

WP0 – Grundlagen

Das Arbeitspaket WP0 stellt den Status Quo im Forschungsgebiet zusammen

Autor Andreas Gut
 Stefan Schori
Co-Autor Niklaus Schneeberger
Projektleiter Michael Höckel

Version 1.4 / 03. August 2016

1 Abstract

Dieses Arbeitspaket „WPO – Grundlagen“ des Projekts Swinging Grids ist ein Versuch, einen vollständigen Überblick über den aktuellen Stand des Wissens zum Auftreten von Schwingungen vom nieder- (~ 0 Hz) bis zum hochfrequenten Bereich (kHz) in Übertragungs- und Verteilnetzen zu geben. Es wird dargestellt, wie jeweils subharmonische, harmonische und zwischenharmonische Schwingungen entstehen und wie diese gemessen sowie beschrieben werden können. Darüber hinaus wird grob aufgezeigt, wie diese mit Hilfe moderner Softwaretools analysiert und über geeignete Modelle nachsimuliert werden können. Schlussendlich wird ein erster Versuch gemacht darzulegen, unter welchen Randbedingungen zukünftig Probleme mit Schwingungen in Verteilnetzen zu erwarten sind.

This work package „WPO – Basics“ of the project Swinging Grids is an attempt to give a complete overview about the state of knowledge concerning the occurrence of oscillations from low (~ 0 Hz) to high (kHz) frequencies in the transmission and distribution grids. It is shown how sub-harmonic, harmonic and inter-harmonic oscillations appear and how they can be measured and described. Furthermore, it is roughly shown how they can be analysed with modern software tools and how they can be computed by convenient models. Finally, a first attempt will be made to show under which circumstances oscillations can produce problems in future distribution grids.

Inhaltsverzeichnis

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

15 Grundlagen zur Modellierung von subharmonischen Schwingungen	50
15.1 Simulationsgrundlagen	50
15.2 Wahl der Simulationsart	51
16 Modellierung von subharmonischen Schwingungen durch Netzininstabilitäten	53
16.1 Spannungshaltungsproblem bei Kraftwerken mit begrenzter Erregung	53
16.2 Instabilität durch Messverzögerung	53
17 Modellierung von subharmonischen Schwingungen durch Interaktionen zwischen Reglern	55
17.1 Allgemein	55
17.2 Instabilität durch Netztopologie und schlechte Dämpfung	55
17.3 Schwache Netzanbindung – Instabilität von gemischten Regler	55
17.4 Enggekoppelte statische Generatoren mit $U(p, q)$ -Regelung	56
17.5 Enge Kopplung – Stabiles Netz, Instabiler Betrieb	57
18 Schlussfolgerungen und Ausblick	59
19 Literaturverzeichnis	61
20 Abbildungsverzeichnis	64
21 Versionskontrolle	67

2 Glossar

Abkürzung	Bezeichnung
A	Ampere, Einheit des Stroms
A.eberle	Hersteller der DA-Box 2000
AP	Anschlusspunkt
BFH / BFH-TI	Berner Fachhochschule / für Technik und Informatik
CENTREL	Zusammenschluss der Netzbetreiber in Tschechien, Polen, Ungarn und der Slowakei
DEWE-571	Spannungsqualitätsanalysator von Dewetron
DA-Box 2000	Dämpfungsanalysator Box 2000 von A.eberle
Dewetron	Hersteller des Spannungsqualitätsanalysator DEWE-571
DigSILENT	Digital SimuLation and Electrical NeTwork calculation program
EMT-Simulation	EMT- (Electromagnetic transient) Simulation
ESL	Energy Systems Lab der BFH-TI
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
FFT / DFT	Fast / Direct Fourier Transformation-Mathematische Frequenzanalyse
HVDC	(High Voltage Direct Current) Hochspannungsgleichstrom
Hz / mHz / kHz	Hertz, Einheit der Frequenz
Matlab	MATRizen LABor ist eine kommerzielle Software des Unternehmens The MathWorks, Inc. zur Lösung mathematischer Probleme und zur grafischen Darstellung der Ergebnisse
MPP-Tracker	Maximal Power Point Tracker Gerät zum finden des Punktes der maximalen Leistung bei PVAs
NS / MS	Niederspannung / Mittelspannung
PF	Power Factor (Leistungsfaktor)
PowerFactory	Software PowerFactory von DigSILENT
PQ / Power Quality	Deutsch: Versorgungsqualität. Der Begriff umfasst die Kriterien Verfügbarkeit/Versorgungszuverlässigkeit, Spannungsqualität und Stabilität der Netzfrequenz. Im vorliegenden Bericht bezieht sich der Begriff Power Quality im Wesentlichen auf die Eigenschaften der Spannungsqualität.
PQ-Simulator / PQ-Sim	Power Quality Simulator - eine Einrichtung des Energy System Lab zur Visualisierung der Spannungsqualitätsmerkmale
PSS	Pendeldämpfungsgerät (Power System Stabilizer)
p.u.	Per unit: Einheit für normierte Grössen
PVA	Photovoltaikanlage
RMS-Simulation	RMS- (Root-Mean-Square) Simulation
SS-IGE	Induction Generator Effects
SSR	Subsynchroner Resonanzen
SSTA	Subsynchroner Torsions-Amplifikationen
SSTI	Subsynchroner Torsions-Interaktionen
THD _u	Total Harmonic Distortion of voltage (Gesamtüberschwingungsgehalt)
UCTE-Netz	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (Europa)
V	Volt, Einheit der Spannung
Var	Var, Einheit der Blindleistung
VP	Verknüpfungspunkt
WEA	Windenergieanlage
W	Watt, Einheit der Wirkleistung
WKW / WPP	Wasserkraftwerk / Water Power Plant

Fig. 1: Glossar

3 Einleitung

Die Gruppe Grids im Energy Systems Lab (ESL) der BFH beschäftigt sich intensiv mit der Messung, Analyse und Modellierung der Spannungsqualität. Dazu gehört vor allem die Analyse zukünftiger Probleme. Das Stromversorgungsnetz ist eine Plattform, auf der immer mehr Schwingkreise mit sehr unterschiedlichen Eigenfrequenzen auftreten. Diese entstehen durch Kombinationen von RLC-Gliedern und aktiven Reglern.

Oberschwingungen basieren meist auf elektromagnetischen Effekten, welche durch die Stromaufnahme von nicht linearen Verbrauchern oder Einspeisungen hervorgerufen und durch Netzkonfigurationen verstärkt werden. Diese verzerren die Sinusform der Spannung und führen zu zusätzlichen Wärmelasten bei Leitungen und insbesondere Wicklungen, können die Pegel von Rundsteuersignalen beeinflussen oder elektronische Bauelemente zerstören. Zur Kompensation werden Filter eingesetzt, welche bei ungenügenden Systemkenntnissen ihrerseits wieder negative Auswirkungen auf die Netzgrößen haben können. Über den durch die Normung (EN 50160, EN 61000) beschriebenen Bereich hinaus sind heute aufgrund des verbreiteten Einsatzes von Leistungselektronik Schwingungen grösser 2.5 kHz von Interesse. Resonanzbildung im Bereich höherer Frequenzen kann getaktete Geräte wie Wechselrichter, Gleichrichter oder sonstige elektronische Geräte beim Betrieb stören. Dabei gilt der Grundsatz, dass je höher die Frequenz, desto lokaler das Problem.

Neben Oberschwingungen ist in zukünftigen Netzen mit vermehrten dezentralen Regelungen auch der Bereich der Schwingungen unterhalb der Grundschwingungsfrequenz zu analysieren. Die sogenannten subharmonischen Schwingungen sind kein unbekanntes Phänomen. Es handelt sich dabei um Frequenzen unterhalb der Nennfrequenz, welche in den Amplitudenänderungen der Spannung erkennbar sind. Diese können beispielsweise durch Laständerungen, Spannungsregelungen oder durch besondere elektromechanische Eigenschaften von Netzelementen (Bsp. Torsionsschwingungen von grossen Maschinen) hervorgerufen werden. In der Vergangenheit haben sie ungewollte Ausschaltungen oder sogar enorme Schäden bei Kraftwerken verursacht, was den Einbau von zusätzlichen Schutz- und Überwachungsgeräten in Netzen und Anlagen notwendig gemacht hat.

4 Grundstruktur des Dokuments

Bei diesem Dokument handelt es sich um eine möglichst kurze Zusammenfassung von vorhergehenden Arbeiten und Berichten und enthält die für das Arbeitspaket „WP 0 - Grundlagen“ relevanten Teile. Das Dokument ist als Basisdokument für die weiteren Arbeitspakete zu sehen.

Sofern zu einer Aussage Zusatzinformationen nötig sind, wird im Text auf das entsprechende Dokument verwiesen. Dieses Dokument enthält keine Simulationsmodelle. Die Modellierung ist in [1] ausführlich beschrieben.

5 Ziele

Die Verteilung der Arbeitspakete auf die Projektdauer ist in Quartalen geplant. Das WP0 bildet eine Basis für die sechs weiteren Arbeitspakete (Fig. 2):

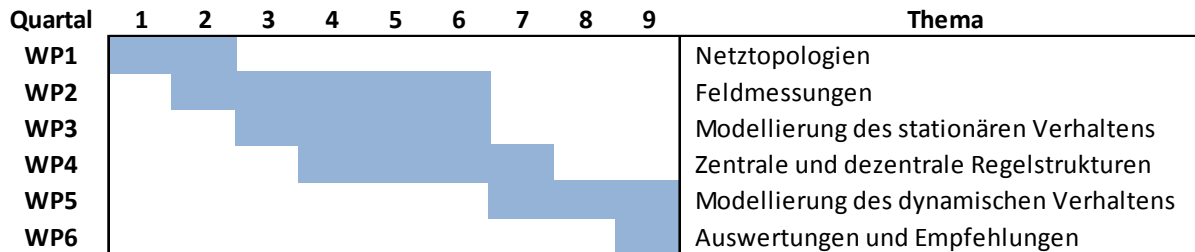


Fig. 2: Aufteilung der Arbeitspakete ab dem Projektstart

Das Arbeitspaket WP0 ist eine Zusammenstellung von vorangegangenen Studien und Arbeiten mit folgenden Zielen:

- Es soll gezeigt werden, wie Schwingungen im Niederspannungsnetz **allgemein entstehen können**.
- Es soll ein **Überblick der aktuellen Beurteilungsgrundlagen** für harmonische Schwingungen erstellt werden.
- Es sollen die allgemeinen Messerfahrungen bezüglich der harmonischen Schwingungen des ESL BFH-TI zusammengefasst werden.
- Es soll gezeigt werden, wie harmonische Schwingungen mit statischen und dynamischen Modellen simuliert werden können.
- Es soll ein **Überblick der Ursachen und Lösungen** von subharmonischen Schwingungen in Verteilnetzen erstellt werden.
- Es soll erklärt werden, was subharmonische Schwingungen genau sind, wie diese im Niederspannungsnetz **sichtbar sind und gemessen werden können**.
- Es soll ermittelt werden, welche dynamische Simulationsart (RMS oder EMT) für welche subharmonischen Schwingungen **die geeignete Modellierungsbasis** bildet.
- Es soll ein erster Überblick ermittelt werden, worin in zukünftigen Netzstrukturen **Potenzial für negative Effekte mit Schwingungen** besteht.

6 Entstehung und Analyse von Schwingungen in der Spannung

6.1 Definitionen

6.1.1 Allgemeine Beschreibung der Netzzrückwirkungen

Unter dem Begriff Netzzrückwirkungen fasst man alle Einflüsse von Verbrauchern und Erzeugern auf das Energieversorgungsnetz zusammen, die in Abweichungen der Kenngrößen Spannungsamplitude, Spannungs- und Stromform sowie Frequenz sichtbar werden. Über die Netzimpedanz verursachen die Lastströme Spannungsabfälle. Dadurch beeinflusst jede Last (auch Einspeisung) das Spannungsniveau am Verknüpfungspunkt (VP). Weichen die Ströme zudem stark von der Sinusform ab, wird auch die Kurvenform der Spannung am VP verändert. Sind die Ströme in den drei Phasen unterschiedlich, werden die Spannungen in den drei Phasen ebenfalls unsymmetrisch.

6.1.2 Spannungsqualität

Im englischsprachigen Raum verwendet man für die Versorgungsqualität die Bezeichnung „Power Quality“, welche unter anderem durch die Merkmale der Spannungsqualität bestimmt wird. Die Beurteilung der eigentlichen Spannungsqualität beschränkt sich auf die Kurvenform sowie darauf, wie sich der Effektivwert und die Frequenz der Spannung über die Zeit ändern.

Die Spannungsqualität in „Wechselstrom-Versorgungsnetzen“ ist in der Norm EN 50160 [2] beschrieben. Die EN 50160 ist eine europäische Norm, welche die wesentlichen Merkmale der Versorgungsspannung beschreibt und wird allgemein als Basis für die Anforderungen an die Qualitätsmerkmale der Spannung verwendet. Die Norm basiert auf den Verträglichkeitspegeln, welche in den Normenblättern der Reihe 61000 enthalten sind.

6.1.3 Arten der Schwingungen

Oszillationen, die einem Grundschwingungssignal überlagert werden, können in verschiedene Gruppen mit unterschiedlichen Charakteristiken eingeteilt werden:

- **Harmonische Schwingungen**
 - sind Schwingungen mit ganzzahligem Vielfachen der Grundschwingung (bei 50 Hz: $n \cdot 50$ Hz, $n = 2, 3, 4, 5, \dots$). Je höher die Ordnung, umso lokaler das Problem.
 - Dabei unterscheidet man gerade Harmonische, die auftauchen, wenn die Wechselgrösse halbwellenunsymmetrisch ist (z.B. schnelle Laständerung).
 - Die ungeraden Harmonischen treten bei aller Art von nicht linearem Verhalten auf.
 - Die durch drei teilbaren Schwingungen sind von einphasigen Verbrauchern erzeugt und belasten hauptsächlich den Neutralleiter.
- **Inter-/ oder Zwischenharmonischen Schwingungen**
 - sind Schwingungen die nicht einem ganzzahligen Vielfachen der Grundfrequenz entsprechen (bei 50 Hz $\rightarrow n/m \cdot 50$ Hz). Diese treten hauptsächlich bei periodischen Vorgängen auf, welche nicht auf die Netzfrequenz synchronisiert sind. (Schalten eines DC-Zwischenkreises, Rundsteuersignal).
- **Subharmonische Schwingungen**
 - werden Schwingungen genannt, deren Frequenz kleiner als die Grundfrequenz (z.B. 50 Hz) ist und in einer beliebigen Relation zur Grundschwingung stehen. Ursache dieser Schwingungen sind Leistungsmodulationen, systembedingte natürliche Schwingungen aus den Eigenschaften der Betriebsmittel und Schwingungen aufgrund der Spannungsregelung.

6.1.4 Überlagerung von zwei Sinusschwingungen unterschiedlicher Frequenz

Die Analyse von Schwingungen basiert auf einer definierten Grundschwingungsfrequenz, in Stromversorgungsnetzen 50 bzw. 60 Hz, welcher verschiedene Frequenzen überlagert sein können.

Das Beispiel in Fig. 3 zeigt eine einfache Überlagerung einer 50 Hz Sinus-Grundschwingung ($u_1(t)$, Amplitude: 1 p.u.) mit einer 70 Hz Sinusschwingung ($u_2(t)$, Amplitude: 0.5 p.u.). Für das resultierende Signal $u_3(t)$ wird der Verlauf des Absolutwertes sowie die Hüllkurve „envelope of $u_3(t)$ “ dargestellt. Die Frequenz der Hüllkurve entspricht der Differenz der Frequenzen von den beiden überlagerten Signalen. Hier ist die Frequenz der Hüllkurve $f_{\text{envelope}} = 70 \text{ Hz} - 50 \text{ Hz} = 20 \text{ Hz}$.

Somit ist es umgekehrt möglich, aus der Frequenz der Hüllkurve auf die Frequenz des Signals zu schliessen, das der Grundschiwingung überlagert wurde. Diese Regel gilt sowohl für subharmonische, zwischenharmonische als auch für harmonische Schwingungen. Denn eine Überlagerung von 50 Hz mit 70 Hz (70 Hz ist zwischenharmonisch gegenüber 50 Hz) kann genauso gut als Überlagerung von 70 Hz mit 50 Hz (50 Hz ist subharmonisch gegenüber 70 Hz) angesehen werden. Die definierte Grundschiwingung ist in beiden Fällen eine andere, das resultierende Signal sowie die Hüllkurve jedoch sind jeweils dieselben.

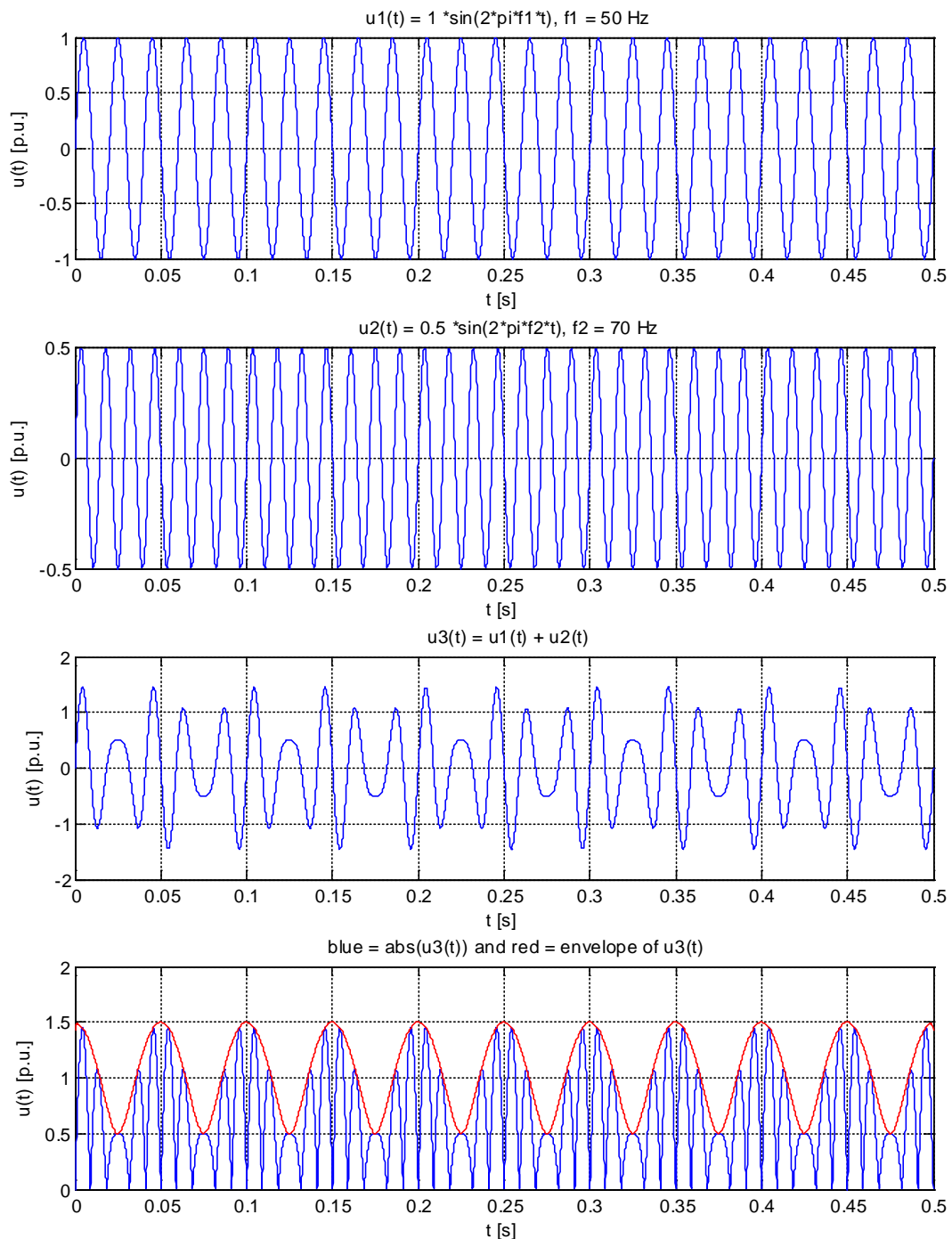


Fig. 3: Eine 50 Hz und 70 Hz Sinusschwingung werden überlagert und die Hüllkurve des resultierenden Signals wird (rot) dargestellt

Während bei der Entstehung von Überlagerungen kein Unterschied zwischen den verschiedenen Arten von Schwingungen besteht, es handelt sich immer um eine additive Überlagerung von Effekten mit verschiedenen Frequenzen, basiert die Analyse auf unterschiedlichen Verfahren. Bei der Analyse von subharmonischen Schwingungen wird die Hüllkurve des kombinierten Signals ausgewertet, bei der Analyse von Oberschwingungen, die veränderte Kurvenform der Grundschiwingung.

6.2 Netzimpedanz

Die Netzimpedanz ist das Hauptelement, das Verzerrungen im Strom in die Spannung transformiert. Jedes Element, egal ob Leitung oder Transformator, Verbraucher oder eine spezielle Anlage wie ein Kompensator, hat einen Einfluss auf die Impedanz des Netzes aus Sicht des Betrachtungspunktes. Somit verändert sie die Netzimpedanz und beeinflusst die Ausbreitung der harmonischen Schwingungen unterschiedlich. Da das Netz mit den daran angekoppelten Elementen als eine Anordnung von Widerständen, Induktivitäten, Kapazitäten und Strom- und Spannungsquellen, welche mit unterschiedlichen Taktraten geschaltet werden, verstanden werden kann, ist auch das Frequenzverhalten analytisch relativ schwer zu bestimmen (Fig. 4). Schon am einfachen Beispiel einer Kombination von linearen Induktivitäten und Kapazitäten ist das nichtlineare Verhalten im Frequenzbereich markant (Fig. 5, Fig. 6).

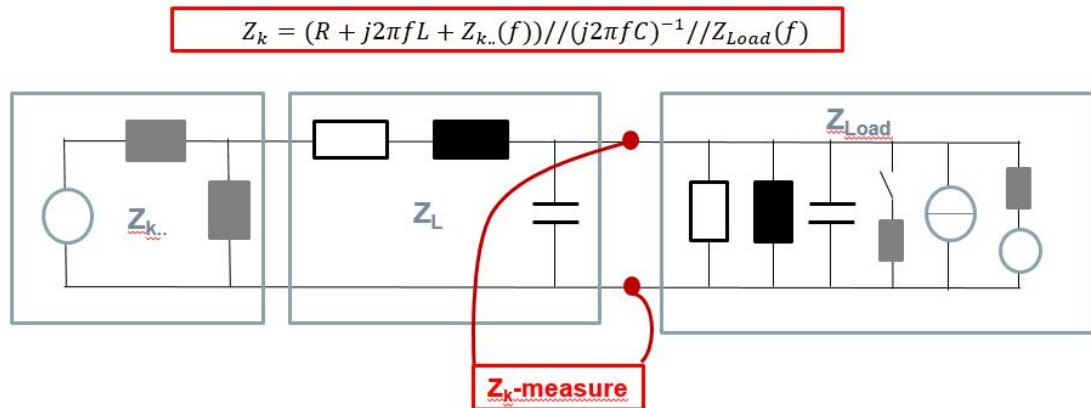


Fig. 4: Netzabbildung mit beliebiger Last (Z_{Load}), Leitung (Z_L) und Quelle (Z_k)

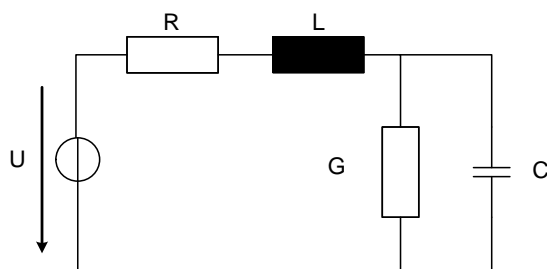


Fig. 5: Netzabbildung mit kapazitiver Last als Tiefpass 2. Ordnung

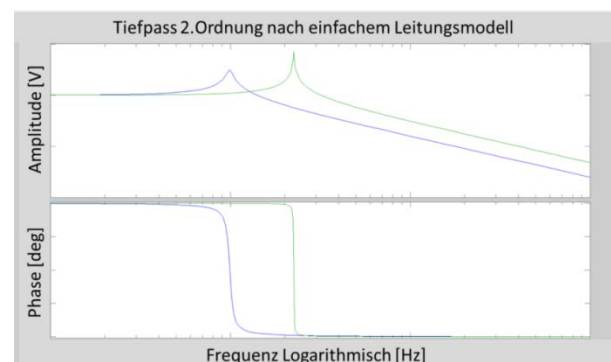


Fig. 6: Phasen- und Amplitudengang der Ausgangsspannung eines Tiefpass 2. Ordnung nach obenstehendem Modell

Die Elemente nach Fig. 4 haben sehr unterschiedliche Eigenschaften, was dazu führt, dass die Verstärkung der frequenzabhängigen Amplituden unterschiedlich ist. Nichtlineare Geräte, wie zum Beispiel Wechselrichter von PV-Anlagen bewirken, dass Resonanzstellen in der Impedanz entstehen [3, pp. 83-90].

Aus mehreren Messungen ist ein allgemeiner Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz abgeleitet worden. Dieser ist in drei Kategorien eingeteilt:

Impedanzverlauf einer Trafostation (rot)

Impedanzverlauf eines Verknüpfungspunkt ohne PV-Einspeisung (grün)

Impedanzverlauf eines Verknüpfungspunkt mit PV-Einspeisung (blau)

Die erste Abbildung zeigt die Darstellung der absoluten Messwerten in Ohm (Fig. 7). In der zweiten Abbildung wurden die Kurven auf ihre jeweiligen Grundschwingungsimpedanz normiert und somit ergibt sich eine Angabe in per unit (Fig. 8). Durch die Normierung können verschiedene Messpunkte miteinander verglichen werden.

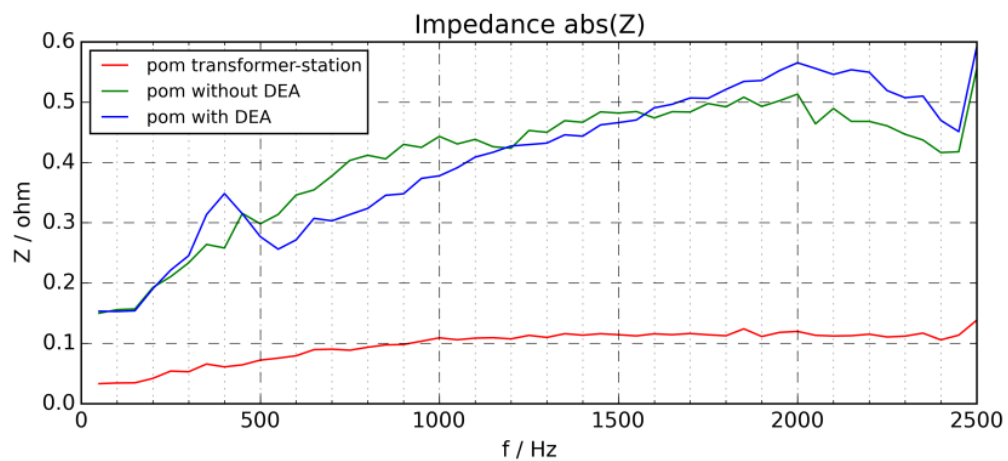


Fig. 7: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz in absoluter Darstellung

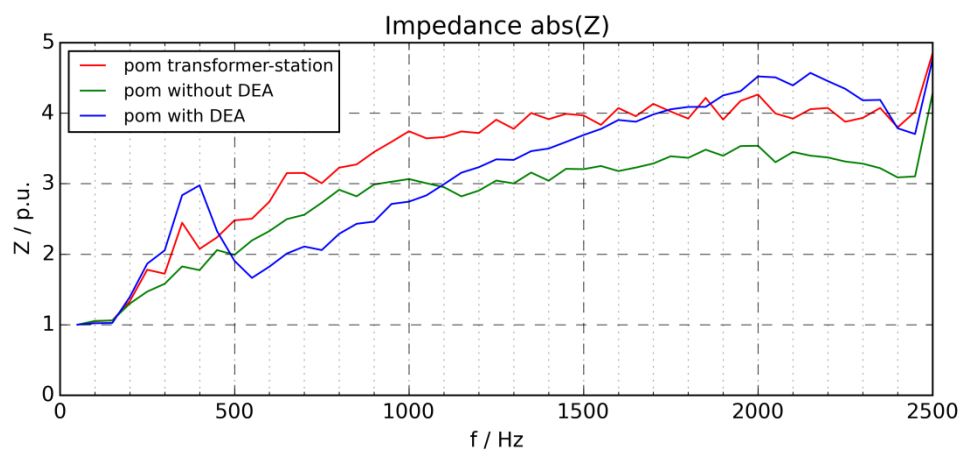


Fig. 8: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz in normierter Darstellung

Aus der absoluten Darstellung lässt sich erkennen, dass die Netzimpedanz gemessen bei Verknüpfungspunkten grösser ist, als bei Trafostationen. Dies ist mit der längeren Anbindung und den kleineren Querschnitten der Leitungen zu begründen. Aus der relativen Abbildung wird ersichtlich, dass an Verknüpfungspunkten mit Wechselrichtern eine Resonanzstelle entsteht. Der restliche Verlauf ist aber nahezu identisch. Einflüsse von Umrichtern in höheren Netzebenen können auch dazu führen, dass bei Trafostationen oder Verknüpfungspunkten ohne Wechselrichter eine Resonanzstelle entsteht.

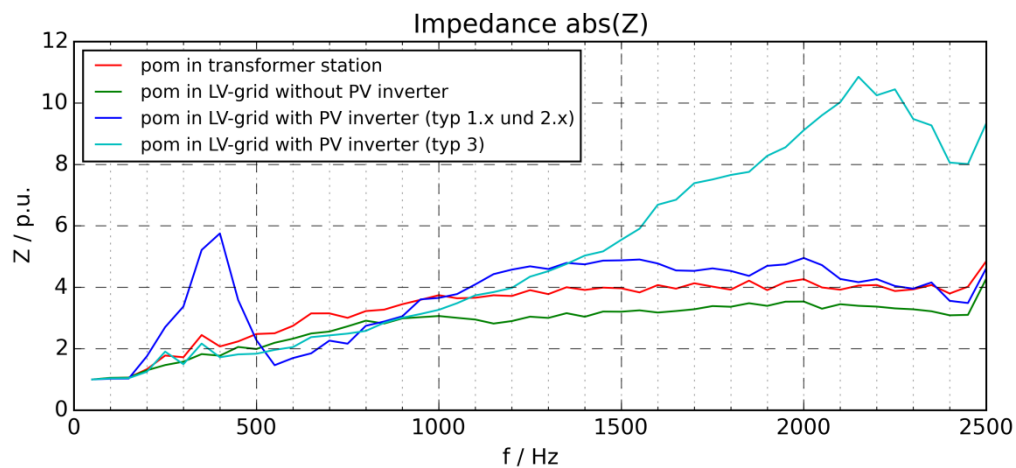


Fig. 9: Allgemeine Netzimpedanz aufgetrennt nach Messungen bei Verknüpfungspunkten ohne PV-Einfluss

In Fig. 9 ist ein normierter Verlauf der Netzimpedanz dargestellt, wobei einzelne Kurven für verschiedene Wechselrichtertypen ersichtlich sind. Es ist zu erkennen, dass Wechselrichter von unterschiedlichen Herstellern unterschiedliche Resonanzfrequenzen aufweisen. Wechselrichter vom Typ 1 und 2 haben die Resonanzfrequenz eher im unteren Teil des Frequenzspektrums, Wechselrichter vom Typ 3 eher im höheren Bereich.

6.2.1 Messung der Netzimpedanz

Vergangene Untersuchungen haben gezeigt, dass die Messung der Netzimpedanz fehlerbehaftet ist. Die Netzurückwirkungen der parallel betriebenen Geräte, wie die Spannungsverzerrungen und Spannungsänderungen, verursachen eine markante Messungenauigkeit gerade bei Netzen mit hoher Kurzschlussleistung. Trotzdem sind die Messdaten hilfreich, da für die Modellierung der Netzimpedanz ansonsten nur Grundschwingungsdaten verfügbar sind. Mit dem Hinzufügen der gemessenen Charakteristik über den Frequenzbereich kann eine bessere Näherung in der Simulation erreicht werden.

Bei der Auswahl der Messausrüstung muss berücksichtigt werden, dass die meisten Messverfahren einen hohen Messstrom benötigen.

6.3 Allgemeine Erklärung

Das Stromversorgungsnetz besteht aus einer Ansammlung verschiedener Geräte mit individueller Charakteristik. Eine dieser Charakteristik beschreibt den Stromverlauf. Geräte, hauptsächlich auf der Basis von elektronischen Komponenten wie Sparlampen, Dimmern, Gleichrichtern etc. weisen meist einen nicht linearen Stromverlauf auf (Fig. 11). Dies bedeutet, die Form des Stromes folgt nicht dem Verlauf der Spannung wie beispielsweise bei einem ohmschen, linearen Verbraucher (Fig. 10).

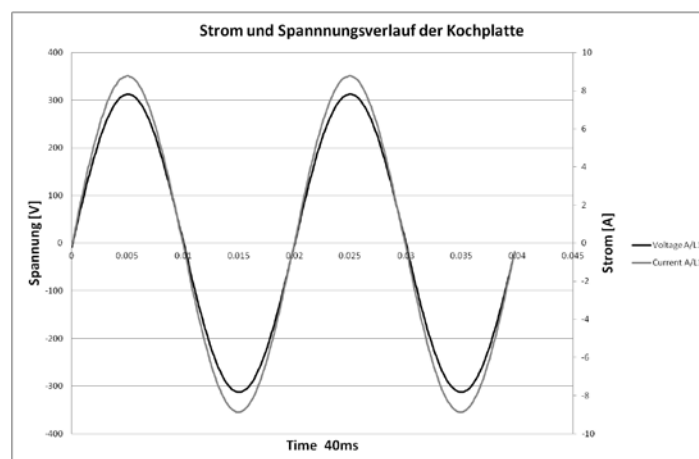


Fig. 10: Spannungs- und Stromverlauf einer Kochplatte, die als lineares Gerät gilt

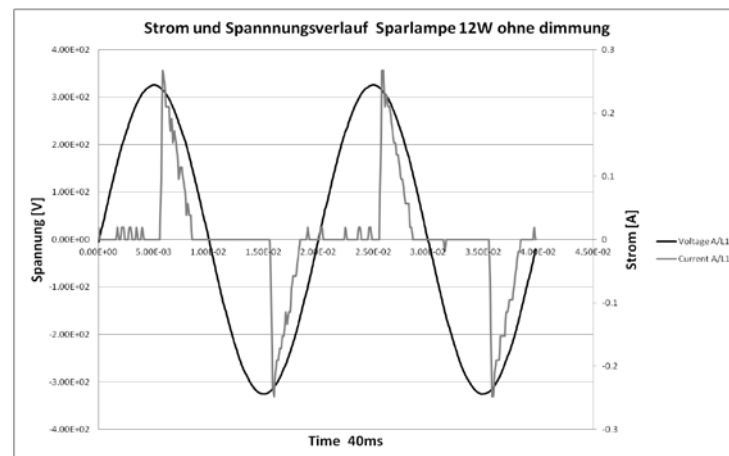


Fig. 11: Spannungs- und Stromverlauf einer 12 W Sparlampe, die als nicht lineares Gerät gilt

Wird nun ein solcher nicht linearer Verbraucher/Erzeuger am öffentlichen Versorgungsnetz angeschlossen, verursacht dieser über der Netzimpedanz einen Spannungsabfall, welcher der nicht linearen Stromform folgt. Die dadurch entstehende Verzerrung ist eine Form der Netzurückwirkung. Wie stark die Beeinflussung der Spannungsform ist, hängt von der Stromstärke, Stromform und von der Netzimpedanz (Kurzschlussleistung) ab (Fig. 12). Je grösser die Netzimpedanz, respektive je kleiner die Kurzschlussleistung, umso stärker ist die Verzerrung bei gleichem Strom.

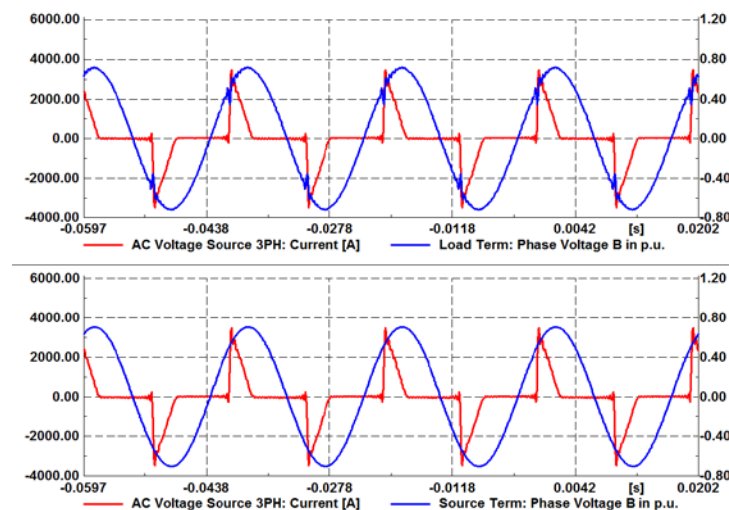


Fig. 12: Strom- und Spannungsverlauf an einem fiktiven Netz mit einem grossen nicht linearen Verbraucher. Oben über einer Netzimpedanz $Z_n = 0.001 \text{ Ohm}$, unten an einem idealem Netz $Z_n = 0$

6.4 Reale Situation im Verteilnetz

Ströme von einzelnen Geräten können sehr stark von der Sinusform abweichen. Die verschiedenen Ströme an ihrem Anschlusspunkt (AP) addieren sich zum Summenstrom am VP des Kunden. Der Verteilnetzbetreiber ist dafür verantwortlich, dass die Qualität der Spannung am VP definierten Mindestkriterien entspricht. Im Allgemeinen wird dabei die Norm EN 50160 als Basis für die quantitativen Anforderungen verwendet. Es ist dabei zu berücksichtigen, dass die Norm die wesentlichen Merkmale der Versorgungsspannung an der Übergabestelle zum Netznutzer in öffentlichen Nieder-, Mittel- und Hochspannungs-Wechselstrom-Versorgungsnetzen unter normalen Betriebsbedingungen beschreibt und spezifiziert! Die für die einzelnen PQ-Phänomene angegebenen Werte basieren also nicht auf Überlegungen zu Nutzen und Schaden bzw. auf einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung von Netzen und angeschlossenen Geräten.

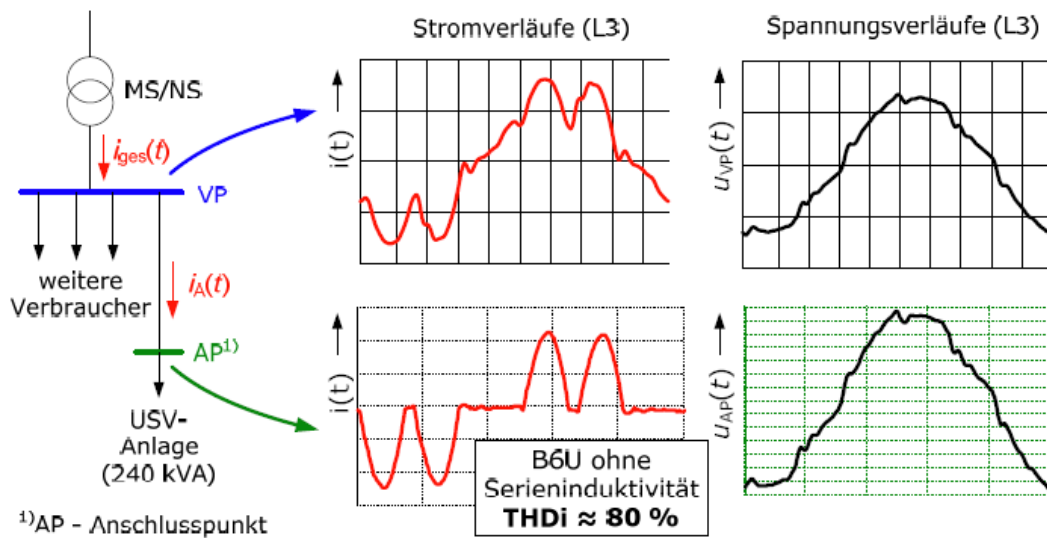


Fig. 13: Summenbildung der Verzerrungen von verschiedenen Verbrauchern im realen Netz

6.5 Ausbreitung von Schwingungen im Netz

Wie schon erwähnt, hängt die Ausbreitung der Schwingungen von den Netzimpedanzen zwischen den an den Schwingungen beteiligten Partnern ab. Da diese frequenzabhängig ist, haben die verschiedenen Schwingungsanteile unterschiedliche Einflüsse auf die Spannung. Werden mehrere Quellen von Schwingungen betrachtet, addieren sich die Schwingungen. Es spielt dabei keine Rolle, ob man spannungs- oder stromharmonische Schwingungen betrachtet. Die Art und Weise der Addition hängt vom Winkel der entsprechenden Schwingungen ab. Sind die Winkel zum Beispiel um 180° Grad verschoben, also gegengerichtet, heben sich die Schwingungen auf. Sind sie identisch, addieren sich die Beträge. Die Phasenlage wird wiederum vom Übertragungselement beeinflusst. Werden zwei identische Elemente an unterschiedlichen Leitungen zusammengekoppelt, kann daher ein komplett anderes Spektrum am Versorgungspunkt entstehen. Einen erheblichen Einfluss auf die Ausbreitung der Schwingungen haben auch die Sternpunktbehandlung und Transformatorschaltgruppen.

6.6 Darstellung der Verzerrung im Frequenzbereich

Die Darstellung des verzerrten Signals kann im Frequenzbereich als nicht kontinuierliches Spektrum erreicht werden (Fig. 14). Diese Darstellung ermöglicht es, eine genauere Aussage über den Einfluss einzelner Oberschwingungen zu machen.

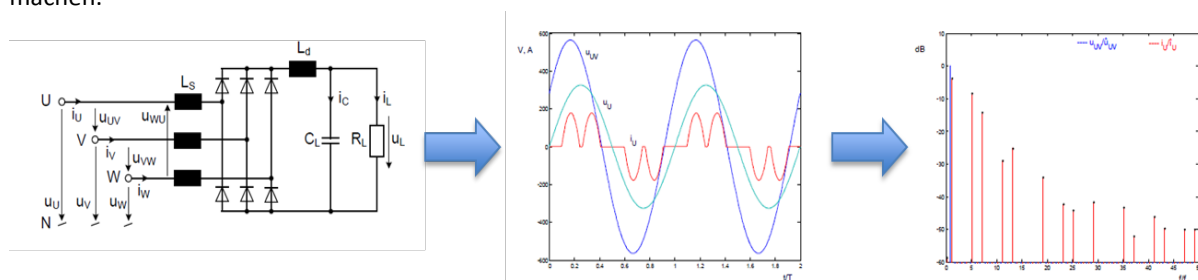


Fig. 14: Nicht linearer Strom eines Verbrauchers, im Spektrum dargestellt (rechts), verursacht Spannungsverzerrungen über der Netzimpedanz

6.7 Oberschwingungen und FFT - Fast Fourier Transformation

Jede periodische Kurvenform lässt sich über die Fourieranalyse in Sinusfunktionen mit unterschiedlichen Amplituden und Frequenzen zerlegen (Fig. 15).

Die diskrete Fouriertransformation (DFT) stellt die praktische Anwendung der Fouriertransformation dar. In der Messtechnik wird die Fast Fourier Transformation (FFT), eine optimierte Variante der Diskreten Fourier Transformation (DFT) verwendet. Das gemessene Signal wird abgetastet und dadurch wird das Signal diskret dargestellt.

Wichtig für eine korrekte Abtastung des Signals ist es, die maximale Ordnungszahl und minimale Abtastrate aufeinander abzustimmen. Es gilt dabei der Grundsatz, dass die Abtastrate mindestens doppelt so gross wie die grösste berechnete harmonische Oberschwingung sein soll.

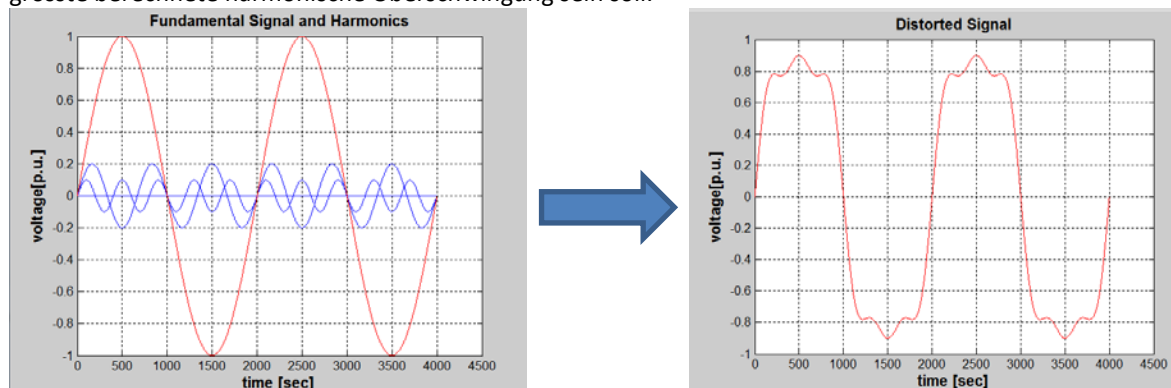


Fig. 15: Links das Grundschwingungssignal mit Frequenzkomponenten der 3. und 5. harmonischen Schwingungen, rechts das komplette verzerrte Signal mit den Schwingungen von links additiv überlagert

6.8 Berechnung des Frequenzspektrums für Schwingungen mit längerer Periodendauer

Oben genannte Regel für die korrekte Abtastung eines Signals gilt für alle Frequenzbereiche, auch für Signale mit langer Periodendauer. So entsteht das Problem der geeigneten Fensterung. Ist sie zu kurz, werden lange periodische Signale abgeschnitten und das Spektrum wird verschmiert. Dem kann man vorbeugen, indem man die Fensterlänge genug lang wählt und eine angepasste Fensterfunktion verwendet. Werden jedoch längere Fenster mit derselben Abtastrate verwendet, muss eine Unmenge an Daten gespeichert und verarbeitet werden.

Die Fast Fourier Transformation hat noch einen weiteren Nachteil. Sie zeigt nicht an, zu welchem Zeitpunkt eine bestimmte Schwingung auftritt, sondern nur, welche Schwingungen innerhalb des Messfensters detektiert werden. Dies soll anhand des folgenden Beispiels gezeigt werden [4]. Zwei Sinussignale mit unterschiedlicher Frequenz werden einmal über den ganzen Messbereich addiert (Testsignal 1, $f = 6$ Hz) und einmal in der Hälfte zusammengesetzt (Testsignal 2, $f = 14$ Hz), siehe Fig. 16. So ergibt dies mit der FFT ein sehr ähnliches Spektrum (Fig. 17 und Fig. 18). Beide Spektren lassen auf beinahe dasselbe Signal zurück schliessen.

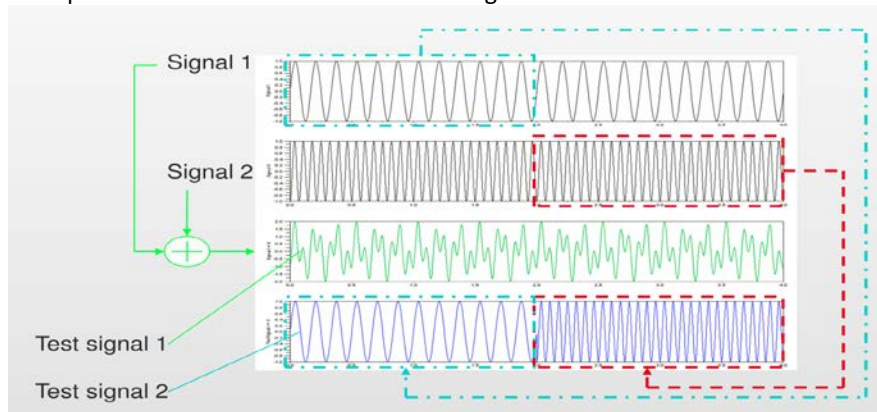


Fig. 16: Signal Aufbereitung für Beispiel zur Schwierigkeit der FFT-Behandlung [4]

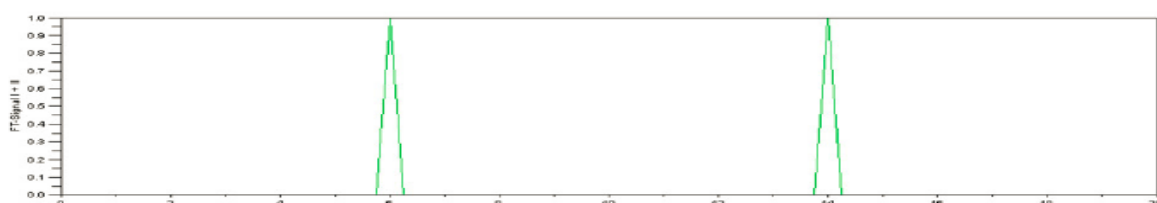


Fig. 17:-FFT Spektrum von Testsignal 1. Bei 6 Hz und bei 14 Hz ist je eine Spitze zu erkennen [4]

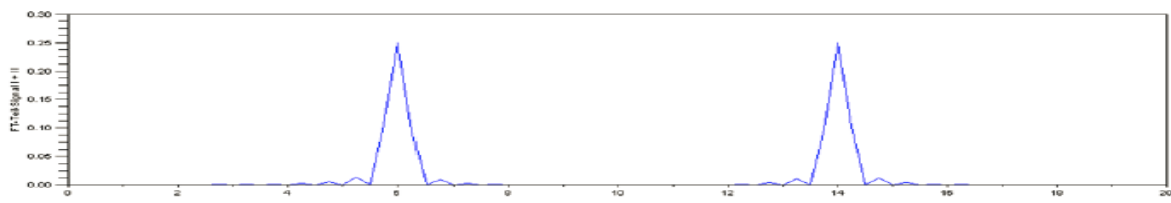


Fig. 18: FFT-Spektrum von Testsignal 2. Bei 6 Hz und bei 14 Hz ist je eine Spitze zu erkennen [4]

Schlussfolgerung:

Sowohl die geforderte Länge der Rechteckfensterung wie auch das Problem, dass nicht genau erkannt werden kann, zu welchem Zeitpunkt eine bestimmte Schwingung auftritt, sind bei der Behandlung von subharmonischen Schwingungen ausschlaggebend. Deswegen muss die Auswertung um eine weitere Methode der Spektralanalyse, die Wavelets-Analyse, ergänzt werden.

6.8.1 Wavelets

Wavelets oder diskrete Wavelet-Transformation ist genau wie die Fourier-Reihe ein Werkzeug, um Funktionen hierarchisch und approximiert darzustellen. Mit Wavelets können auch subharmonische Schwingungen gut analysiert werden. Die noch junge Signalverarbeitungsart erlebte ihren Boom in den 90er Jahren und wird häufig in der Datenkompression verwendet. Die Wavelets-Analyse funktioniert auf der Basis von Wavelets und Skalierungsfunktionen.

In Fig. 19 und Fig. 20 sind je ein Signalverlauf sowie dessen Wavelet-Transformation zu sehen.

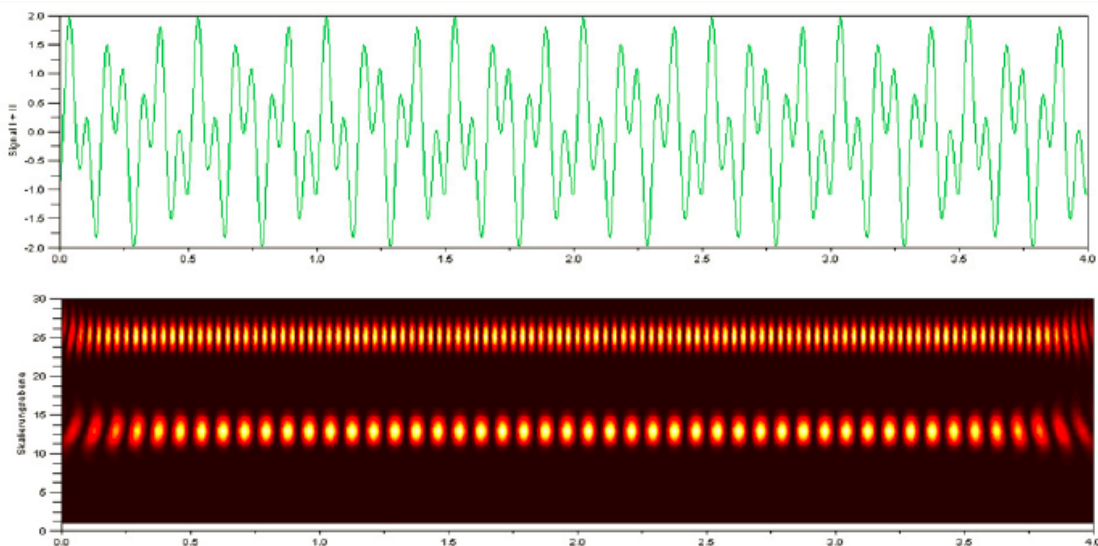


Fig. 19: Spektrum von Testsignal 1 (oben) mit Wavelet-Analyse. Die Farbe bestimmt die Amplitude, die Y-Achse die Frequenz [4]

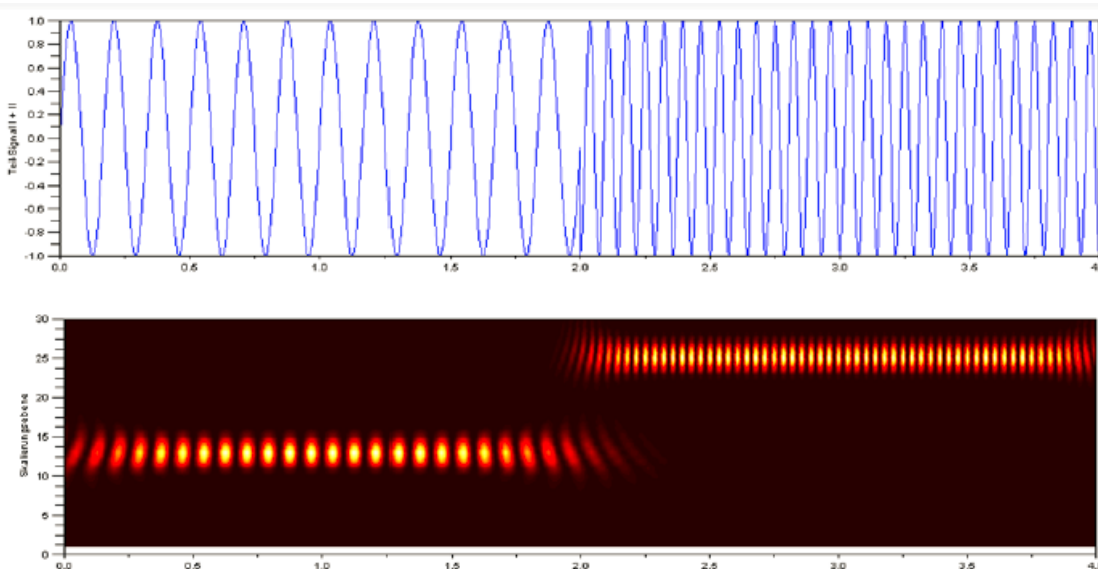


Fig. 20: Spektrum von Testsignal 2 mit Wavelet-Analyse. Die Farbe bestimmt die Amplitude, die Y-Achse die Frequenz [4]

7 Aktuelle Beurteilungsgrundlage

7.1 Normen und Regeln

Für die Beschreibung der Störaussendung von Geräten werden die ersten 40 Stromharmonischen benutzt (EN 61000-3-2 [5] und EN 61000-3-12 [6]). Die Qualitätsbeschreibung der Netze in Bezug auf die Oberschwingungen erfolgt mit den 25 ersten harmonischen Schwingungen der Spannung nach EN 50160 (Basisnorm der EN 50160 ist die EN 61000-2-2 [7], dort sind die ersten 50 harmonischen Schwingungen der Spannung massgebend). Im Folgenden werden hauptsächlich die harmonischen Schwingungen betrachtet, jedoch ist auch der Flicker ein Indikator für Schwingungen. Oszillationen im subharmonischen Bereich >8.8 Hz sind im relevanten Bereich der Flickerkurve.

Netzbetreiber beurteilen Anschlussgesuche mit den „Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen“, welche durch ein Expertenteam aus den deutschsprachigen Ländern und Tschechien (D-A-CH-CZ) erstellt werden [8]. Diese enthalten einfach zu handhabende Anwenderregeln für die verschiedenen Phänomene der Netzqualität. Durch die Beurteilung von Anschlussgesuchen mit diesen Regeln kann der Netzbetreiber sicher sein, dass sich das Netz gemäss den Ansprüchen der EN 50160 verhält.

7.1.1 EN 61000: Elektromagnetische Verträglichkeit (EMC)

Die EN 61000 regelt die elektromagnetische Verträglichkeit. Darin enthalten ist die Definition der Spannungs- und Strommerkmale im Bereich von 50 Hz bis 2.5 kHz. Die wichtigsten Unterkapitel sind:

- Teil 2-2: Umgebungsbedingungen, Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrössen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen
- Teil 3: Grenzwerte der Störaussendung, Störfestigkeit (Oberschwingungsströme, Spannungsänderungen, Flicker)
- Teil 4: Prüf- und Messverfahren (Spannungsqualität, Flicker-Meter, Oberwellen, ...)

7.1.2 EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

Die EN 50160 definiert, beschreibt und spezifiziert die wesentlichen Merkmale der Versorgungsspannung an der Übergabestelle zum Netznutzer in öffentlichen Nieder-, Mittel- und Hochspannungs-Versorgungsnetzen unter normalen Betriebsbedingungen. Es sind teilweise klare Pegel angegeben, aber auch Anhaltswerte. Für manche Pegel besteht zudem nur die Anforderung, diese während 95 % der Zeit einhalten zu müssen und es werden teilweise Messwerte analysiert, welche über einen Zeitraum von bis zu 10 min gemittelt werden. Eine allgemeine Übersicht ist der Fig. 21 zu entnehmen.


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

Fig. 21: Allgemeine Zusammenfassung der Pegel und Zeitintervalle der EN 50160 im Überblick

7.2 Beurteilungsgrundlage der Oberschwingungen

Der Netzbetreiber hat gemäss EN 50160 die Verpflichtung, einen maximalen Oberschwingungsgehalt der Spannung an den Verknüpfungspunkten einzuhalten. Dabei sind Grenzwerte für jeden Effektivwert der einzelnen Vielfachen der Grundfrequenz (v) einzuhalten (in % der Amplitude der Grundschiwingung). Die Grenzwerte der einzelnen Oberschwingungen sind bis zur 50. harmonischen Schwingung gemäss Fig. 22 für EN 61000-2-2 gegeben. Die Amplituden sind für die EN 50160 leicht angepasst und nur bis zur 25. harmonischen Schwingung definiert. Der Vergleich ist in Fig. 23 zu sehen.

ungeradzahlige Oberschwingungen				geradzahlige Oberschwingungen	
keine Vielfache von 3		Vielfache von 3			
v	Oberschwingungsspannung in %	v	Oberschwingungsspannung in %	v	Oberschwingungsspannung in %
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,4	6	0,5
13	3,0	21	0,3	8	0,5
$17 \leq v \leq 49$	$2,27 \cdot \left(\frac{17}{v}\right) - 0,27$	$21 < v \leq 45$	0,2	$10 \leq v \leq 50$	$0,25 \cdot \left(\frac{10}{v}\right) + 0,25$

Fig. 22: Spannungsharmonische Schwingungen - Grenzwerte nach EN 61000-2-2 in Tabellenform

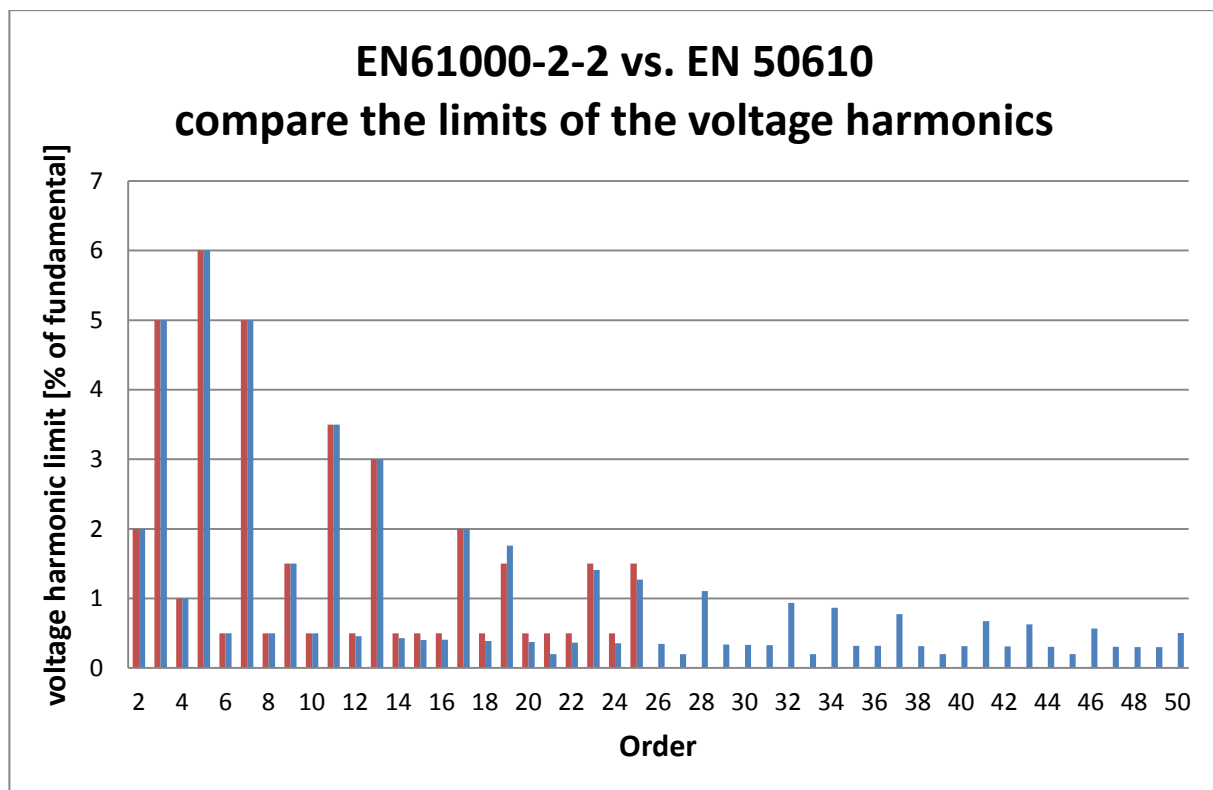


Fig. 23: Grenzwerte EN 50160 (rot) und EN 61000-2-2 (blau) im Vergleich

Nebst den einzelnen harmonischen Schwingungen ist ein Maximalwert für den Gesamtberschwingungsgehalt (THD_u – Total Harmonic Distortion of voltage) einzuhalten. Die gesamte Verzerrung der Spannung darf nicht grösser sein als:

$$THD_u = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{40} U_v^2}}{U_1} \leq 8\%$$

Eine Besonderheit bei diesen Grenzwerten ist, dass ein Einhalten der Grenzwerte bei den einzelnen Oberschwingungen nicht zwingend zu einem Einhalten der Grenze von THD_u führt. Wird zum Beispiel ein Signal mit allen Grenzwerten nach EN 50160 verzerrt (Fig. 24), weist dieses einen THD_u von 11.324 % auf, was somit einer klaren Überschreitung des zulässigen Grenzwertes von 8 % entspricht.

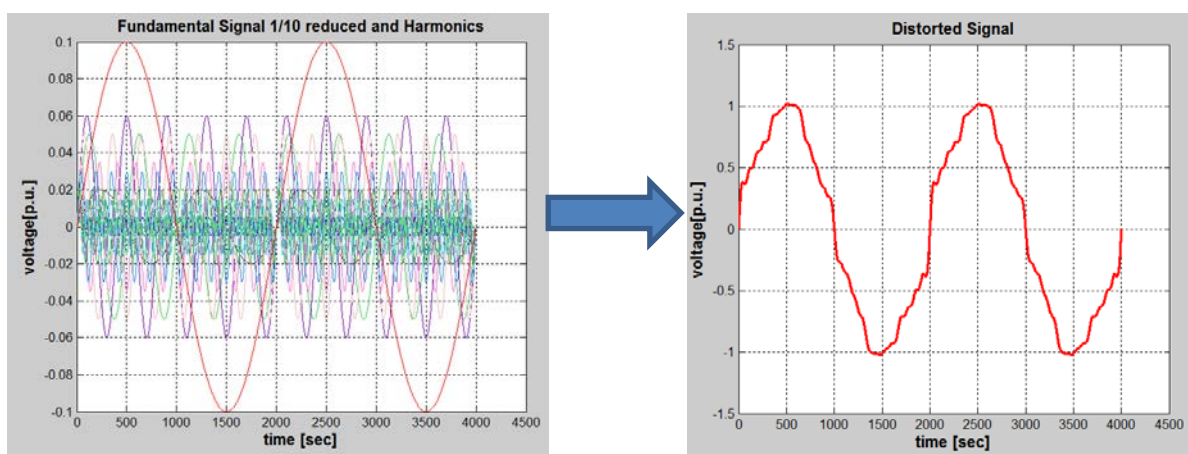


Fig. 24: Links das Grundsicherungssignal mit allen maximalen Frequenzkomponenten nach EN 50160, rechts das komplette verzerrte Signal mit den Schwingungen von links additiv überlagert

8 Allgemeine Messerfahrungen mit harmonischen Schwingungen

In diversen Messkampagnen im Rahmen von Projekten oder im Zusammenhang mit der Bachelorausbildung sind verschiedene Messpunkte in der Schweiz, mit Schwerpunkt in der Region Bern-Solothurn, analysiert worden. Werden neue Messungen abgeschlossen, fliessen die Ergebnisse in die statistische Auswertung ein. Das Ziel ist es, allgemeine Tendenzen für „normale“ Netze zu erkennen.

Da die Messungen im Allgemeinen nicht am Verknüpfungspunkt (normrelevanter Übergabepunkt) durchgeführt wurden, ist dies nicht als exakte Statistik über die Spannungsqualität gemäss EN 50160 zu sehen. Einige Messpunkte waren Steckdosen in Gebäuden, welche zwar elektrisch nah am Hausanschlusskasten gelegen sind, deren Signale aber durch Ströme in der Hausinstallation verzerrt werden. Einige Messungen sind einphasig durchgeführt worden. Die nachfolgende Auswertung der Daten gibt eine allgemeingültige Übersicht über Verteilung und Grösse der einzelnen PQ-Phänomene in unseren Netzen.

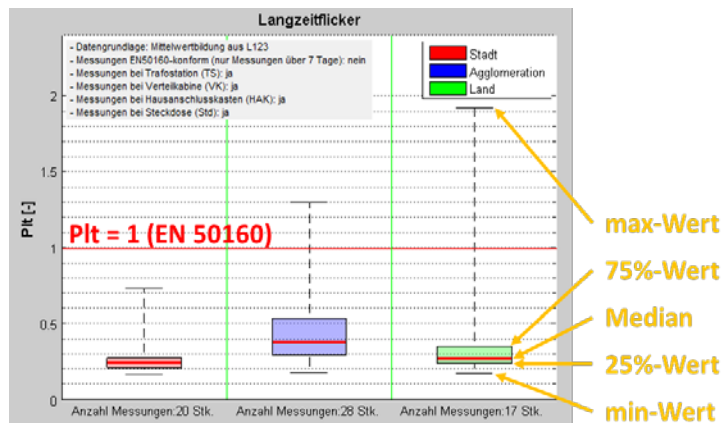
8.1 Stadt – Agglomeration – Land: Unterschiede der PQ-Hauptgrössen

Die drei wichtigsten Merkmale der Spannungsqualität sind aus Sicht des ESL die Spannungsunsymmetrie, der Flicker und der THD_u. Diese werden im Folgenden ausgewertet. Es handelt sich dabei um eine Analyse der Mittelwerte aus 1 Minute und 10 Minuten der einzelnen Phasen für eine Wochenmessung gemäss Grenzwerten nach EN 50160. Es ist zu beachten, dass pro Messung der Mittelwert, der 95 %-Normwert pro Phase, in die Auswertung einfließt, da gemäss Norm EN 50160 die höchsten Werte (5 % der gesamten Periode) jeder Phase nicht berücksichtigt werden. Angegeben werden der höchste Wert und der tiefste Wert sowie der Median und der Bereich, in dem 25 % - 75 % der Werte liegen. Die Einteilung in Stadt, Agglomeration und Land wird nach der Einteilung des Bundesamts für Statistik von 2004 vorgenommen [9].

Erwartungsgemäss kann man aus den Flickerwerten Rückschlüsse auf die Netztopologie und die angeschlossenen Verbraucher ziehen (Fig. 25 und Fig. 26

Plt [-]	Stadt	Agglo	Land
Median	0.25	0.39	0.28
75%-Wert	0.28	0.54	0.35
25%-Wert	0.21	0.30	0.24
max-Wert	0.73	1.30	1.92
min-Wert	0.17	0.18	0.18

). In städtischen Netzen, wo die Leitungen eher kürzer und die Kurzschlussleistungen entsprechend höher sind, wurde ein mittlerer Flicker im Bereich von 0.25 berechnet. Auf dem Land mit eher längeren Leitungen und mit wenigen Verbrauchern, die jedoch hohe Einschaltströme aufweisen, wurde ein Langzeit-Flicker von 0.28 berechnet. In der Agglomeration, wo Industrie und grössere Wohngebiete an ländlichen Netzstrukturen angeschlossen sind, wurde mit 0.39 der höchste Median berechnet. Der Grenzwert von 1 wurde sowohl in der Agglomeration wie auch auf dem Land überschritten. Beide Male waren Lasten auf Baustellen in unmittelbarer Nähe als Verursacher erkannt worden.

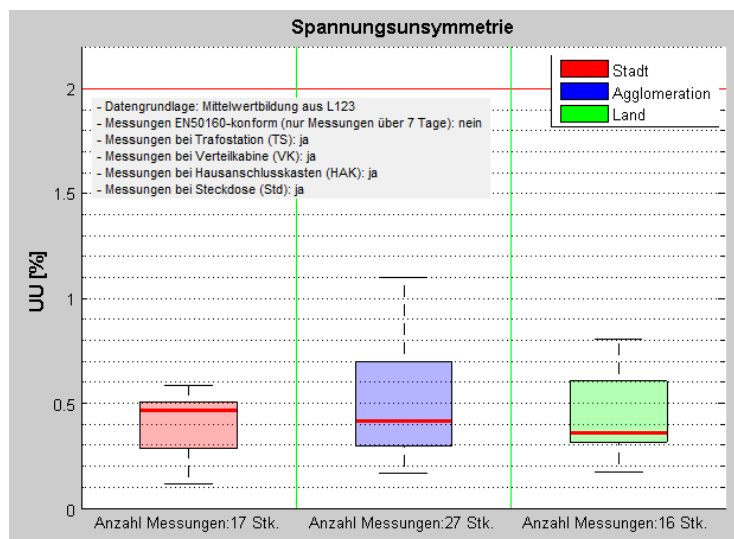


Plt [-]	Stadt	Agglo	Land
Median	0.25	0.39	0.28
75%-Wert	0.28	0.54	0.35
25%-Wert	0.21	0.30	0.24
max-Wert	0.73	1.30	1.92
min-Wert	0.17	0.18	0.18

Fig. 26: Wertetabelle Langzeit-Flicker

Fig. 25: Grafik der statistischen Auswertung des Langzeit-Flickers in % (95 % Werte)

Der Unsymmetriefaktor zeigt im Mittel einen Wert von 0.47 % in der Stadt an. Er nimmt mit der Bevölkerungsdichte ab und beträgt in der Agglomeration 0.42 % sowie 0.37 % auf dem Land (Fig. 28 und Fig. 27). Mit einem Maximum von 1.10 % ist dieser immer noch sehr weit weg vom Grenzwert nach EN 50160 bei 2 %. Durch die höhere Dichte an einphasigen Verbrauchern und wegen der unsymmetrischen Verteilung auf die drei Phasen, beispielsweise bei einem Hochhaus oder Bürogebäude, ist ein Stadtnetz unsymmetrischer. Allerdings ist zu bemerken, dass die Streuung der Messwerte in der Agglomeration oder auf dem Land grösser ist.

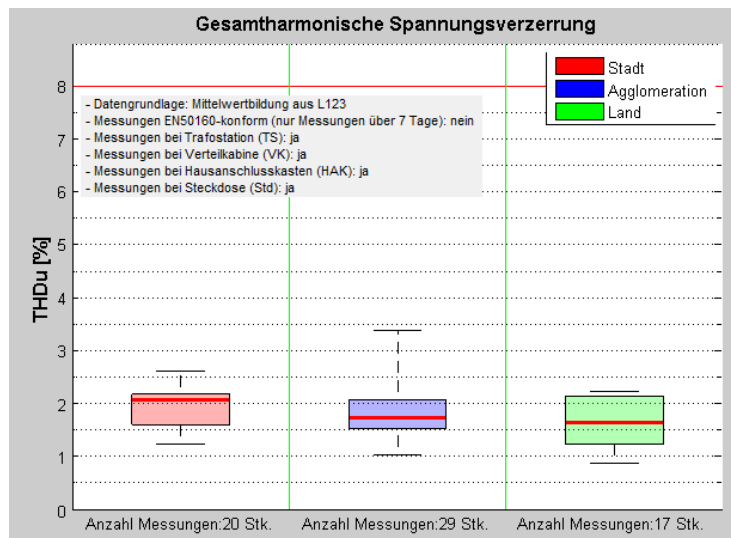


UU [%]	Stadt	Agglo	Land
Median	0.47	0.42	0.37
75%-Wert	0.51	0.70	0.61
25%-Wert	0.29	0.30	0.32
max-Wert	0.59	1.10	0.81
min-Wert	0.12	0.17	0.18

Fig. 28: Wertetabelle Unsymmetriefaktor

Fig. 27: Grafik der statistischen Auswertung des Unsymmetriefaktors (Unbalancing) in % (95 % Werte)

Auf dem Land beträgt der THD_u im Mittel 1.66 %, was nur eine kleine Differenz zur Agglomeration mit 1.76 % darstellt. In der Stadt liegt er hingegen bei 2.08 % (Fig. 29 und Fig. 30). Das Ergebnis lässt die Schlussfolgerung zu, dass beim THD_u weniger die Netztopologie, sondern vor allem die Art und Anzahl der angeschlossenen Verbraucher relevant ist und in den Städten mehr nicht lineare Geräte eingesetzt werden als auf dem Land. Auch beim THD_u ist man weit vom Grenzwert von 8 % entfernt.

Fig. 29: Grafik der statistischen Auswertung des THD_u (95 % Werte)

THDu [%]	Stadt	Agglo	Land
Median	2.08	1.76	1.66
75%-Wert	2.19	2.10	2.16
25%-Wert	1.62	1.54	1.24
max-Wert	2.62	3.41	2.25
min-Wert	1.26	1.06	0.90

Fig. 30: Wertetabelle THD_u

8.2 Netzcharakteristik im Verlauf der Verzerrung

Im THD_u stecken verschiedene Informationen, welche genutzt werden können, um Aussagen über die Einflüsse am Messpunkt zu machen. Hauptsächlich stecken die Informationen im Wochen- und Tagesverlauf des THD_u und in der Information, durch welche harmonischen Schwingungen der THD_u dominiert wird. Zudem ist in den Zwischenharmonischen zu erkennen, welche Frequenz und welchen Verlauf das Rundsteuersignal ungefähr beinhaltet.

8.2.1 Stadt – Agglomeration – Land: Unterschiede der Spannungsharmonischen

In Fig. 31 ist die statistische Auswertung der 95 %-Werte der ungeraden Spannungsharmonischen, analog der Auswertung unter Kapitel 8.1, zu sehen. Es ist ersichtlich, dass in allen Gebieten hauptsächlich die 5. und 7. Spannungsharmonische die höchsten Amplituden aufweisen und so die Gesamtverzerrung dominieren. Der Median der $3 \cdot n$. Harmonischen ist in der Agglomeration höher als in der Stadt und auf dem Land. Die $3 \cdot n + 1$. harmonischen Schwingungen, also die 7., 13., usw. zeigen in der Stadt die höchsten Amplituden und auf dem Land die tiefsten-.

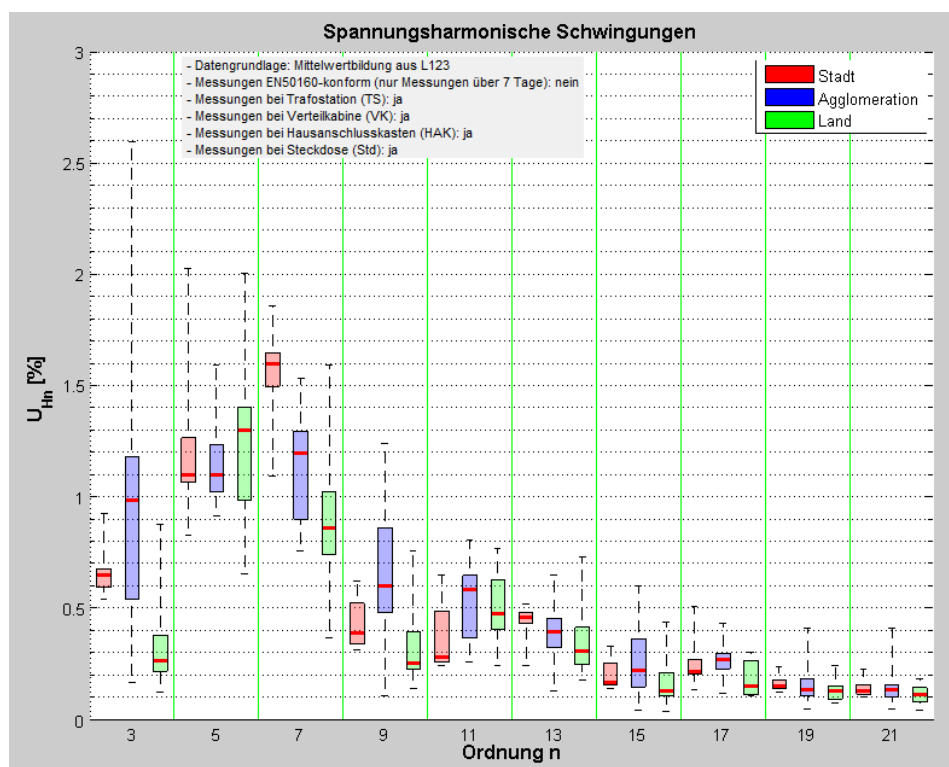


Fig. 31: Grafik der statistischen Auswertung der ungeraden Spannungsharmonischen bis zur 21. (95 % Werte)

8.2.2 Rundsteuersignal

Ist im Frequenzspektrum der Zwischenharmonischen zu erkennen, dass ein Wert einen hohen Unterschied zwischen dem 95 % Wert (rot, Fig. 32) und Maximalwert (blau) aufweist, kann davon ausgegangen werden, dass im Bereich dieser Interharmonischen das Rundsteuersignal liegt. Wird dieses Signal nun im Zeitbereich mit dem Lastprofil des angeschlossenen Haushaltes verglichen, können die Schaltzeitpunkte abgelesen werden (Fig. 33). Es ist zum Beispiel ersichtlich, dass der Warmwassererzeuger in diesem Netz immer um 0:45 zugeschaltet wird. Weitere Schaltungen sind sichtbar.

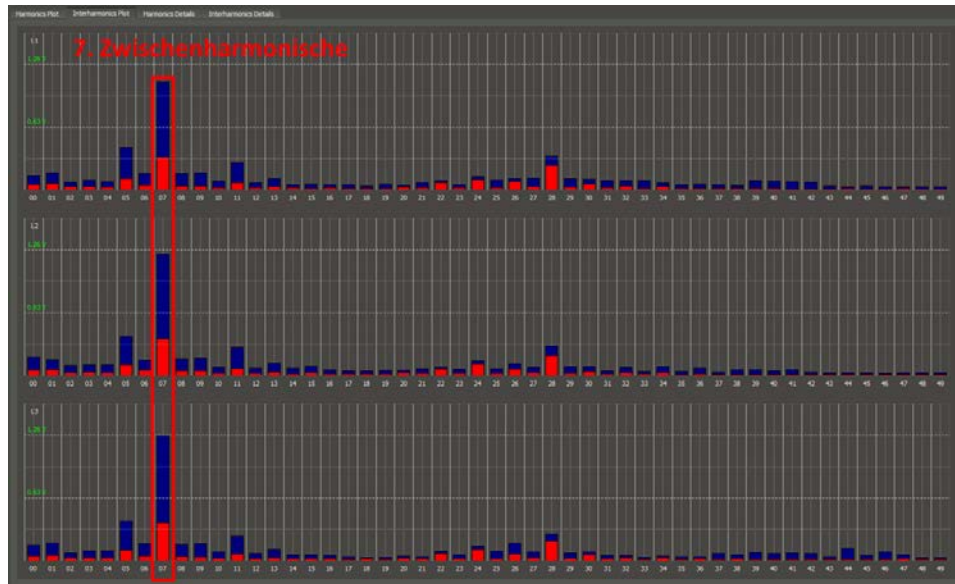


Fig. 32: Frequenzspektrum der zwischenharmonischen Schwingungen bei einer Normmessung durch Studenten des ESL, sichtbare Erhöhung der 7. interharmonischen Schwingung

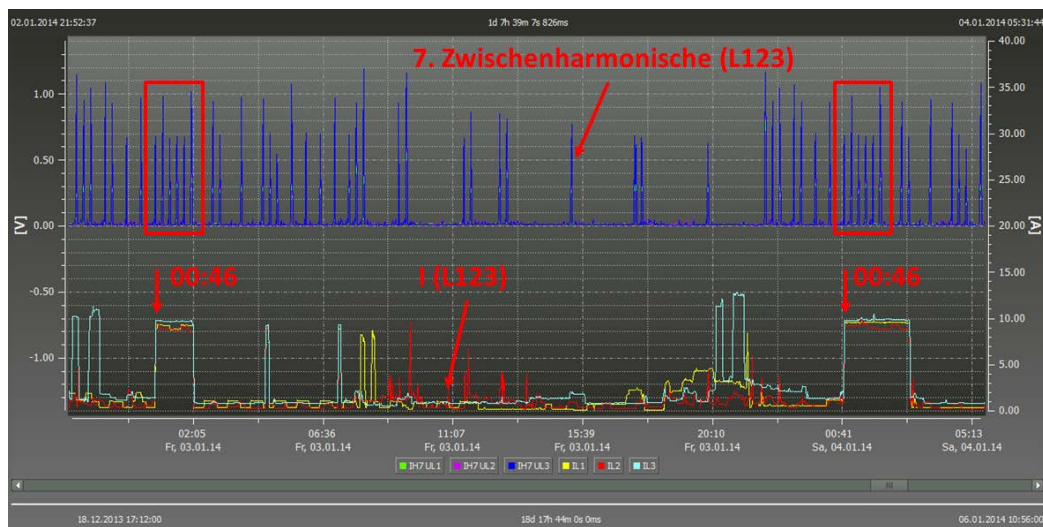


Fig. 33: Zeitlicher Verlauf der 7. Zwischenharmonischen im Vergleich mit dem Lastprofil eines Einfamilienhauses

8.2.3 Verzerrung der Spannung an Anschlusspunkten im Wohngebiet

Im Wohngebiet ist die Verzerrung der Spannung im Vergleich zu Industrie und Detailhandel eher geringer. Die nicht linearen Betriebsmittel sind eher kleiner, die Dichte der Geräte ist weniger stark und die Betriebszeiten sind nicht durch Betriebs-/Öffnungszeiten vorgegeben. Dennoch können im Wochen- und Tagesverlauf klare Strukturen erkannt werden. Grundsätzlich können im Tagesverlauf folgende Gewohnheiten herausgelesen werden:

- Morgens (rot) ab ca. 6:00: Anstieg des THD_u durch Einschaltung diverser Geräte (Kaffeemaschine, Radio, PC).
- Rückgang gegen Mittag: Einschaltung linearer Geräte wie Kochherd und Ausschaltung der nicht linearen Elemente.
- Erneuter Anstieg gegen Feierabend (orange) bis in die Nacht: Hauptsächlich Unterhaltungsmedien und Beleuchtung.

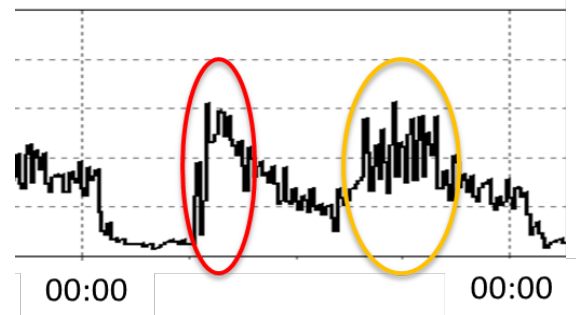


Fig. 34: Tagesverlauf des THD_u im Wohngebiet

Wird der Wochenverlauf betrachtet, sind erhebliche Unterschiede am Wochenende auszumachen. Die Gewohnheiten der Bevölkerung zeigen, dass die Zuschaltung der nicht linearen Geräte über den Vormittag verteilt stattfindet und nicht durch eine Mittagspause unterbrochen wird.

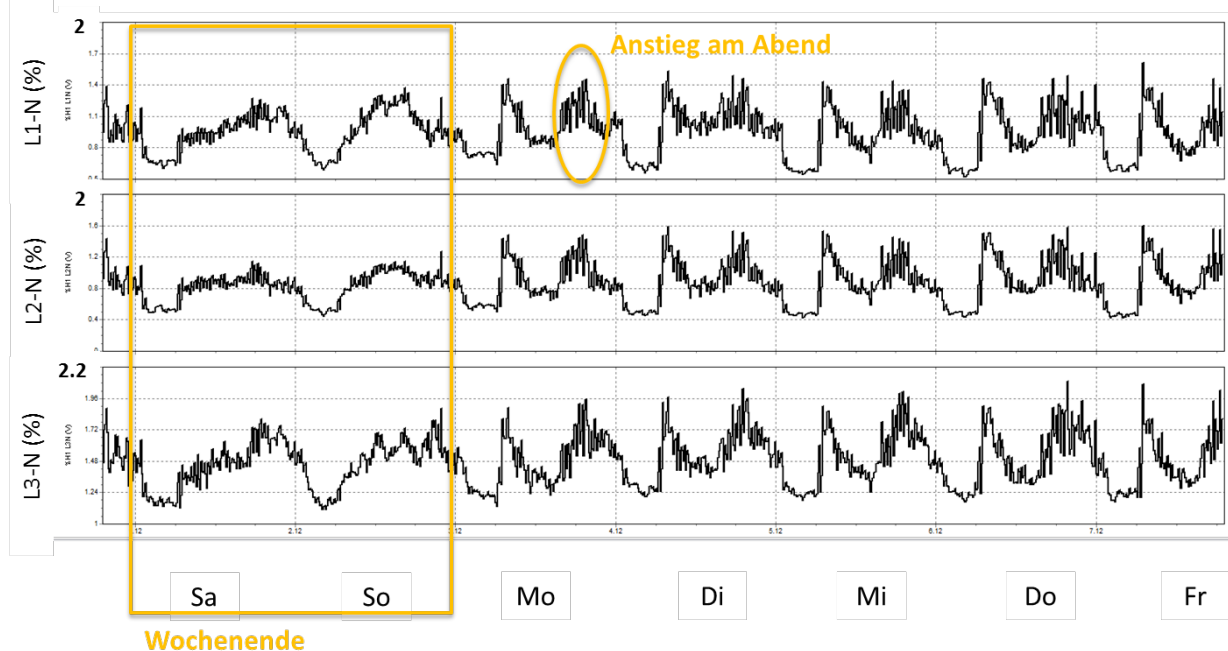


Fig. 35: Verlauf des THD_u auf allen drei Phasen am Anschlusspunkt eines Wohnhauses in einem Dorf ohne Industrie

Zusätzlich lassen sich regionale Unterschiede aufzeigen, welche sich durch die lokalen Gewohnheiten erklären lassen. Es kann zum Beispiel sein, dass die Spitze am Morgen nicht gleich ausgeprägt ist. Zudem sind die Einflüsse aus benachbarter Industrie etc. mit zu beachten. Veränderungen durch spezielle Events wie die Fussball-WM sind zu erwarten. Der THD_u wird in Wohnumgebungen vor allem abends durch die 7. harmonische Schwingung dominiert.

8.2.4 Verzerrung der Spannung an Anschlusspunkten mit Detailhandel

Speziell am Detailhandel sind die markanten Flanken der Betriebszeiten. Da in einem Einkaufszentrum alle Läden gleichzeitig öffnen und schliessen, werden auch die Betriebsmittel, hauptsächlich Beleuchtung (nicht lineare Verbraucher), gleichzeitig ein- und ausgeschaltet. Das wiederum hat zur Folge, dass der THD_u auch ganz klare Flanken aufweist und es so möglich ist, die Öffnungszeiten zu erkennen. In Fig. 36 ist der Wochenverlauf des THD_u eines Anschlusspunktes in einem Einkaufszentrum zu sehen. In der dargestellten Woche hat ein Sonntagsverkauf stattgefunden.

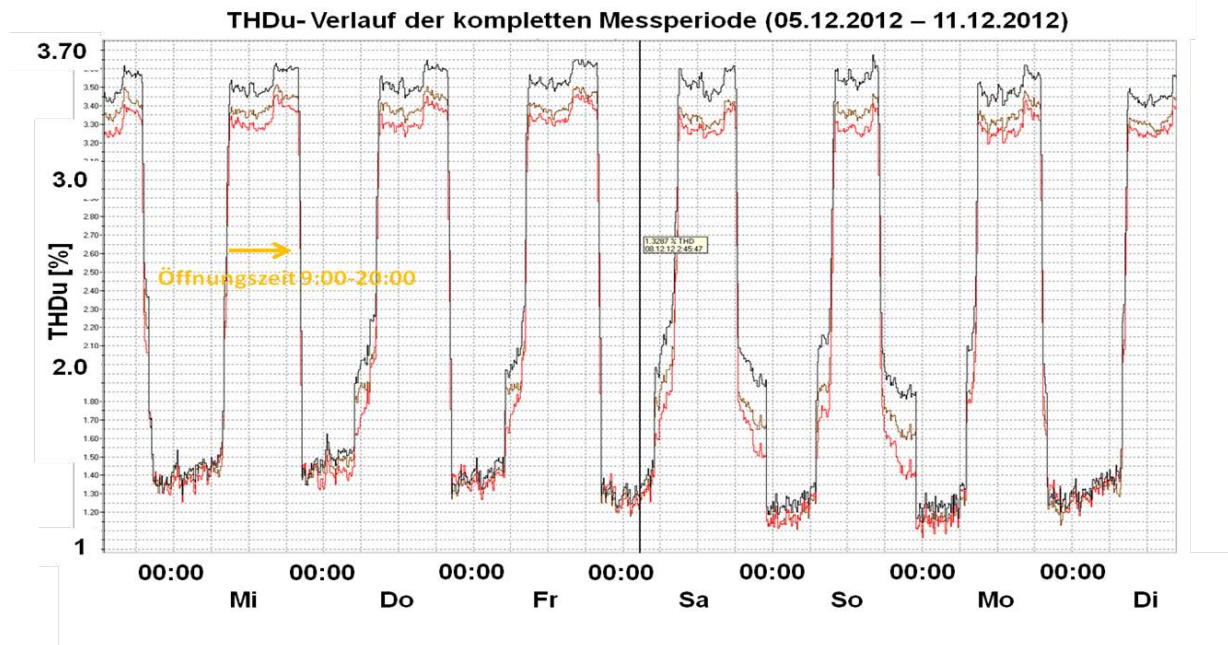


Fig. 36: Verlauf des THD_u eines Einkaufszentrums in den Wochen vor Weihnachten mit Sonntagsverkauf

Dominiert ist der THD_u durch die 3. harmonische Schwingung. Dies bedeutet, dass hauptsächlich einphasige Verbraucher (meist Beleuchtung, PCs, Betriebsmittel des Elektronikfachhandels) für die Verzerrung verantwortlich sind.

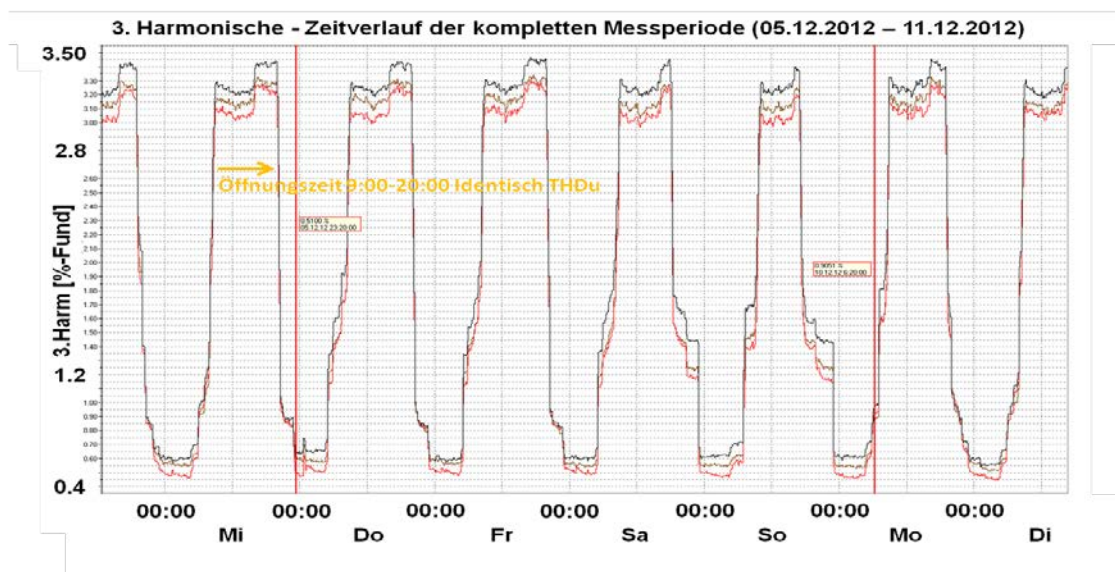


Fig. 37: Verlauf der 3. Harmonischen eines Einkaufszentrums in den Wochen vor Weihnachten mit Sonntagsverkauf

8.2.5 Verzerrung der Spannung an Anschlusspunkten mit Industrie

Typisch für Messpunkte mit erhöhtem Vorkommen von Industrie ist eine markante Differenz zwischen dem THD_U -Tagesverlauf am Wochenende und an Wochentagen. Der THD_U folgt dem Verlauf des Stromes, respektive dem Produktionsverlauf der angeschlossenen Industrie. In Fig. 38 ist der Verlauf des THD_U dem Stromverlauf einer Firma mit Zweischichtbetrieb gegenübergestellt.

Aus dem Stromprofil erkennt man folgende Schichten:

Erste Schicht: ca. 05:00 – 13:30 (Mittagspause ca. um 12:00)

Zweite Schicht: ca. 13:30 – 22:00 (um 22:30 vermutlich Ausschaltung der Produktion)

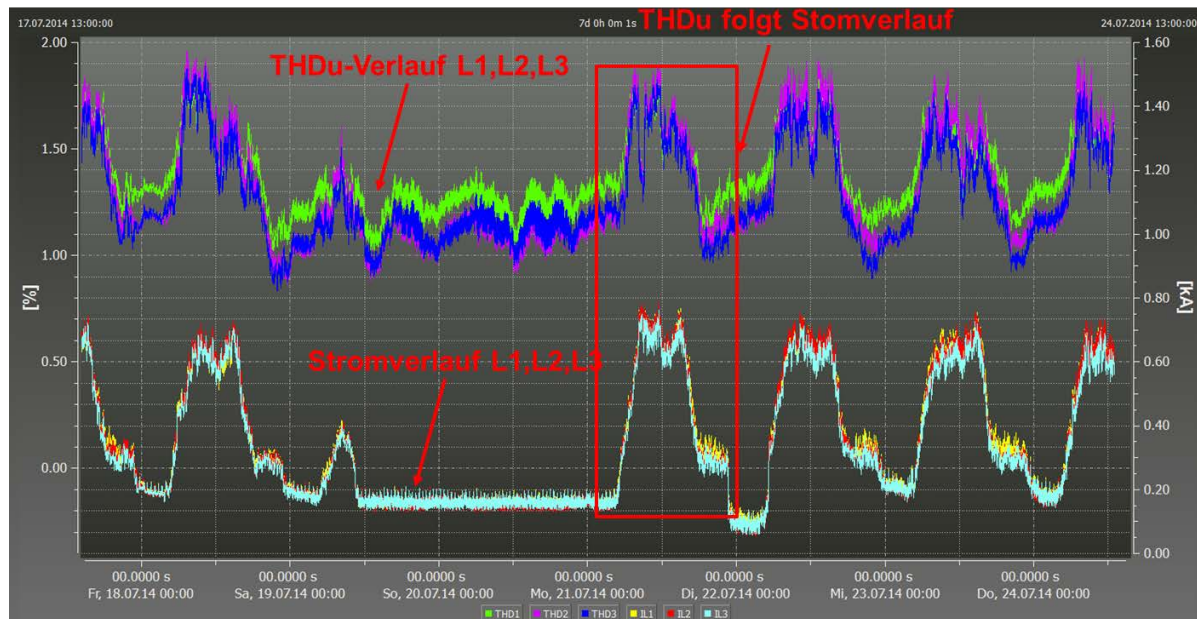


Fig. 38: Verlauf des THD_U und des Stromes am Anschlusspunkt einer Fabrik im Industriegebiet. Die Firma verfolgt einen Mehrschichtbetrieb. Die grössten Verbraucher sind dreiphasig.

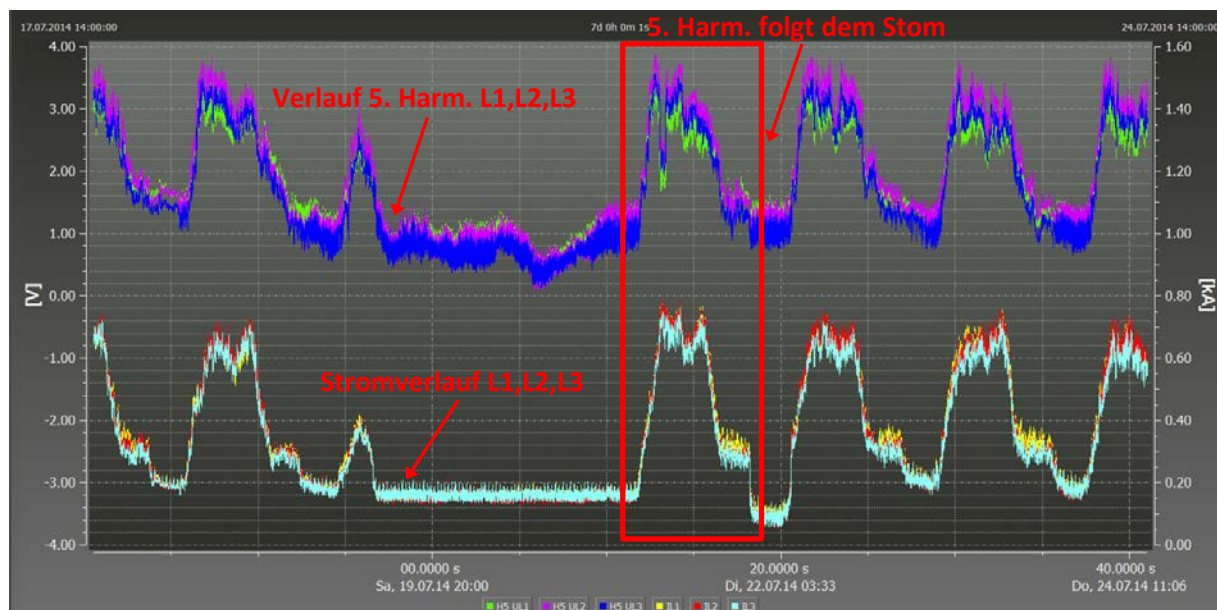


Fig. 39: Verlauf der 5. harmonischen Schwingung und des Stromes am Anschlusspunkt einer Fabrik im Industriegebiet, die Firma verfolgt einen Mehrschichtbetrieb

Es zeigt sich, dass mit dem morgendlichen Start des Betriebes auch der THD_u steigt. Wird der Betrieb gegen Abend reduziert, wird auch der THD_u kleiner. Die grössten Verbraucher sind dreiphasig und werden hauptsächlich im Zeitbereich von 04:00 bis 18:00 betrieben.

Ein identisches Verhalten ist im Verlauf der 5. Harmonischen Schwingung zu erkennen (Fig. 39). Diese wird hauptsächlich durch dreiphasige Umrichter beeinflusst (Fig. 40 und Fig. 41). Dies lässt erkennen, dass in Industriegebieten der THD_u meist von der 5. Harmonischen dominiert wird, was auf den Einsatz von mehrheitlich dreiphasigen Geräten mit nicht linearer Charakteristik zurückzuführen ist. Im Gegensatz zu Wohngebieten ist ein höherer THD_u zu erwarten. Dieser ist bei Tag und Nacht und an Wochenenden und Arbeitstagen sehr unterschiedlich.

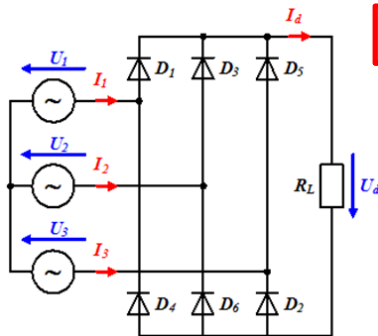


Fig. 40: B6 Gleichrichter

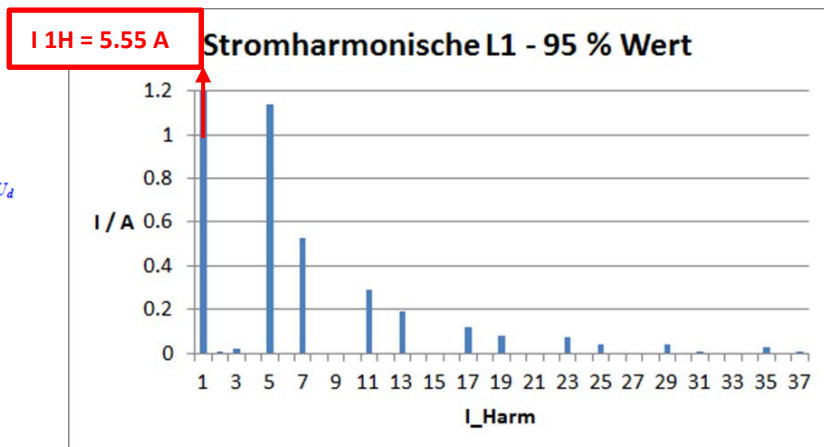


Fig. 41: Stromharmonisches Spektrum einer Phase des B6-Bahngleichrichters

9 Modellierung von harmonischen Schwingungen

In diesem Kapitel werden die Möglichkeiten der Modellierung mit kommerziellen Netzanalysetools diskutiert. Viele Aussagen beziehen sich auf die Software PowerFactory der Firma DigSILENT, sind aber auch auf andere Tools übertragbar.

9.1 Statische Modellierung von harmonischen Schwingungen

In den vorhergehenden Kapiteln wurden die Hauptfaktoren identifiziert, welche eine Spannungs- und Stromverzerrung im Bereich von 50 bis 2500 Hz bewirken. In diesem Kapitel wird erläutert, wie nun Schwingungen in Elektrizitätsversorgungsnetzen simuliert werden können und was beim Aufbau der Modellierungsumgebung beachtet werden muss, um möglichst aussagekräftige Simulationsergebnisse zu erhalten. Sämtliche Erläuterungen zu den Funktionalitäten in der Simulationssoftware beziehen sich auf das Softwaretool PowerFactory von der Firma DigSILENT.

9.1.1 Arten der Datenhinterlegung

Werden strom- und spannungsharmonische Schwingungen für statische Berechnungen im Modell hinterlegt, muss darauf geachtet werden, in welcher Grunddatenstruktur die entsprechenden Amplituden definiert sind.

- Mit-Gegen-Nullsystem oder phasenorientiert
- Prozentual oder in per unit
- Auf Nennwert oder Grundschiwingung normiert

Da die Grunddaten der Messungen meistens phasenorientiert und absolut oder in Prozentwerten vorhanden sind, müssen diese umgerechnet werden. Wird die Unsymmetrie nicht mitbeachtet, sind die Amplituden der einzelnen harmonischen Schwingungen im Mit-Gegen-Nullsystem klar zugeordnet (siehe Fig. 42). Ansonsten sind die entsprechenden Anteile zu berechnen.

System	Harmonische Schwingung	Bemerkung
Mitsystem	$3 \cdot n + 1$ (1, 4, 7, 10, ...)	Wobei : $n \in \mathbb{G}$
Gegensystem	$3 \cdot n - 1$ (2, 5, 8, 11, ...)	
Nullsystem	$3 \cdot n$ (3, 6, 9, 12, ...)	

Fig. 42: Zuordnung der harmonischen Schwingungen mit idealer Form, ohne Winkelverschiebung, im Mit-Gegen-Nullsystem

Im Allgemeinen wird jedem Element seine ganz eigene frequenzabhängige Charakteristik in Matrixform hinterlegt. Auch den Elementen zur Übertragung kann die Impedanz-Charakteristik individuell hinterlegt werden. Allerdings besteht die Schwierigkeit generell darin, dass diese Messdaten, insbesondere frequenzabhängige Netzimpedanzen, nicht vorhanden und nicht einfach zu bestimmen sind. Grundsätzlich wird empfohlen, die Modellierung mit folgenden Daten anzugehen:

- **Spannung bei Quellen:** Amplituden in p.u. und Winkel absolut im Mit-Gegen-Nullsystem. Dies von jeder harmonischen Schwingung bis zur 50.
- **Strom bei Quellen und Lasten:** Amplituden in Prozent zur Grundschiwingung und Winkel absolut phasenorientiert. Dies von jeder harmonischen Schwingung bis zur 50. (Grundschiwingungsstrom mit dem Power Factor vorgeben).
- **Impedanz bei Übertragungselementen:** Grundschiwingungsdaten nach Herstellerangaben und die Frequenzabhängigkeit aus Messdaten absolut im Mit-Gegen-Nullsystem.

Einspeisungen in das Netz werden im Allgemeinen mit Spannungsquellen modelliert. Allerdings weisen gerade dezentrale Einspeisungen in Bezug auf die Harmonischen ein Stromquellenverhalten auf. Inwieweit dies bei Simulationen mit Verteilnetzen berücksichtigt werden kann, bzw. soll, ist Gegenstand der aktuellen Forschung.

9.1.2 Arten der Simulation

Statische Simulationen mit harmonischen Schwingungen werden mit der harmonischen Lastfluss-Berechnung und mit der Impedanz-Frequenzgang-Berechnung durchgeführt. Die Frequenzgang-Berechnung ermöglicht eine Analyse der frequenzabhängigen Netzimpedanz des Gesamtsystems an gewünschten Knoten. So können Resonanzstellen erkannt werden. Der harmonische Lastfluss berechnet zu jedem gewünschten Frequenzschritt einen Lastfluss zum gewünschten Zeitpunkt. Die Simulationen können symmetrisch oder unsymmetrisch durchgeführt werden. Eine symmetrische Simulation ist eine reine Mitsystem-Simulation und deshalb werden alle Schwingungen im Gegen- und Nullsystem sowie die geraden harmonischen Schwingungen nicht mitgerechnet. Um quantitative Aussagen machen zu können, ist somit eine unsymmetrische Modellierung und Simulation nötig.

9.1.3 Wahl der Elemente zu Modellierung

In modernen Netzberechnungstools bestehen verschiedene vordefinierte Elemente, die zum Aufbau eines Modells verwendet werden können (Synchronmaschinen, Allgemeine Lasten, Spannungs- und Stromquellen etc.). Jedes der Elemente hat andere Eigenschaften und wird anders in eine Berechnung miteinbezogen. Es ist je nach Berechnung darauf achtzugeben, das richtige Element zu verwenden.

9.2 Statische Simulation – Messung und Modellierung in der Praxis

9.2.1 Grundlage

In einem früheren Projekt (Projekt VEIN) wurden flächendeckende Messungen der Spannungsqualität durchgeführt. Hauptidee dieser Messungen ist es, die Ausbreitung der harmonischen Schwingungen zu untersuchen. In [10] sind die nötigen Grundlagen zur Modellierung dieser Schwingungen erarbeitet worden. Nun können Theorie und Praxis an einem realen Netz überprüft werden. **Die enorme Datenmenge bedingt eine gute Datenaufbereitung und die Art der Datenverknüpfung erfordert einen grösseren Programmieraufwand.**

9.2.2 Stromharmonische Schwingungen

Es hat sich gezeigt, dass die Aufbereitung der stromharmonischen Schwingungen und die Summenbildung gut funktionieren. Erstaunlich ist, dass die Winkel sehr gut gemessen werden. In einer Momentanmessung wurde festgestellt, dass diese sehr schnell die Richtung ändern können. Dies scheint keine Messprobleme zu bereiten. Die Abweichungen, die von Simulation zu Messwert in der Summierung entstehen (Fig. 43 und Fig. 44) sind kleiner als erwartet. Sie werden auf eine Abweichung des Grundschwingungsstroms gegenüber dem Messwert zurückgeführt. Es wurden Verbesserungen in der Simulation vorgenommen. Diese sind noch nicht veröffentlicht.

Die Wichtigkeit der Winkel wird erst bewusst, wenn der harmonische Lastfluss mit (Fig. 43) und ohne (Fig. 45) Winkel durchgeführt wird. Starke Abweichungen entstehen vor allem beim Betrieb von einspeisenden Anlagen (mittags, PVA).

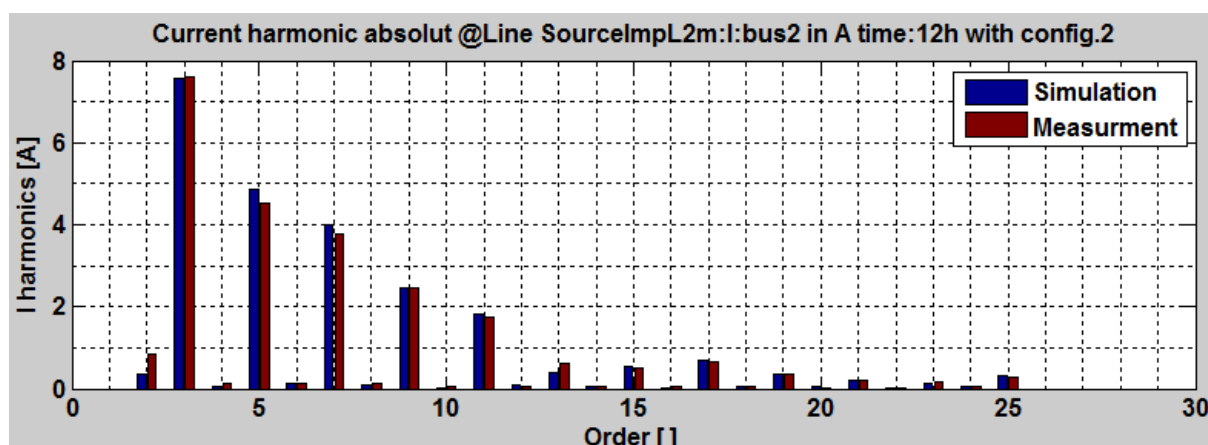


Fig. 43: Summe der stromharmonischen Schwingungen. Vergleich zwischen Messung und Simulation der Phase L2 um 12 Uhr

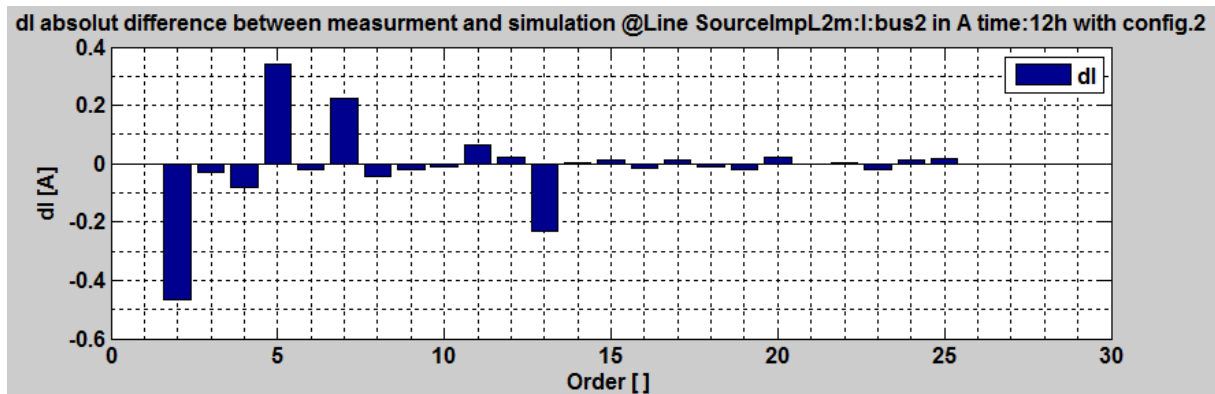


Fig. 44: Differenz in Ampere zwischen Simulation und Messung der Phase L2 um 12 Uhr

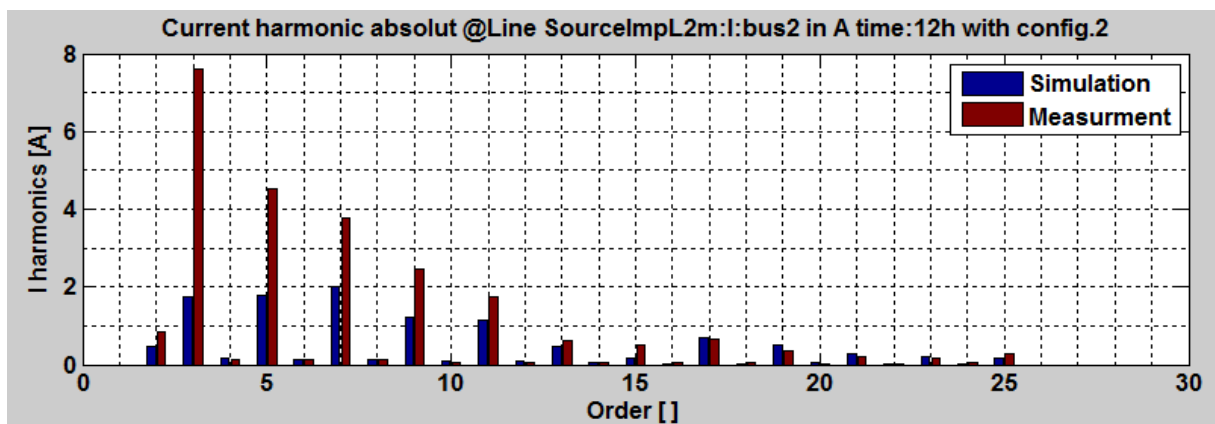


Fig. 45: Summe der stromharmonischen Schwingungen. Vergleich zwischen Messung und Simulation der Phase L2 um 12 Uhr ohne Winkel

9.3 Dynamische Simulation – Modellierung von Schwingungen

9.3.1 Grundstrategie

Werden harmonische Schwingungen im Zeitbereich modelliert, ist basierend auf die vorhandenen Daten und gewünschten Resultate eine bestimmte Strategie zu wählen (Fig. 46). Schon beim Netzaufbau ist daran zu denken. Es können grundsätzlich zwei Strategien verfolgt werden: Das Netz wird auf der Basis von Wechselspannungselementen (dreiphasige Quellen, normale Leitungen, AC-Knoten etc.) aufgebaut oder komplett auf DC-Basis.

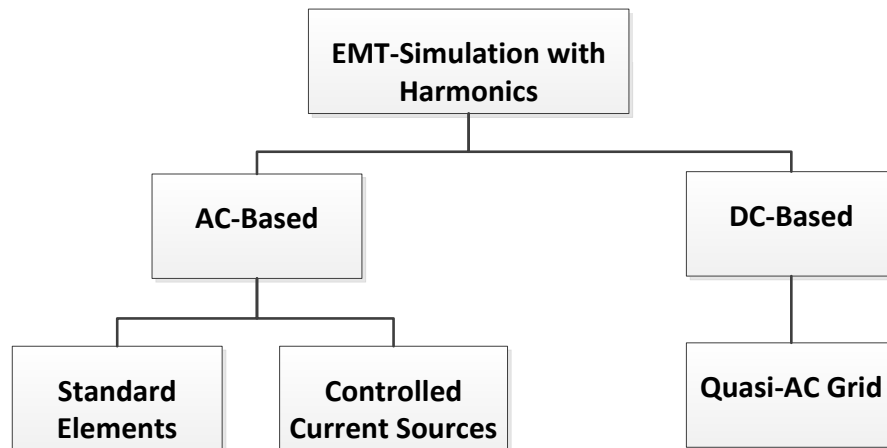


Fig. 46: Strategiewahl für EMT-Simulationen mit harmonischen Schwingungen

9.3.2 Strategie DC-Basis

Das Verhalten eines Summenpunktes (ganze Gebiete) im Niederspannungsnetz kann mit einem Brückengleichrichter abgebildet werden [11] [12] [13]. Falls die Netzanalysesoftware kein solches Element zur Verfügung stellt, welches auf AC-Basis modelliert ist, muss dieses aus einzelnen DC-Elementen wie Dioden, Widerständen etc., aufgebaut werden. Allerdings können normalerweise DC-Elemente nicht in AC-Simulationen verwendet werden oder sie arbeiten fehlerhaft. Dieses Problem lässt sich im Allgemeinen lösen, indem man ein Quasi-AC-Netz nachbaut, in welchem die DC-Quelle (im Falle von DigSILENT Power Factory) mittels eines Composite Models (CM), variabel gesteuert wird und somit jeder zeitliche Verlauf abgebildet werden kann.

Die DC-Modellierung bietet viel Flexibilität, fordert aber mehr Modellierungsaufwand (Bsp.: Die Kopplung der Leiter muss separat modelliert werden). Der Fokus auf die Versorgungsnetzmodellierung geht etwas verloren und andere Modellierungsprogramme, wie Matlab-Simulink, sind dazu besser geeignet als Netzanalysesoftware.

9.3.3 Strategie AC-Basis

Näher an der Modellierung der Niederspannungsnetze ist die AC-Simulation. Hier können in gängigen Netzanalysetools allgemeine Netzelemente (wie Kabel und Transformatoren) zur Übertragung miteingebaut werden. Leider besteht hierbei nicht die Möglichkeit, wie bei harmonischen Lastflüssen, einer Last ein stromharmonisches Profil zu hinterlegen und die Simulation basierend auf dem Spektrum im Zeitbereich durchzuführen. Der Spannungsquelle kann das spannungsharmonische Spektrum wiederum mit einer Fourier Source über ein Composite Model vorgegeben werden. Die Behandlung der Lasten kann auf zwei unterschiedliche Arten gelöst werden:

Standard-Elemente: DigSILENT hat eine kleine Auswahl nicht linearer Elemente, denen bereits eine spezifische Stromform im Zeitbereich vorgegeben wird. Beispielsweise dem B6-Konverter [14]. Mit diesen lassen sich Standardverzerrungen weiter bearbeiten.

Gesteuerte Stromquelle: Werden die Lasten durch Stromquellen ersetzt, kann auch auf die „Last“ eine Fourier Source angewendet werden. Da nicht alle Variablen eines Elements für die EMT-Simulation steuerbar sind, kann die Fourier Source nur auf Quellen sinnvoll angewendet werden.

Die Arbeit mit gesteuerten Stromquellen hat viel Potenzial. Diese könnten in ganze Netze eingebaut werden, ohne die Grundmodelle ganz zu überarbeiten.

10 Charakteristik und Definition der subharmonischen Schwingungen

10.1 Definition

Subharmonische Schwingungen sind Schwingungen mit einer niedrigeren Frequenz als die Grundschiwingung (hier: 50 Hz).

Ursache dieser Schwingungen sind Leistungsmodulationen, systembedingte natürliche Schwingungen aus den Eigenschaften der Betriebsmittel und Schwingungen aufgrund der Spannungsregelung.

10.1.1 Einschränkung

Es wird von einem symmetrischen Vorkommen der subharmonischen Schwingungen ausgegangen. Im Zentrum der Untersuchungen stehen die subharmonischen Schwingungen im Mittel- und Niederspannungsnetz der drei Hauptgruppen **Leistungsmodulationen, Spannungsregelung und systembedingte Faktoren** (Fig. 47).

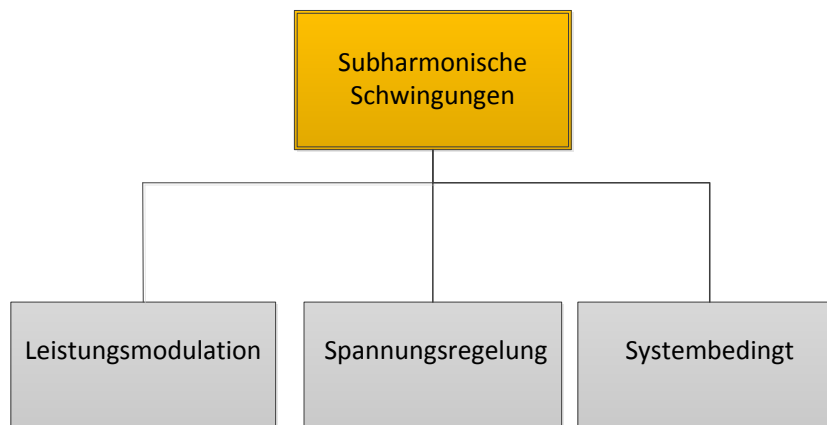


Fig. 47: Aufteilung der subharmonischen Schwingungen in die drei für die weitere Modellierung wichtigen Hauptgruppen

- **Leistungsmodulation:** Schwingungen, die über der Netzimpedanz durch Veränderung der Ressourcen bei Erzeugern oder durch Leistungsausgleiche entstehen.
- **Spannungsregelung:** Schwingungen aufgrund der Eigenschaften der Regler eines Erzeugers, zukünftig auch Speicher oder Last.
- **Systembedingt:** Natürliche Schwingungen aus den Eigenschaften der Betriebsmittel und aufgrund der Anordnung des Gesamtsystems oder einzelner Untersysteme.

10.2 Messmodelle mit definierten Schwingungen

Um besser zu verstehen, wie subharmonische Schwingungen mit dem bestehenden Messequipment des Energy System Lab der BFH gemessen werden, sind Messungen am PQ-Simulator durchgeführt worden ([1], Kapitel F). Die Messungen werden mit Matlab vorab simuliert und so die Resultate bestätigt. Mit dem PQ-Simulator können Signale der Spannungsgrundschiwingung additiv überlagert werden, subharmonische Schwingungen durch Lastschaltungen erzeugt oder die Auswirkungen auf kleine rotierende Maschinen untersucht werden. **Wichtig ist die Erkenntnis, dass man in der Lage ist, das Phänomen der subharmonischen Schwingungen an einem realen Beispiel zu erzeugen, zu messen und auch zu visualisieren. Dies geschieht alles mit einfachen Mitteln.**

10.2.1 Allgemeiner Aufbau der Messungen

Die **DA-Box 2000** ist ein Gerät von A.eberle, das unter anderem dafür konzipiert ist, Frequenz- und Amplitudenschwingungen unter 90 Hz in der Spannung zu messen und nach Dauer, Amplitude und Frequenz einzuteilen.

Der **PQ-Simulator** ist in erster Linie ein Gerät zur Visualisierung der Spannungsqualitätsmerkmale. Er ist dafür gebaut, unter Abhängigkeit der Netzstärke (Netzimpedanz) Einflüsse von Alltagsgegenständen auf die

Spannungsqualität zu zeigen. Dabei wird eine steuerbare Spannungsquelle verwendet, die eine Verzerrung der Grundschiwingung mit Signalen zwischen 15 Hz und 1.2 kHz (additiv überlagert) bietet. Dies wird ausgenutzt, um subharmonische Schwingungen zu generieren und diese mit der DA-Box 2000 zu messen. Um die Messsignale zu kontrollieren, wird das **DEWE-571** von Dewetron eingesetzt. Das Messschema ist in Fig. 48 dargestellt. In einem der Versuche wird eine Last im Intervall von einer Sekunde ein und ausgeschaltet. (Schaltfrequenz = 0.5 Hz). Die daraus entstandene Veränderung der Spannung wird mit der DA-Box gemessen um im Spektrum untersucht (Fig. 49).

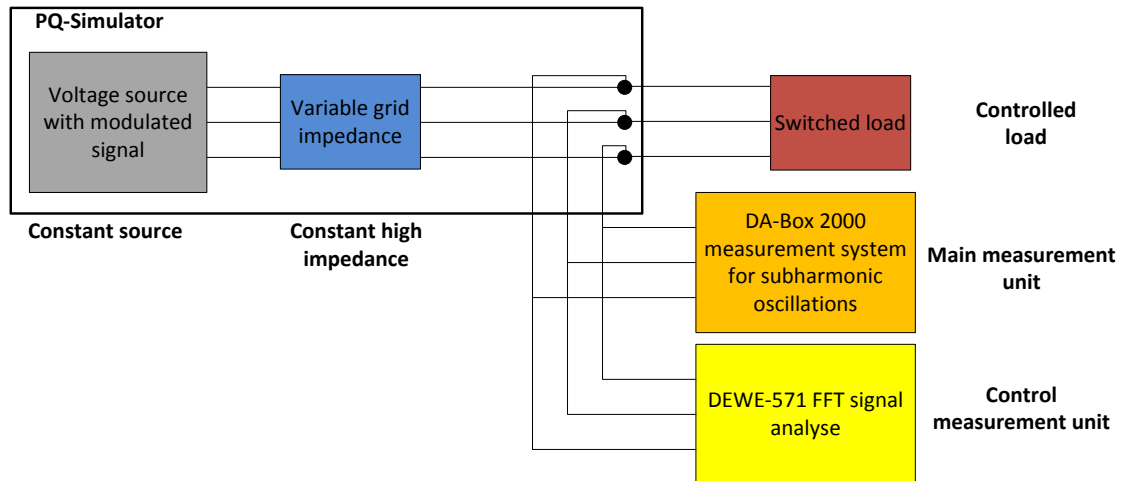


Fig. 48: Schema zur Messung der subharmonischen Schwingungen am PQ-Simulator mit Berücksichtigung der Netzimpedanz und Laständerung, DEWE-571 als Referenz

10.2.2 Resultat zur Überprüfung des Messverfahrens

Die Messungen haben gezeigt, dass die theoretisch berechneten Werte auch mit dem PQ-Simulator nachgestellt sowie mit der DA-Box 2000 genauso gemessen werden können. **Wichtig ist die Erkenntnis, dass die subharmonischen Schwingungen nicht wie die Oberschwingungen am eigentlichen Spannungssignal erkannt werden, sondern anhand der Hüllkurve des Spannungssignals.** Dies ermöglicht, dass **durch Lastschaltungen erzwungene Schwebungen in der Spannung oder Regelvorgänge von Spannungsreglern auch wirklich gemessen werden können.** In der Differenz der Phase-Phase-Spannung wären diese nicht zu erkennen. Durch die Verifikation mit der Matlab-Vorabsimulation kann die Korrektheit der Messung gezeigt werden. Der Unterschied zwischen Simulation und Messung beträgt rund 20 % bei beispielsweise einer subharmonischen Schwingung von 0.00517 p.u. (Fig. 49 und Fig. 50). Dies ist als eine sehr kleine Differenz zu betrachten, denn durch Mess- und Bewertungsabweichungen (z.B. Grundschiwingungsspannungsabfall an Leitungen, unterschiedliche Algorithmen und Abtastverfahren) sind Unterschiede zu erwarten. Ein wichtiger Punkt ist schlussendlich, dass die Muster der Schwingungen identisch sind, was hier der Fall ist.

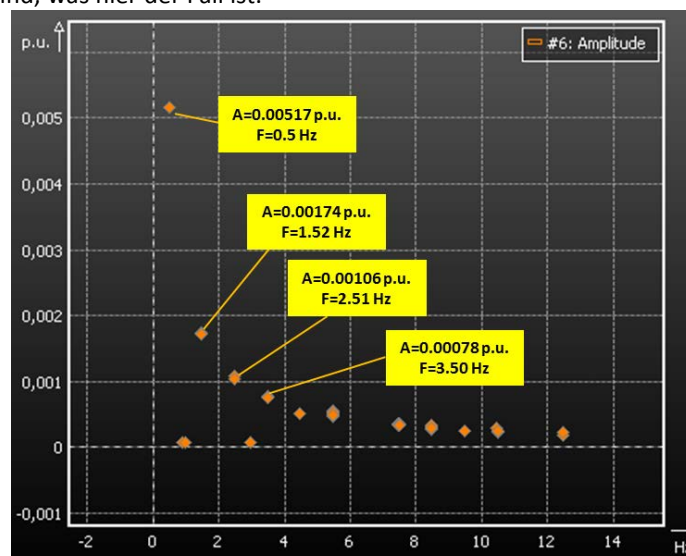


Fig. 49: Amplitudengang der Hüllkurve gemessen mit DA-Box 2000 bei einphasiger Lastschaltung $f = 0.5$ Hz

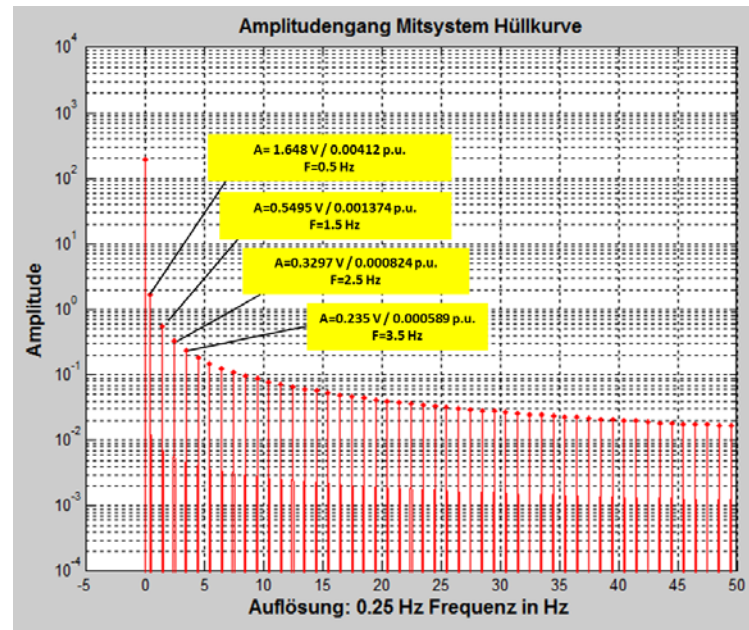


Fig. 50: Amplitudengang der Hüllkurve mit simulierter Lastschaltung $f = 0.5$ Hz in Matlab

10.2.3 Resultate zur Untersuchung von Einflüssen der subharmonischen Schwingungen

Um die Auswirkungen subharmonischer Schwingungen auf elektrische Maschinen zu untersuchen, wird eine kleine dreiphasige Asynchronmaschine direkt an die Quelle angeschlossen und konstant versorgt (Fig. 51). Der Quelle wird ein Sinussignal mit 50 Hz und einer Amplitude von 1 p.u. vorgegeben. Es werden nacheinander Signale von 35 bis 16 Hz additiv überlagert (das heisst subharmonische Schwingungen von 15 bis 34 Hz) vorgegeben. Die Amplituden werden von 0.5 % bis 5 % erhöht. Dabei wird die Reaktion der Maschine beobachtet.

Die Asynchronmaschine zeigt durch den Einfluss von subharmonischen Schwingungen keine sichtbare oder hörbare Reaktion bei Schwingungen < 26 Hz und Amplituden bis 5 %. **Bei einer Schwingung von 34 Hz (16 Hz additiv überlagert) zeigt die Maschine bereits ab einer Amplitude von 1.7 % eine Reaktion in Form einer Vibration.** Diese Reaktion ist mit der Anregung des Rotors nahe der subsynchronen Resonanz zu erklären.

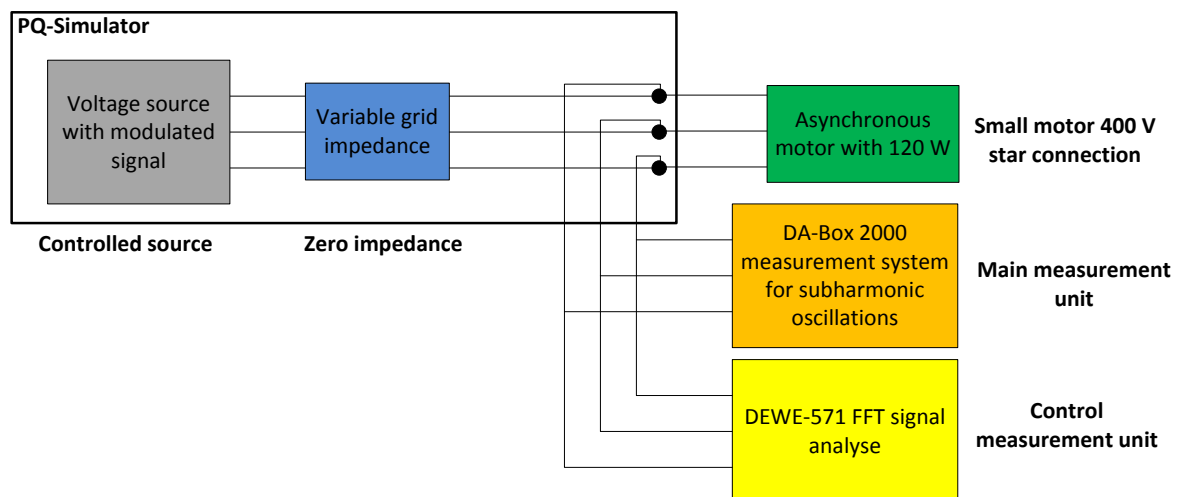


Fig. 51: Schematischer Aufbau des experimentellen Tests mit einer 120 W Asynchronmaschine

11 Vorkommen von subharmonischen Schwingungen in Verteilnetzen

11.1 Subharmonische Schwingungen allgemein

Subharmonische Schwingungen in Stromversorgungsnetzen sind kein unbekanntes Phänomen. Es handelt sich dabei um natürliche Frequenzen, die in allen schwingfähigen Systemen vorkommen. Im elektrischen Versorgungsnetz beschreiben sie die Amplitudenänderung der Spannung, beeinflusst durch beispielsweise Laständerung, Spannungsregler oder Torsionsschwingungen von grossen Maschinen. In der Vergangenheit haben sie vorwiegend im Übertragungsnetz zum Erreichen von Systemgrenzen und gar zur Verursachung von kostspieligen Schäden geführt. **Um zu verstehen, wie diese Schwingungen in zukünftigen Netzstrukturen Einfluss haben können, wird hier ein Überblick von Beispielen aus der Vergangenheit gegeben und gezeigt, wie subharmonische Schwingungen entstehen, gemessen und eingeordnet werden können.**

11.2 Allgemeine Entstehung von subharmonischen Schwingungen

Subharmonische Schwingungen **beschreiben einen Energieaustausch zwischen Sender und Empfänger**. Die Rollen von Empfänger und Sender sind nicht klar den Verbrauchern und Erzeugern zugeordnet. **Es sind alle Elemente eines Netzes, das heisst alle Erzeuger, Regler, Übertragungssysteme und Verbraucher, die in Kombination dafür sorgen, wie gross die Dämpfung und Frequenz der Oszillation sind.**

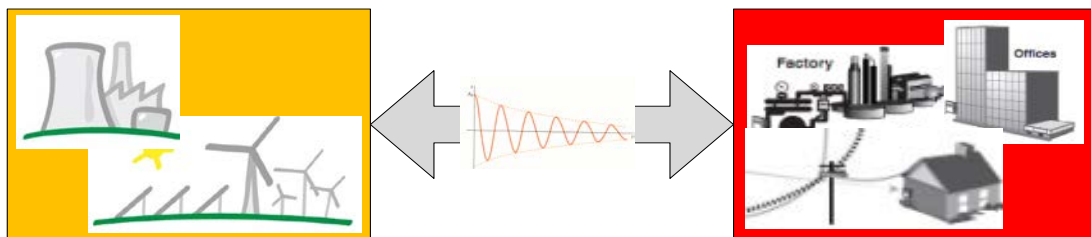


Fig. 52: Subharmonische Schwingungen bezeichnen eine Kommunikation zwischen Sender und Empfänger aufgrund eines Events

Angeregt werden die Oszillationen durch eine Schaltung, einen Unterbruch oder gar einen Kurzschluss im Netz. Entsteht ein solcher Event und ist **das Netz stabil, wird die Schwingung gerade wieder abklingen**. Ist nun die Netzkonstellation ungünstig und die angeregte Schwingung trifft auf eine Resonanz (netzbedingt oder systembedingt), so flacht diese nicht mehr ab. Eine konstante Oszillation oder sogar das Erreichen von Systemgrenzen ist die Folge.

Wird die Spannung auf subharmonische Schwingungen untersucht, ergibt dies über den gesamten Messbereich ein Bild wie in Fig. 53. Jede der schwarzen Markierungen steht für eine registrierte Schwingung. Das heisst, für eine Oszillation mit einer bestimmten Amplitude, Frequenz, Dämpfung und Dauer. **Jede dieser registrierten Schwingungen ist ausgelöst durch einen Event.** Meist sind diese gut gedämpft. In den Modellen wird jeweils nur ein Ereignis und dadurch nur ein Messpunkt untersucht.

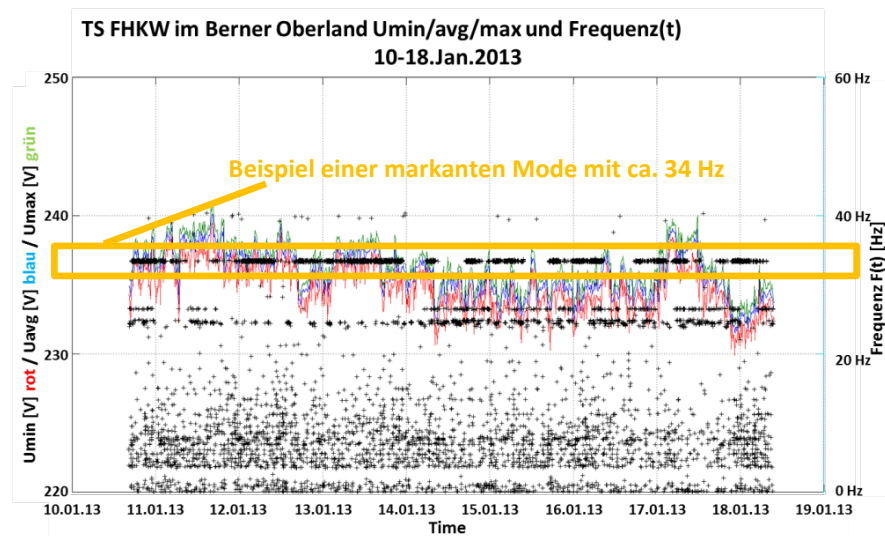


Fig. 53: Beispiel einer Messung von subharmonischen Schwingungen (schwarz) verglichen mit der Spannung am selben Anschlusspunkt

11.3 Einteilung der subharmonischen Schwingungen

Zur Untersuchung der Modellierung von subharmonischen Schwingungen werden die Oszillationen in drei Gruppen unterteilt: **Leistungsmodulationen**, **Spannungsregelung**, **systembedingte Faktoren** (Fig. 47). Die Einteilung der subharmonischen Schwingungen anhand ihrer Frequenz sieht wie in Fig. 54 dargestellt aus.

Frequenz	Typisches Beispiel	
Einige mHz	Tageslastflüsse ($T=n \cdot 1 \text{ Stunden}$) Leistungsänderungen durch Handel (Sekundärregelung $T=n \cdot 1 \text{ min}$) Frequenzregler / Turbinen-Regler Globale Ereignisse (Primärregelung $T=n \cdot 1-10 \text{ sec}$)	Globale Ereignisse
0.1 Hz - 1 Hz	Inter-Area-Oszillationen Gruppen von Synchronmaschinen im Zusammenspiel (Langzeitdynamik des Gesamtsystems $T > 1 \text{ sec}$)	
1 Hz - Einige Hz	Einzelne grosse Generatoren oder Maschinen «Lokale» Ereignisse Lastregelung einzelner grosser Verbraucher (Geregelte Leistung $T=n \cdot 1-0.1 \text{ sec}$)	Lokale Ereignisse
10 Hz - 50 Hz	Leistungselektronik im Regelverhalten (Spannungsregler $T=n \cdot 0.1-0.01 \text{ sec}$) Subsynchrone Resonanzen (SSR) (natürliche Systemschwingungen $T= n \cdot 0.1-0.01 \text{ sec}$)	

Fig. 54: Detaillierte Einteilung der Ursachen für subharmonische Schwingungen nach Frequenz und Periodendauer (T)

11.4 Aktueller Stand der Forschung

Die grössten Probleme mit subharmonischen Schwingungen sind in den Jahren zwischen 1970 und 1998 aufgetaucht. Diese hatten zur Folge, dass entweder grössere Gebiete vom Netz genommen wurden [15], [16], [17] oder Kraftwerke Schäden erlitten haben [18], [19], [20]. Um zukünftig solchen Ereignissen vorzubeugen, hat man Pendeldämpfungsgeräte (PSS) entwickelt, die direkt beim Erzeuger verhindern, dass ungewollte Schwingungen entstehen. Im Netz selber wird dieser Eingriff über Flexible AC Transmission Systems (FACTS) vorgenommen [21]. Mit der Zunahme von Erzeugern basierend auf erneuerbaren Energien und nicht linearer Elemente (HVDC-Übertragung, Wechselrichter, Windgeneratoren) sind auch Interaktionen zwischen grösseren Umrichtern und Kraftwerken aufgetaucht [22], [23], die jedoch mit denselben Mitteln (PSS, FACTS) behoben wurden.

Aktuelle Untersuchungen sind jedoch bei Windanlagen vorhanden. Die Problematik besteht hier nicht nur in der Form von Interaktionen mit anderen Elementen, sondern auch in der Form von Leistungsschwankungen, verursacht durch Turmschatteneffekte. Dadurch kann erhöhter Flicker entstehen [24].

Starke Verbundnetze mit moderner Überwachung und Steuerung wie das Westeuropäische Verbundnetz verhalten sich im Allgemeinen äusserst stabil. In einigen Nieder- und Mittelspannungsnetzen, insbesondere in Kombination mit dezentralen Einspeiseanlagen, sind in den letzten Jahren vereinzelte, ungenügend dokumentierte Vorfälle aufgetreten [25], [26]. In den meisten Fällen sind falsche Einstellungen, eine enge Kopplung der Regler oder schwache Netzanbindung als Problem identifiziert worden. Im Bereich der Photovoltaikanlagen haben die Stabilitätsuntersuchungen in den letzten 10 Jahren zugenommen [27] [28] [29] [30]. Der Fokus liegt hauptsächlich auf grossen Anlagen, die Regelaufgaben übernehmen sollen.

Wenn man die aktuelle Tendenz des Netzwandels (beispielsweise die Energiestrategie des Bundesrates bis 2050) extrapoliert, werden immer mehr kleine einspeisende Elemente in den untersten Netzebenen platziert und grosse Kraftwerke in den obersten Netzebenen entfernt. So muss die Spannungsregelung von den kleineren Anlagen in den unteren Netzebenen mitgetragen werden. Um aussagekräftige Vorgaben oder Richtlinien zu erstellen, sind weitere Untersuchungen nötig.

11.5 Sicherheitselemente zum Dämpfen von Schwingungen

11.5.1 PSS – Power System Stabilizer (Pendeldämpfungsgerät)

Ein PSS wird direkt bei der Synchronmaschine eines grossen Erzeugers eingesetzt. Es dient dazu, die Polradwinkelschwingung in der Maschine zu dämpfen. Dies geschieht über einen Eingriff in den Regelkreis der Erregung.

11.5.2 FACTS - Flexible AC Transmission Systems

FACTS sind Elemente, die eigenständig an ausgewählten Orten in ein Netzwerk eingebaut werden können [31]. Sie werden unter anderem auch für die Regulierung der Leistungsübertragung bei verschiedenen Übertragungswegen verwendet (UPFC, siehe Liste unten). Zur Dämpfung von Inter-Area-Oszillationen kann man sich die FACTS als ein Zuschalten eines Saugkreises vorstellen, mit dem Schwingung spezifisch gedämpft wird. Es bestehen verschiedene Arten von FACTS:

- Static Var Compensator (SVC)
- Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)
- Thyristor Controlled Phase Angle Regulator (TCPAR)
- Static Synchronous (Series) Compensator (STATCOM, SSSC)
- Unified Power Flow Controller (UPFC)

So wie sie Schwingungen einerseits dämpfen, haben sie andererseits auch die Eigenschaft zum Schwingkreis für andere Schwingungen zu werden. Bei der Planung und beim Einsatz von FACTS muss darauf geachtet werden, dass durch die Dämpfung einer Oszillation nicht eine andere angeregt wird.

Werden serielle Kompensatoren verwendet, ist eine Bypass-Schaltung für die Kompensatoren wichtig. Im Falle einer negativen Dämpfung kann durch die Überbrückung der Kompensation eine markante Änderung der Netzimpedanz und somit auch der Dämpfung erreicht werden.

12 Identifikation der subharmonischen Schwingungen anhand von WKW und PVA

Wasserkraftwerke und Photovoltaikanlagen stehen stellvertretend für die zwei Hauptgruppen von Erzeugern und Lasten im modernen Stromversorgungsnetz:

- **Statische Einspeisungen und Lasten verbunden über Umrichter:**
 - Batteriesysteme, Photovoltaikanlagen, grosse gesteuerte Lasten
- **Rotierende Erzeuger und Lasten:**
 - Wasser-, Dampfkraftwerke und motorenbetriebene Lasten

Zur Identifikation der schwingungsrelevanten Elemente eines Gerätes sind die Eigenschaften der **externen Ressourcen, der mechanisch-elektrischen Komponenten und der Regelsysteme** zu beachten. **Im Unterschied zu den rotierenden Elementen haben die statischen Elemente keine mechanisch-elektrischen Komponenten.** Bei rotierenden Elementen sind gerade diese dominant im Frequenzbereich <50 Hz. Bei statischen Generatoren sind eher die elektrischen Komponenten und ihre Einflüsse auf den Bereich der Oberschwingungen relevant.

12.1 Schwingungsrelevante Komponenten von Wasserkraftwerken

Das Dynamikmodell eines Wasserkraftwerks (WKW) beinhaltet die Komponenten nach Fig. 55. Hierbei ist zu beachten, dass das Wasser- und Hydrauliksystem etwas sehr Individuelles ist. Darin ist das Verhalten der Turbine, der Zuleitung des Wassers und des Speichers integriert. Diese Elemente sind vom Kraftwerkstyp (Speicher- oder Laufwasserkraftwerk) und von der Turbinenbauform (Pelton-, Kaplan-, Francis-Turbine) stark geprägt. Auch ihr Schwingungsverhalten ist durch die Bauform verschieden. Eine detaillierte Untersuchung ist in [1], in [21] und [32] zu finden.

Der Rotorstrang (Turbine-Generator-Erreger) wird im Modell als Feder-Masse-System beschrieben. Werden Dampfkraftwerke betrachtet, beinhaltet das System meist verschiedene Turbinen, die auf dem Rotor gekoppelt sind (Hoch-, Mittel- und Niederdruckturbinen). Jede hat eine eigene subsynchrone Resonanz.

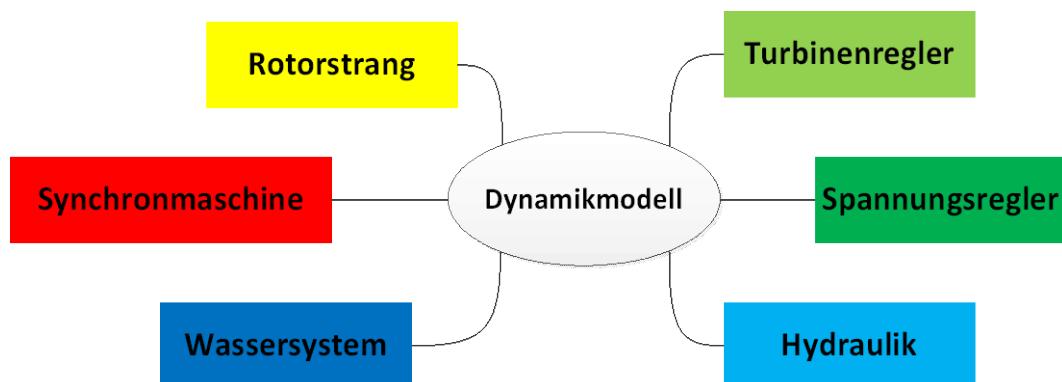


Fig. 55: Einteilung des Dynamikmodells in die sechs schwingungsrelevanten Elemente eines Wasserkraftwerks

Die Zuordnung der Komponenten in die drei Eigenschaften und drei Hauptgruppen von subharmonischen Schwingungen kann nach Fig. 56 erfolgen. Jede dieser Komponenten hat ein eigenes Schwingungsverhalten. Schwingungen, die im Zusammenhang zwischen hydraulischem und mechanischem System stehen, sind allgemein gut gedämpft. Das heisst, es sind auch in Zukunft keine Anregungen von elektrischer Seite zu erwarten. Leistungsschwankungen durch das Medium (Wasser) sind jedoch erkennbar.

Unter Netzregelung versteht man zwei weitgehend voneinander unabhängige Regelungen: Die Frequenz-Wirkleistungsregelung und die Spannungs-Blindleistungsregelung. Die Turbinenregler wirken direkt auf die Wirkleistungszufuhr zur Turbine (Leitapparat, Düsennadel, etc.). Durch die korrelierende Wirkleistungsabgabe des Turbinen-Generatorstranges beeinflussen sie direkt die Frequenz des Netzes, mit welchem sie „synchron“ verbunden sind. Damit in einem Verbund mit vielen Erzeugungsanlagen die Wirkleistungs-Frequenzregelung inhärent stabil ist, wird bei den Turbinenreglern ein frequenzproportionales Verhalten eingestellt. Die bleibende

Abweichung von der Nennfrequenz, die sich durch diese P-Regelung ergibt, wird durch einen übergeordneten Regelkreis, der sogenannten Sekundärregelung, selektiv auskorrigiert.

Die Spannung am Anschlusspunkt kann eine Anlage über Blindleistungseinspeisung bzw. -aufnahme beeinflussen. Somit wirkt ein Spannungsregler bei Synchronmaschinen direkt auf den Erregerstrom des Polrades. Bei übererregten Synchronmaschinen wird der Erregerstrom über den Wert erhöht, welchen die Maschine zum Aufbau des eigenen Magnetfeldes benötigt. Die überschüssige Blindleistung fließt in das Netz. Der zusätzliche Blindleistungsfluss hebt in Abhängigkeit von der Impedanz des Netzes am Netzanschlusspunkt die Spannung im Netz an. Befinden sich mehrere Maschinen elektrisch in der Nähe, muss die Blindleistungseinspeisung koordiniert werden, um diese Regelung stabil zu halten. Zu diesem Zweck wird bei diesen Reglern eine sogenannte Blindleistungsstatik (blindleistungsproportionale Spannungsregelung) eingestellt, die Spannung am Anschlusspunkt und Blindleistung linear korreliert. Die Spannung wird im Gegensatz zur Frequenz-Wirkleistungsregelung nicht durch eine übergeordnete Regelung auf einen Vorgabewert zurückgeführt. Bei der Festlegung der Sollwerte für die Spannungsregler muss diese proportionale Abhängigkeit berücksichtigt werden um das gewünschte Spannungsband zu halten.

In Niederspannungsnetzen ist aufgrund des ohmschen Verhaltens der Leitungen der Einfluss von Wirkleistungsflüssen auf die Spannungshaltung relativ hoch. Aus diesem Grund könnte bei kleinen Kraftwerken vor allem in Zusammenhang mit Energiespeichern zukünftig im Niederspannungsnetz auch die Wirkleistung zur Spannungsregelung genutzt werden.

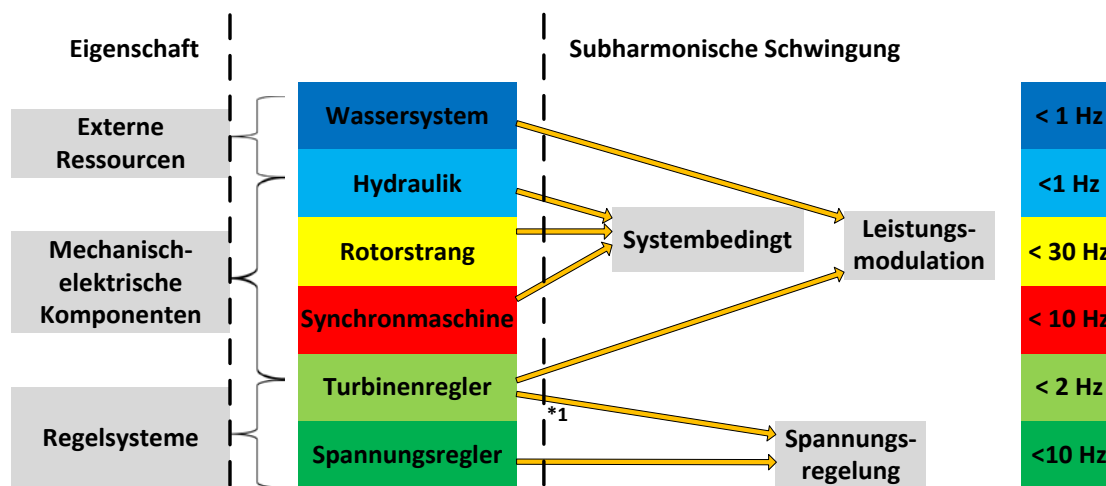


Fig. 56: Zuordnung der Dynamikelemente in die drei Eigenschaften und die drei Hauptgruppen von subharmonischen Schwingungen bei Wasserkraftwerken. *1: Turbinenregler kann bei zukünftigen kleineren Kraftwerken zur Spannungsregelung verwendet werden

12.2 Schwingungsrelevante Komponenten von Photovoltaikanlagen

Photovoltaikanlagen (PVA) weisen durch die statische Einspeisung keine schwingungsrelevanten mechanischen Komponenten auf. Das wirkt sich positiv auf die Dämpfung von aktuellen subharmonischen Schwingungen aus. **Das könnte sogar so ausgenutzt werden, dass PV-Anlagen bewusst zur Dämpfung verwendet werden, siehe hierzu [27].** Die Ressourcen-Oszillationen sind durch den Tagesgang oder durch Wolken sichtbar. Das kann eine Oszillation des MPP-Trackers anregen, was zu Oszillationen in der Leistung führt. Dieses Phänomen ist weitgehend durch starke MPP-Tracker-Algorithmen behoben [28]. Photovoltaikanlagen sind aktuell nur in Ausnahmefällen an der Frequenz- und Spannungsregelung beteiligt. Eine Grundregelung des Leistungsfaktors ist jedoch in jeder Anlage seit 2011 enthalten. Bekannte Probleme sind auf diese Regel-Komponenten zurückzuführen [25]. Dabei ist eine Interaktion mit mehreren ungünstig gekoppelten Anlagen das Problem. **Eine allgemeine Problematik bildet der DC-Link, welcher in der Kopplung mit dem Netzwerk eine elektrische Resonanzstelle bilden kann. Dies ist für Schwingungen >50 Hz von Bedeutung.** Die Einteilung der Frequenzlagen kann nach Fig. 57 erfolgen.

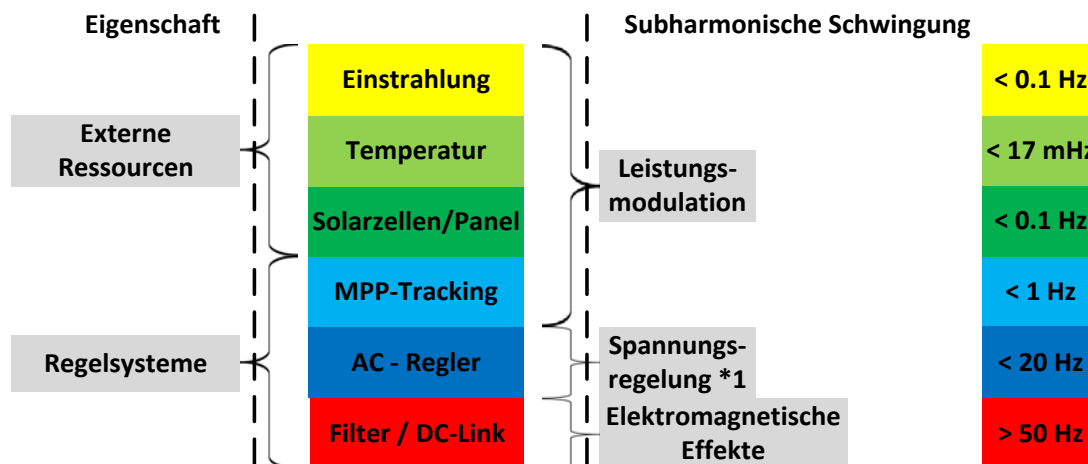


Fig. 57: Zuordnung der Dynamikelemente in die zwei Eigenschaften und die drei Hauptgruppen von subharmonischen Schwingungen bei Photovoltaikanlagen. *1: Aktuell <10 Hz durch Leistungsfaktor-Regler, zukünftig Spannung und auch schnellere Regelung möglich

Die Möglichkeiten in der zukünftigen Regelung sind jedoch gross. Gerade auch durch den erwarteten Ausbau von PV-Anlagen von mehr als 200 % im schlechtesten Fall, gemäss Energiestrategie des Bundesrats bis 2050 [33]. Es kann davon ausgegangen werden, dass in diesem Szenario PV-Anlagen einen grossen Anteil an der lokalen Spannungsregelung übernehmen werden.

12.3 Zusammenfassung

Zum momentanen Zeitpunkt können Wasserkraftwerke in Messungen hauptsächlich anhand der Rotorschwingung erkannt werden. Leistungsschwingungen können im Zusammenhang mit dem Wasser- und Hydrauliksystem bestehen. **Diese sind meist gut gedämpft und nur mit kurzen Einschwingzeiten zu erwarten.** Die Regelung ist in zukünftigen, kleineren Kraftwerken bei Interaktionen mit anderen Regelsystemen ein relevanter Betrachtungspunkt, aktuell jedoch nicht. Rotierende Masse heisst Schwächung der Dämpfung für subharmonische Schwingungen, aber auch bessere Dämpfung für Frequenzen über 50 Hz. Dies aufgrund der Massenträgheit und dem drehenden Magnetfeld der Maschine [1].

Bei statischen Elementen ist dies gerade umgekehrt. **Aktuell ist durch die Erzeuger ohne rotierende Masse eine Dämpfung der subharmonischen Schwingungen zu erwarten.** Durch Resonanzbildung sind jedoch die Frequenzen über 50 Hz schwächer gedämpft. Zukünftig ist ein starker Ausbau von PV-Anlagen zu erwarten, was zur Folge hat, dass diese mehr an der Regelung der lokalen Spannung beteiligt sind und so zusätzliches Potenzial für Interaktionen entstehen kann. Gerade dann, wenn das Netzwerk an den Grenzen der Regler betrieben wird.

12.4 Allgemeine Ergänzungen zu statischen Einspeisungen

12.4.1 Dämpfungselement Wechselrichter

Wie können statische Generatoren eingesetzt werden, um die Stabilität zu gewährleisten?

Das Thema wird bereits von einigen Untersuchungen begleitet [27]. Die Zunahme von Windenergieanlagen (statisch oder rotierende Generatoren) und der zusätzliche Ausbau von PV-Anlagen (statische Generatoren) können interessante Aspekte im Zusammenspiel der Oszillationen und der Dämpfung werden [34]. Hierbei stellt sich die Frage, ob ein Windgenerator überhaupt als rotierender Generator betrachtet werden darf. Moderne Windenergieanlagen werden über Umrichter gekoppelt und sind daher auch als statische Generatoren zu betrachten.

13 Weitere Quellen für subharmonische Schwingungen

13.1 Subharmonische Effekte bei WEA

13.1.1 Leistungsschwankungen

Die Leistungsschwankungen können über der Netzimpedanz bis hin zum Verbraucher **Spannungsänderungen im Flicker-relevanten Bereich** (0.05 Hz bis 35 Hz) erzeugen. Bei **Windenergieanlagen** (WEA) entstehen Leistungsschwankungen verursacht durch:

- Schalthandlungen
- Schwankungen der Windgeschwindigkeit
- Schräganströmung
- Blattwinkelfehler
- Windscherung
- Turmschatten-, bzw. Turmstaueffekte

13.1.2 Schalthandlungen

Hier zählt nebst dem Ein- und Ausschalten der Anlagen auch das Schalten von Filter- oder Kompensationsstufen dazu. Die Schaltungen sind mit ihrer Stärke in der Flickerbetrachtung relevant, aber mit ihrer doch geringen Wiederholrate < 0.1 Hz normalerweise nicht zentral für die Betrachtung subharmonischer Schwingungen.

Schalthandlungen waren bei WEAs mit einer oder zwei festen Drehzahlen ein Thema, insbesondere bei polumschaltbaren Asynchrongeneratoren. Diese werden heute zumindest in Europa nicht mehr gebaut oder neu installiert (Zitat E. Quitmann).

13.1.3 Periodische Leistungsschwankungen

Bei WEA haben die verstärkt sichtbaren Leistungsschwankungen eine periodische Charakteristik gleich der **Blattdurchgangsfrequenz (f_B)**. Diese ist abhängig von der Anzahl Rotorblätter (N_b), meist $N_b = 3$ und der Rotorfrequenz (f_R) (Drehzahl).

$$f_B = N_b * f_R$$

Dies gilt für **Turmschatteneffekte**, die durch den Anströmungsabfall entstehen, wenn ein Rotorblatt vom Turm verdeckt wird, für grosse **Windscherungen**, wo die Anströmstärke im oberen Durchlaufbereich grösser ist als im unteren Durchlaufbereich und für **Schräganströmungen**, wo die Krafteinwirkung auf die Rotoren nicht optimal ist. Bei **drehzahlstarken WEA mit drei Rotorblättern ist die Blattdurchgangsfrequenz meist im Bereich von 1-2 Hz**. Ist die WEA mit einer Drehzahlregelung zur optimalen Ausnützung der Windschwankungen ausgestattet, kann die Blattdurchgangsfrequenz bis zu einiger 10 Hz betragen. Für die Betrachtung der Flicker-Effekte ist dies markant, denn ab 8.8 Hz wird die Flicker-Einwirkung stärker bewertet. Durch die schwankende Windstärke sind Leistungsschwankungen < 1 Hz zu erwarten [24].

13.1.4 Modellierung von subharmonischen Schwingungen bei WEA

Wird eine Modellierung von subharmonischen Schwingungen im Zusammenhang mit WEAs gemacht, ist [35] hinzuzuziehen. In DigSILENT PowerFactory besteht bereits ein Beispiel, das angepasst werden kann.

13.2 Subsychrone Resonanzen (SSR)

Subsychrone Resonanz (SSR) herrscht in einem elektrischen Netz, wenn auf einer bestimmten Frequenz f_{SSR} kleiner der Nennfrequenz ($f_n = 50$ Hz im UCTE-Netz) Energie zwischen dem Netzwerk und einem rotierenden Erzeuger ausgetauscht wird. Diese Frequenz bezeichnet eine oder mehrere der natürlichen Frequenzen des Gesamtsystems (Turbine-Generator-Übertragung-Last) [18]. Die SSR können in verschiedene Gruppen eingeteilt werden. Die drei Hauptgruppen sind:

- **Induction Generator Effects (SS-IGE)**
- **Subsychrone Torsion Interaction (SSTI)**
- **Subsychrone Torsion Amplification (SSTA)**

Selbst in einem stabilen Netz können diese Oszillationen gemessen und einem Kraftwerk zugeordnet werden.

13.2.1 Induction Generator Effects (SS-IGE)

Wird der stationäre Zustand eine Maschine (Generator) durch einen Event (Lastabfall, gelöschter Kurzschluss, etc.) verändert, wird dies über einen Einschwingvorgang erreicht. Das Einschwingen geschieht mit der natürlichen Frequenz des Turbinen/Generatorstrangs. Verantwortlich hierfür ist der Rotorstrom, der bei natürlicher Frequenz im Generator einen negativen Widerstand erfährt.

Ist nun die **Netzsituation ungünstig und bildet das Netzwerk eine schwache Dämpfung** (kleiner positiver Widerstand) auf gleicher Frequenz wie die natürliche Frequenz des Turbinen/Generator-Strangs, kann es zu verstärkten Oszillationen und gar zu Wellenschäden kommen.

$$|R_{neg_Gen}| \geq R_{pos_Grid}$$

Diese Oszillationen werden als „Induction Generator Effects“ bezeichnet und sind normalerweise elektromagnetische Schwingungen, die **in einem Bereich von 0.1 - 10 Hz sichtbar sind**. Zu Störungen haben aber auch schon höhere Frequenzen geführt. Siehe dazu die folgenden Beispiele.

13.2.1.1.1.1 Generelles Beispiel

Klassisches Beispiel für das Auftreten von Störungen durch SS-IGE ist **die Versorgung eines Netzes über eine lange kompensierte Leitung** (Fig. 58). Dabei bildet die Übertragungsleitung und die Kompensation die schwache Dämpfung der durch einen Event entstandenen Oszillationen im Generator.

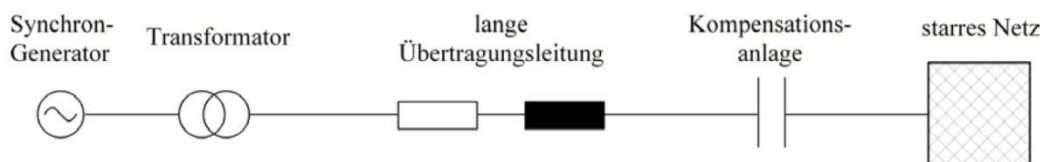


Fig. 58: Schematische Darstellung eines Generators mit langer kompensierter Leitung. Dies kann zu einem Schwingkreis mit SS-IGE führen [36]

13.2.1.1.1.2 Problemfälle mit schweren Folgen

Im Oktober 2009, ereignete sich ein Zwischenfall von SS-IGE bei einer Windenergieanlage in Texas (USA) [37] [38]. Nachdem eine Verbindungsleitung aufgrund eines einphasigen Kurzschlusses aus dem Betrieb genommen wurde, war der Windpark nur noch über eine zu 50 % kompensierten 80 Meilen lange 345kV Leitung mit dem Versorgungsgebiet verbunden. Innert 200 Millisekunden hat sich die Ausgangsspannung der Windturbinen auf 1.5 p.u. aufgeschwungen. Eine Spitze von rund 1.95 p.u. wurde gemessen. Das vorhandene Sicherheitssystem schaltete erst nach 1.5 Sekunden den Bypass-Kreis der Serie-Kompensation ein, was für den Windturbinengenerator zu spät war. Mehrere Überspannungsschutz-Geräte der WEAs wurden zerstört.

13.2.2 Subsychrone Torsion Interaction (SSTI)

Besteht im Netzwerk ein Element, welches **eine Schwingung verursacht, deren Frequenz gerade in der Nähe einer natürlichen Frequenz des Wellenstrangs (Turbinen-/Generatorstrang) ist, wird diese Oszillation sehr schwach gedämpft oder gar verstärkt**. Der Rotor beginnt zu schwingen, was die Spannung in eine Oszillation versetzt und so meist das verursachende Element zusätzlich anregt. Hierbei spricht man von einer „Subsynchronen Torsions-Interaktion (SSTI)“. Diese elektromechanischen Schwingungen können in einem **Bereich von 10 bis 40 Hz** gemessen werden.

Die Kombination zwischen einem Kraftwerk und einer HVDC-Übertragung (Fig. 59) kann als klassisches Beispiel für dieses Phänomen verwendet werden.

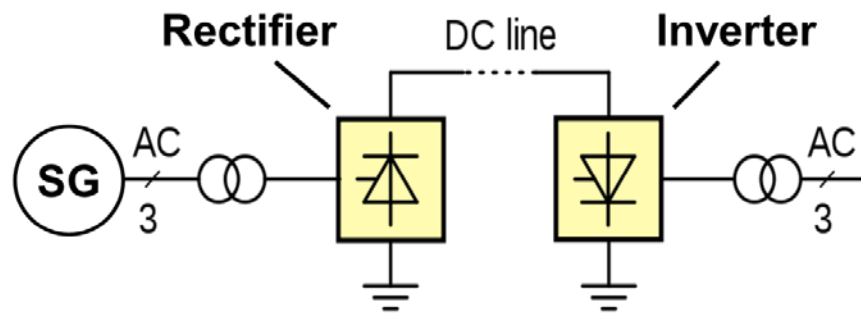


Fig. 59: Schema einer HVDC-Übertragung mit Erzeuger (SG) und den Hauptelementen der AC/DC- (Rectifier) und DC/AC-Wandlung (Inverter)

13.2.2.1.1.1 Problemfälle mit möglichen Folgen – Beispiel 1

Die Auslösung der Oszillation kann bei Interaktionen mit HVDC auf eine zweite Art ausgelöst werden. Nämlich indem der Gleichrichter (Rectifier) versucht, den DC-Strom konstant zu halten (Constant Current Control, CC-Control). Hierfür wird der Firing-Angle (Zündungswinkel für die elektronischen Schalter, meist Thyristoren) so angepasst, dass der DC-Strom dem gewünschten Stromsollwert entspricht. Der Stromsollwert wird durch die geforderte Leistung auf der Inverter-Seite und die Verluste der Übertragungsleitung bestimmt. Durch einen Event (geklärter Kurzschluss, Lastabfall oder starke Lastzunahme, etc.) wird der Turbinen/Generatorstrang aus dem stationären Zustand gebracht und das System schwingt sich mit der dominanten natürlichen Frequenz bei neuem stationärem Zustand wieder ein. Die Schwebung in der Spannung ist auch am Anschlusspunkt des Gleichrichters vorhanden und dadurch auch im DC-Strom. Der CC-Regler (zum Beispiel PI-Regler) passt nun den Zündungswinkel an und versucht, den DC-Strom konstant zu halten. Dadurch wird die Schwebung in den AC-Strom des Gleichrichters übertragen, was dazu führt, dass wiederum der Wellenstrang des Erzeugers bei seiner dominanten natürlichen Frequenz angeregt wird. Dies kann dazu führen, dass die Maschine ausser Tritt fällt und beschädigt wird [22] und [23].

13.2.2.1.1.2 Problemfälle mit möglichen Folgen – Beispiel 2

Das **Mehr-Maschinen-Problem** gehört auch unter die SSTI. Werden mehrere identische Maschinen enggekoppelt oder im Inselbetrieb verwendet, kann ein Event dazu führen dass das System instabil wird. Wird eine Maschine mit ihrer natürlichen Resonanz leicht ausgelenkt, ist die Schwingung auch in den identischen benachbarten Maschinen schlecht gedämpft. Diese recht ungünstige Netzsituation kann zu grossen Schäden führen, wird aber nach heutigem Stand der Technik überwacht [39].

13.2.2.1.1.3 Allgemein

Probleme mit SSTI sind unter anderem abhängig von der **Distanz der beteiligten Elemente**. Sind der HVDC-Gleichrichter und das Kraftwerk nahe beieinander, ist eine Interaktion wahrscheinlicher. Die Dämpfung dazwischen ist so gering. Zudem ist eine **Interaktion mit einem Wasserkraftwerk eher unwahrscheinlich**. Durch den mechanischen Aufbau (Turbine-Generator) besitzen Wasserkraftwerke meist nur eine relevante natürliche Frequenz und die Eigendämpfung ist durch die Massenträgheit sehr gut. Anders sieht dies aus bei Dampfkraftwerken (auch Windenergieanlagen). Diese meist durch mehrere Antriebsstränge (Hoch-, Mittel- und Niederdruck, Getriebestufen, etc.) und tiefere Massenträgheit (schnellere Rotationen) ausgezeichneten Einheiten **besitzen mehrere natürliche Frequenzen, die schlechter gedämpft sind**. Zudem sind sie in kleineren Bauformen erhältlich, was den Einsatz in kleineren Netzen (Smart Grid-Idee) möglich macht.

13.2.3 Subsychrone Torsional Amplification (SSTA)

Unter Subsychrone Torsional Amplifikation, auch Subsychrone Oszillationen genannt, versteht man schnelle Schwingungen, die nach dem Klären eines Fehlers durch Entladung hoher Energiespeicherungen entstehen. Diese Energien, meist aus Kompensationen, werden mit einer Frequenz im Bereich der natürlichen Eigenfrequenz des Wellenstrangs entladen. Die Vorgänge laufen sehr kurzzeitig ab und sind nicht linear. Sie können nicht über das linearisierte Modell, also über die Eigenwertbildung, analysiert werden. [36] [18]

13.3 Inter-Area-Oszillationen

Betrachtet man ein komplettes Versorgungsnetz, zum Beispiel das UCTE-Netz (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) [15], das SCIPS (South China Interconnection Power System) [16] oder das WECC

(Western interconnection USA) [17], so sind dies grossflächige Netze die verschiedene kleinere Netze (Area) miteinander verbinden (Fig. 60). Das WECC ist in der Vergangenheit einige Male von Leitungsausfällen und sogar von Blackouts betroffen gewesen, deren Ursprung in einer schlecht oder gar negativ gedämpften Inter-Area-Oszillation zu finden ist [40] und [17]. Als grösstes Ereignis bleibt ein Blackout am 10 August 1996 in Erinnerung, bei welchem über sieben Millionen Endkunden durch einen Verlust von 30 GW betroffen waren [40]. Das Blackout konnte trotz der schon länger bekannten Problematik der subharmonischen Schwingungen im WECC nicht verhindert werden.

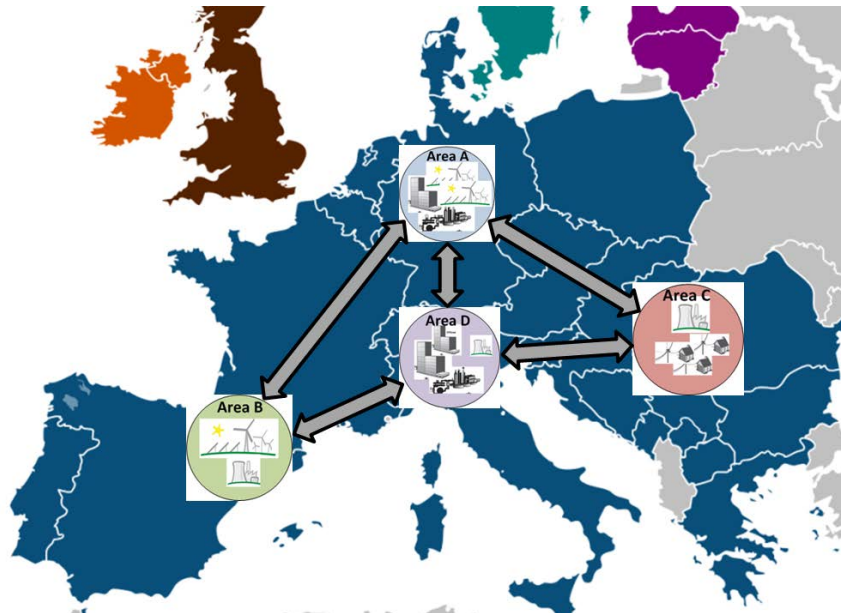


Fig. 60: Visualisierung des UCTE-Netzes (blau) für das Verständnis von Inter-Area-Oszillationen

Inter-Area-Oszillationen sind subharmonische Schwingungen in einem Bereich von 0.1 Hz bis 2 Hz, die aufgrund von Ausgleichsvorgängen zwischen den und in den Gebieten selbst entstehen. Schwingungen innerhalb eines Gebietes werden auch Inter-Plant-Oszillationen genannt. Wird in einem Gebiet (Bsp. Area A) eine Messung getätigt, sind nicht nur die Interaktionen mit den anderen Gebieten zu sehen (Inter-Area-Oszillationen), sondern auch die internen Schwingungen zwischen den Kraftwerken innerhalb der Area A (Inter-Plant-Oszillationen) [41].

- Die **Inter-Plant-Oszillationen** sind in einem Bereich von **0.7 bis 2 Hz** messbar und beschreiben Ausgleichsvorgänge zwischen einzelnen Kraftwerken in einem Gebiet.
- Die **Inter-Area-Oszillationen** (ohne Inter-Plant-Oszillationen) hingegen befinden sich in einem Bereich von **0.1 bis 0.8 Hz** und beschreiben Ausgleichsvorgänge zwischen ganzen Kraftwerksgruppen (Bsp. zwischen Area A und Area B).

Bestimmend für die Dämpfung und Frequenz der Inter-Area-Oszillationen ist die Stärke der Verbindung und der Leistungsaustausch zwischen den Gebieten [41].

Im Netz der UCTE sind zwei globale Moden vorhanden, die sichtbar sind:

Eine Mode 2 mit 0.3 Hz (relativ gut gedämpft) und Mode 1 mit 0.2 Hz. Diese Mode 1 ist schlecht gedämpft und zeigt eine Relation zum Leistungsexport der Randgebiete Spanien/Portugal oder CENTREL (Zusammenschluss der Netzbetreiber in Tschechien, Polen, Ungarn und Slowakei) [15].

14 Subharmonische Schwingungen durch Steuerungen und Regler

Mit dem Zuwachs von Produktion auf Basis erneuerbarer Energien mit meist dezentral installierten Anlagen werden die Netze zunehmend bidirektional genutzt. Zukünftig wird mehr und mehr gefordert werden, dass auch kleinere Anlagen (beispielsweise eine mittlere PV-Anlage im Niederspannungsnetz) aktiv für die Spannungsregelung eingesetzt werden müssen. Zum momentanen Zeitpunkt wird diese Lösung selten gesucht, denn die Anzahl der einspeisenden Anlagen hat im Allgemeinen noch nicht den kritischen Level erreicht und oftmals sind alternative Massnahmen aus regulatorischer Sicht für den Netzbetreiber sinnvoller. In Deutschland hat man im Zuge des EEG (Erneuerbare Energien Gesetz) Regeln zur Unterstützung bei Netzfehlern festgelegt, allerdings keine Regelungen für den Normalbetrieb des Netzes und etwaige Entschädigungen für Netzdienstleistungen [42] [29].

14.1 Bisherige Grenzen für dezentrale Einspeisungen und Regler

Standardmässig ist eine PV-Anlage so eingestellt, dass sie einen konstanten Leistungsfaktor von 1 bereitstellt (also PF-Regelung auf reine Wirkleistung) und dabei beim Erreichen von genormten Grenzen ausschaltet [42].

	Abschaltgrenzen:	Wiederzuschaltung bei:
– Unterspannung	<0.8 p.u.	>0.85 p.u.
– Überspannung	>1.1 p.u.	<1.1 p.u.
– Überspannung (Kurzzeitige Spitzen)	>1.15 p.u.	<1.1 p.u.
– Unterfrequenz	<47.5 Hz	>47.5 Hz
– Überfrequenz	>51.5 Hz	<50.05 Hz

Die Abschaltung muss innert 0.2 Sekunden geschehen und eine Zuschaltung kann bei Ausschaltungen aufgrund einer Überfrequenz erst nach 30 Sekunden wieder erfolgen. Die Wiedereinschaltung hat zudem schrittweise zu erfolgen und jeder Schritt soll 10 % der maximalen Leistung nicht überschreiten. Dies gilt für Anlagen, die in der Schweiz installiert werden und für Anlagen in Deutschland, die bis zum November 2011 installiert wurden [29].

Ab November 2011 gelten neue Regelungsbedingungen. Diese gelten sowohl für neue Anlagen wie auch für gewisse bestehende Anlagen, die somit revidiert werden müssen, [42] [29].

14.1.1 Wirkleistungsregelung für Anlagen in Deutschland ab November 2011

Folgende Zusatzregelungen gelten nach EEG (Erneuerbare Energien Gesetz, Deutschland):

- Anlagen >100 kW müssen durch ein Signal des Netzbetreibers mit einer stufenweisen Wirkleistungsreduktion ausgestattet sein. Pro Stufe sind maximal 10 % der maximalen Wirkleistung gefordert. Die Anlage soll sofort reagieren, die maximal erlaubte Verzögerung beträgt 1 Minute.
- Alle Anlagen haben bei einer Frequenz zwischen 50.2 Hz und 51.5 Hz bei einem Anstieg der Frequenz ihre Anlagenleistung um 40 %/Hz zu reduzieren und bei einem Rückgang der Frequenz mit demselben Gradienten zu erhöhen [42]. Über 51.5 Hz soll eine Ausschaltung der Anlage erfolgen. Es bestehen keine Regeln für den Frequenzbereich zwischen 50.2 Hz und 47.5 Hz. Unter 47.5 Hz soll die Anlage vom Netz weggeschaltet werden.

14.1.2 Blindleistungsregelung für Anlagen in Deutschland ab November 2011 [42]

Hier wird unterschieden zwischen kleinen, mittleren und grossen Anlagen. Der Betrieb gilt für alle Anlagen im Spannungstoleranzband von $\pm 10\%$ und ab einer Einspeiseleistung von 20 % der maximalen Anlagenleistung.

- Kleine Anlagen mit einer Leistung bis maximal 3.68 kVA müssen die produzierte Scheinleistung im Toleranzband des Leistungsfaktors von 0.95 untererregt bis 0.95 übererregt halten. Der Netzbetreiber hat keinen Einfluss.
- Mittlere Anlagen mit einer Leistung zwischen 3.68 kVA und 13.8 kVA müssen dasselbe Toleranzband wie bei kleinen Anlagen einhalten, wobei der Netzbetreiber eine ergänzende Charakteristik-Kurve vorgeben kann.
- Grosse Anlagen mit einer Leistung grösser 13.8 kVA müssen die produzierte Scheinleistung im Toleranzband des Leistungsfaktors von 0.90 untererregt bis 0.90 übererregt halten, wobei der Netzbetreiber eine ergänzende Charakteristik-Kurve vorgeben kann.

14.1.3 Spannungsregelung

Eine direkte Regelungsvorschrift für Photovoltaikanlagen gibt es nicht. Im Transmission Code 2007 für Deutschland [43] ist jedoch eine Vorgabe für die Spannungsstütze bei Netzfehlern in Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen enthalten. Dabei ist zu bemerken, dass eine Spannungsregelung nur bei Netzfehlern eingeführt wird. Im normalen Betriebsbereich nach Norm $U_n \pm 10\%$ wird keine Regelung betrieben.

14.2 Zukünftige Situation bei Erzeugern

Die Möglichkeiten für zukünftige Regelsysteme sind gross. Dies auch durch den erwarteten Ausbau von PV-Anlagen gemäss Energiestrategie des Bundesrats bis 2050 [33]. Es kann davon ausgegangen werden, dass PV-Anlagen einen grossen Anteil an der lokalen Spannungsregelung übernehmen werden. Zudem hat man mit der Einbindung von dezentralen Erzeugern, Speichern oder geregelten Lasten (Bsp. Ladegeräte für Fahrzeuge über Umrichter) fast jede erdenkliche Regelart integriert. Dies mit relativ kleinen Zeitkonstanten >10 Millisekunden.

Unter „allen erdenklichen Regelarten“ versteht man:

- Leistungsfaktorregelung $PF(Q)$
- Frequenzregelung $F(P)$
- Spannungsregelung $U(Q)$, $U(P)$, $U(P,Q)$

14.2.1 Spannungsabhängigkeit im Versorgungsnetz

Die Spannung ist eine sehr lokale Grösse. Sie kann von Anschlusspunkt zu Anschlusspunkt sehr unterschiedlich sein. In erster Linie ist sie von der Spannungshaltung im Übertragungsnetz und den vorhandenen Blindleistungsflüssen abhängig [44]. Wirkleistungsänderungen haben weit weniger Einfluss auf die Spannung im Übertragungsnetz. Dies hat mit dem Verhalten der Netzelemente (Transformator, Leitung, etc.) zu tun. Im Niederspannungsnetz sieht dies etwas anders aus. Hier ist durch den Aufbau der Leitungen und durch die Leistungsflüsse eine Wirkleistungs-Spannungsregelung oder gar eine Mischung Wirk-Blindleistungsregelung effektiver. Das Verhältnis von Widerstand zu Induktivanteil der Leitungen (R/X) ist im Niederspannungsnetz ungefähr 2. Aus diesem Grund ist die Spannung im Niederspannungsnetz zwar auch über Blindleistungsregelung beeinflussbar, der Effekt auf die Spannung ist allerdings über Wirkleistungsregelung grösser.

15 Grundlagen zur Modellierung von subharmonischen Schwingungen

15.1 Simulationsgrundlagen

Netzanalysetools bieten die Möglichkeiten, elektrische Versorgungsnetze aller Netzebenen auf ihr dynamisches und statisches Verhalten zu untersuchen. Subharmonische Schwingungen gehören in den Bereich der dynamischen Ereignisse.

Es bestehen zwei Hauptarten von dynamischen Simulationen. Dies ist zum einen die EMT-Simulation (Momentanwert-Simulation), zum anderen die RMS-Simulation, bei der mit geeigneter Effektivwertbildung simuliert wird [45]. Ein weiteres Untersuchungstool bildet die Modalanalyse [46].

15.1.1 Hinterlegen eines Signals aus Cosinus-Termen

Einer Quelle oder einem Verbraucher kann ein beliebiges aus Cosinus-Termen bestehendes Signal hinterlegt werden [47]. Hierbei ist zu beachten, welche Signale eines Elementes bei welcher Simulationsart überhaupt zugänglich sind. Die Wahl der Elemente, die Einbindung in das Modell und die Problematik der Datenhinterlegung sind in [10] dokumentiert.

15.1.2 Erstellen einer FFT-Grafik

Ein weiteres Hilfsmittel bildet das Erstellen einer FFT-Grafik aus einer Zeitbereichsdarstellung. Da es um die Analyse von Schwingungen mit einer eher höheren Periodendauer geht, ist der Betrachtungsbereich entsprechend den zu analysierenden Signalen anzupassen. Einschwingvorgänge sollten gefiltert werden.

15.1.3 Modalanalyse/Eigenwertberechnung

Ist das komplette System bekannt (Netzwerk, Dynamikmodelle der Elemente), kann mittels der Eigenwert-Berechnung eine Aussage über das Dämpfungsverhalten der internen elektromechanischen Oszillationen gemacht werden. Der Eigenwert enthält die Information, bei welcher **Frequenz eine Schwingung im System am schlechtesten gedämpft ist**. Dabei gibt der **Realanteil des komplexen Eigenwertes die Auskunft über die Stärke der Dämpfung**. Ist er sehr hoch und negativ wird die Schwingung vom System unmittelbar nach dem Auftreten gedämpft. Je näher der Realanteil an null ist, desto länger braucht der Einschwingvorgang. Ist er positiv, wird die Schwingung verstärkt. **Der Imaginäranteil beinhaltet die Information, bei welcher Frequenz diese Oszillation vorkommt**. Allgemein kann gesagt werden: Ist ein Eigenwert nahe bei null (schwach gedämpft), kann das System auf starke Events anfällig sein und dabei in den instabilen Bereich kippen.

Nebst dem Eigenwert selbst bestehen zwei zusätzliche Grössen, die helfen die Stabilität eines Systems zu beurteilen:

- Der **Partizipationsfaktor**, der zeigt wie gross der Anteil einer Komponente an einer Schwingung ist. Mit dem Partizipationsfaktor kann auch identifiziert werden, welche Netzelemente eine subharmonische Schwingung aussenden oder empfangen.
- Das **Dämpfungsverhältnis (Damping Ratio)** beschreibt das Verhältnis zwischen der momentanen Dämpfung und kritischer Dämpfung. Beim Dämpfungsverhältnis ist gemäss [27] respektive [48] ein Verhältnis von 5 % nötig, damit ein System auch bei kritischen Ereignissen stabil bleibt.

Wichtig ist:

Die Analyse der Eigenwerte ist nur in einem homogenen System zulässig. Wird ein nicht lineares System betrachtet, wie das allgemeine Versorgungsnetz, ist keine eindeutige Aussage über die Stabilität zu erwarten. Die Analyse zählt nur für den momentanen Zustand. Zu diesem Zeitpunkt wird das System als eingeschwingen betrachtet und kann somit linearisiert werden. **Die Anfangsbedingungen, welche sehr entscheidend sind, werden somit definiert.** Eine Untersuchung wird nur für kleine Störungen und definierte Parameter gemacht [46]. **In der Simulation selbst kann die Modalanalyse nur auf Basis von Startbedingungen einer Mitsystem-RMS-Berechnung durchgeführt werden.**

15.2 Wahl der Simulationsart

Es besteht sowohl in EMT-Simulationen wie auch in dynamischen RMS-Simulationen die Möglichkeit, subharmonische Schwingungen basierend auf Messungen zu modellieren und zu analysieren. In Fig. 61 ist eine Zusammenfassung der Resultate in tabellarischer Form zu sehen.

Subharmonischer Effekt	RMS-Simulation	EMT-Simulation
Allgemein:		
Elektromechanische Schwingungen	X	
Elektromagnetische Schwingungen		X
Schwingungen <25 Hz	X	
Schwingungen >5 Hz		X
Eigenwertanalyse (Modalanalyse)	X	
Beispiele:		
Leistungsschwabungen, Ausgleichsschwingungen zwischen Netzen	X	
Interaktion zwischen Betriebsmitteln (z.B. Generator) und dem Übertragungssystem (z.B. lange kompensierte Leitung)		X
Interaktionen zwischen Reglern	X	
Interaktionen mit kapazitiven Systemkomponenten (z.B. DC-Link, Kompensationsanlage)		X

Fig. 61: Zusammenfassung der Grenzbedingungen für den Umgang mit Modellierung und Simulation von subharmonischen Schwingungen

Sinnvoll ist die Analyse mit Momentanwert-Simulationen (EMT-Simulation) für Signale >5 Hz (Simulationszeit bis zu 5 Sekunden). Der Simulationsaufwand ist für die gleiche Dauer bei EMT-Simulationen um einiges höher als bei RMS-Simulationen. Wird eine genaue Analyse von Signalen mit kleinerer Frequenz gewünscht, ist dies mit Einschränkungen in der Darstellung (nur Darstellung des Spektrums) dennoch möglich.

Bei RMS-Simulationen können Schwingungen mit kleinerer Frequenz qualitativ und quantitativ gut visualisiert werden. Die Hüllkurven-Analyse entspricht dann einer RMS-Schwabungenanalyse. Die Effektivwert-Bildung verursacht jedoch eine Unschärfe und führt zu Abweichungen. **Es wird daher empfohlen, die RMS-Schwabeanalyse bei Signalen bis zu 25 Hz einzusetzen.**

Für Lastschwankungen oder subharmonische Schwingungen verursacht durch Lastregelungen ist die dynamische RMS-Simulation sehr gut geeignet. Schaltungen und leistungsgeregelte Verfahren können gut nachgebildet werden.

15.2.1 Untersuchungen von Schwingungen im Zusammenhang mit Netzkonfigurationen

Grundsätzlich existieren zwei Typen von Interaktionen:

- Oszillationen von Geräten (beispielsweise Regler, Umrichter, Rotor, etc.), die sich gegenseitig beeinflussen (Beispiel Inter-Area Oszillationen).
- Oszillationen, die zwischen einem Element (Kraftwerk) und dem Netzwerk (RLC-Schwingkreis) durch eine Resonanzbildung interagieren (Beispiel SSR-Oszillationen).

Im ersten Fall spricht man auch von elektromechanischen Schwingungen und im letzteren von elektromagnetischen Schwingungen. **Bei elektromagnetischen Schwingungen wird das Schwingungsverhalten von Kapazitäten und Induktivitäten, also die Differenzialgleichung des gesamten Übertragungssystems, mitberücksichtigt. Dies ist nur in der EMT-Simulation der Fall.** Anhand des Modells der seriellen Kapazität [49] ist dies gut ersichtlich:

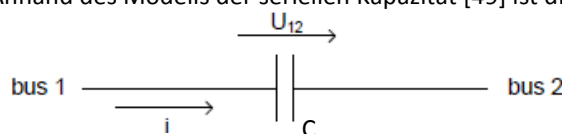


Fig. 62: Einleiter-Modell der Kapazität

RMS- Berechnung:

$$I = j\omega_n * C * U_{12}$$

EMT-Berechnung:

$$i_c(t) = C * \frac{du_{12}}{dt}$$

15.2.2 Beispiel am Modell der Photovoltaikanlage

Das beschriebene Modell beinhaltet eine komplette Abbildung einer grossen PV-Anlage, die am Niederspannungsnetz angeschlossen und über einen Transformator an das Mittelspannungsnetz angebunden ist. Eine Last wird reduziert und so eine Reaktion der Anlage provoziert. Wird eine dynamische RMS-Simulation durchgeführt, ist in der Reaktion der Spannung das Ausgleichsverhalten der Anlage zusehen (Fig. 63). Wird eine EMT-Simulation durchgeführt, ist zusätzlich die Interaktion mit den Netzkomponenten (zusätzlich überlagerte, schnellere Oszillation in Spannung und Frequenz, siehe Fig. 64) zu sehen.

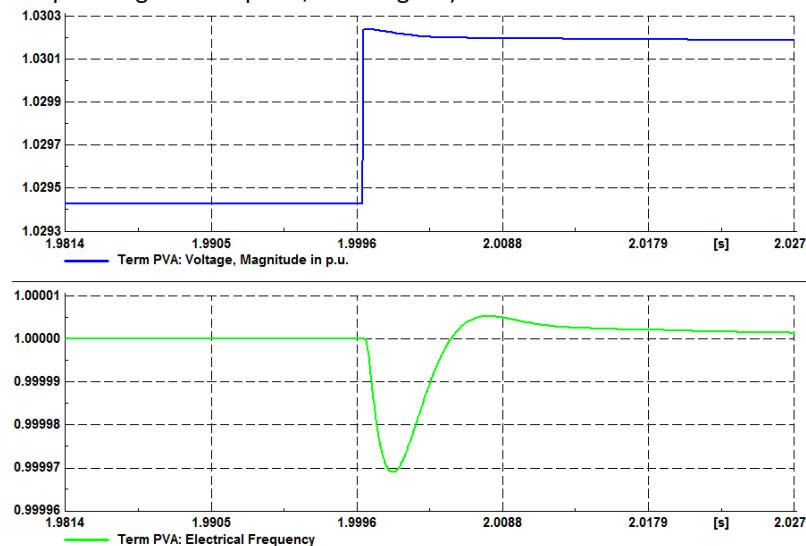


Fig. 63: Spannung (oben) und Frequenz (unten) am Anschlusspunkt der PVA nach einer Reduktion von 10 % der Last mit komplettem Dynamikmodell der PVA und RMS-Simulation

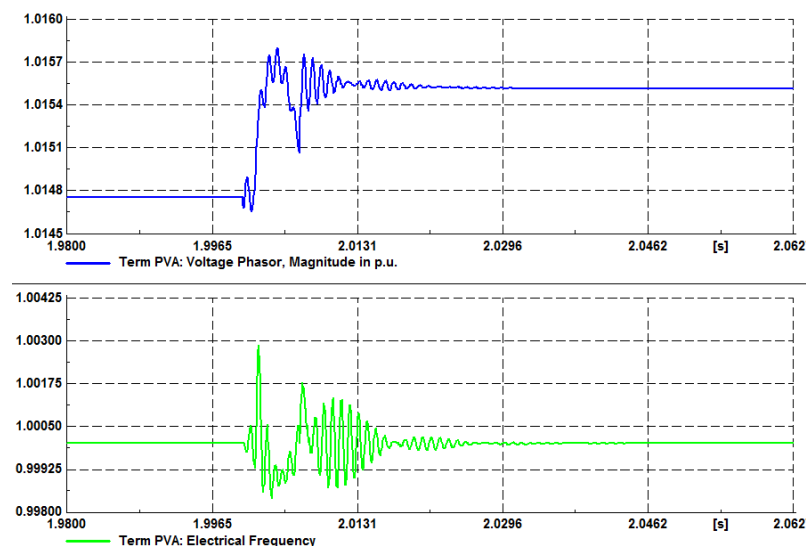


Fig. 64: Spannung (oben) und Frequenz (unten) am Anschlusspunkt der PVA nach einer Reduktion von 10 % der Last mit komplettem Dynamik-Modell der PVA und EMT-Simulation

16 Modellierung von subharmonischen Schwingungen durch Netzininstabilitäten

16.1 Spannungshaltungsproblem bei Kraftwerken mit begrenzter Erregung

Eine Last ist versorgt durch ein naheliegendes Kraftwerk (kurze Leitung) [21]. Beide sind an die höhere Netzebene schlecht gekoppelt (lange Leitung). Das Kraftwerk beteiligt sich an der Spannungsregelung. Die Erregerspannung ist jedoch limitiert mit einem Minimum und Maximum. Durch die lange Leitung ist eine Spannungsregelung vom externen Netz aus schwierig.

Im Normalbetrieb hält das Kraftwerk und das externe Netz die Spannung aufrecht.

Steigt nun die Last an, kann der Generator durch die Limitierung die nötige reaktive Leistung nicht mehr erbringen, was zur Folge hat, dass dieser die Spannung nicht mehr halten kann. Durch die schwache Anbindung kann auch das übrige Netz nicht genügend Blindleistung zur Verfügung stellen. Nun kann in dieser Situation eine leichte Steigerung der Last bereits zu einem instabilen System führen. In Fig. 65 ist zusehen wie durch die oben beschriebene Situation eine Wechselwirkung zwischen Kraftwerk und dem übrigen Netz entsteht und zu einer aufschwingenden Oszillation in der Spannung führt.

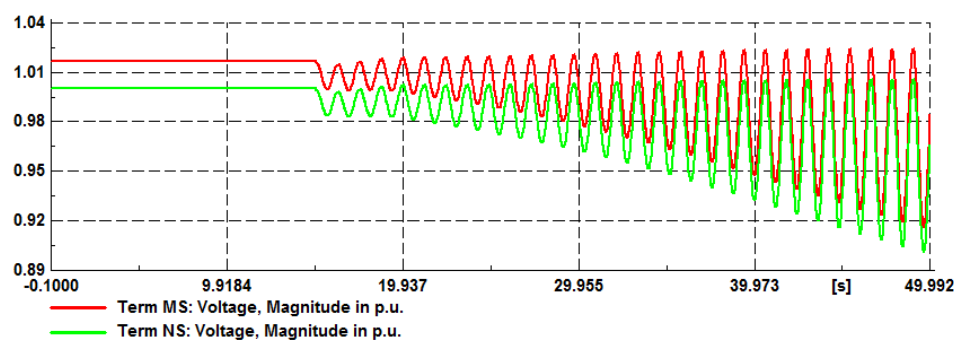


Fig. 65: Zeitlicher Verlauf von Spannung (oben) am Nieder- und Mittelspannungsknoten

16.2 Instabilität durch Messverzögerung

Im Zuge des EEG (Erneuerbare Energien Gesetz, Deutschland) sollen Wechselrichter zur Unterstützungen bei Netzfehlern mitregeln, siehe [42] und [29]. Dabei soll die Regelung sofort aktiv die Spannungsstützung übernehmen und maximal eine Verzögerung von einer Minute aufweisen (bei Anlagen >100 kW). Untersuchungen zeigen, dass bei schlechten Rahmenbedingungen bereits eine kleine Verzögerung zu Instabilitäten führen kann (IEEE-Dokument [30]). Dabei wird eine Oszillation des Regelsystems erzeugt, die nicht mehr genügend gedämpft ist. **Ursachen der Oszillation sind eine schwache Netzanbindung, ein grosser Lastsprung und eine empfindliche Regelung, die durch die Verzögerung angeregt wird.**

Resultat:

Im Modell wird der Regler mit einer Verzögerung >0.001 Sekunden versetzt. Da die RMS-Simulation die Mittelwerte in diesem Intervall bildet, ist dies die minimale Zeit. Ist die Verzögerung ausgeschaltet, reagiert das System schnell und stabil (Fig. 66). Wird eine Verzögerung hinterlegt (Verzögerung = 0.0022 Sekunden), ist das Gesamtsystem bereits in einer kritischen Situation und es oszilliert (Fig. 67).

Je grösser die Verzögerung ist, je instabiler wird das System. Dies passt mit den Resultaten aus [30] überein.

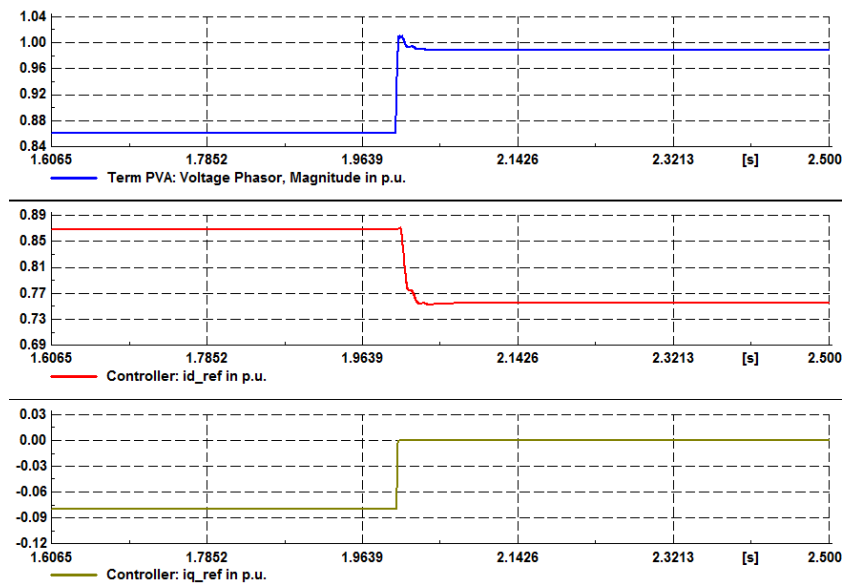


Fig. 66: Reaktion des Systems ohne Verzögerung und mit ausgeschaltetem Totband auf einen Lastrückgang (Netzkonfiguration nach [30]), Spannung (u) blau, Wirkstrom (i_d) rot und Blindstrom (i_q) braun in EMT-Simulation, Spannung stabilisiert sich bei 0.98 p.u.

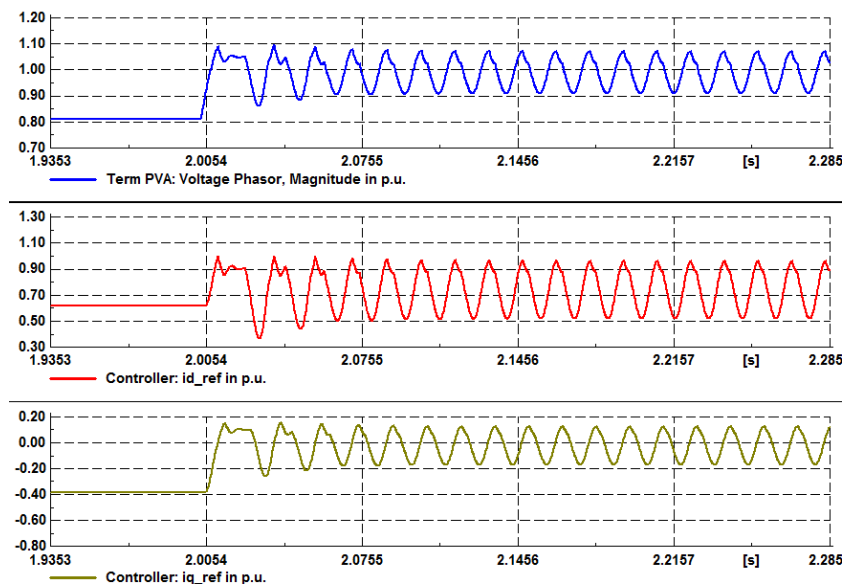


Fig. 67: Reaktion des Systems mit Verzögerung und ausgeschaltetem Totband auf einen Lastrückgang (Netzkonfiguration nach [30]), Spannung (u) blau, Wirkstrom (i_d) rot und Blindstrom (i_q) braun in EMT-Simulation, die Spannung oszilliert konstant

17 Modellierung von subharmonischen Schwingungen durch Interaktionen zwischen Reglern

17.1 Allgemein

Um die Interaktionen von Regelkreisen in allgemeinen Netzstrukturen zu erklären, sind verschiedene Modelle erarbeitet worden [1], deren Simulationsergebnisse in den nachfolgenden Kapiteln erklärt werden

17.2 Instabilität durch Netztopologie und schlechte Dämpfung

Die Simulationen und die Vorabklärungen haben gezeigt, dass rotierende Elemente einen negativen Einfluss auf die Dämpfung unter 50 Hz haben, auch im Niederspannungsnetz. Ein Modell bestehend aus einer Kombination von drei Kleinkraftwerken mit rotierenden Generatoren und mit guter Netzanbindung zeigt dies [1]. Dabei wird anhand des Dämpfungsverhältnisses (Damping Ratio) gezeigt, wie die Reglerparameter zu schwingungsfähigen Systemen führen. Es wird dargestellt, welche Einflüsse entscheidend sind, dass ein schlecht gedämpftes System zu schwingen beginnt.

17.2.1 Resultate im Überblick

Das Netz ist weder schlecht angebunden, noch sind die Verbindungen der Leitungen unrealistisch lange. Die Leistungen der Lasten und Erzeuger sind etwas gross, jedoch nicht ausschlaggebend für die Oszillation. Durch die Konstellation der Leitungen und durch die schnellen und einflussreichen Regler ist die Instabilität in Kombination mit dem Aufbau der rotierenden Generatoren entstanden. **Die Distanz und die Regler-Geschwindigkeit sowie die Stärke und die Platzierung des Lastschrittes sind massgebend.**

Ein weiterer sehr entscheidender Punkt ist der Einsatz von rotierenden Generatoren. Diese haben im Bereich unter 50 Hz eine Schwächung der Dämpfung zur Folge. Das heisst, würde für dieselben Regler, dieselbe Topologie und dieselbe Lastauslenkung ein Modell mit statischen Generatoren erstellt, wäre das System stabil.

17.3 Schwache Netzanbindung – Instabilität von gemischten Regler

In einem Netz mit verschiedenen unabhängigen Reglern kann es dazu kommen, dass eng gekoppelte gleichberechtigte Anlagen (angeschlossen am Term NS), die gemeinsam versuchen einen starken Spannungsschritt auszugleichen, am Schluss damit beschäftigt sind, sich gegenseitig auszuregeln. **Dabei spielen die Netzanbindung und der Lastschritt, sowie auch das Regel-Potenzial (verfügbare Regelleistung und Begrenzungen) eine Rolle.** Im folgenden Beispiel wird dies anhand der Interaktion zwischen einer geregelten Last (Load Reg) und einem Wasserkraftwerk (WPP – Water Power Plant) dargestellt. Wird nur eines dieser Elemente mit aktiver Regelung am Netz betrieben, ist das System zwar etwas schwach gedämpft, aber stabil. Sind die Regler beider Elemente eingeschaltet, beeinflussen sich diese gegenseitig. In Fig. 68 ist anhand des Spannungsverlaufs der Knotenpunkte (Term NS, MS und WPP) zu sehen, dass das gesamte System zu schwingen beginnt, sobald eine genügend starke Spannungsänderung entsteht. Die Oszillation entsteht durch die Änderung der Wirk- und Blindleistung der Last sowie des Wasserkraftwerks (Fig. 69).

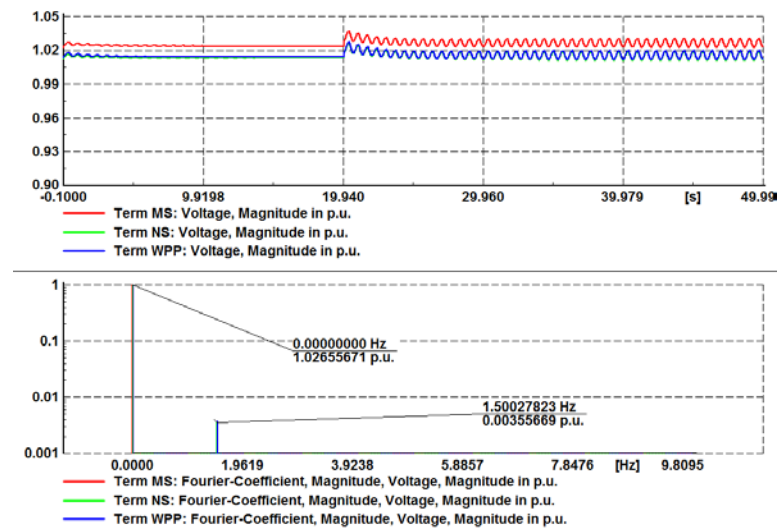


Fig. 68: Spannungsverlauf und FFT der Spannung nach dem Event. Regler-Oszillation mit 1.5 Hz

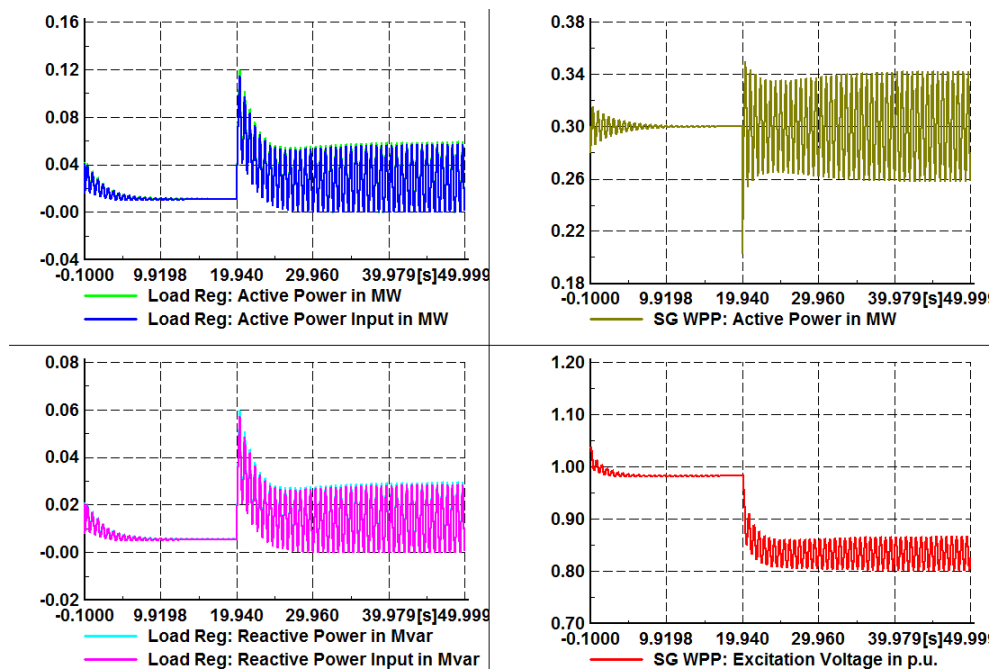


Fig. 69: Geregelte Größen im Vergleich: Links die Last (P und Q) und rechts das Wasserkraftwerk (P und Erregerspannung)

17.4 Enggekoppelte statische Generatoren mit U(p, q)-Regelung

Ähnliches wie im Kapitel 17.3 ist in der Untersuchung mit fünf identischen Photovoltaikanlagen (statische Generatoren mit Wirk- und Blindstrombegrenzung), die eng zueinander gekoppelt sind, zu sehen. Die Netzanbindung ist schwach und der Lastbezug wird durch die Anlagen kompensiert. Die PV-Anlagen sind mit 50 kWp gross, arbeiten aber nicht im Grenzbereich. Die Regler sind begrenzt. Das heisst, die zum Start verfügbare Leistung ist nicht die aktuelle Anlagenleistung. Die schnellen Regler, die in Abhängigkeit der Spannung sowohl die Blind-, wie auch die Wirkleistung einstellen, gelangen bei einem starken Lastschritt an ihre Grenzen.

17.4.1 Zeitlicher Ablauf der Oszillation

Wird die Spannung abgesenkt, wird die Blindleistung reduziert und die Wirkleistung erhöht. Dabei erreicht die Wirkleistung zuerst die maximale Grenze (auch durch den Blindleistungsanteil bestimmt). Die weitere Reduktion der Blindleistung hat zur Folge, dass ab einem bestimmten Punkt die Wirkleistung wieder gesenkt wird (negative Blindleistung). Der Blindleistungsregler überschwingt so stark, dass er auch in die Begrenzung geht. So stabilisiert der Wirkleistungsregler die Spannung, wobei auch dieser über das Ziel hinausschiesst und so der Blindleistungsregler wieder aus der Begrenzung kommt (Fig. 71). Durch die schlechte Dämpfung (Netzanbindung)

bleibt die Oszillation bestehen und eine subharmonische Schwingung von 4.8 Hz in der Spannung ist zu erkennen (Fig. 70).

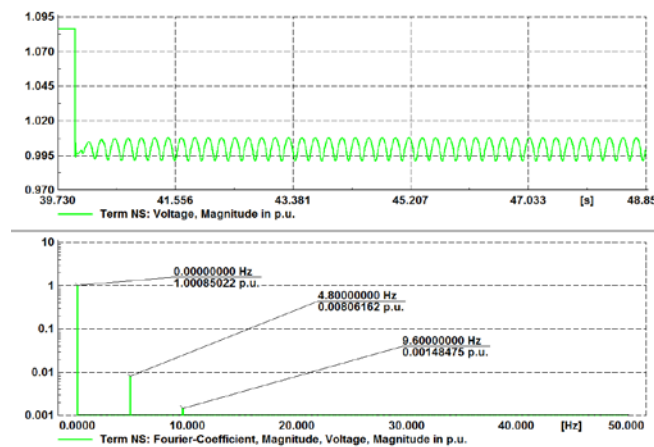


Fig. 70: Spannungsverlauf nach einem Lastschritt, der zur Oszillation führt

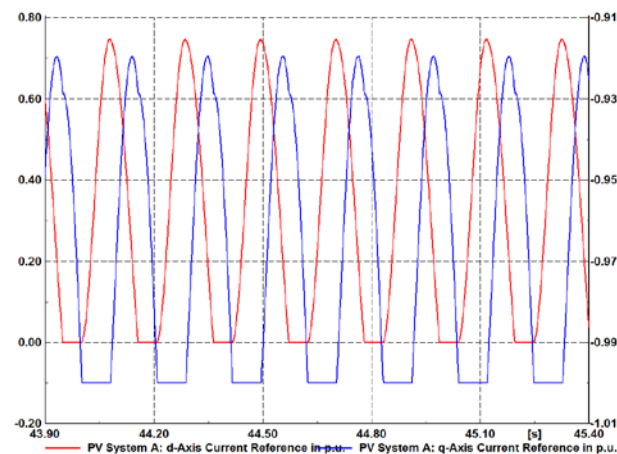


Fig. 71: i_d (rot) und i_q (blau). Oszillation der Regeleinheiten wird nicht mehr gedämpft

Die Oszillation ist bestimmt durch:

- **Die Grösse des Lastschritts.** Ist er zu gross, gehen die Regler in die Begrenzung.
- **Die Anbindung an das Mittelspannungsnetz.** Ist die Kurzschlussleistung genügend gross, herrscht eine gute Dämpfung der Regler.
- **Die Kopplung und Anzahl der Anlagen.** Je weniger Anlagen vorhanden sind, je schneller sind diese in der Begrenzung. Unterschiedliche Kopplung heisst unterschiedliches Regelverhalten.
- **Die Regler-Einstellungen.** Werden diese unterschiedlich vorgenommen, ist die Situation wieder stabil.

17.5 Enge Kopplung – Stabiles Netz, Instabiler Betrieb

Werden identische PV-Anlagen an einem schwachen Netz unterschiedlich gekoppelt (verschiedene Leitungslängen), ist **das gemeinsame Halten der Spannung stark von der Anbindung der Anlage abhängig**. Das heisst, die Anlage, die am weitesten weg ist, wird versuchen die Spannung am stärksten zu stützen. Ihr Spannungsabfall ist auch am stärksten. Das heisst: Die Anlage, die am engsten gekoppelt ist, wird in Abhängigkeit der anderen Anlagen ihre Hauptstellgrösse herunter fahren (Fig. 72).

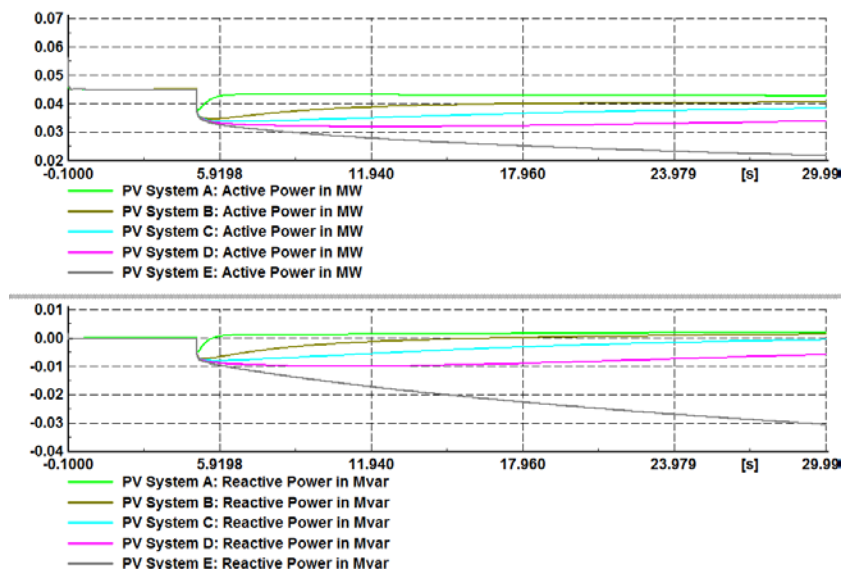


Fig. 72: Wirk- (oben) und Blindleistung (unten) aller Anlagen. Anlage A ist am weitesten entfernt, Anlage E am nächsten am Anschlusspunkt

Das Modell ist so gewählt, dass die Hauptstellgrösse die Wirkleistung ist. Die Blindleistung wird aber mitgeregelt (aufgrund der Gesamtstrombegrenzung). Die am engsten gekoppelte Anlage wird zum Schluss nur noch Blindleistung beziehen. **Das System ist im Grunde stabil. Es ist jedoch so, dass nicht jeder Endkunde gleich behandelt wird, was dann ein anderes Vergütungssystem oder eine Abstimmung der Regler-Parameter auf die Anbindung und die anderen Anlagen bedingt.**

18 Schlussfolgerungen und Ausblick

In dem vorliegenden Dokument „WPO – Grundlagen“ ist aufgezeigt worden, wie Schwingungen entstehen, inwieweit diese messbar sind und modelliert werden können. Es wird gezeigt, dass vieles über einen Anschlusspunkt herausgefunden werden kann, indem man das Schwingungsprofil misst und analysiert. Was aber auch sichtbar wird, ist die Vielfalt an Fragen, gerade im Bereich der subharmonischen Schwingungen und der Stabilitätsgrenzen zukünftiger Netzstrukturen. Es konnten Modelle für aktuelle und bisher nur schlecht analysierte Störfälle erarbeitet werden. Auf Basis dieser Modelle sollen weitere Modellierungen entwickelt werden, um zukünftig einen stabilen Betrieb zu gewährleisten. Die nachfolgend beschriebenen Punkte sind bei der Durchführung des Projektes „Swinging Grids“ zu berücksichtigen.

Die statistische Auswertung der ESL-Messungen kann mit weiteren Daten aus den Messkampagnen und anderen Projekten bestätigt oder widerlegt werden. Dadurch können weitere Erkenntnisse aufgenommen werden.

Im Alltag werden verschiedene kleine Verbraucher (Fernsehergeräte, PCs, Beleuchtungskörper, etc.) eingesetzt, die selbst nur eine geringe Verzerrung aufweisen, doch in der Summe eine markante Beeinflussung der Spannung erzeugen können. Die in den Feldmessungen aufgenommenen Verläufe des THD_u können auch als Spiegelbild der angeschlossenen Geräte interpretiert werden. Um die Einflüsse der einzelnen Geräte besser zu verstehen und zuordnen zu können, sollten die Ergebnisse von diesbezüglichen Studien noch genauer analysiert werden.

Die Modellierung der harmonischen Schwingungen mit statischen Simulationen wird im Rahmen von diesem und anderen Projekten weiter vertieft. Die daraus resultierenden Erkenntnisse werden in die Berichte der weiteren Arbeitspakete einfließen.

Die Rundsteuerung hat einen starken Einfluss auf die Höhe der zwischenharmonischen Schwingungen. Aus diesem Grund muss zusammen mit den Netzbetreibern geklärt werden, wie das Rundsteuersignal aufgeschaltet wird und welche Lasten damit gesteuert werden.

Die experimentelle Messung am PQ-Simulator hat gezeigt, wie Maschinen auf subharmonische Schwingungen reagieren können. Aufbauend auf den damit erarbeiteten Erkenntnissen sollten zwei weiterführende Wege verfolgt werden:

- Der Versuch sollte auf eine Maschine mit bekannten Grundparametern (bekannte SSR) erweitert werden und nicht nur experimentell durchgeführt werden.
- Gemeinsam mit den Partnern sollen Endkunden gesucht werden, die zum Beispiel grössere rotierende Maschinen im Einsatz haben, über starke Vibrationen berichteten, oder unerwartet hohe Abnutzung von Lager sowie mechanischer Dämpfungsglieder haben. Es sollte so viel wie möglich über die Betriebsmittel bekannt sein. Eine enge Zusammenarbeit mit dem Endkunden ist wünschenswert. Durch Messungen sollen die Erkenntnisse vertieft werden.

Die Dämpfung im Niederspannungsnetz ist von verschiedenen Faktoren abhängig. Die wichtigsten Faktoren wie Netzanbindung, Kopplung und Zeitkonstanten wurden identifiziert. Es sollte nun untersucht werden, wie anhand der gegebenen Parameter eine Beeinflussung der Dämpfung qualitativ bestimmt werden kann. Die Idee ist, zusammen mit den Projektpartnern die Indikatoren aus Kapitel 17 mittels Untersuchungen an realen Netzen, wo Ereignisse stattgefunden haben oder stattfinden, zu bestätigen oder zu verwerfen. Im Arbeitspaket „WP1 – Netztopologien“ soll dies erarbeitet werden.

Im Arbeitspaket „WPO – Grundlagen“ sind Wasserkraftwerke und Photovoltaikanlagen genauer untersucht worden. In der Literaturrecherche ist festgestellt worden, dass Dampfturbinen-Kraftwerke und Windturbinen zusätzliches Potenzial für subharmonische Schwingungen haben. Diese und weitere Elemente wie Frequenzumrichter, Speicher oder Hochspannungsgleichstrom-Übertragungen werden zusätzlich analysiert und das Dokument wird in diesem Sinne erweitert. Hierzu werden auch weitere Erkenntnisse dienen, welche in „WP1 – Netztopologien“ und „WP2 – Feldmessungen“ gewonnen werden. Die Modellierungsumgebung ist für Erweiterungen der Simulationsmodelle mit konkreten Umrichter-Elementen entsprechend vorbereitet.

Der Einfluss auf die Frequenz ist nicht betrachtet worden. Wird eine allgemeine Aussage über das Stabilitätsverhalten angestrebt, ist zusätzlich der Einfluss von Frequenzvariationen auf die Elemente des Niederspannungsnetzes zu untersuchen.

In den Modellen in „WPO – Grundlagen“ sind keine Ringnetze untersucht worden. Da die Kopplung zwischen den Anlagen bei Regler-Oszillationen sehr zentral ist, sollten die gängigen Netztopologien und deren Einfluss auf die Dämpfung im WP1 (Netztopologien) analysiert werden.

In der Untersuchung der Interaktionen zwischen verschiedenen Regelsystemen ist die elektrische Resonanzbildung durch Filter oder Ähnliches nicht genauer beachtet worden. In diesem Bereich werden weitere Erkenntnisse vermutet.

Es zeigte sich, dass die Dämpfung unterhalb der Grundschiwingung von rotierenden Anlagen geschwächt und von statischen Erzeugern gestärkt wird. Oberhalb der Grundschiwingung ist dies gerade umgekehrt. Deshalb sollte eine Untersuchung der Stabilität im Bereich über der Grundschiwingung (bis einige 10 kHz) im Zusammenhang mit mehreren statischen Erzeugungsanlagen durchgeführt werden.

Sind Anlagen des gleichen Typs an einem Knoten gekoppelt und übernehmen diese unabhängig und autonom die Spannungsregelung, ist die Anbindung sehr entscheidend (siehe Kap.17.5). Die Stabilität des Systems ist gewährleistet, jedoch nicht die Gleichberechtigung jedes am Anschlusspunkt angeschlossenen Teilnehmers. Dies erfordert ein komplexes System zur Bestimmung der Regler-Parameter in Abhängigkeit von der Aufgabe der Anlagen, der Kopplung zwischen den Anschlusspunkten und der Art und Menge der weiteren angeschlossenen Anlagen. Eventuell wird es zukünftig ein Vergütungssystem in Abhängigkeit dieser Parameter geben, wobei zu beachten ist, dass die Begrenzung oder Verzögerung der Stellgrößen wiederum Instabilitäten hervorrufen kann (Kap.16.2).

Das eigentliche Ziel des Forschungsprojektes ist, Vorschläge auszuarbeiten, wie anhand weniger, einfach zu ermittelnder Informationen, wie beispielsweise Kurzschlussleistung, Regeltypen und ihrer Parameter, beurteilt werden kann, inwieweit der Anschluss einer weiteren Anlage (subharmonische) Schwingungen generiert und deshalb aufgrund des Schwingungsverhaltens des Netzes genehmigt oder verweigert werden muss.

19 Literaturverzeichnis

- [1] A. Gut, «Master-Thesis Modelling Swinging Grids,» ESL BFH-TI, Biel/Bienne, 2014.
- [2] «DIN EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010,» [Online]. Available: <http://www.dke.din.de/cmd?artid=136886057&contextid=dke&subcommitteeid=54758325&bcrumblevel=1&level=tpl-art-detailansicht&committeeid=54738887&languageid=de>. [Zugriff am 5 September 2014].
- [3] D. Schulz, Netzurückwirkungen - Theorie, Simulation, Messung und Bewertung, Berlin Offenbach: VDE Verlag, 2004.
- [4] D. C. Rüster, «A.eberle- Präsentation BFH Biel,» in *Early detection of dynamic effects in the electrical grid*, Biel, 2013.
- [5] «DIN EN 61000-3-2 Berichtigung 1; VDE 0838-2 Berichtigung 1:2011-06; Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-2: Grenzwerte - Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräte-Eingangstrom kleiner gleich 16 A je Leiter),» [Online]. Available: <http://www.dke.din.de/cmd?level=tpl-art-detailansicht&committeeid=54738887&artid=141448587&languageid=de&bcrumblevel=3&subcommitteeid=54758325>. [Zugriff am 5 September 2014].
- [6] «DIN EN 61000-3-12; Grenzwerte - Grenzwerte für Oberschwingungsströme, verursacht von Geräten und Einrichtungen mit einem Eingangsstrom > 16A und <= 75A je Leiter, die zum Anschluss an öffentliche Niederspannungsnetze vorgesehen sind (IEC 61000-3-12:2011),» [Online]. Available: <http://www.dke.din.de/cmd?level=tpl-art-detailansicht&committeeid=54738887&artid=151906975&languageid=de&bcrumblevel=3&subcommitteeid=54758325>. [Zugriff am 5 September 2014].
- [7] «DIN EN 61000-2-2:2003-02; VDE 0839-2-2:2003-02; Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 2-2: Umgebungsbedingungen; Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen,» [Online]. Available: <http://www.dke.din.de/cmd?artid=60386201&contextid=dke&subcommitteeid=54758325&bcrumblevel=1&level=tpl-art-detailansicht&committeeid=54738887&languageid=de>. [Zugriff am 5 September 2014].
- [8] G. Bartak, H. Holenstein und J. Meyer, «Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen,» VEÖ, VSE, CSRES, VDN, 2. Ausgabe, 2007.
- [9] B. f. Statistik, «<http://www.bfs.admin.ch>,» Bundesamt für Statistik, - - 2004. [Online]. Available: http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/regionen/11/geo/analyse_regionen/04.html. [Zugriff am 16 01 2015].
- [10] A. Gut, «Dynamische und statische Modellierung_PA2,» Energy System Labs, BFH, Biel, 2013.
- [11] A. Collin, "An 11kV Steady State Residential Aggregate Load Model Part 1: Aggregation Methodology," IEEE, Edinburgh, 2010.
- [12] A. Collin, «Compoennt-based Aggregate Load Moldes for Combined Power Flow and Harmonic Analysis,» IEEE, Edinburgh, 2010.
- [13] T. Kerchenberger, «Oberschwinungsspannungen aufgrund von einphasigen Brückengleichrichtern in stätischen Verteilnetzen,» Technische Universität Graz, Graz, 2001.
- [14] Digsilent-B6, «6-Pulse Bridge,» Digsilent, Gomaringen, 2006.
- [15] H. Breulmann, E. Grebe, W. Winter, R. Witzmann, P. Dupuis, M.P. Houry, T. Margotin, J. Zerenyi, J. Dudzik, J. Machowski, L. Martín, J. M. Rodríguez, E. Urretavizcaya, «Analysis and Damping of Inter-Area Oscillations in the UCTE/CENTREL Power System,» Cigre, Paris, 2000.
- [16] Guoping Liu*, Zheng Xu, Ying Huang, Wulue Pan, «Analysis of inter-area oscillations in the South China Interconnected Power System,» Department of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, PR China, 2003.
- [17] R. L. Cresap, J. F. Hauer,, «EMERGENCE OF A NEW SWING MODE IN THE WESTERN POWER SYSTEM,» IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,, Portland, Oregon, 1981.
- [18] P. Anderson ;B. Agrawal ;J. Van Ness, «Introduction Chapter 1,» in *Subsynchronous resonance in power systems*, New York, IEEE Press, 1990, pp. 3-30.
- [19] D.N. Walker; C. E. J. Bowler; R.L. Jackson, «Results of subsynchroneuse resonance test at Mohave,» General

- Electric Southern California Edison Co, California, 1975.
- [20] R. G. Farmer, A. L. Schwalb, Eli Katz, «NAVAJO PROJECT REPORT ON SUBSYNCHRONOUS RESONANCE,» IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Phoenix, Arizona / Los Angeles, California, August 1977.
- [21] Mircea Eremia; Mohammed Shahidehpour, Handbook of Electrical Power System Dynamics, USA: IEEE Press / Wiley, 2012.
- [22] M. Bahrman, E.V. Larsen, R.J. Piwko, H.S. Patel, «EXPERIENCE WITH HVDC - TURBINE-GENERATOR TORSIONAL INTERACTION AT SQUARE BUTTE,» IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, -, 1980.
- [23] Yin Chin Choo, A. P. Agalgaonkar, K. M. Muttaqi, S. Perera, Michael Negnevitsky, «Subsynchronous Torsional Behaviour of a Hydraulic Turbine-Generator Unit Connected to a HVDC System,» Australasian Universities Power Engineering Conference, -, 2008.
- [24] Klosse Rainer, Santjer Fritz, Greder Gerhard, «Flickererzeugung durch Windenergieanlagen,» DEWI Magazin Nr 10, Deutschland, 1997.
- [25] D. M. Fette, «Intelligente Netze Einführung - Analysieren, Messen, Planen, Bauen (Folie 30),» in *Power Quality Seminar*, Mannheim, 2012.
- [26] Mauro Calabria, Walter Schumacher, «Impact of inverter clustering on the Small-Signal Stability of a Grid,» Institute of Control Engineering, Technische Universität Braunschweig, Braunschweig, Germany, 2012.
- [27] S. Dahal, N. Mithulanathan T. Saha, «An Approach to Control a Photovoltaic Generator to Damp Low Frequency Oscillations in an Emerging Distribution System,» IEEE, USA, 2011.
- [28] Yun Tiam Tan, Student Member, IEEE, Daniel S. Kirschen, Senior Member, IEEE, Nicholas Jenkins, Senior Member, IEEE, «A Model of PV Generation Suitable for Stability Analysis,» IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, USA, 2004.
- [29] G. Puntsagdash, «Stability Analysis with Decentralized Control of Photovoltaic Systems Master Thesis,» EEH – Power Systems Laboratory / Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, Zürich, 2013.
- [30] Mathias Duckheim, Johannes Reinschke, Prasad Gudivada, William Dunford, «Voltage and power flow oscillation induced by PV inverter connected to a weak power distribution grid,» IEEE, Deutschland, 2013.
- [31] K.R. Padiyar, Analysis of subsynchronous resonance in power systems, USA: Power Electronics and Power Systems Series, 1999.
- [32] G Andersson, R Atmuri, R Rosenqvist, S Torseng, «INFLUENCE OF HYDRO UNITS' GENERATOR-TO-TURBINE INERTIA RATIO ON DAMPING OF SUBSYNCHRONOUS OSCILLATIONS,» IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Ludvika, Sweden, 1984.
- [33] B. f. Energie, «Energieperspektive 2050 Zusammenfassung,» Schweizerische Eidgenossenschaft (Admin.ch), Bern, 2013.
- [34] S. Dahal, N. Mithulanathan, T. Saha, «Investigation of Small Signal Stability of a Renewable Energy based Electricity Distribution System,» IEEE, New York, 2010.
- [35] Weihao Hu; Chi Su; Zhe Chen, «Impact of Wind Shear and Tower Shadow Effects on Power Systems with large Scale Wind Power Penetration,» et.aau.dk, Dänemark, unbekannt.
- [36] C. Göbel, «Modelle der Synchrongeneratoren für Simulation der subsynchronen Resonanzen,» technische Universität Dortmund, Dortmund, 2010.
- [37] Massimo Bongiorno, Evert Agneholm and Andreas Petersson, «The impact of Wind Farms on Subsynchronous Resonance in Power Systems,» Gothia Power AB, -, -.
- [38] Earl Shockley; Eric Allen, «Sub-Synchronous Interaction between Series-Compensated Transmission Lines and Generation,» NERC, USA, 2011.
- [39] Piergiorgio La Seta, Edwin Lerch, Rainer Zurowski, Shiva B. Kumar, Richard Osman, Bharatendu Deo, Brian Bahr, Junichi Sakaguchi, Yasushi Okazaki, Toshiaki Saito, «INVESTIGATION OF SUBSYNCHRONOUS TORSIONAL INTERACTIONS ON LNG POWER PLANTS,» -, -, 2003.
- [40] B. Pal; B. Chaudhuri, «Power System Oscillations,» in *Robust Control in Power Systems*, -, Springer, 2005, pp. 5-12.
- [41] M. Klein; G.J. Rogers; P. Kundur, «A FUNDAMENTAL STUDY OF INTER-AREA OSCILLATIONS IN POWER SYSTEMS,» IEEE Transactions on Power Systems, Ontario, Toronto, 1991.
- [42] VDE, «VDE-AR-N 4105:2011-08: Power generation systems connected to the low-voltage distribution network,» VDE, Deutschland, 2011.

- [43] Holger Berndt;Mike Hermann;Horst D. Kreye;Rüdiger Reinisch;Ulrich Scherer;Joachim Vanzetta, «Transmission Code 2007,» VDN-Verband der Netzbetreiber, Berlin, 2007.
- [44] V. Crastan, Elektrische Energieversorgung 1 3.Auflage, Evilard: Springer, 2011.
- [45] Digsilent-DynMod, «Dynamic Modelling in PowerFactory,» Digsilent, Gomaringen, 2013.
- [46] D. PowerFactory, Digsilent PF 15.1 - Handbuch/Manual, Gomaringen DE: Digsilent, 2013.
- [47] Digsilent-FFT Source, «Fourier Source,» Digsilent GMBH, Gomaringen, 2012.
- [48] A. E. M. C. John Tamblyn, «National Electricity Amendment (Technical Standards for Wind Generation and other Generator Connections) Rule 2007 No.2,» Australian Energy Market Commission, Sydney, 2007.
- [49] Disilent_SCAP, «Technical Reference Documentation -Serial Capacitor,» Digsilent, Gomaringen, 2013.
- [50] A. Gut, «Schwingungsphänomene im NS Netz_PA1,» BFH-Biel/Bienne, Biel/Bienne, 2013.
- [51] I. S. R. W. Group, «PROPOSED TERMS AND DEFINITIONS FOR SUBSYNCHRONOUS OSCILLATIONS,» IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, -, 1980.
- [52] Eckard Quitmann, Eike Erdmann ENERCON, Zukunftsorientierte Gestaltung von technischen Netzanschlussbedingungen - Von inhärenten Eigenschaften zu expliziten Anforderungen, Deutschland: ETG-Mitgliederinformation, Juli 2014.
- [53] E. Sputnik, «Auszug Standard Specification Functions VERTRAULICH,» Sputnik Engineering, Biel, 2013.
- [54] B. d. J. u. f. Verbraucherschutz, «SDLWindV - Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen,» Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz, Deutschland, 2011.
- [55] P. Digsilent, «Complex Load - Technical Reference Documentation,» Digsilent, Gomaringen, 2013.
- [56] Digsilent_SynMachine, «Technical Reference - Synchronous Machine,» Digsilent, Gomaringen, 2011.
- [57] J. Goette, Synchronous Motors - MSE-Automatic Drive Systems, Biel/Bienne: BFH-TI, 2012.
- [58] IEEE Subsynchronous Resonance Task Force, «FIRST BENCHMARK MODEL FOR COMPUTER SIMULATION OF SUBSYNCHRONOUS RESONANCE,» IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, unknown, 1977.
- [59] D. C. v. Grünigen, Digitale Signalverarbeitung, Leipzig: Fachbuchverlag Leipzig, 2004.
- [60] W. Bäni, Wavelets Einführung für Ingenieure, München: Oldenbourg, 2005.

20 Abbildungsverzeichnis

Fig. 1: Glossar	6
Fig. 2: Aufteilung der Arbeitspakete ab dem Projektstart	8
Fig. 3: Eine 50 Hz und 70 Hz Sinusschwingung werden überlagert und die Hüllkurve des resultierenden Signals wird (rot) dargestellt	10
Fig. 4: Netzabbildung mit beliebiger Last (Z_{load}), Leitung (Z_L) und Quelle (Z_K)	11
Fig. 5: Netzabbildung mit kapazitiver Last als Tiefpass 2. Ordnung	11
Fig. 6: Phasen- und Amplitudengang der Ausgangsspannung eines Tiefpass 2. Ordnung nach obenstehendem Modell	11
Fig. 7: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz in absoluter Darstellung	12
Fig. 8: Allgemeine Netzimpedanz im NS-Netz in normierter Darstellung	12
Fig. 9: Allgemeine Netzimpedanz aufgetrennt nach Messungen bei Verknüpfungspunkten ohne PV-Einfluss	13
Fig. 10: Spannungs- und Stromverlauf einer Kochplatte, die als lineares Gerät gilt	13
Fig. 11: Spannungs- und Stromverlauf einer 12 W Sparlampe, die als nicht lineares Gerät gilt	14
Fig. 12: Strom- und Spannungsverlauf an einem fiktiven Netz mit einem grossen nicht linearen Verbraucher. Oben über einer Netzimpedanz $Z_n = 0.001 \text{ Ohm}$, unten an einem idealem Netz $Z_n = 0$	14
Fig. 13: Summenbildung der Verzerrungen von verschiedenen Verbrauchern im realen Netz	15
Fig. 14: Nicht linearer Strom eines Verbrauchers, im Spektrum dargestellt (rechts), verursacht Spannungsverzerrungen über der Netzimpedanz	15
Fig. 15: Links das Grundschwingungssignal mit Frequenzkomponenten der 3. und 5. harmonischen Schwingungen, rechts das komplette verzerrte Signal mit den Schwingungen von links additiv überlagert	16
Fig. 16: Signal Aufbereitung für Beispiel zur Schwierigkeit der FFT-Behandlung [4]	16
Fig. 17: -FFT Spektrum von Testsignal 1. Bei 6 Hz und bei 14 Hz ist je eine Spitze zu erkennen [4]	16
Fig. 18: FFT-Spektrum von Testsignal 2. Bei 6 Hz und bei 14 Hz ist je eine Spitze zu erkennen [4]	17
Fig. 19: Spektrum von Testsignal 1(oben) mit Wavelet-Analyse. Die Farbe bestimmt die Amplitude, die Y-Achse die Frequenz [4]	18
Fig. 20: Spektrum von Testsignal 2 mit Wavelet-Analyse. Die Farbe bestimmt die Amplitude, die Y-Achse die Frequenz [4]	18
Fig. 21: Allgemeine Zusammenfassung der Pegel und Zeitintervalle der EN 50160 im Überblick	19
Fig. 22: Spannungsharmonische Schwingungen - Grenzwerte nach EN 61000-2-2 in Tabellenform	20
Fig. 23: Grenzwerte EN 50160 (rot) und EN 61000-2-2 (blau) im Vergleich	20
Fig. 24: Links das Grundschwingungssignal mit allen maximalen Frequenzkomponenten nach EN 50160, rechts das komplette verzerrte Signal mit den Schwingungen von links additiv überlagert	21
Fig. 25: Grafik der statistischen Auswertung des Langzeit-Flickers in % (95 % Werte)	23
Fig. 26: Wertetabelle Langzeit-Flicker	23
Fig. 27: Grafik der statistischen Auswertung des Unsymmetriefaktors (Unbalancing) in % (95 % Werte)	23
Fig. 28: Wertetabelle Unsymmetriefaktor	23
Fig. 29: Grafik der statistischen Auswertung des THD_u (95 % Werte)	24
Fig. 30: Wertetabelle THD_u	24
Fig. 31: Grafik der statistischen Auswertung der ungeraden Spannungsharmonischen bis zur 21. (95 % Werte)	25
Fig. 32: Frequenzspektrum der zwischenharmonischen Schwingungen bei einer Normmessung durch Studenten des ESL, sichtbare Erhöhung der 7.interharmonischen Schwingung	26
Fig. 33: Zeitlicher Verlauf der 7. Zwischenharmonischen im Vergleich mit dem Lastprofil eines Einfamilienhauses	26
Fig. 34: Tagesverlauf des THD_u im Wohngebiet	27
Fig. 35: Verlauf des THD_u auf allen drei Phasen am Anschlusspunkt eines Wohnhauses in einem Dorf ohne Industrie	27
Fig. 36: Verlauf des THD_u eines Einkaufszentrums in den Wochen vor Weihnachten mit Sonntagsverkauf	28

Fig. 37: Verlauf der 3. Harmonischen eines Einkaufszentrums in den Wochen vor Weihnachten mit Sonntagsverkauf	28
Fig. 38: Verlauf des THD_u und des Stromes am Anschlusspunkt einer Fabrik im Industriegebiet. Die Firma verfolgt einen Mehrschichtbetrieb. Die grössten Verbraucher sind dreiphasig.	29
Fig. 39: Verlauf der 5. harmonischen Schwingung und des Stromes am Anschlusspunkt einer Fabrik im Industriegebiet, die Firma verfolgt einen Mehrschichtbetrieb	29
Fig. 40: B6 Gleichrichter	30
Fig. 41: Stromharmonisches Spektrum einer Phase des B6-Bahngleichrichters	30
Fig. 42: Zuordnung der harmonischen Schwingungen mit idealer Form, ohne Winkelverschiebung, im Mit-Gegen-Nullsystem	31
Fig. 43: Summe der stromharmonischen Schwingungen. Vergleich zwischen Messung und Simulation der Phase L2 um 12 Uhr	32
Fig. 44: Differenz in Ampere zwischen Simulation und Messung der Phase L2 um 12 Uhr	33
Fig. 45: Summe der stromharmonischen Schwingungen. Vergleich zwischen Messung und Simulation der Phase L2 um 12 Uhr ohne Winkel	33
Fig. 46: Strategiewahl für EMT-Simulationen mit harmonischen Schwingungen	34
Fig. 47: Aufteilung der subharmonischen Schwingungen in die drei für die weitere Modellierung wichtigen Hauptgruppen	35
Fig. 48: Schema zur Messung der subharmonischen Schwingungen am PQ-Simulator mit Berücksichtigung der Netzimpedanz und Laständerung, DEWE-571 als Referenz	36
Fig. 49: Amplitudengang der Hüllkurve gemessen mit DA-Box 2000 bei einphasiger Lastschaltung $f = 0.5$ Hz	36
Fig. 50: Amplitudengang der Hüllkurve mit simulierter Lastschaltung $f = 0.5$ Hz in Matlab	37
Fig. 51: Schematischer Aufbau des experimentellen Tests mit einer 120 W Asynchronmaschine	37
Fig. 52: Subharmonische Schwingungen bezeichnen eine Kommunikation zwischen Sender und Empfänger aufgrund eines Events	38
Fig. 53: Beispiel einer Messung von subharmonischen Schwingungen (schwarz) verglichen mit der Spannung am selben Anschlusspunkt	39
Fig. 54: Detaillierte Einteilung der Ursachen für subharmonische Schwingungen nach Frequenz und Periodendauer (T)	39
Fig. 55: Einteilung des Dynamikmodells in die sechs schwingungsrelevanten Elemente eines Wasserkraftwerks	41
Fig. 56: Zuordnung der Dynamikelemente in die drei Eigenschaften und die drei Hauptgruppen von subharmonischen Schwingungen bei Wasserkraftwerken. *1: Turbinenregler kann bei zukünftigen kleineren Kraftwerken zur Spannungsregelung verwendet werden	42
Fig. 57: Zuordnung der Dynamikelemente in die zwei Eigenschaften und die drei Hauptgruppen von subharmonischen Schwingungen bei Photovoltaikanlagen. *1: Aktuell <10 Hz durch Leistungsfaktor-Regler, zukünftig Spannung und auch schnellere Regelung möglich	43
Fig. 58: Schematische Darstellung eines Generators mit langer kompensierter Leitung. Dies kann zu einem Schwingkreis mit SS-IGE führen [36]	45
Fig. 59: Schema einer HVDC-Übertragung mit Erzeuger (SG) und den Hauptelementen der AC/DC- (Rectifier) und DC/AC-Wandlung (Inverter)	46
Fig. 60: Visualisierung des UCTE-Netzes (blau) für das Verständnis von Inter-Area-Oszillationen	47
Fig. 61: Zusammenfassung der Grenzbedingungen für den Umgang mit Modellierung und Simulation von subharmonischen Schwingungen	51
Fig. 62: Einleiter-Modell der Kapazität	51
Fig. 63: Spannung (oben) und Frequenz (unten) am Anschlusspunkt der PVA nach einer Reduktion von 10 % der Last mit komplettem Dynamikmodell der PVA und RMS-Simulation	52
Fig. 64: Spannung (oben) und Frequenz (unten) am Anschlusspunkt der PVA nach einer Reduktion von 10 % der Last mit komplettem Dynamik-Modell der PVA und EMT-Simulation	52
Fig. 65: Zeitlicher Verlauf von Spannung (oben) am Nieder- und Mittelspannungsknoten	53

Fig. 66: Reaktion des Systems ohne Verzögerung und mit ausgeschaltetem Totband auf einen Lastrückgang (Netzkonfiguration nach [30]), Spannung (u) blau, Wirkstrom (i_d) rot und Blindstrom (i_q) braun in EMT-Simulation, Spannung stabilisiert sich bei 0.98 p.u.	54
Fig. 67: Reaktion des Systems mit Verzögerung und ausgeschaltetem Totband auf einen Lastrückgang (Netzkonfiguration nach [30]), Spannung (u) blau, Wirkstrom (i_d) rot und Blindstrom (i_q) braun in EMT-Simulation, die Spannung oszilliert konstant	54
Fig. 68: Spannungsverlauf und FFT der Spannung nach dem Event. Regler-Oszillation mit 1.5 Hz	56
Fig. 69: Geregelte Größen im Vergleich: Links die Last (P und Q) und rechts das Wasserkraftwerk (P und Erregerspannung)	56
Fig. 70: Spannungsverlauf nach einem Lastschritt, der zur Oszillation führt	57
Fig. 71: i_d (rot) und i_q (blau). Oszillation der Regeleinheiten wird nicht mehr gedämpft	57
Fig. 72: Wirk- (oben) und Blindleistung (unten) aller Anlagen. Anlage A ist am weitesten entfernt, Anlage E am nächsten am Anschlusspunkt	58

21 Versionskontrolle

Version	Datum	Beschreibung	Autor
0	27.06.2014	Layout Report	gga5
1	27.06.2014	Zusammen kopieren MT infos	gga5
2	24.07.2014	Dokument erstellt ausblick fehlt	gga5
3	25.07.2014	Ausblick verfasst	gga5
V0.0	31.07.2014	Dokument erstellt Version 0.0	gga5
V0.1	03.08.2014	Überarbeitung	hkm1
V0.2	04.08.2014	Überarbeitung	sos1
V0.3	07.08.2014	Überarbeitung	sos1
V0.4	20.08.2014	Überarbeitung	sos1
V0.5	04.09.2014	Überarbeitung bis Kapitel 8	hkm1
V0.6	05.09.2014	Überarbeitung (u. a. im Lit-Verz. bei den URL einen Leerschlag eingefügt, damit Zeilenumbruch sauber und Anzeige des Index korrekt ist)	sos1
V0.7	15.09.2014	Überarbeitung Kapitel 9 - 15	hkm1, sos1
V0.8	16.09.2014	Überarbeitung Kapitel 14 - 18	hkm1
V1.0	16.09.2014	Überarbeitung Kapitel 14 – 18, V1.0 erstellt	hkm1, sos1
V1.1	18.09.2014	Korrektur in Fig. 18	sos1
V1.2	17.01.2015	Update der statistischen Auswertung PQ-Messungen	gga5
V1.3	17.02.2015	Update der statistischen Auswertung PQ-Messungen	gga5, sos1
V1.3	03.08.2016	Update Netzimpedanz stand 03.08.2016	gga5