹ einer Methode übergeben, welche die Stromzeiger der Summenlast in Amplitude und Winkel berechnet (Fig. 64, rote Markierung).

```
for load in loads:
    if load.loc_name == 'Last Nr1':
        loads_sum = {'Messung Nr1' : -1,
                     'Messung Nr2' : +1,
                     'Messung Nr3' : +1,
                     'Messung Nr4' : -1,
                     'Messung Nr5' : -1,
                     'Messung Nr6' : +1}

        [i_amp, cos_phi, recap] = calc_summation_load(measurements, loads_sum, time_nr)

        load.ilinir, load.ilinis, load.ilinit = i_amp[0]*.001, i_amp[1]*.001, i_amp[2]*.001 # Umrechnung von A nach kA
        load.coslinir, load.coslinis, load.coslinir = cos_phi[0], cos_phi[1], cos_phi[2]
        load.pf_recapr, load.pf_recaps, load.pf_recapt = recap[0], recap[1], recap[2]
```

Fig. 64: Code-Fragmente aus dem Python-Skript ldf.py

Messung	Messung	Soll für die Summenbildung	Multiplikation mit Faktor
Messung Nr. 1 (Trafo 1)	-P	+P (Quelle)	-1
Messung Nr. 2 (Trafo 2)	+P	+P (Quelle)	+1
Messung Nr. 3 (Last 1)	-P	-P (Senke)	+1
Messung Nr. 4 (Last 2)	+P	-P (Senke)	-1
Messung Nr. 5 (PVA 1)	-P	+P (Quelle)	-1

¹¹ Dictionaries sind Datentypen in Python (hier: loads_sum = {})

Messung Nr. 6 (PVA 2)	+P	+P (Quelle)	+1
-----------------------	----	-------------	----

Fig. 65: Bestimmung des Faktors für die Multiplikation

A.4.3 Beispiel einer Umrechnung des Zählfeilsystems

Wurde bei der Messung einer Last die Strommessung so montiert, dass im falschen Zählfeilsystem gemessen wurde, muss dies bei der Modellierung in PowerFactory korrigiert werden. Es besteht die Möglichkeit, in PowerFactory eine Summenbildung einer Last durchzuführen, wobei hierfür normalerweise mehrere Messungen verwendet werden (Kapitel A.4.2). Hierbei können die Stromzeiger der fehlerhaften Messung über die Summenbildung mit einem negativen Faktor um 180 ° gedreht werden (Fig. 66, rote Markierung).

```
for load in loads:
    if load.loc_name == 'Last Nr1':
        loads_sum = {'Messung Nr1' : -1}

    [i_amp, cos_phi, recap] = calc_summation_load(measurements, loads_sum, time_nr)

    load.ilinir, load.ilinis, load.ilinit = i_amp[0]*.001, i_amp[1]*.001, i_amp[2]*.001 # Umrechnung von A nach kA
    load.coslinir, load.coslinis, load.coslinis = cos_phi[0], cos_phi[1], cos_phi[2]
    load.pf_recapr, load.pf_recaps, load.pf_recapt = recap[0], recap[1], recap[2]
```

Fig. 66: Code-Fragmente aus dem Python-Skript ldf.py

A.5 Modellierung der Hauptelemente

A.5.1 Last

Die Last wird in PowerFactory für die Modellierung von Verbrauch und Produktion verwendet. Es kann ein Betrieb in allen Bereichen des Vier-Quadranten-Modells simuliert werden. Auf der Grundschnungsebene erfolgt die Modellierung der Last mit Angabe von Strom, Verschiebungsfaktor und eines Parameters zur Umschaltung zwischen induktiv und kapazitiv (Fig. 67, I, cosφ und recap). Während der Strom stets den Betrag, beziehungsweise die Zeigerlänge definiert, wird mit dem Verschiebungsfaktor der Winkel und mit der Umschaltung induktiv/kapazitiv der Bereich im Vier-Quadranten-Modell definiert (Fig. 68).

Fig. 67: Modellierung einer Last in PowerFactory – Strom, Verschiebungsfaktor und Umschaltung zwischen induktiv und kapazitiv auf der Grundschnungsebene

Wirk- und Blindleistung:	-P, +Q	Wirk- und Blindleistung:	+P, +Q
Leistungsfaktor:	-PF	Leistungsfaktor:	+PF
Umschaltung ind/kap:	kap (recap = 1)	Umschaltung ind/kap:	ind (recap = 0)
Leistungswinkel:	$90^\circ \leq PH \leq 180^\circ$	Leistungswinkel:	$0^\circ \leq PH \leq 90^\circ$
Stromwinkel:	$-180^\circ \leq \varphi \leq -90^\circ$	Stromwinkel:	$-90^\circ \leq \varphi \leq 0^\circ$
Vorzeichen Leistungswinkel:	sign(PH) = pos.	Vorzeichen Leistungswinkel:	sign(PH) = pos.
Wirk- und Blindleistung:	-P, -Q	Wirk- und Blindleistung:	+P, -Q
Leistungsfaktor:	-PF	Leistungsfaktor:	+PF
Umschaltung ind/kap:	ind (recap = 0)	Umschaltung ind/kap:	kap (recap = 1)
Leistungswinkel:	$-180^\circ \leq PH \leq -90^\circ$	Leistungswinkel:	$-90^\circ \leq PH \leq 0^\circ$
Stromwinkel:	$90^\circ \leq \varphi \leq 180^\circ$	Stromwinkel:	$0^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$
Vorzeichen Leistungswinkel:	sign(PH) = neg.	Vorzeichen Leistungswinkel:	sign(PH) = neg.

Fig. 68: Vier-Quadranten-Modell der Last – Definition P, Q, ind/kap, PH, φ und sign(PH)

Die Oberschwingungen werden über einen Oberschwingungstyp (TypHmccur-Objekt) bei einer Last hinterlegt (Fig. 69). Die Eingabe erfolgt unsymmetrisch und für die Amplitude prozentual zur Grundschiwingung. Die Winkel der stromharmonischen Schwingungen werden bezogen auf den Grundschiwingungswinkel hinterlegt (Formel 5).

$$\begin{aligned}\varphi_{PowerFactory_{L_1 Hx}} &= \varphi_{rel_{L_1 Hx}} - x * \varphi_{rel_{L_1 H1}} \\ \varphi_{PowerFactory_{L_2 Hx}} &= \varphi_{rel_{L_2 Hx}} - x * \varphi_{rel_{L_2 H1}} \\ \varphi_{PowerFactory_{L_3 Hx}} &= \varphi_{rel_{L_3 Hx}} - x * \varphi_{rel_{L_3 H1}}\end{aligned}$$

wobei: $x \in \mathbb{N}$ (Ordnung der Harmonischen)

Formel 5: Berechnung der Winkel der Stromharmonischen mit Bezug auf die Grundschiwingung für die Modellierung einer Last in PowerFactory

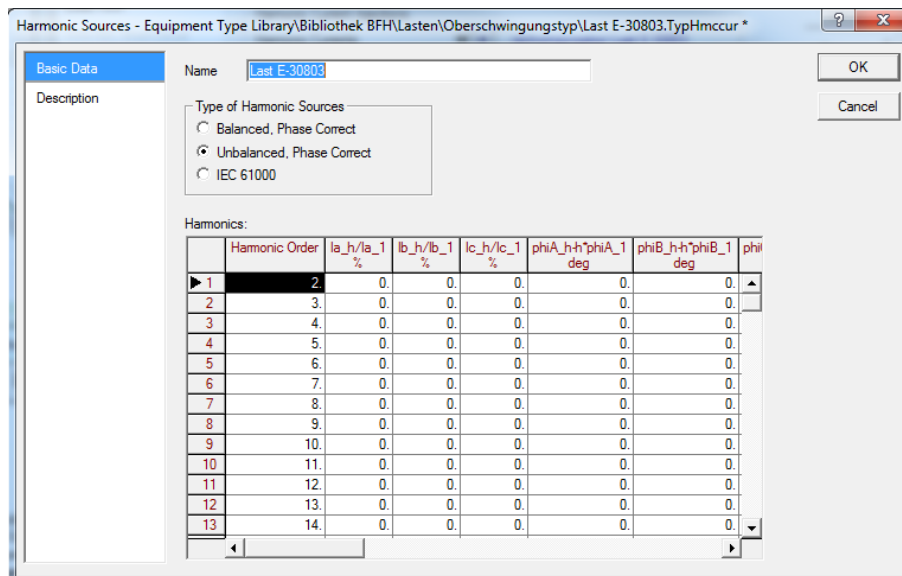


Fig. 69: Modellierung einer Last in PowerFactory – Amplitude und Winkel der Stromharmonischen

Für den Vergleich von Messung und Simulation können in PowerFactory die Grenzwerte verwendet werden, welche in den Grafiken jeweils als rot schraffierte Balken dargestellt werden (Fig. 70). Hierfür müssen die absoluten Winkel der Stromharmonischen berechnet werden (Formel 6).

$$\begin{aligned}\varphi_{abs L_1 Hx} &= \varphi_{rel L_1 Hx} \\ \varphi_{abs L_2 Hx} &= \varphi_{rel L_2 Hx} - \text{modulo}(x * 120, 360^\circ) \\ \varphi_{abs L_3 Hx} &= \varphi_{rel L_3 Hx} + \text{modulo}(x * 120, 360^\circ)\end{aligned}$$

wobei: $x \in \mathbb{N}$ (Ordnung der Oberschwingung)

Formel 6: Formel für die Vorgabe der absoluten Winkel der stromharmonischen Schwingungen bei den Limits

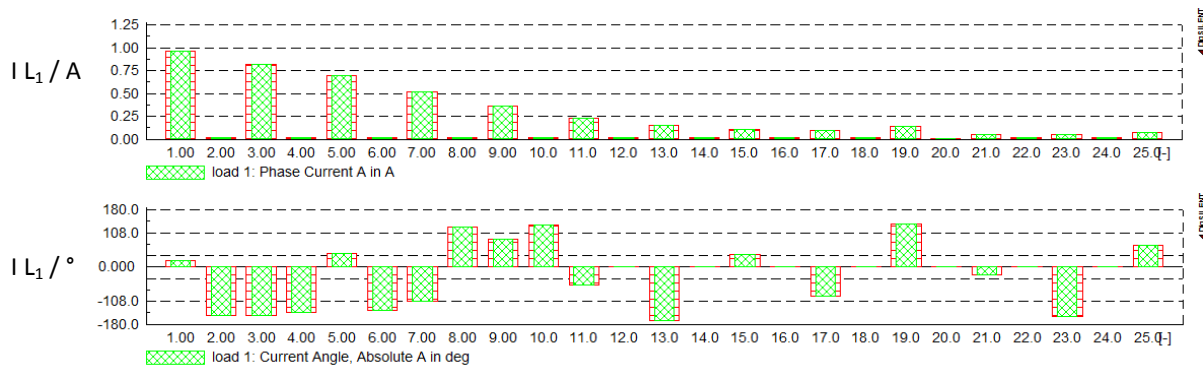


Fig. 70: Visuelle Kontrolle der Modellierung einer Last – Vergleich von Messung (rot) und Simulation (grün) – Amplitude und Winkel

A.5.2 Quelle

Die Quelle wird in PowerFactory für die Definition der Spannung am Slack¹² verwendet und wird dreiphasig modelliert. Die Modellierung erfolgt für die Grund- sowie auch für die Oberschwingungsanalyse in den symmetrischen Komponenten. Es ist also eine Transformation vom Original- in den Bildbereich notwendig (RST-System → MG0-System). Bei der Grundschwingungsanalyse wird die Spannung im MG0-System in Amplitude und Winkel vorgegeben (Fig. 71).

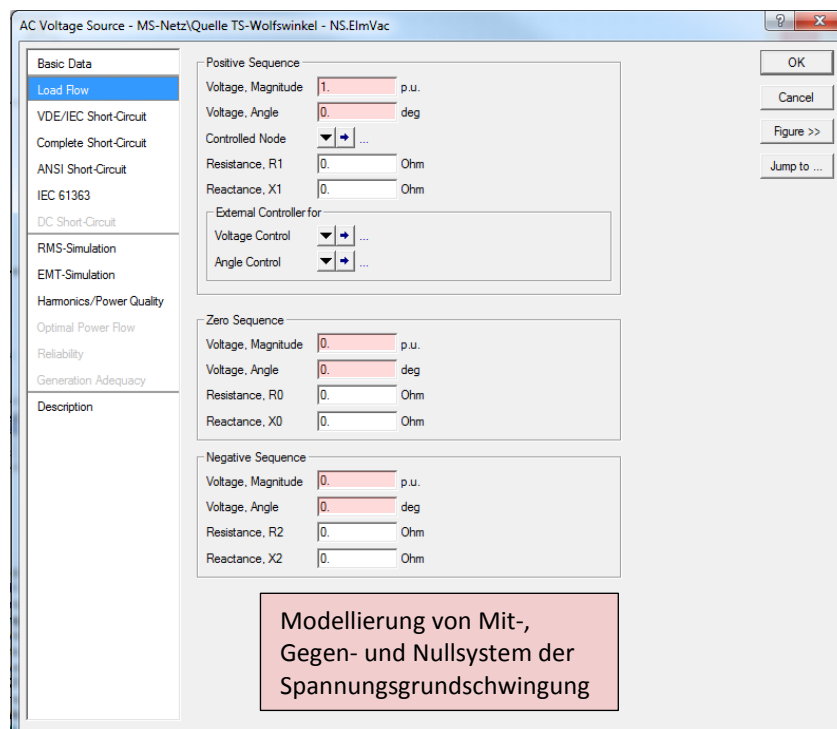


Fig. 71: Modellierung des Mit-, Gegen- und Nullsystems der Spannungsgrundschwingung in Amplitude und Winkel bei einer dreiphasigen Quelle in PowerFactory

¹² Die Bezeichnung Slack kommt aus dem Englischen für Bilanz-Knoten (slack bus) und entspricht bei der Lastflussberechnung einer Sammelschiene mit fixierter Spannung.

Für die Transformation in die symmetrischen Komponenten wird die Berechnung nach Formel 7 verwendet. Die Transformation gilt sowohl für die Grund- wie auch die Oberschwingungen. Einzige Bedingung ist die Vorgabe der absoluten RST-Spannungen. Die PQ-Box 100 speichert nur eine Auswahl der Winkel der Spannungsharmonischen ab [1]. Es sind dies alle Winkel von der 1. bis zur 11. Harmonischen sowie die Winkel der ungeraden Harmonischen von der 13. bis zur 29. Spannungsharmonischen. Die fehlenden Winkel werden optimal nach der Systemzugehörigkeit (Mit-Gegen-Nullsystem) der Harmonischen ausgerichtet. Im Folgenden wird für jedes System ein Beispiel genannt:

- Die 12. harmonische Schwingung liegt im Nullsystem $\rightarrow \varphi_{L1} = 0^\circ \quad \varphi_{L2} = 0^\circ \quad \varphi_{L3} = 0^\circ$
- Die 14. harmonische Schwingung liegt im Gegensystem $\rightarrow \varphi_{L1} = 0^\circ \quad \varphi_{L2} = 120^\circ \quad \varphi_{L3} = -120^\circ$
- Die 16. harmonische Schwingung liegt im Mitsystem $\rightarrow \varphi_{L1} = 0^\circ \quad \varphi_{L2} = -120^\circ \quad \varphi_{L3} = 120^\circ$

Die Modellierung der Spannungsharmonischen bei einer Quelle in PowerFactory erfolgt schlussendlich gemäss Fig. 72. Es werden die Harmonischen bis zur 25. berücksichtigt.

$$\begin{bmatrix} W_1 \\ W_2 \\ W_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} W_a \\ W_b \\ W_c \end{bmatrix} = T^{-1} * \begin{bmatrix} W_a \\ W_b \\ W_c \end{bmatrix}$$

wobei:

W_1, W_2, W_0 = symmetrische Komponenten im Bildbereich

W_a, W_b, W_c = Phasengrössen im Originalbereich

$a = e^{j120^\circ}$ = Drehfaktor

T = Transformationsmatrix

Formel 7: Transformation der Spannung vom Original- in den Bildbereich mithilfe der Transformationsmatrix (Quelle: [9])

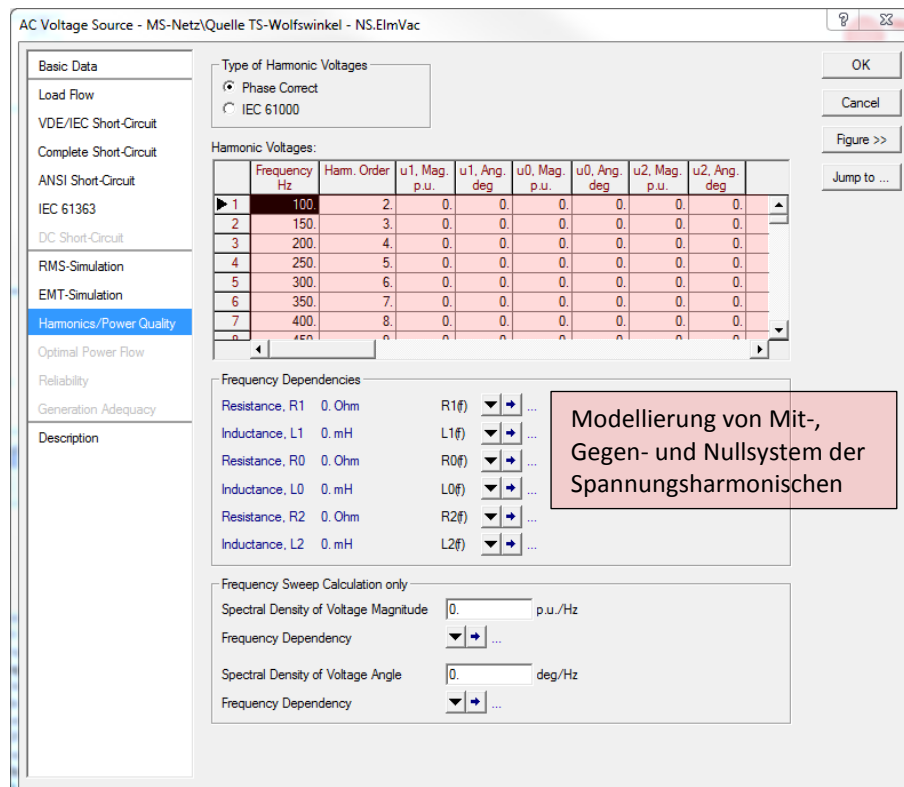


Fig. 72: Modellierung des Mit-, Gegen- und Nullsystems der Spannungsharmonischen in Amplitude und Winkel bei einer dreiphasigen Quelle in PowerFactory

A.5.3 Leitung

Die Leitungen in PowerFactory werden gemäss der Auflistung in Fig. 73 parametrisiert. Die Festlegung der Parameter erfolgt anhand von Literaturwerten. Optional ist die Vorgabe einer frequenzabhängigen Netzimpedanz, beispielsweise aus der Messung, für eine Oberschwingungsanalyse möglich. Erfolgt keine Vorgabe einer

individuellen frequenzabhängigen Netzimpedanz, wird die Netzimpedanz nach einem linearen Verhalten extrapoliert ($R + j\omega L$).

Parameter	Beschreibung	
Typ	Leitungstyp aus der Bibliothek	
Länge	Leitungslänge in Meter	
Parallele Leitung	Anzahl paralleler Leitungen	
Verlegungsart	Erde oder Luft	
Sektionen	Es besteht die Möglichkeit zur Definition unterschiedlicher Leitungssektionen, die aus verschiedenen Leitungstypen und Längen bestehen.	
Nennspannung	Nennspannung in Volt	*
Nennstrom	Nennstrom, wobei zwischen der Verlegeart Erde und Luft unterschieden wird.	*
Leistungsart	Kabel oder OHL	*
Phasenzahl	Zum Beispiel: dreiphasig	*
System	AC oder DC	*
Anzahl Neutralleiter	0 oder 1	*
Mit- und Gegensystem R' und X'	Mit- und Gegensystemimpedanzen in Ohm/km (Eingabe für die Grundschiwingung sowie auch für die frequenzabhängige Impedanz möglich)	*
Nullsystem R' und X'	Nullsystemimpedanzen in Ohm/km (Eingabe für die Grundschiwingung sowie auch für die frequenzabhängige Impedanz möglich)	*
R_n' und X_n'	Impedanz des Neutralleiters	*

* Vorgabe anhand eines Leitungstyps, welcher der Leitung hinterlegt werden kann.

Fig. 73: Parametrierung einer Leitung in PowerFactory

A.5.4 Statischer Generator zur Modellierung der Queradmittanz

Für die Vorgabe einer Queradmittanz wird das Simulationselement „statischer Generator“ verwendet. Aus der Sicht der Stromharmonischen ist dies eine Stromquelle mit vorgeschalteter Impedanz. Wird die Registerkarte „Harmonics/Power Quality“ geöffnet, besteht die Möglichkeit, unter „Harmonic Current Injections -> Norton Equivalent“ die frequenzabhängige Queradmittanz zu hinterlegen (Fig. 74).

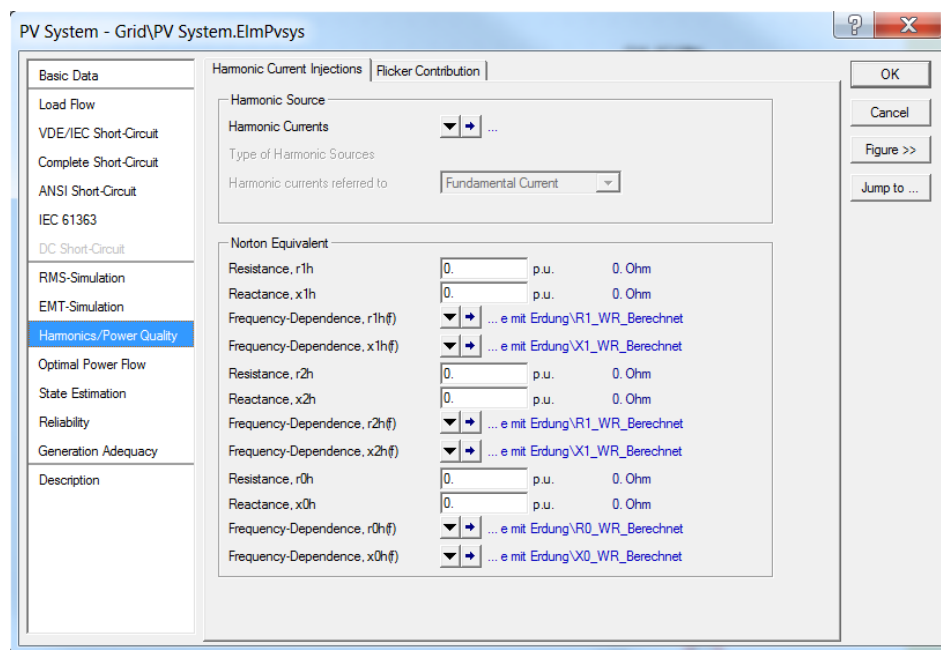


Fig. 74: Hinterlegen der Queradmittanz bei einem Simulationselement „statischer Generator“

A.5.5 Transformator

Der Transformator wird in den Modellen in PowerFactory nur für die Grundschrwingungsanalyse eingesetzt und dies ausschliesslich, sobald die Quellenspannung auf der MS-Seite vergeben wird. Für die Parametrierung werden die Grössen gemäss Fig. 75 verwendet.

Parameter	Beschreibung	
Typ	Transformatortyp aus der Bibliothek	
Parallele Transformatoren	Anzahl paralleler Transformatoren	
Stufe	Aktuelle Stufe des Transformators	
Technologie	Zum Beispiel: Dreiphasen-Transformator	*
Nennleistung	Nennleistung in MVA	*
Nennfrequenz	Zum Beispiel: 50 Hz	*
Nennspannung (OS-Seite)	Nennspannung overspannungsseitig in Volt	*
Nennspannung (US-Seite)	Nennspannung underspannungsseitig in Volt	*
Kurzschlussspannung	Kurzschlussspannung (uk, wird durch die Längsimpedanz vom Transformator bestimmt) in %	*
Kupferverluste	Kupferverluste (Kurzschluss oder Lastverluste) in kW	*
Eisenverluste	Eisenverluste (Leerlaufverluste) in kW	*
Schaltungsart (OS-Seite)	Beispiel: D	*
Schaltungsart (US-Seite)	Beispiel: yn	*
Stufen	Eingabe der Spannungsdifferenz der verschiedenen Stufen in % mit Angabe der neutralen Stufe.	*

* Vorgabe anhand eines Transformatorentyps, welcher dem Transformator hinterlegt werden kann.

Fig. 75: Parametrierung der Transformatoren in PowerFactory

A.6 Modellierung der Sonderelemente

A.6.1 Modellierung eines RONT

Der regelbare Ortsnetztransformator basiert auf dem Modell eines normalen Transformators (Kapitel A.5.5). Zusätzlich zum normalen Transformator wird ein automatischer Stufensteller definiert. Dies kann entweder im Python-Skript ldf.py eigenständig durchgeführt werden, oder automatisch im Netzmodell.

Wird der Stufensteller im Python-Skript implementiert, ist in Abhängigkeit der Simulationsspannung die Stufe des Transformators vorzugeben (Fig. 76). Der automatische Stufensteller im Netzmodell kann dem Transformator beim Typ zugewiesen werden. Dabei sind im „Loadflow“-Register unter „Tap Changer“ die Stellgrössen vorzugeben (Fig. 77).

```
def calc_RONT(trafo1, trafo2):
    """ Stufenstellung der RONT für statische Simulation """

    #wahl des Terminals auf welches die RONT regeln sollen inklusive Stellwert
    terminal= app.GetCalcRelevantObjects('Term TS 129 NS.ElmTerm')[0]
    u_term= terminal.GetAttribute("m:u:A")

    #Auslesen der aktuellen Tap position der RONT
    tap_pos_tr1 =trafo1.GetAttribute("c:nntap")
    tap_pos_tr2 =trafo2.GetAttribute("c:nntap")

    tap_max_tr1 =trafo1.GetAttribute("c:ntpmx")
    tap_max_tr2 =trafo2.GetAttribute("c:ntpmx")

    tap_min_tr1 =trafo1.GetAttribute("c:ntpmn")
    tap_min_tr2 =trafo2.GetAttribute("c:ntpmn")

    if u_term <= 1.005 and tap_pos_tr1 < tap_max_tr1:
        tap_pos_tr1 = tap_pos_tr1+1

    if u_term <= 1.005 and tap_pos_tr2 < tap_max_tr2:
        tap_pos_tr2 = tap_pos_tr2+1

    if u_term >= 1.045 and tap_pos_tr1 > tap_min_tr1:
        tap_pos_tr1 = tap_pos_tr1-1

    if u_term >= 1.045 and tap_pos_tr2 > tap_min_tr2:
        tap_pos_tr2 = tap_pos_tr2-1

    trafo1.nntap=int(tap_pos_tr1)
    trafo2.nntap=int(tap_pos_tr2)
```

Fig. 76: Stufensteller im Python-Skript implementiert

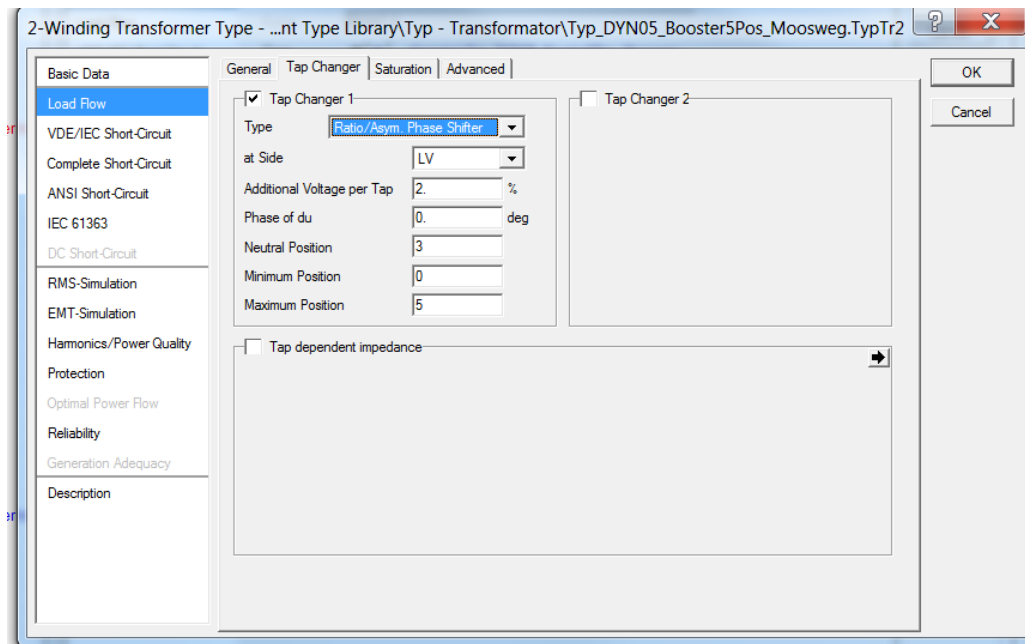


Fig. 77: Stellgrössenvorgabe beim Transformatorentyp für RONT

A.6.2 Modellierung eines ESR

Ein Einzelstrangregler (ESR) ist in PowerFactory nicht als spezifisches Netzelement verfügbar, sondern muss anhand einer zweipoligen Spannungsquelle modelliert werden. Im Folgenden wird die Modellierung eines Längsreglers für die statische Simulation beschrieben. Der ESR verändert die Ausgangsspannung in Längsrichtung in Abhängigkeit der Rückspeiseleistung der DE-Anlagen. Die Regelung erfolgt anhand einer linearen U(P)-Kennlinie.

Der ESR wird im Modell in PowerFactory mit einer zweipoligen Spannungsquelle modelliert (Fig. 78). Dieser wird ein Spannungsdifferenzial hinterlegt, welches sich aus der Eingangsspannung und der Sollwertspannung berechnet. Es ist zu beachten, dass die gewünschte Sollwertspannung bei einem belasteten ESR nie exakt der tatsächlich vorhandenen Ausgangsspannung entspricht. Dies aus dem Grund, da eine neue Ausgangsspannung einen veränderten Stromfluss zur Folge hat. Der neue Stromfluss wirkt sich nun ebenfalls auf die Eingangsspannung des ESR aus. Da das Spannungsdifferenzial aber unverändert bleibt, entspricht der Sollwert beim Ausgang nicht der tatsächlich vorhandenen Spannung. In Fig. 78 ist ein unbelasteter ESR erkennbar, bei dem die Ausgangsspannung trotz unsymmetrischer Eingangsspannung direkt dem Sollwert entspricht. Weiter sind ein PEN-Leiter sowie ein Bypass im Modell enthalten.

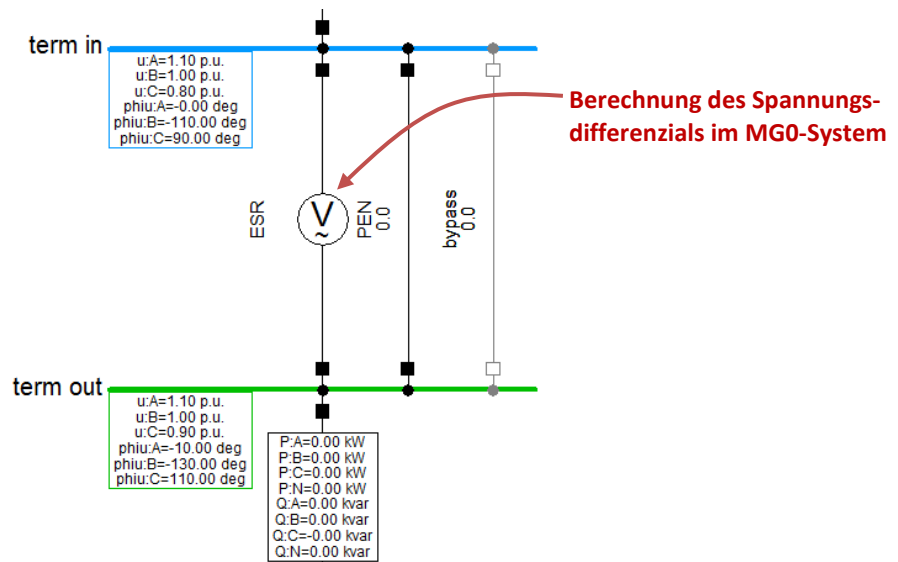


Fig. 78: Modellierung eines ESR in PowerFactory anhand einer zweipoligen Spannungsquelle inklusive Bypass und PEN-Leiter

Die Modellierung des ESR in PowerFactory erfolgt mit der DPL-Skriptsprache. Die Vorgabe des Sollwerts der Ausgangsspannung des ESR wird im RST-System aus der U(P)-Kennlinie gerechnet. Für die Berechnung der Spannungsvorgabe beim ESR muss die Sollwertspannung in das MGO-System transformiert werden. Hierzu wird Formel 3 verwendet, wobei mit komplexen Zahlen gerechnet wird. Dies ist mit der DPL-Skriptsprache nicht ohne weiteres möglich. Die komplexen Grössen müssen in Real- und Imaginärteil aufgetrennt und getrennt verrechnet werden. Hierbei ist zu beachten, dass eine Addition oder eine Multiplikation von komplexen Zahlen gemäss Formel 9 erfolgt. Um das Argument einer komplexen Grösse (bestehend aus Real- und Imaginärteil) zu berechnen, muss die Funktion $\text{atan2}()$ verwendet werden (Formel 10). Die Funktion $\text{atan2}()$ liefert den Winkel im entsprechenden Quadranten (Quadranten I, II, III oder IV), während $\text{atan}()$ nur Winkel in der rechten Halbebene des Koordinatensystems ausgibt. Das Spannungsdifferenzial, welches bei der zweipoligen Quelle hinterlegt wird, berechnet sich nach Formel 11.

$$\begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} u_{L1} \\ u_{L2} \\ u_{L3} \end{bmatrix}$$

wobei:

$$a = e^{j120^\circ} = \text{Drehfaktor von } 120^\circ$$

$$u_1, u_2, u_0 = \text{Spannungen im MGO – System}$$

$$u_{L1}, u_{L2}, u_{L3} = \text{Spannungen im RST – System}$$

Formel 8: Transformation vom RST- in das MGO-System

Zwei komplexe Zahlen:

$$z_1 = a + j * b$$

$$z_2 = c + j * d$$

Addition zweier komplexer Zahlen:

$$z_1 + z_2 = (a + c) + j * (b + d)$$

Multiplikation zweier komplexer Zahlen:

$$z_1 * z_2 = (ac - bd) + j * (ad + bc)$$

Formel 9: Addition und Multiplikation von komplexen Zahlen

Eine komplexe Zahl:

$$z * e^{j\varphi} = a + j * b$$

Berechnung vom Winkel in Radiant:

$$\varphi_{RAD} = \text{atan2}(a, b)$$

Formel 10: Winkelfunktion atan2()

$$u_{MGO_Setpoint} = u_{MGO_Input} - u_{MGO_Output}$$

wobei:

$$u_{MGO_Setpoint} = \text{Spannung der zweipoligen Spannungsquelle}$$

$$u_{MGO_Input} = \text{Spannung am Eingang des ESR (Istwert)}$$

$$u_{MGO_Output} = \text{Spannung am Ausgang des ESR (Sollwert)}$$

Formel 11: Berechnung des Spannungsdifferenzials der zweipoligen Spannungsquelle

A.7 Modellierung der frequenzabhängigen Netzimpedanz

Im Folgenden ist das Problem bei der Modellierung der frequenzabhängigen Netzimpedanz anhand eines Beispiels detailliert beschrieben. Für die Untersuchung der Modellierung der frequenzabhängigen Netzimpedanz wurde das Modell „Harmonics and Impedance 20151209.pfd“ in PowerFactory erstellt.

A.7.1 Abweichungen der Spannungsharmonischen am HAK

Die Spannungsharmonischen am HAK eines Netzes nach Fig. 79 zeigen im Vergleich zur Messung starke Abweichungen in der Simulation. Hauptsächlich die 11. und 13. Spannungsharmonischen sind massiv grösser als diese effektiv gemessen wurde. Die Abweichung ist am grössten, wenn eine PV-Anlage aktiv am Netz angeschlossen ist. Im Folgenden wird eine Momentaufnahme (Tag 1, 12:00 Uhr) betrachtet, um das Problem zu erklären.

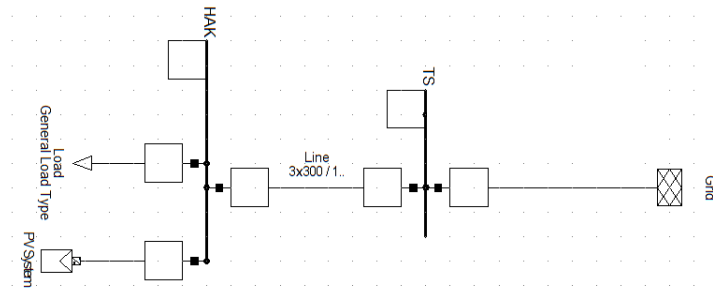


Fig. 79: Netzschema

A.7.1.1 Stromharmonische am Tag 1 um 12:00

Werden die Summe der Stromharmonischen auf Phase L_1 am ersten Tag um 12:00 Uhr (Fig. 80) und die dazu gehörenden Winkel (Fig. 81) betrachtet, zeigen diese eine gute Übereinstimmung. Einzig die 3. Harmonische verfügt über eine zu kleine Amplitude. Die Winkel der geraden Harmonischen ab der 14. sind nicht zu berücksichtigen, da diese nicht gemessen werden. Daraus ergibt sich, dass der Fehler nicht aus einer ungenauen Vorgabe der Stromharmonischen entstehen kann. Es fällt auch auf, dass die 11. und 13. Stromharmonische eine relativ hohe Amplitude aufweisen.

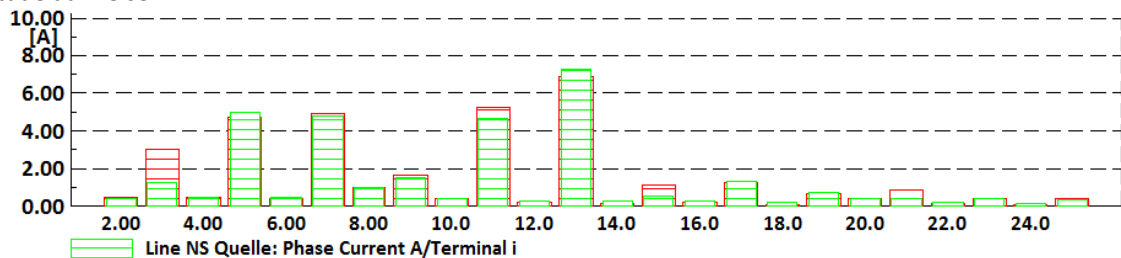


Fig. 80: Stromharmonische in der Zuleitung zu Trafo TS in L_1 um 12:00 Uhr

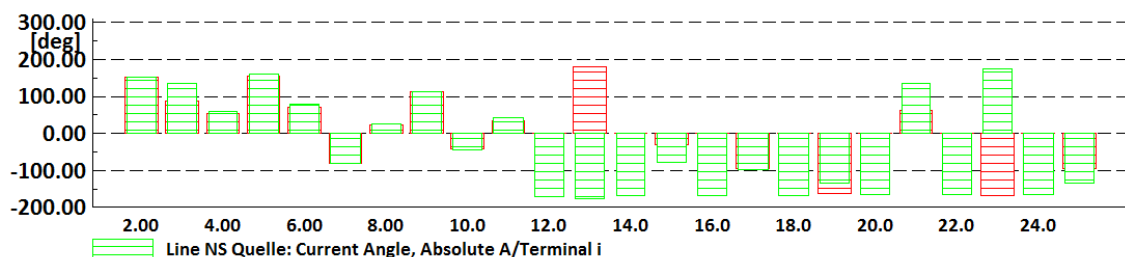


Fig. 81: Winkel der Stromharmonischen in der Zuleitung zu Trafo TS in L_1 um 12:00 Uhr

A.7.1.2 Spannungsharmonische an der Quelle am Tag 1 um 12:00

Die Quelle repräsentiert die Niederspannungsversorgung ab dem Transformator und bildet die Referenz für die Spannungsharmonischen. Die Vorgabe durch die Quelle sollten am Referenzpunkt mit den gemessenen Harmonischen übereinstimmen, damit die Ausbreitung im Netz auch korrekt ist. Wie es in Fig. 82 sichtbar ist, ist dies beim vorliegenden Netzmodell mit idealer Quelle, das heisst ohne frequenzabhängige Netzimpedanz, auch der Fall.

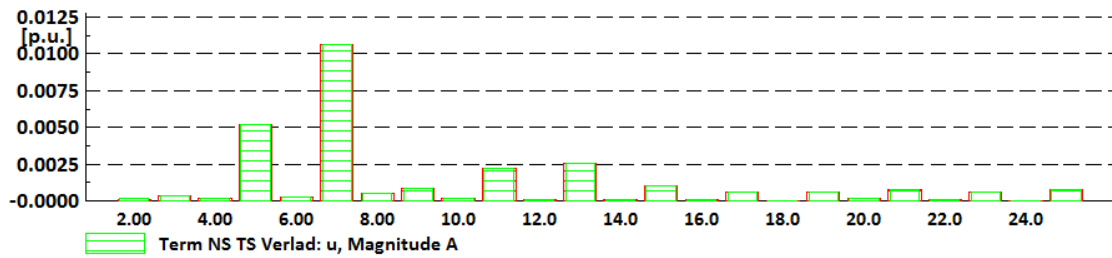


Fig. 82: Amplituden der Spannungsharmonischen an der Quelle in per unit (L_1 um 12:00 Uhr)

A.7.1.3 Spannungsharmonische am HAK

Werden nun die Spannungsharmonischen am HAK betrachtet, ist um 12:00 Uhr eine grosse Abweichung ab der 8. Spannungsharmonischen zu erkennen (Fig. 83, rote Markierung). Die Spannungsharmonischen im Modell fallen viel zu hoch aus. Dieser Fehler zwischen Messung und Simulation entsteht immer mit dem Betrieb einer PVA. Wird ein Zeitpunkt in der Nacht betrachtet (Fig. 84, morgens um 1:00 des 1. Tages), sind diese Abweichungen um einiges kleiner. Dies hat damit zu tun, dass die Stromharmonischen zu diesem Zeitpunkt mehr als 10 Mal kleiner sind. Dass aber die Messung und Simulation bei Betrieb der PVA so stark voneinander abweichen (Fig. 85), hängt vom Einfluss der Netzimpedanz ab.

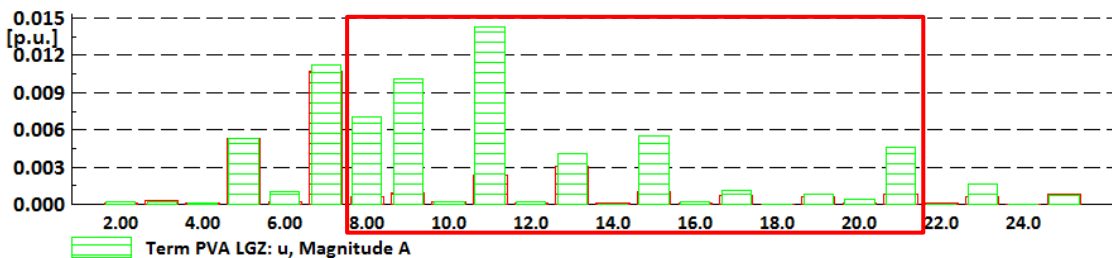


Fig. 83: Amplituden der Spannungsharmonischen am HAK in per unit (L_1 um 12:00 Uhr)

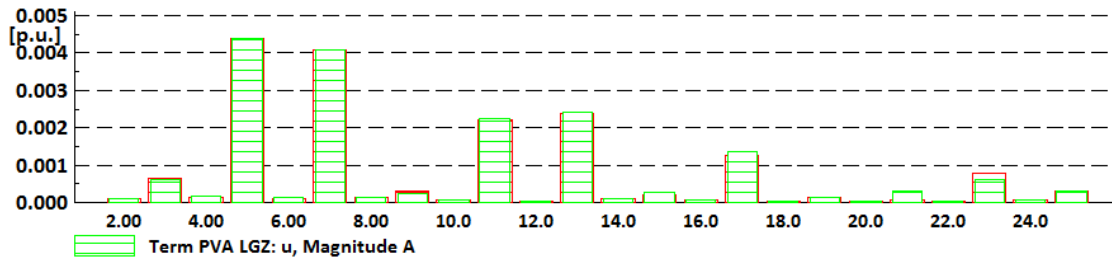


Fig. 84: Amplituden der Spannungsharmonischen am HAK in per unit (L_1 um 1:00 Uhr)

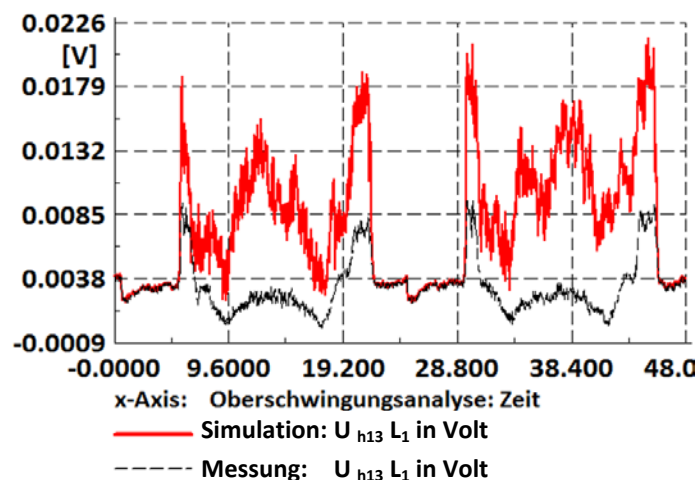


Fig. 85: Spannungsverlauf der 13. Harmonischen über 48 h – schwarz: Messung, rot: Simulation

A.7.2 Netzimpedanz

A.7.2.1 Vergleich von Modell und Messung

In der konventionellen Version des Modells konnte die Vorgabe der Stromharmonischen nur mit dem „Last“-Symbol vorgenommen werden. Um eine Erzeugungsanlage mit verzerrtem Strom zu simulieren, wurden der Last ein negativer Strom und eine entsprechende Phasenverschiebung vorgegeben. War die Einspeisung ohmsch/induktiv, ist sie in der Netzimpedanz-Berechnung als negative ohmsche/kapazitive Last berücksichtigt worden. Dies führt dazu, dass die Netzimpedanz-Berechnung im Modell stur annimmt, es handle sich um eine kapazitive Last mit negativem Widerstand, was in der Realität ja nicht der Fall ist. Dies führt dazu, dass ein komplett falscher Impedanzverlauf resultiert (Fig. 86, violette Kurve). Im Normalfall ist dieser Fehler durch die kleinen Lasten und Erzeuger in einem Niederspannungsnetz gering. Im vorliegenden Modell wird aber eine grössere PV-Anlage untersucht, welche einen massiven Einfluss auf das Netz hat (Fig. 86, rote und grüne Kurve).

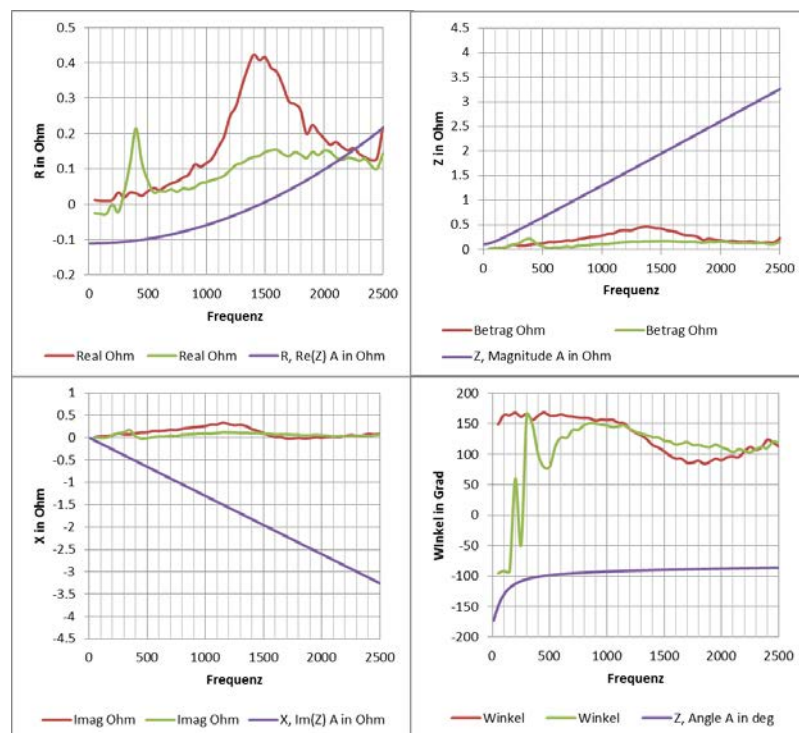


Fig. 86: frequenzabhängige Netzimpedanz – violett: Modell mit Lasten, rot: Messung ohne WR, grün: Messung mit WR [10]

A.7.3 Gemessene Netzimpedanz im Modell integrieren

Die Netzimpedanz wurde nur am Anschlusspunkt der PVA an Phase L_1 gemessen (Fig. 87). Dabei wurden verschiedene Zustände gemessen, bei denen unter anderem die WR vom Netz getrennt wurden. Diese frequenzabhängige Netzimpedanz (Z_n) wird verwendet, um der Quelle einen Referenzwert vorzugeben. Dabei muss die Netzimpedanz zuerst in die Mit-, Gegen- und Nullkomponenten umgerechnet und im Anschluss die Differenz, verursacht durch die Leitungsimpedanz, abgezogen werden. Wird im Modell die Impedanz berechnet, ohne die Messung zu berücksichtigen, wird ein idealer Impedanz Verlauf simuliert. Dies entspricht den farbigen Kurven in Fig. 88. Im Vergleich zur Realität (schwarze gestrichelte Linien) sind diese nicht korrekt.

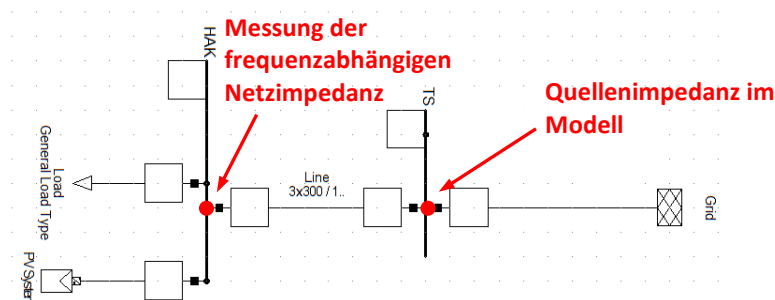


Fig. 87: Messpunkt zur Erfassung der frequenzabhängigen Netzimpedanz im Industrienetz #1 und Vorgabepunkt der Quellenimpedanz im Modell

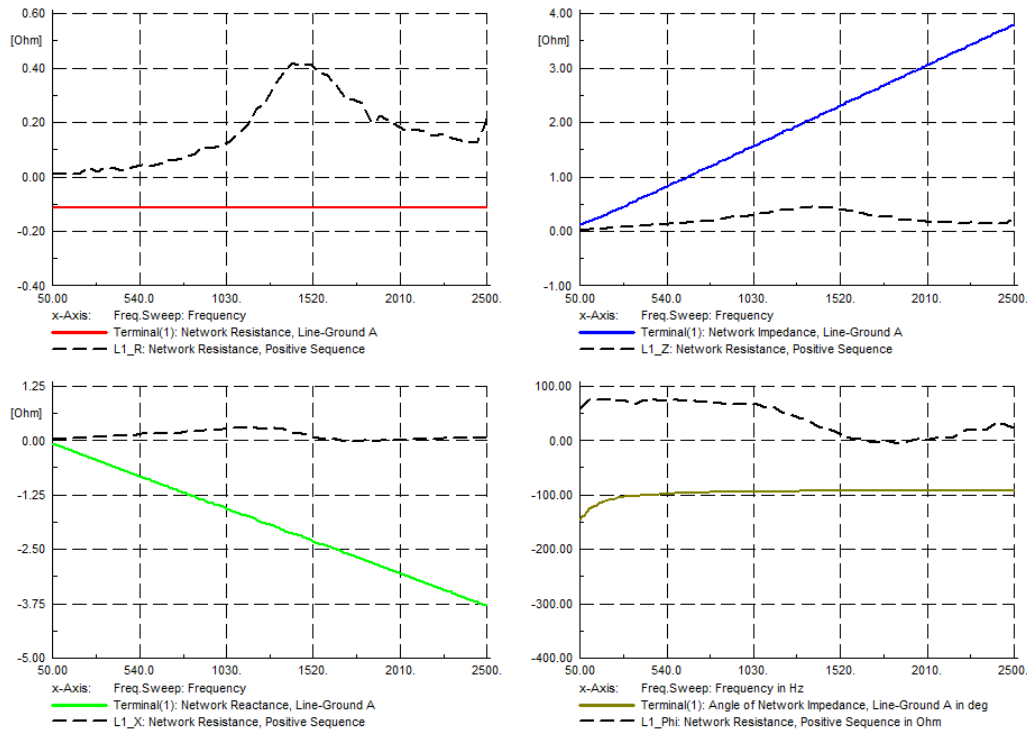


Fig. 88: Netzimpedanz-Berechnung in PowerFactory ohne eine Impedanzvorgabe an der Quelle¹³

A.7.3.1 Berechnung der Quellenimpedanz¹⁴

Da nur die Impedanz zwischen L_1 und N gemessen wurde, müssen einige Werte angenommen werden. Folgende Annahmen werden getroffen:

- Die Leiterparameter (R und X) von allen drei Phasen ist gleich gross ($Z_{L1} = Z_{L2} = Z_{L3}$).
- R und X werden aus dem Verhältnis $R_{L1\text{Leiter}}$ zu $R_{L1\text{Neutralleiter}}$ der Leitung ermittelt.
- Die Erdimpedanz ist viel grösser als die Neutralleiterimpedanz $Z_E \gg Z_N$ und kann so vernachlässigt werden.
- Es wird im Mit-, Gegen- und Nullsystem gerechnet (Index Mit-, Gegen- und Nullsystem: 1, 2 und 0).

Unter der Berücksichtigung der oben genannten Vereinfachungen werden die Berechnungen für die Widerstandswerte (R) beschrieben. Diese werden analog auf die Reaktanz (X) angewendet. Da der Neutralleiter mit einem Querschnitt von einem Drittel des Polleiters verlegt wurde, ist das Widerstands- und Reaktanzverhältnis zwischen Leiter und Neutralleiter zu berücksichtigen. Dies wird mit dem Kabelfaktor (k_{Kabel}) in die Berechnung einbezogen. Für den Widerstand (R) wird dieser auf 3 gesetzt, für die Reaktanz (X) auf 1.2¹⁵.

$$R_1 = R_2 = R_L$$

$$R_0 = R_L + 3 * R_E$$

$$R_E = R_{\text{Erd}} // R_N \approx R_N \approx k_{\text{Kabel}} * R_L$$

$$R_E = 3 * R_L$$

$$R_{\text{Mess}} = R_L + R_N = 4 * R_L$$

Daraus ergibt sich folgendes Gleichungssystem:

$$R_1 = R_{\text{Mess}} - R_E = 1/4 * R_{\text{Mess}}$$

¹³ Berechnung aus dem Modell des Industriegebiets #1

¹⁴ Berechnungsfall „Impedanz mit Quellenvorgabe“

¹⁵ Diese Faktoren wurden aufgrund der Grundschwingungskabeldaten in PowerFactory definiert. Dies sind Herstellerdaten.

$$R_0 = R_L + 3 * R_E = \frac{1}{4} * R_{Mess} + 3 * (3/4 * R_{Mess}) = 2.5 * R_{Mess}$$

$$X_1 = X_{Mess} - X_N = 1/2.2 * X_{Mess}$$

$$X_0 = X_L + 3 * X_E = \frac{1}{2.2} * X_{Mess} + 3 * (1.2/2.2 * X_{Mess}) = 2.09091 * X_{Mess}$$

Somit sind die Mit-, Gegen- und Nullsystemkomponenten an der Messstelle (HAK) bei ausgeschalteter PVA bekannt. Im Modell wird jedoch die Leitung bereits separat abgebildet. Das heisst, der Quelle ist die Differenz von Messstelle und Leitung zu hinterlegen. Da die Leitung in Serie zur Quelle steht, können die Impedanzen voneinander subtrahiert werden. In der folgenden Berechnung ist das Beispiel für die Mitsystemimpedanz erkennbar:

$$R_{1\text{ Quelle}} + j * X_{1\text{ Quelle}} = (R_{1\text{ Mess}} + j * X_{1\text{ Mess}}) - (R_{1\text{ Leitung}} + j * X_{1\text{ Leitung}})$$

Wird der Quelle diese Impedanz vorgegeben, kann im Vergleich zu Fig. 88 schon eine gute Annäherung zum gemessenen Impedanzverlauf erreicht werden (Fig. 89).

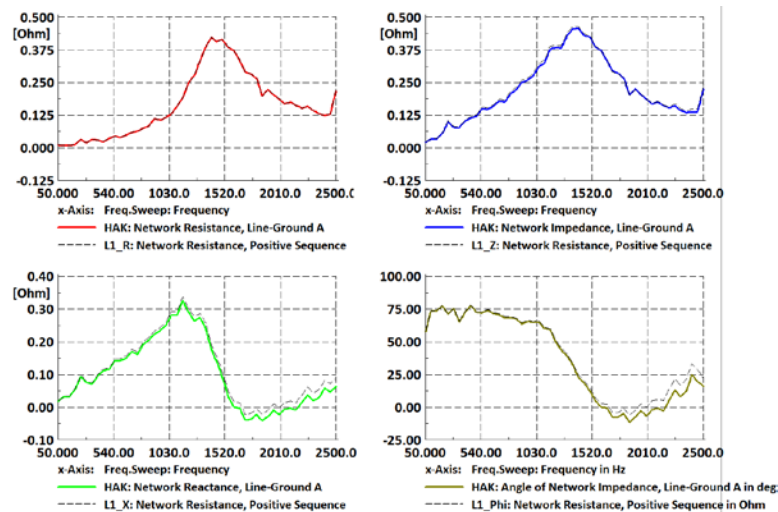


Fig. 89: Netzimpedanz am HAK bei ausgeschalteten WR – schwarz: Messung, farbig: Berechnung in PowerFactory mit der Impedanzvorgabe an der Quelle

Schon alleine durch diese Anpassung befinden sich die Spannungsharmonischen näher am Messwert als in Fig. 83. Was nun aber passiert, ist, dass durch die Vorgabe der frequenzabhängigen Netzimpedanz an der Quelle am Anschlusspunkt TS nicht mehr die vorgegebenen Spannungsharmonischen anliegen. Dies hat damit zu tun, dass im Modell die frequenzabhängige Netzimpedanz der Quelle (Grid) vorgeschaltet wird (Fig. 90).

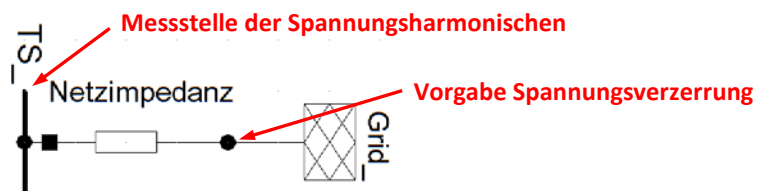


Fig. 90: Abbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz einer Quelle in PowerFactory

Um dem entgegenzuwirken, muss ein zusätzliches Element, eine Quelle für die Spannungsharmonischen, parallel zur Quelle angeschlossen werden (Fig. 91). Diese „Harmonic-Source“ erhält nun die Vorgabe für die Spannungsharmonischen und stellt sicher, dass diese auch am Anschlusspunkt TS anliegen. Mit der vorliegenden Version von PowerFactory (15.2.2) kann diese „Harmonic Source“ nur mit dem Ausführen eines symmetrischen Grundlastflusses verwendet werden, da der Lastfluss bei unsymmetrischer Vorgabe durch einen internen Fehler nicht konvertiert.

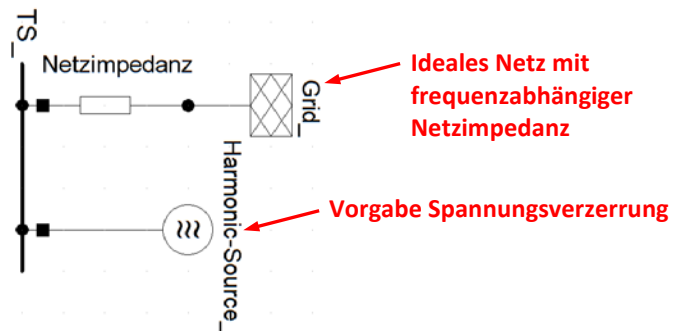


Fig. 91: Abbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz einer Quelle in PowerFactory mit der Quelle für Spannungsharmonische

Diese Massnahmen bringen die simulierten Spannungsharmonischen schon relativ nahe an den Messwert heran (Fig. 92). Allerdings resultiert nicht in allen drei Phasen ein gleich gutes Ergebnis, was wahrscheinlich durch die symmetrische Vorgabe der Netzimpedanz bedingt ist. In einem nächsten Schritt ist der Einfluss der Wechselrichter auf frequenzabhängige Netzimpedanz abzubilden.

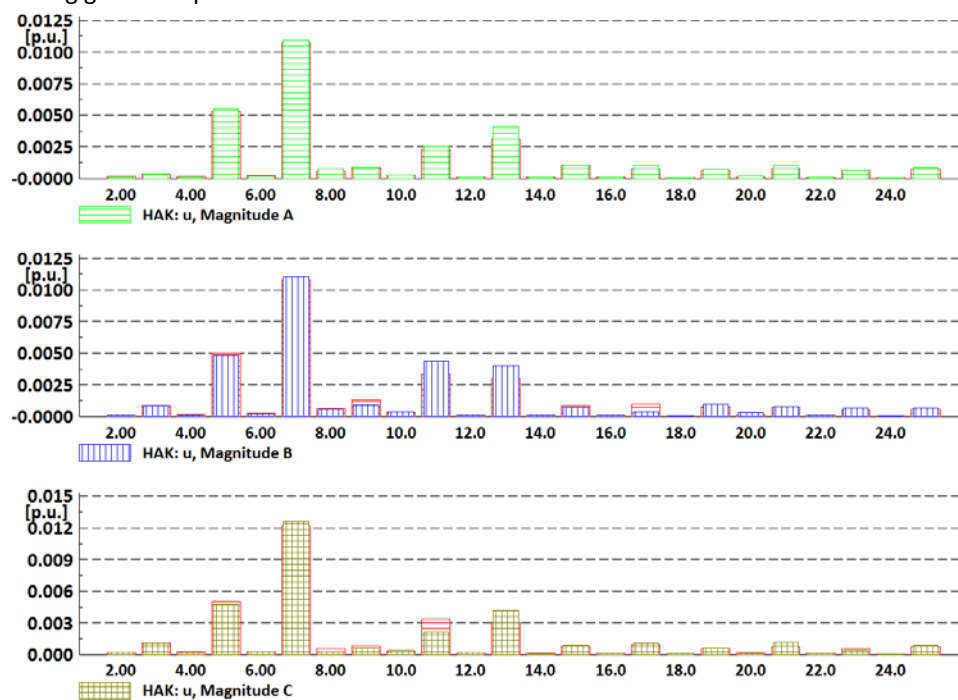


Fig. 92: Amplituden der Spannungsharmonischen am HAK in per unit (alle Polleiter um 12:00 Uhr) nach Vorgabe der Quellenimpedanz

A.7.3.2 Nachbildung des Einflusses der Wechselrichter auf die frequenzabhängige Netzimpedanz

Der Einfluss der Wechselrichter auf die Netzimpedanz wirkt sich am Messpunkt parallel zur Impedanz von Quelle und Leitung aus. Aus der Impedanzmessung ohne Wechselrichter werden die Mit- und Null-Komponenten berechnet (Kapitel A.7.3). Dieselbe Vorgehensweise wird auf die Messdaten der Messung mit Wechselrichter angewendet. Die resultierende Impedanz der Wechselrichter wird dann für Mit- und Nullsystem gemäss folgender Formel (komplexe Zahlen) berechnet:

$$Z_{n_{WR0/1}} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{n_{mit\ WR0/1}}} - \frac{1}{Z_{n_{ohne\ WR0/1}}}}$$

Daraus werden jeweils die Reaktanz- und Widerstandsanteile berechnet und anschliessend dem Netzelement (PVA) hinterlegt. Bei der Modellierung mit PowerFactory (Version 15.2.5) sind einige Punkte zu berücksichtigen:

- Es kann nur statischen Generatoren ein Impedanzverlauf hinterlegt werden.
- Die Grundswingungsimpedanz ist als unendlich gross anzunehmen, da Sie sonst in der Berechnung parallel zu den Lastflussdaten in die Berechnung mit einbezogen wird.
- Der Impedanzverlauf wird in Mit- (,Gegen-) und Nullsystemkomponenten vorgegeben nicht Leiterbezogen.
- Der Wechselrichter ist als 3PH-E Technologie zu definieren.

- Die Nennleistung, respektive die Normimpedanz des statischen Generators, ist zu berücksichtigen. Werden keine normierten Werte für die Netzimpedanz verwendet, ist die Nennleistung des statischen Generators auf 160 kVA zu setzen.
- Werden frequenzabhängige Impedanzen vorgegeben, sind die Erdungen zu trennen.

Nun ist es zwar möglich, den Einfluss der Wechselrichter auf die Netzimpedanz zu visualisieren (Fig. 93), doch wird diese Umrichter-Impedanz auch in der Berechnung durch die Software berücksichtigt. Das heisst, die Amplituden der Stromharmonischen, und dadurch auch die Spannungsharmonischen, entsprechen nicht der Realität. Das Problem ist, dass im Modell der Einfluss des Umrichters auf die Impedanz passiv mit einer Queradmittanz abgebildet wird, aber in der Realität der Einfluss durch die aktiven Teile des Umrichters entsteht. So wird nun durch das zusätzliche passive Element in Abhängigkeit der Spannungsverzerrung ein verzerrter Strom aufgenommen (Fig. 94). Dies beeinflusst die Spannungsverzerrung am Anschlusspunkt HAK (Fig. 95).

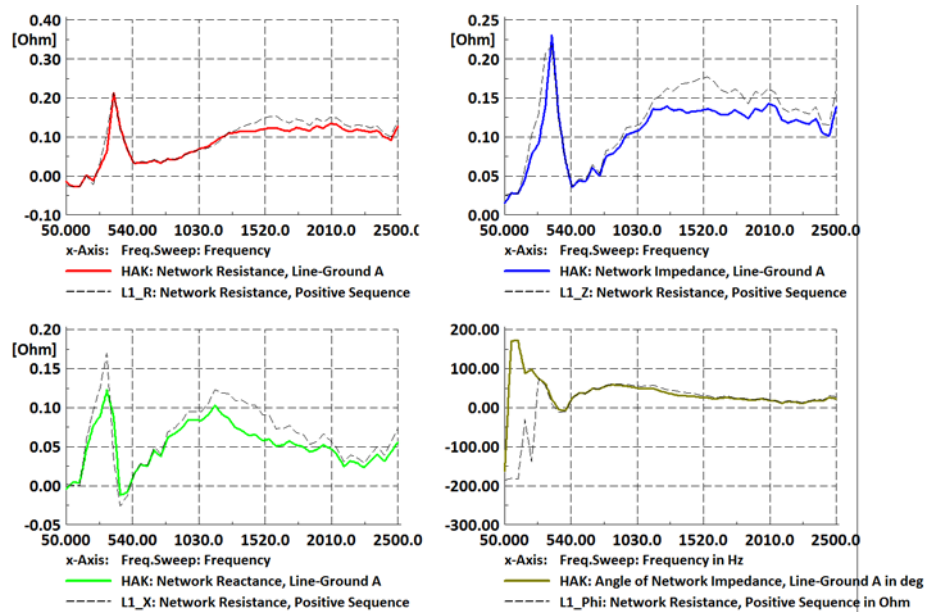


Fig. 93: Netzimpedanz am HAK bei eingeschalteten WR – schwarz: Messung, farbig: Berechnung in PowerFactory mit der Impedanzvorgabe an der Quelle und dem PV-Generator

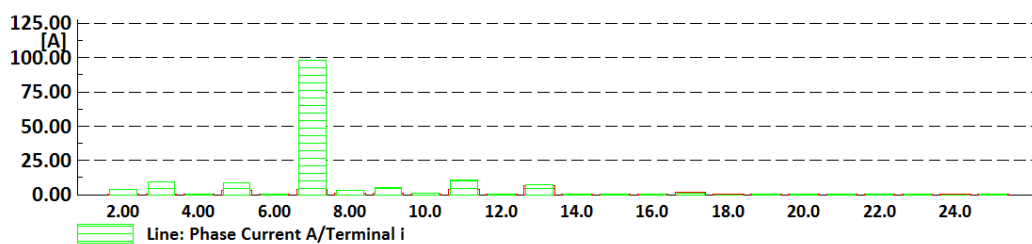


Fig. 94: Stromharmonische, aufgenommen durch die modellierte Queradmittanz im Modell

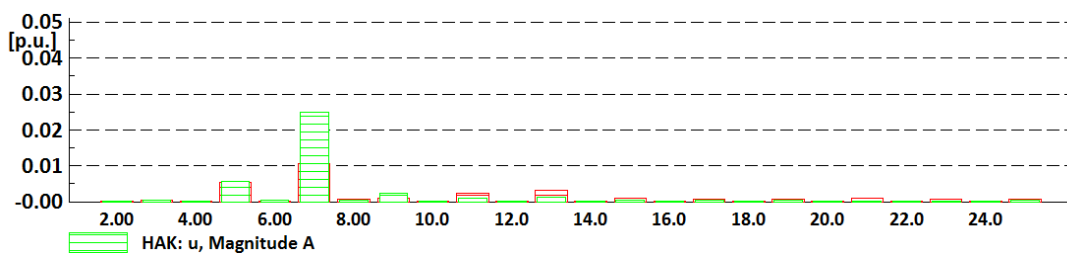


Fig. 95: Resultierende Spannung am HAK, nachdem die Queradmittanz angeschlossen wird

A.7.4 Kompensation der Stromharmonischen der Queradmittanz¹⁶

In der Realität verfügt der Umrichter durch die internen nichtlinearen Komponenten, wie zum Beispiel die Stromregelung, über eine aktive Reaktion auf die Verzerrung in der Spannung, welche nicht dem Charakter einer passiven Impedanz entspricht (Fig. 96). Im Modell kann die Umrichterimpedanz nur durch eine passive Impedanz abgebildet werden (Fig. 97). Das wiederum heisst, dass der verzerrte Strom, der in Abhängigkeit der anliegenden Spannung von der Umrichterimpedanz bezogen wird, kompensiert werden sollte.

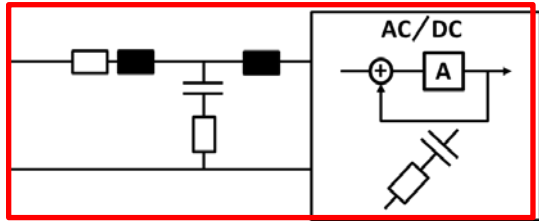


Fig. 96 Passive und aktive Komponenten eines Umrichters beeinflussen die Netzimpedanz

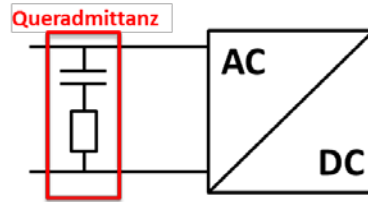


Fig. 97: Abbildung aller Einflussfaktoren durch eine Queradmittanz mit passiven Bauteilen im Modell in PowerFactory

Die Schwierigkeiten entstehen dadurch, dass Strom- und Spannungsharmonische unsymmetrisch sind und die frequenzabhängige Netzimpedanz durch Vereinfachungen symmetrisch hinterlegt wird. Kommt dazu, dass es nötig ist, abschätzen zu können, welche Spannung am Anschlusspunkt anliegen würde, wenn der Einfluss der Queradmittanz zwar in der Impedanz zu sehen ist, aber der Strom, der durch die Queradmittanz bezogen wird, auf jeder Oberschwingung =0 ist, respektive das Netz nicht beeinflusst. Beim Arbeiten mit Messdaten kann die gemessene Verzerrung am Anschlusspunkt des Umrichters als Referenz genommen werden und mit dieser eine Näherung erreicht werden. Das bedeutet, es muss wie folgt vorgegangen werden:

- Referenzspannung am Knoten wählen.
- MGO-Komponenten der Referenzspannung für jede Harmonische berechnen.
- Impedanzverlauf der Umrichterimpedanz in absoluten MGO-Komponenten bestimmen.
- Berechnung der Stromamplitude und des Stromwinkels aus der Referenzspannung und der Umrichterimpedanz.
- Transformation des Stroms vom MGO-System der Umrichterimpedanz in das RST-System.
- Normierung von Amplitude und Winkel auf die Grundschnungsdaten (Nennwerte). Dies ist die Vorgabe vom Simulationsprogramm zu Modellierung der Umrichterimpedanz.

Der Ablauf der Berechnungen ist in einer separaten xlsx-Datei beschrieben („Berechnung Zn lcomp.xlsx“). Diese Berechnung hat nun zur Folge, dass bis zur 7. Spannungsharmonischen zwar eine sehr gute Näherung an die Spannung erreicht wird (Fig. 98), jedoch die Amplitude des Stroms bei weitem die gemessenen Amplituden übersteigt (Fig. 94), womit also nicht wirklich kompensiert werden kann. Die Spannungsharmonischen ab der 8. Harmonischen verfügen anschliessend auch wieder über eine Abweichung von der Realität. Die Anpassungen könnten nun mit grösserem Aufwand noch so abgestimmt werden, dass die Kompensation und der Spannungsverlauf stimmen. Der Aufwand hierfür ist aber nicht vernünftig abschätzbar.

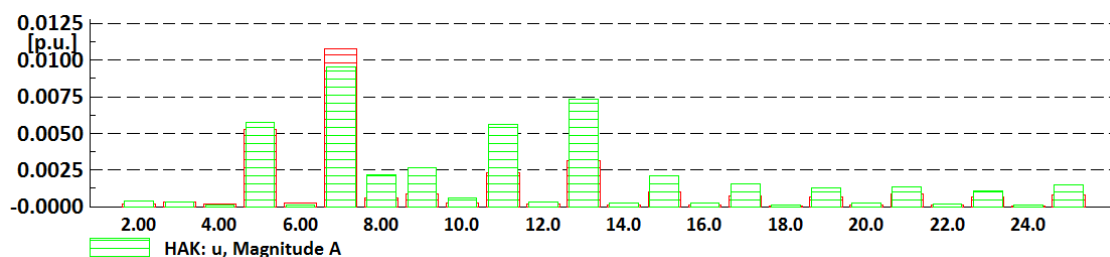


Fig. 98: Resultierende Spannung am HAK, nachdem die Queradmittanz kompensiert wurde

¹⁶ Berechnungsfall „Impedanz mit Wechselrichter und Komp“.

A.7.5 Validierung der Spannungsunsymmetrie

Bei einer unsymmetrischen Simulation kann die Spannungsunsymmetrie ebenfalls berechnet und validiert werden. Die Unsymmetrie kann in PowerFactory dimensionslos, also als reines Verhältnis zwischen den Spannungen im Mit- und Gegensystem ausgegeben werden. Als Vergleichsgrösse aus der Messung liegt allerdings ein prozentualer Wert vor. Infolgedessen muss die Spannungsunsymmetrie in PowerFactory berechnet werden. Es besteht die Möglichkeit, die bestehende Unsymmetrie von einer dimensionslosen in eine prozentuale Grösse anzupassen, oder die Unsymmetrie wird direkt aus der Spannung im Mit- und Gegensystem berechnet (Formel 12). Derzeit wird letztere Variante mit der direkten Berechnung angewendet.

$$k_u = \frac{u_1}{u_2} * 100 \%$$

wobei:

u_1 = Mitsystemspannung in per unit

u_2 = Gegensystemspannung in per unit

k_u = Spannungsunsymmetrie in %

Formel 12: Berechnung der Spannungsunsymmetrie

B Grundswingungsanalyse

B.1 Energien der Netzebene 6 und 7

B.1.1 Berechnungsgrundlagen in PowerFactory

Im Modell in PowerFactory sind die Leistungen gemäss Fig. 99 einsehbar. Diese werden für die Berechnung der Verluste, von Import, Export, Transfersaldo, Transfersumme, Produktion sowie des Verbrauchs verwendet. Eine Aufsummierung über die Zeit liefert die Energien gemäss der Auflistung in Fig. 31. Die Berechnungen sind in Formel 4 erkennbar.

Netzelement	Leistung	Variable	Einheit	Beschreibung
Gesamtnetz	Verluste	<i>c:LossP</i>	kW	Verluste des Gesamtnetzes ¹⁷
	(Wirk- und Blindleistung)	<i>c:LossQ</i>	kvar	
	Leistungsaustausch mit externem Netz	<i>c:NetP</i>	kW	Bei Bezug fällt der Leistungsaustausch positiv und bei Rückspeisung in die höhere Netzebene negativ aus
	(Wirk- und Blindleistung)	<i>c:NetQ</i>	kvar	
	Produktion	<i>c:GenP</i>	kW	Leistung aus einer Produktion mit PVA oder BHKW (exkl. Verluste)
	(Wirk- und Blindleistung)	<i>c:GenQ</i>	kvar	
Transformator	Verbrauch	<i>c:LoadP</i>	kW	Leistung der Lasten (exkl. Verluste)
	(Wirk- und Blindleistung)	<i>c:LoadQ</i>	kvar	
Transformator	Verluste	<i>m:Ploss:bushv</i>	kW	Verluste des Transformators
	(Wirk- und Blindleistung)	<i>m:Qloss:bushv</i>	kvar	

Fig. 99: Leistungen in PowerFactory, welche für die Berechnung der Energiebilanz und der Netzverluste verwendet werden

B.2 Auslastung der Betriebsmittel

Für die Untersuchung der maximalen Belastung kann die Auslastung der Transformatoren sowie der Leitungen betrachtet werden. Im Folgenden wird beschrieben, wie diese Auslastung in PowerFactory berechnet wird. Bei einer unsymmetrischen Simulation wird stets die grösste Auslastung der Leiter L_1 , L_2 und L_3 angegeben.

In Fig. 100 ist ein Beispiel mit einem Transformator ($S_{\text{nenn}} = 1 \text{ MVA}$), einer Leitung ($I_{\text{nenn}} = 1.1415 \text{ kA}$) und einer Last ($P = 750 \text{ kW}$, $Q = 0 \text{ kvar}$) erkennbar. In PowerFactory wird die Auslastung der Betriebsmittel durch deren Nenngrössen bewertet. So entspricht der resultierende Stromfluss gerade dem Nennstrom des Leitungselements, weshalb eine Auslastung von 100 % angegeben wird. Beim Transformator ist die Nennleistung auf die OS-Seite bezogen. So resultiert eine Auslastung gemäss Formel 13. Diese Berechnung ist allerdings nur bei OS-seitiger Nennspannung gültig (Fig. 100, $u_{\text{OS}} = 1$ per unit). Bei einer Abweichung der OS-seitigen Spannung vom Nennwert wird die Auslastung des Transformators mit Bezug auf den Nennstrom berechnet. Nennstrom liegt bei einer Auslastung von 100 % vor.

$$\text{loading} = \frac{\sqrt{P_{\text{OS}}^2 + Q_{\text{OS}}^2}}{S_{\text{nenn}}} * 100 \% =$$

$$\frac{\sqrt{788.793 \text{ kW}^2 + 57.414 \text{ kvar}^2}}{1 \text{ MVA}} * 100 \% = 79.088 \%$$

Formel 13: Auslastung eines Transformators – Berechnungsgrundlage

Überwiegt in einem NS-Netz die Produktion den Verbrauch, wird die Lastflussrichtung umgedreht, womit eine Rückspeisung in die höhere Netzebene entsteht. Auch unter diesen Betriebsbedingungen wird beim Transformator die Auslastung über die OS-seitige Wirk- und Blindleistung gerechnet, obwohl die Leistung auf der US-Seite grösser ausfällt und dementsprechend auch als relevant für die Berechnung der Auslastung erscheint.

¹⁷ Je nach ausgewähltem Netz (MS- oder NS-Netz) sind in den Verlusten die Transformatoren oder Leitungselemente enthalten. Bei einer Auswahl des Gesamtnetzes sind die Verluste aller Netzelemente enthalten.

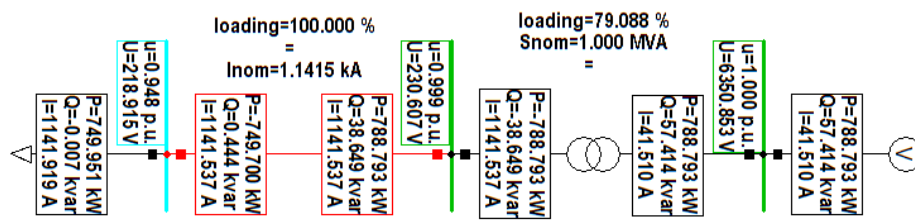


Fig. 100: Beispiel für die Auslastung der Betriebsmittel

C Oberschwingungsanalyse

C.1 Genauigkeit der Spannungsharmonischen

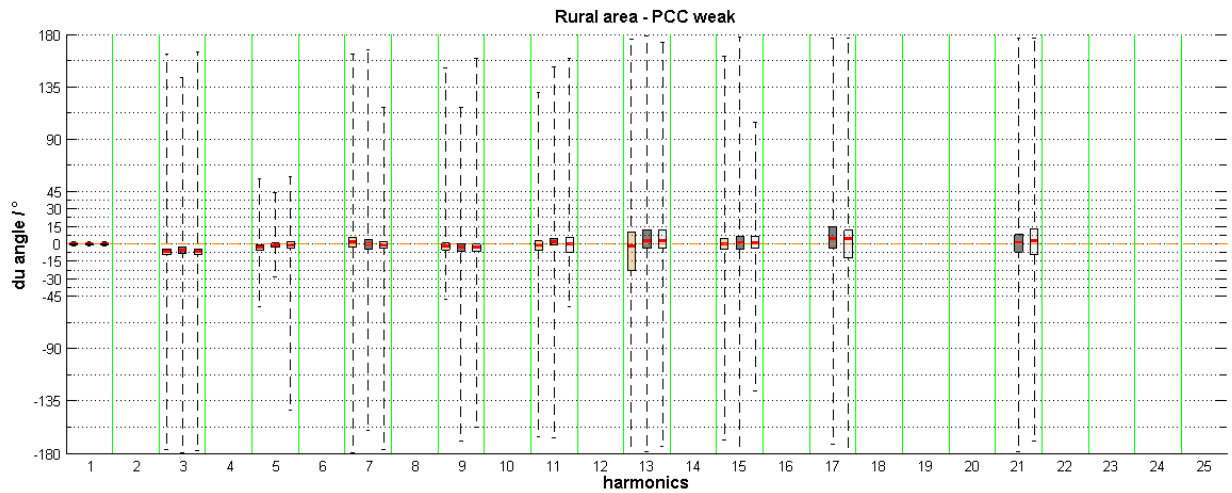


Fig. 101: Statistische Auswertung der absoluten Abweichung der Winkel der Spannungsharmonischen bei einem schwach angebundenen Knoten in ländlichem Gebiet – Beispiel für gute Abweichungen

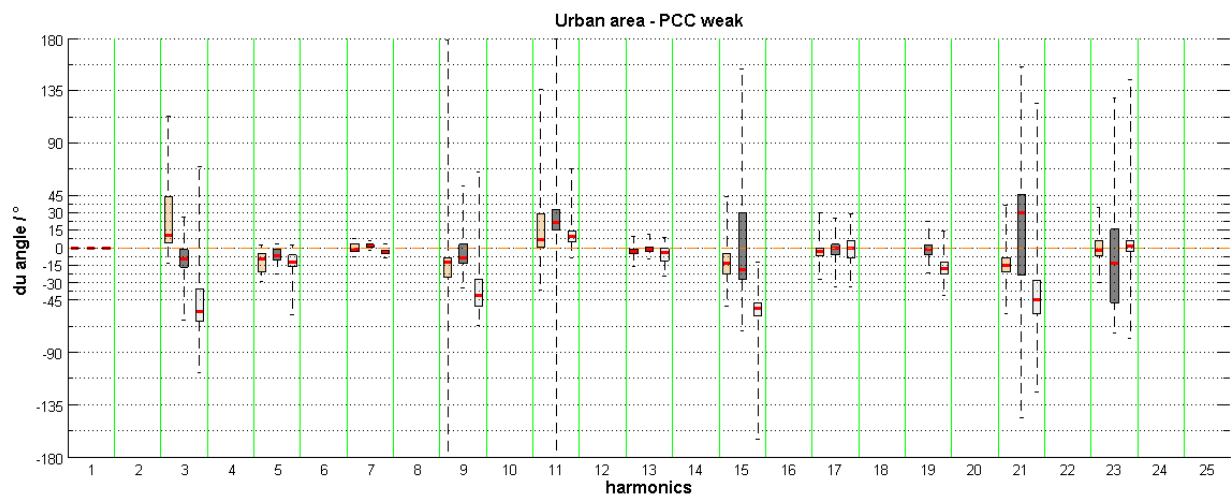


Fig. 102: Statistische Auswertung der absoluten Abweichung der Winkel der Spannungsharmonischen bei einem schwach angebundenen Knoten in städtischem Gebiet – Beispiel für schlechte Abweichungen

C.2 Genauigkeit der Stromharmonischen

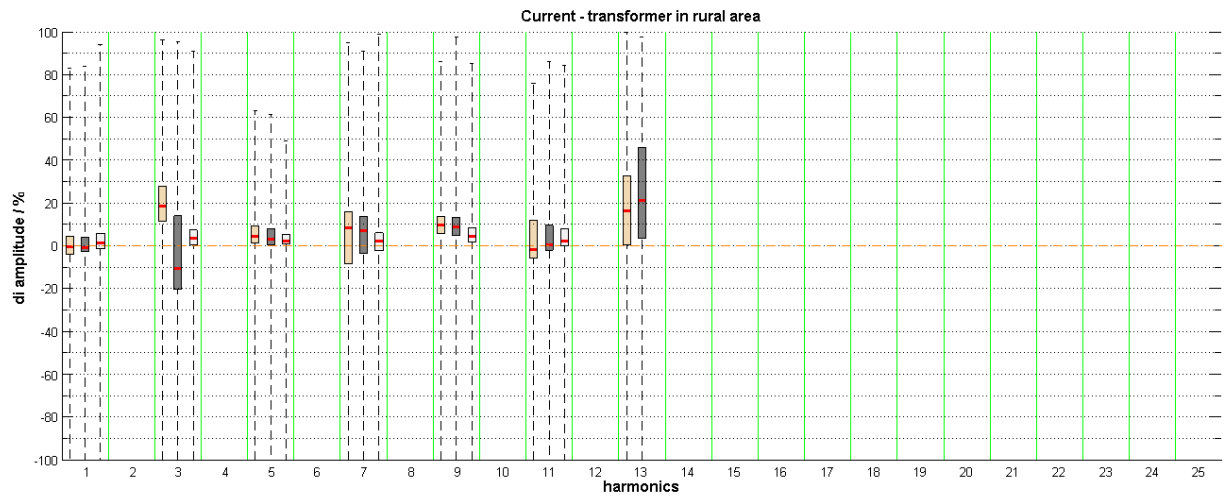


Fig. 103: Statistische Auswertung der prozentualen Abweichungen der Amplituden der Stromharmonischen in einer Trafostation in ländlichem Gebiet

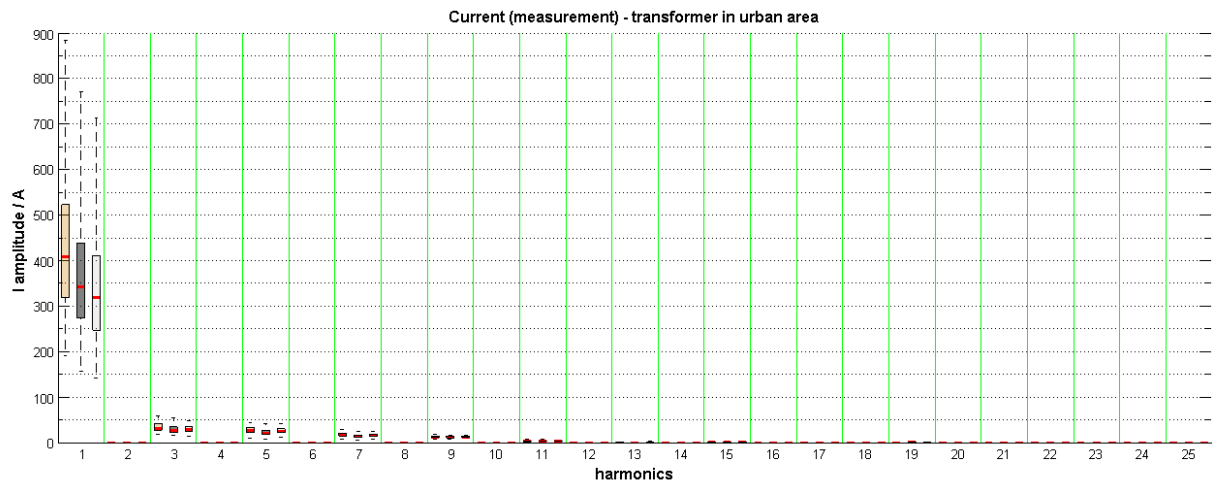


Fig. 104: Statistische Auswertung der Amplituden der gemessenen Stromharmonischen in einer Trafostation in städtischem Gebiet

D Blindleistungsverhalten von Wechselrichtern

D.1 Ausgangslage

Anhand der Messungen im ländlichen Gebiet kann gezeigt werden, dass die PV-Anlagen in der Nacht keine Blindleistung aufweisen, bei schwacher Einstrahlung am Morgen und am Abend Blindleistung beziehen und bei starker Einstrahlung im Tagesverlauf wieder Blindleistung ins Netz einspeisen.

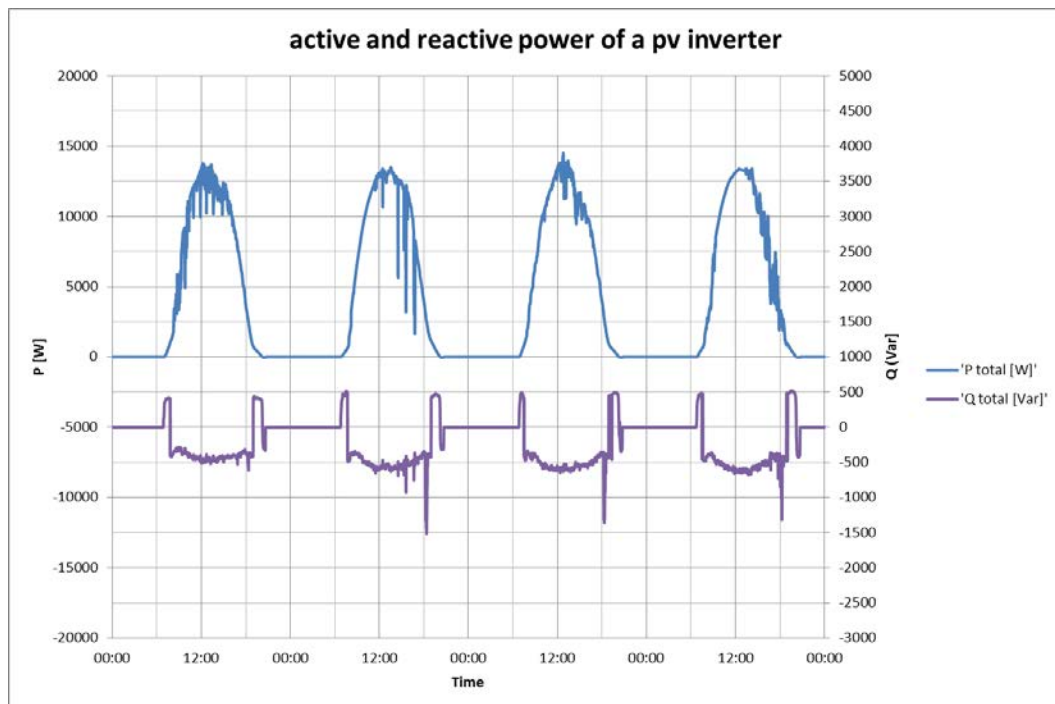


Fig. 105: Wirk- und Blindleistung eines Wechselrichters im ländlichen Gebiet über vier Tage

Jeweils am Morgen, wenn die Produktion der PV-Anlage beginnt, gibt es zudem einen Blindleistungssprung auf etwa 500 Var Bezug. Je mehr Wirkleistung nun ins Netz eingespeist wird, desto weniger Blindleistung gibt die PV-Anlage ab. Bei voller Produktion wird sogar Blindleistung von über 500 var aufgenommen.

D.2 Erklärung

Der verwendete Wechselrichter-Typ hat einen technischen Aufbau, welcher ungefähr dem Aufbau nach Fig. 106 entspricht.

Blindleistungssprung bei Produktionsbeginn

Beginnt am Morgen die PV-Anlage Energie zu produzieren, schalten die Netzrelais der Wechselrichter ein, womit auch an den übrigen Kapazitäten eine Spannung ansteht. Aus diesem Grund gibt es am Morgen einen kapazitiven Blindleistungssprung.

Rückgang der Blindleistungseinspeisung während dem Tag

Je höher nun die Produktion der PV-Anlage ist, umso mehr Strom fließt über den Induktivitäten der Wechselrichter. Somit nimmt die Blindleistung bis zur Produktionsspitze stetig ab und es wird schlussendlich Blindleistung aufgenommen.

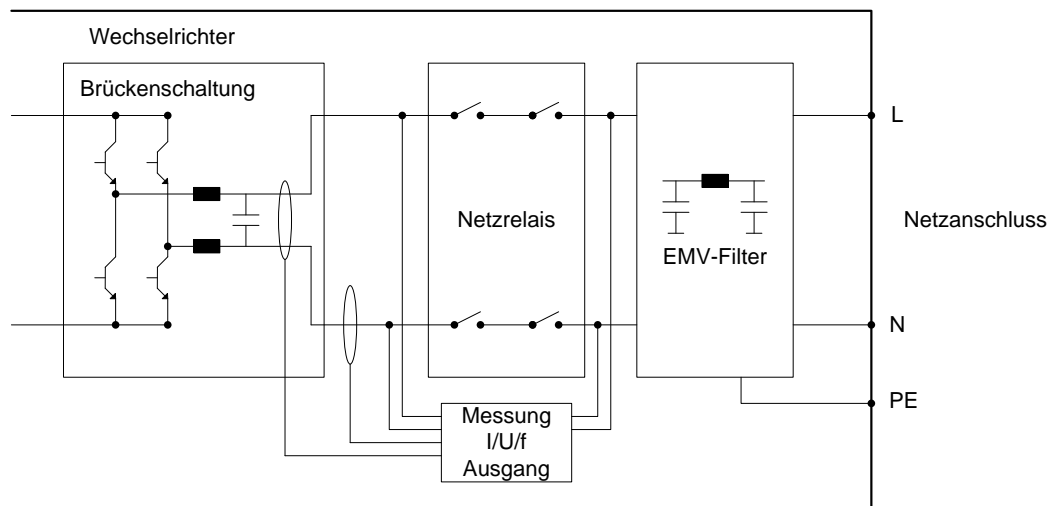


Fig. 106: Technischer Aufbau des Wechselrichters