

BREITBANDIGE MESSUNGEN IM ÜBERTRAGUNGSNETZ

DI Dr Werner SCHÖFFER (Artemes), DI Dr Jürgen PLESCH (Artemes), DI Dr
Georg Achleitner (APG)

Artemes GmbH

Eibiswald 105

A-8552 Eibiswald

werner.schoeffler@artemes.org

+43 664 5403106

1 Kurzfassung

Neue Technologien in der Halbleitertechnik (SIC, GAN) lassen unsere Wechselrichter immer effizienter werden. Dies erreicht man durch höhere Schaltfrequenzen bis in den Megahertzbereich. Durch diese Schaltfrequenzen entstehen aber Welligkeiten im Stromverlauf in eben diesem Frequenzbereich, welche sich in den Verteilnetzen nachweisen lassen und deren Auswirkungen bereits Inhalt zahlreicher Publikationen sind.

Wie sieht es aber in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen aus?

Der Beitrag beschäftigt sich mit der Messung solcher Frequenzen im Hochspannungsnetz. Neben der Frage, welche Wandler bzw. Teiler dafür sinnvoll eingesetzt werden können, wird auch auf die Anforderungen an die Messgeräte eingegangen.

Neben der Transientenmessung wird auch die Messung der Power Quality Parameter, im Speziellen auf die Oberschwingungsbänder bis 150 kHz, besprochen.

Eine reale Langzeitmessung, in einem durch erneuerbare Energie geprägten Netzgebiet, zeigt Beispiele welche Frequenzen tatsächlich nachweisbar sind.

Keywords: Breitbandige Messungen, VFT, RC-Teiler, Hochfrequente, Höherharmonische, Transientenmessung

2 Einleitung

Die Energiewende bringt nicht nur finanzielle und den Energiefluss betreffende Neuerungen mit sich. Auch die Verbraucher und Erzeuger ändern sich im Hinblick auf Stromformen. Neben der Diskussion um Kurzschlussleistungsbeitrag ist hier auch die Diskussion um leitungsgebundene Frequenzeinbringung zu führen.

Im folgenden Diagramm von Infineon [5] ist deutlich zu erkennen welche Teilnehmer im Stromnetz welche Frequenzspektren durch ihre verbauten Halbleiterschalter einbringen:

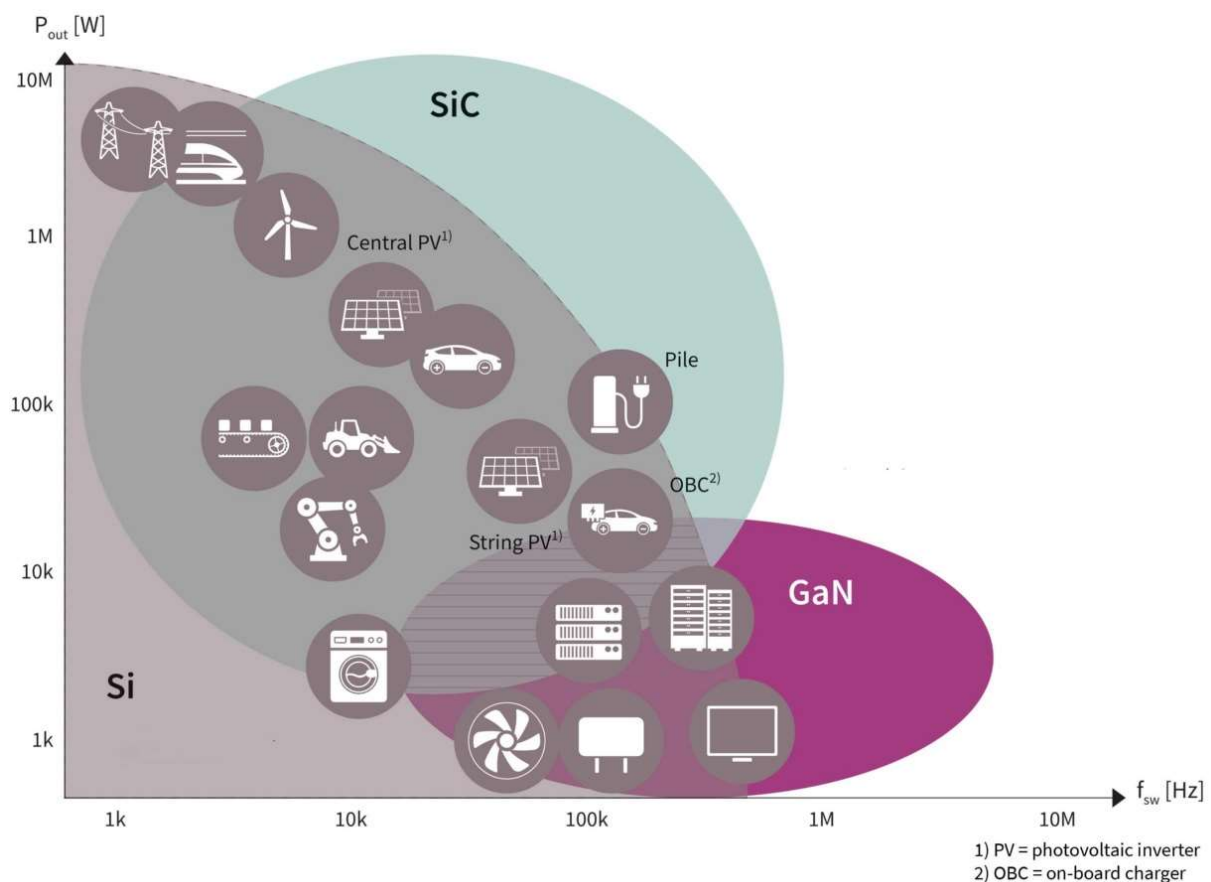


Abbildung 1: Wide Bandgap Semiconductors [5]

Die neuen Technologien SiC und GaN prägen dabei das höherfrequente Spektrum.

Es stellt sich jetzt die Frage, inwieweit diese Phänomene auch netzebenen-übergreifend festzustellen sind. Das klassische Transformatorersatzschaltbild mit rein induktiver Übertragung und einer Begrenzung der Bandbreite durch die Remanenz ist dabei nicht mehr ausreichend. Kapazitive Kopplungsmechanismen werden hier wirksam.

Weiters ist die Frage, wie diese hohen Frequenzen in den Mittel- und Hochspannungsnetzen messtechnisch erfasst werden können.

3 Verfahren zur Bestimmung der höherfrequenten Anteile

Die klassischen Methoden der Oberschwingungsbestimmung nach IEC 61000-4-7 [3] reichen hier nicht mehr aus.

In der Norm [3] findet man bereits die Gruppierungsverfahren für höherfrequente Anteile.

Dabei wird im Bereich von 2-9 kHz eine Gruppierung von 200 Hz angewendet.

Im Bereich bis 150 kHz findet eine Gruppierung in 2 kHz Schritten Anwendung

Grenzwerte in diesen Bereichen werden derzeit nur in der Niederspannung [1] genannt.

4 Klassische Messmethode und Limitierung

Die klassische Messung in Mittel- und Hochspannungsnetzen findet an induktiven Wandlern statt. Hier gilt primär das Prinzip der induktiven Übertragung. Im folgenden Bild wird aber das reale Übertragungsverhalten solcher Wandler im Bereich bis 5 kHz gezeigt. Deutlich erkennbar sind hier bereits Resonanzstellen. Darüber ist das Verhalten undefiniert und auch hier kommt es zu kapazitiven Kopplungsmechanismen die hochfrequenten Anteile eventuell höher darstellen lassen. Eine Aussage über die Amplituden hochfrequenter Anteile ist daher nicht möglich.

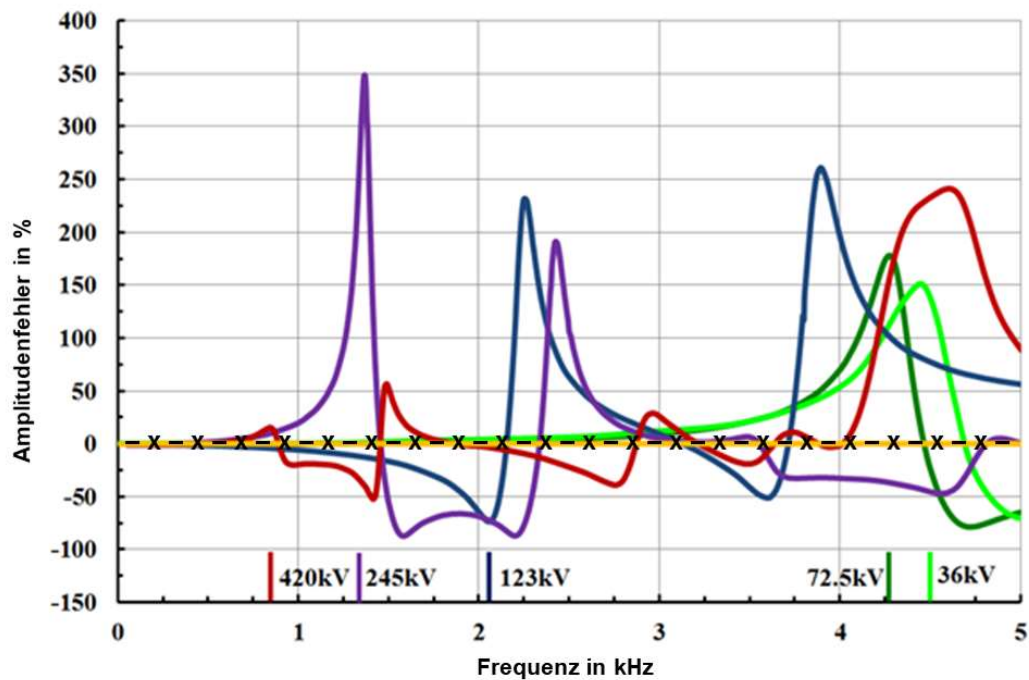


Abbildung 2: Resonanzen induktiver Wandler [6]

5 Neue Messverfahren und Sensoren

Für Betrachtungen von hochfrequenten Anteilen sowie der Messung transienter Vorgänge sind induktive Wandler somit nur bedingt einsetzbar. Alternativen gibt es im Bereich kapazitiver Sensorik durch die Prinzipien der C-Teilung bzw. RC-Teilergruppen.

Besonderes Augenmerk muss aber immer auf eine richtige Abstimmung der sekundären Messtechnik genommen werden.

Eingesetzte Sensoren können dabei sein:

Bis 1 GHz:

- VFT Adapter in SF6-Anlagen (bis 400kV)
- Tastköpfe an Oszilloskopen (bis 40kV)

Bis 1 MHz

- RC Teiler bis 400kV
- C-Teiler
- Durchführungen als C-Teiler nutzen (TE Messpunkt)

Bis 150 kHz

- C-Teiler in T-Steckern
- RC Teiler

Beispiele eingesetzter Sensoren:



Abbildung 3: C-Teiler in T-Steckern, MS, 150kHz, Artemes VAP-24-S



Abbildung 4: RC Teiler 400kV, Pfiffner



Abbildung 5: VFT Abgriff, 400kV SF6, bis 1 GHz



Abbildung 6: klassischer C-Teiler bei Transientenmessungen

6 Messgeräte

Bei der Auswahl der Messgeräte ist dabei auf folgende Punkte Rücksicht zu nehmen:

- Bandbreite und Abtastrate: Passen diese mit den Sensoren zusammen?
- Auflösung: zur Betrachtung von Voltsignalen der Höherharmonischen im 400kV Bereich reichen 12 bzw. 16 Bit Messgeräte kaum mehr aus – 24 Bit Auflösung ist daher notwendig.
- Abschluss: passen die Messgeräte zu den Sensoren
- Länge der Messleitungen: diese müssen an die Sensoren bzw. Messgeräte abgestimmt sein.

Eine Abstimmung der Messkette auf eine definierte Eingangsfunktion ist unbedingt anzuraten.

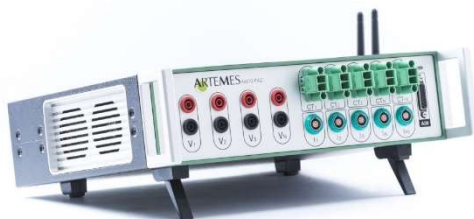


Abbildung 7: ARTEMES AM-10-PA2H, 24bit, 2 MSamples/sec/channel

7 Beispiele von Messungen

Bei den folgenden Beispielen wird deutlich, wie sehr breitbandige Messausrüstungen notwendig werden, um den neuen Anforderungen gerecht zu werden.

Dieses Beispiel zeigt das Vorhandensein der typischen Schaltfrequenzen von PV-Wechselrichtern im 400kV Netz, gemessen mit RC-Teilern und AM-10-PA2H Messgeräten.

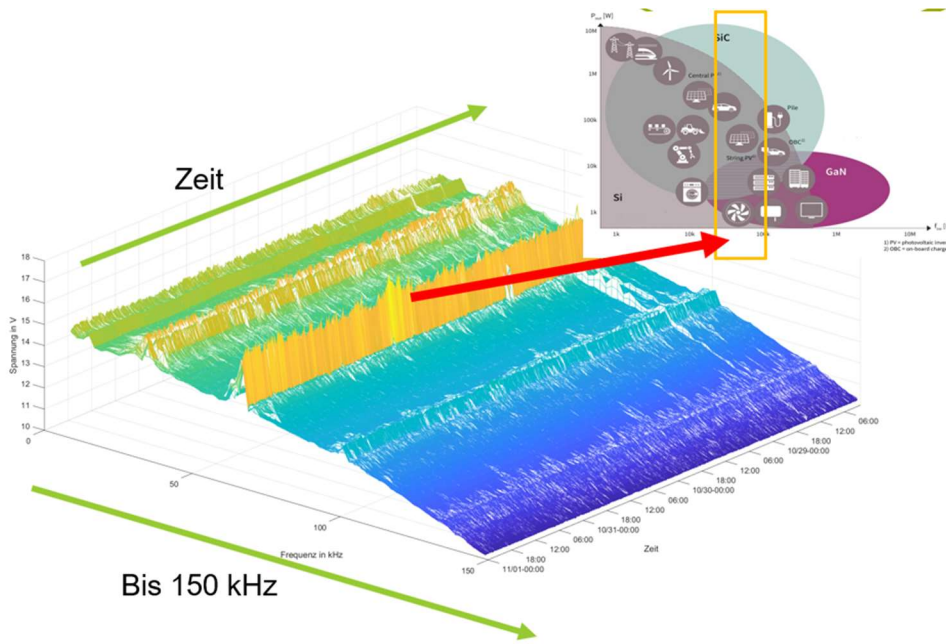


Abbildung 8: Vorhandensein von PV-Taktfrequenzen im 400kV Netz

Ein weiterer Vorteil schneller Sensorik ist auch beim Einsatz bei Transienten-Messungen zu sehen. Damit ist auch eine genauere Fehlerortung auf wenige 10m möglich.

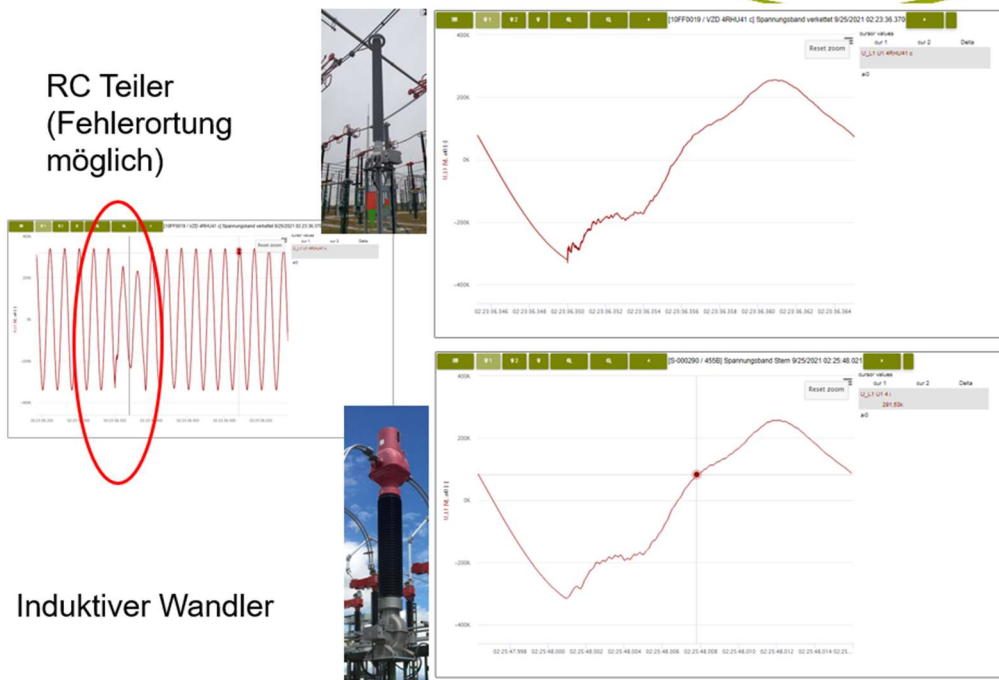


Abbildung 9: Transientenmessung mit kapazitiven Teilern

8 Verifikation der Ergebnisse

Um die Messdaten auch verifizieren zu können, ist neben der Kalibration und Abstimmung der Messkreise auch oft eine begleitende numerische Simulation notwendig. Die folgende Abbildung zeigt eine solche Verifikation einer Drosselschaltung mittels EMTP-RV. Die Übereinstimmung von Messung und Simulation zeigt dabei, wie gut die Messergebnisse und die Simulation zusammenpassen.

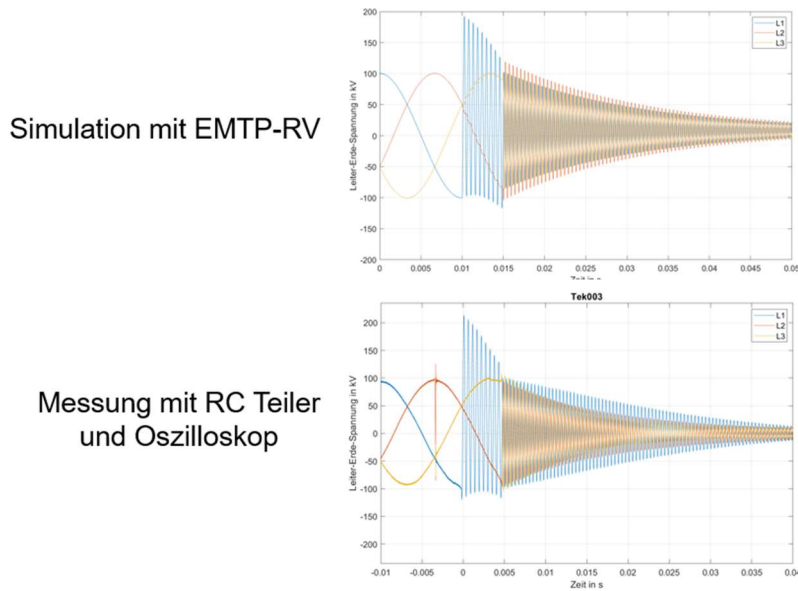


Abbildung 10: Verifikation einer Messung mittels Simulation

9 Zusammenfassung und Ausblick

Das Vorhandensein von höherfrequenten Anteilen in den Höchstspannungsnetzen ist nicht mehr wegzudiskutieren. Durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Erzeugung, der Speicherung mittels Batterien und der neuen elektronischen Verbraucher ist eine rapide Zunahme zu erwarten.

Zahlreiche Messungen haben gezeigt, dass mittels herkömmlicher Sensoriken diese Frequenzen nicht nachgewiesen werden können. Neue Sensoriken und Verfahren der Messung sind daher notwendig. Zahlreiche Beispiele haben gezeigt, wie diese Frequenzspektren aussehen. Nebenerscheinungen, wie genauere Fehlerortung, werden ebenfalls durch solche Sensoren möglich werden.

10 Referenz:

- [1] IEC 61000-2-2
- [2] IEC 61000-2-4
- [3] IEC 61000-4-7
- [4] IEC 61000-4-30
- [5] [Wide Bandgap Semiconductors \(SiC/GaN\) - Infineon Technologies](#)
- [6] E. Sperling, P. Schegner, „A possibility to measure Power Quality with RC-Dividers“, 22nd International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Stockholm, 2013