



**QUALITÄT DER
STROMVERSORGUNG**
Leitfaden

**SONEL S.A.
Wokulskiego 11
58-100 Świdnica
Polen**

Version 1.00 16.10.2024

INHALT

1	Allgemeine Informationen	3
2	Strommessung	4
2.1	Harte Zangen (CT) zur Messung von Wechselstrom (AC)	4
2.2	Zangen zur Messung von Wechselstrom und Gleichstrom (AC/DC)	4
2.3	Flexible Zangen mit Rogowski-Spule	5
3	PLL-Synchronisation	6
4	Flimmern (Flicker)	7
5	Messung der Leistung und Energie	8
5.1	Wirkleistung	8
5.2	Blindleistung	9
5.3	Blindleistung und 3-Leiter-Systeme	12
5.4	Blindleistung und Blindverbrauchszähler	12
5.5	4-Quadranten-Blindenergiezähler	14
5.6	Scheinleistung	15
5.7	Die Verzerrungsleistung D_B und die effektive Scheinleistung der Verzerrung S_{eN}	16
5.8	Leistungsfaktor	17
6	Oberwellen	18
6.1	Methode der Messung der Komponenten der Oberwellen	19
6.2	Wirkleistungen der Oberwellen	20
6.3	Blindleistungen der Oberwellen	21
6.4	Charakteristik der Oberwellen in Dreiphasennetzen	21
6.5	THD-Faktor	23
6.6	Verzerrungsfaktor des Stromes TDD	23
6.7	K-Verlustfaktor im Transformator (K-Faktor)	24
6.8	Lastreduzierungsfaktor (K-Faktor)	25
7	Zwischenharmonische	26
7.1	Methode der Messung der Zwischenharmonischen	27
7.2	Gesamte Verzerrung der Zwischenharmonischen (TID)	28
8	Die Steuersignale	29
9	Unsymmetrie	31
10	Einbrüche, Überspannungen und Unterbrechungen der Spannung	33
11	Hüllkurvenformänderungen	35
12	Phasensprung	36
13	Schnelle Spannungsänderungen (RVC)	37
14	Transienten und Überspannungen	39
15	Diagramme CBEMA und ANSI	41
16	Mittelung der Messergebnisse	43
16.1	Klasse A	44
16.2	Klasse S	46

1 Allgemeine Informationen

Die Messmethodik für Netzqualitätsanalysatoren ist in der Norm IEC 61000-4-30 spezifiziert. Diese Norm, hat dadurch, dass sie strenge Messalgorithmen eingeführt hat, den Markt Analysatoren sortiert, so dass eine bessere Vergleichbarkeit der Messergebnisse und der Kompatibilität zwischen den Analysatoren von verschiedenen Herstellern gewährleistet ist. Zuvor hatten diese Geräte verschiedene Algorithmen verwendet, deshalb waren die Messergebnisse desselben Objekts mit verschiedenen Geräten oftmals unterschiedlich.

Faktoren, die eine Steigerung des Interesses in Fragen verbunden mit der Stromversorgungsqualität waren u.a. die Verbreitung elektronischer Steuergeräte, DC/DC-Wandler und Schaltnetzteile, Energiesparlampen usw., also des breiten Bereichs der Energieumwandlung. Diese Geräte neigten dazu die Stromverläufe zu verformen.

Schaltnetzteile (allgemein im Haushalt und in industriellen Anwendungen eingesetzt) sind meistens so aufgebaut, dass die Netzwechselspannung gleichgerichtet wird mithilfe von Kondensatoren, also in Gleichstrom (DC) umgewandelt, um danach mit hoher Frequenz und Effizienz in Ausgangsspannung von gewünschtem Wert umgewandelt werden. Diese Lösung hat jedoch unerwünschte Nebenwirkung. Die Ladung der Glättungskondensatoren erfolgt durch Stromspitzen, wenn die Netzspannung nahe des maximalen Wertes ist. Aus der Leistungsbilanz geht hervor, dass wenn die Stromaufzeichnung nur in kurzen Zeitabschnitten stattfindet, der Strom einen viel höheren Maximalwert haben muss, im Vergleich zur kontinuierlichen Aufzeichnung. Das große Verhältnis des Maximalwertes des Stromes zum effektiven Wert (der sog. Scheitelfaktor) und die Verringerung des Leistungsfaktors (eng. *Power Factor*, *PF*) haben zur Folge, dass um eine bestimmte Wirkleistung im Empfänger zu erhalten (in Watt), der Energielieferant eine höhere Leistung liefern muss, als die Wirkleistung des Empfängers (die ist die sog. Scheinleistung, die in Volt-Ampere ausgegeben wird, VA). Der kleine Leistungsfaktor hat zur Folge, dass die Kabel stärker belastet werden und die Kosten des Energietransports steigen. Die dabei erscheinenden Oberwellen Komponenten im Versorgungsstrom sind die Quelle zusätzlicher Probleme. Daraufhin haben die Stromlieferanten Abnehmern, die nicht einen entsprechend hohen Leistungsfaktor sichergestellt haben, Geldstrafen auferlegt haben.

Potenziell an Energiequalitätsanalysatoren können einerseits Energieversorgungsunternehmen sein, die mithilfe der Analysatoren Ihre Abnehmer kontrollieren können und andererseits Energieabnehmer, die mithilfe eines solchen Geräts einen niedrigen Leistungsfaktor und andere Probleme, die mit der Energiequalität zu tun haben, entdecken und Abhilfe schaffen können.

Die Qualitätsparameter der Stromquelle, und die energetischen Eigenschaften der Empfänger werden durch verschiedene Größen und Zeiger beschrieben. Diese Studie kann diesen Bereich eine wenig erklären.

Wie bereits erwähnt, hat die fehlende Standardisierung der Messverfahren hat erhebliche Unterschiede in den durch verschiedene Geräte berechneten Werten der verschiedenen Parameter des Netzwerks verursacht. Die aus dem Bemühungen vieler Ingenieure resultierende Norm IEC 61000-4-30 war das erste Dokument, in dem sehr genaue Methoden, mathematische und erforderliche Messgenauigkeiten für Stromnetzqualitätsanalysatoren angegeben wurden. Die Einhaltung der Norm (insbesondere mit der Klasse A) sollte das Erhalten von wiederholbaren und nahezu identischen Messergebnissen derselben Größen, die mit Geräten verschiedener Hersteller gemessen wurden, gewährleisten.

2 Strommessung

2.1 Harte Zangen (CT) zur Messung von Wechselstrom (AC)

Harte Zangen des Typs CT (eng. *Current Transformer*) sind ein Transformator, der den Hochstrom der Primärwicklung in einen niedrigeren in der Sekundärwicklung umwandelt. Typische Stromzangenbacken sind aus einem Material mit ferromagnetischen Eigenschaften (z.B. Eisen) mit einer Sekundärwicklung gemacht. Die Primärwicklung besteht aus einem Kabel, um den die Zangenbacken geklemmt werden, also in der Regel aus einer einzigen Wicklung. Wenn jetzt durch die geprüfte Leitung Strom mit einem Wert von 1000 Ampere fließt, wird in der Sekundärwicklung mit 1000 Windungen Strom mit einem Wert von 1 A fließen (vorausgesetzt es ist ein geschlossener Stromkreis). Bei Spannungsausgangszangen befindet sich der Nebenschlusswiderstand in der Zange selbst.

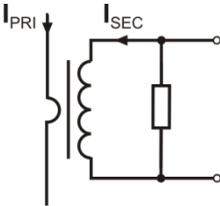


Abb. 1. Harte Zangen mit Spannungsausgang

Dieser Stromwandlertyp zeichnet sich durch mehrere Merkmale aus. Er kann sehr hohe Ströme messen und verbraucht dabei sehr wenig Strom. Magnetisierungsstrom ist der Grund für die Verschiebung der Phase (Zehntelgrad), was zu einem Messfehler führen kann (vor allem bei einem niedrigem Leistungsfaktor). Ein Nachteil dieser Zangen ist auch die Sättigung des Kerns bei der Messung von sehr hohem Strom (über dem Nennbereich). Die Sättigung des Kerns aufgrund der Hysterese der Magnetisierung hat Messfehler zur Folge, die nur durch die Entmagnetisierung eliminiert werden kann. Auch in

einer Situation, in der der gemessene Strom eine erheblichen DC-Komponente enthält, wird der Kern gesättigt. Ein weiterer Teil der harten Zangen ist auch deren hohes Gewicht.

Trotz dieser Nachteile sind die Zangen des Typs CT derzeit die wahrscheinlich am weitesten verbreitete nicht-invasive Methode zur Messung von Wechselstrom (AC).

Es können folgende CT-Zangen zur Messung von Wechselstrom mit dem Analysator verwendet werden:

- C-4(A), mit einem Nennbereich von 1000 A AC,
- C-6(A), mit einem Nennbereich von 10 A AC,
- C-7(A), mit einem Nennbereich von 100 A AC,

2.2 Zangen zur Messung von Wechselstrom und Gleichstrom (AC/DC)

In manchen Situationen ist es nötig, die konstante Komponente des Stromes zu messen. Zu diesem Zweck müssen Zangen mit einem anderen Wirkprinzip, als ein traditioneller Stromwandler verwendet werden. Solche Zangen verwenden das physikalische Phänomen namens Hall-Effekt und beinhalten in ihrer Konstruktion einen Hall-Sensor (sog. Hallotron). Kurz gesagt, besteht dieser Effekt auf dem Auftreten einer elektrischen Spannung an den Wänden der Leitung, durch die der Strom fließt und der sich zusätzlich im Magnetfeld mit Querrichtung zum Induktionsvektor des Feldes befindet.

Stromzangen, die dieses Phänomen verwenden, können sowohl die Wechselstromkomponente des Stromes und die konstante Komponente messen. Der Leiter mit Strom in den Zangen erzeugt ein Magnetfeld, das in dem Eisenkern konzentriert ist. Im Spalt dieses Kerns, dort, wo sich die Zangenbacken verbinden, befindet sich ein Halbleiter-Hall-Sensor und die Ausgangsspannung dieses Sensors wird durch das batterieversorgte elektronische System verstärkt.

Die Zangen dieser Art haben meistens einen Nullstromregler. Um den Nullstrom einzustellen müssen die Zangenbacken geschlossen werden (ohne einen Leiter zwischen ihnen) und das Einstellrad bis zum Erhalten eines Nullwerts für die Gleichstromanzeige drehen.

Derzeit werden von S.A. die Zangen C-5A mit einem Nennbereich von 1000 A AC / 1400 A DC angeboten. Diese Zangen haben einen Spannungsausgang und für einen Nennstrom von 1000 A beträgt die Spannung 1 V (1 mV/A).

2.3 Flexible Zangen mit Rogowski-Spule

Flexible Zangen (eng. *Flexible Current Probes*) haben eine vollkommen andere Funktionsweise, als ein Stromwandler. Ihr wichtigstes Teil ist die sog. Rogowski-Spule, die nach dem deutschen Physiker Walter Rogowski benannt wurde. Diese Spule ist eine Luftspule, die um einen Leiter mit Strom gewickelt ist. Der spezielle Aufbau der Spule erlaubt die Ausführung beider Enden an einer Seite, was so einen einfachen Anschluss der Zangen an den Leiter ermöglicht (das rückkehrende Endstück wurde auf der ganzen Länge in der Spule platziert). Der Strom der durch den gemessenen Leiter fließt, erzeugt zentrische Linien des Magnetfelds, die das Phänomen der eigenen Induktion nutzen, u die elektromotorische Kraft an den Enden der Spule zu induzieren. Jedoch ist die Spannung proportional zur Geschwindigkeit des Stromwechsels im Leiter und nicht zum Strom.

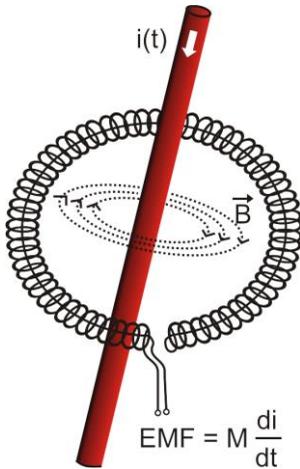


Abb. 2. Rogowski-Spule

Die Rogowski-Spule hat einige unbestreitbare Vorteile gegenüber Stromtransformatoren. Weil Sie keinen Kern hat, unterliegt sie nicht dem Phänomen der Sättigung; deshalb eignet sie sich hervorragend zur Messung von Strom mit einem hohen Wert. Eine solche Spule hat auch eine hervorragende Linearität und hohe Bandbreite, viel größer als bei Stromtransformatoren, und im Vergleich mit ihnen ist sie auch viel leichter.

Jedoch bis vor kurzem hatten flexible Zangen Schwierigkeiten mit der Verbreitung im Bereich der Strommessung. Tatsächlich gibt es einige Faktoren, die die praktische Umsetzung des Messsystems mit Rogowski-Spulen behindern. Einer von ihnen ist die sehr niedrige Spannung, die an den Zangen induziert wird (sie ist von den geometrischen Abmessungen der Spule abhängig). Beispielsweise beträgt die Ausgangsspannung der flexiblen Zangen der Serie F(A) für eine Frequenz von 50 Hz ca. $40 \mu V/A$. Solche niedrigen Spannungswerte verlangen die Verwendung von präzisen Verstärkern mit niedrigem Rauschen, die die Kosten selbstverständlich steigern.

Weil die Ausgangsspannung proportional zur Ableitung des Stromes ist, ist es notwendig ein integrierendes System zu verwenden; meistens werden flexible Zangen verkauft, die aus einer Rogowski-Spule mit einem analogen Integratorsystem verbunden sind (charakteristisches, batteriebetriebenes Modul). Am Ausgang des Integrators ist bereits ein Spannungssignal, das proportional zum gemessenen Strom ist und entsprechend skaliert ist (z.B. $1 mV/A$).

Ein weiteres Problem, das mit der Anwendung einer Rogowski-Spule verbunden ist, ist die Empfindlichkeit auf äußere Magnetfelder. Die Perfekte Spule sollte nur auf ein Feld, das im Bereich der Spule eingeschlossen ist, empfindlich sein und äußere Magnetfelder vollständig unterdrücken. Aber es stellt sich heraus, dass dies eine sehr schwierige Aufgabe ist. Der einzige Weg, solche Eigenschaften zu erhalten, ist eine sehr präzise Ausführung der Spule mit vollkommen homogenen Wicklungen und möglichst niedriger Impedanz. Die hohe Präzision der Wicklung der Spule ist Grund für den relativ hohen Preis solcher Zangen.

3 PLL-Synchronisation

Die Notwendigkeit der Verwendung einer Phasenschleife (Software, Hardware oder Software-Hardware) ergibt sich aus den Anforderungen der Norm IEC 61000-4-7, die die Prüf- und Messverfahren und die zulässigen Fehler bei der Messung der Komponenten der Oberwellen beschreibt. Diese Norm verlangt, dass das Messfenster, das die Grundlage einer Messung und Bewertung des Inhalts der Oberwellen ist, entsprach der Laufzeit von 10 Perioden des energetischen Netzwerks in 50 Hz-Installationen, und 12 Perioden für 60 Hz. In beiden Fällen entspricht dies einer Zeit von ca. 200 ms. Da die Frequenz des Stromnetzes regelmäßigen Änderungen und Schwankungen unterliegen kann, kann die Laufzeit des Fensters von 200 ms abweichen und z.B. für eine Netzfrequenz von 51 Hz, wird sie ca. 196 ms betragen.

Die Norm empfiehlt auch, dass bevor die Fourier-Transformation eingeführt wird (um die spektralen Komponenten auszusondern), keine Windowing-Vorgänge vorgenommen werden. Eine Mangelnde Synchronisation der Frequenz und das Zulassen einer Situation, in der Proben einer unvollständigen Periodenzahl FFT-Transformationen unterzogen würden, können zur Leckage des Spektrums führen. Dieses Phänomen hat zur Folge, dass das Band der Oberwellen durch mehrere benachbarte Bänder verwischt wird, was zu Datenverlust über die tatsächliche Höhe und Leistung des geprüften Bandes. Es wurde die Möglichkeit der Verwendung eines Fensters (Hann-Fenster) zugelassen, das die negativen Auswirkungen der spektralen Leckage reduziert, aber dies ist auf die Situationen beschränkt, in denen die PLL-Schleife die Synchronisierung verloren hat.

Die Norm IEC 61000-4-7 spezifiziert die angeforderte Genauigkeit des Synchronisationsblocks. Dies ist wie folgt ausgedrückt: die Zeit zwischen der steigenden ersten Abtastimpuls und (M+1)-dieses Impulses (wobei M die Anzahl der Proben innerhalb des Messfensters ist) sollte der Laufzeit der angegebenen Anzahl der Perioden innerhalb des Fensters (10 oder 12) mit einer maximalen Fehlergrenze von $\pm 0,03\%$ entsprechen. Um dies auf einfache Weise zu erklären, betrachten wir das folgende Beispiel. Indem eine Frequenz von 50 Hz angenommen wird, beträgt das Messfenster 200 ms. Wenn der erste Abtastimpuls im Moment $t = 0$ erscheint, wird der erste Abtastimpuls des nächsten Messfensters im Moment $t = 200 \pm 0,06$ ms erscheinen. Diese $\pm 60 \mu\text{s}$ sind die zulässige Abweichung von der Abtastflanke. Die Norm definiert auch den minimalen Frequenzbereich, bei denen die obige Genauigkeit des Synchronisierungssystems eingehalten werden sollte und als $\pm 5\%$ der Nennfrequenz bestimmt wird, also 47,5...52,5 Hz und 57...63 Hz entsprechend für 50 Hz- und 60 Hz-Netze.

Ein weiteres Problem ist der Bereich der Werte der Eingangsspannung, unter der der PLL-Kreis korrekt funktionieren wird. Die Norm 61000-4-7 gibt hier keine spezifische Anleitung oder Anforderungen an. Hingegen die Norm 61000-4-30 bestimmt den Wertebereich der Versorgungsspannung, in der die metrologischen Parameter nicht verschlechtert werden und die Klasse A bestimmt sie auf $10\% \dots 150\% U_{\text{din}}$.

4 Flimmern (Flicker)

Das englische Wort *flicker* bedeutet Flimmern. In Bezug auf die Fragen im Zusammenhang mit der Energiequalität bedeutet es ein Phänomen der periodischen Veränderungen der Lichtintensität aufgrund von Änderungen in der Spannung, die die Glühlampen versorgt.

Die Funktion zur Messung der Flimmers wurde in Energiequalitäts-Analysatoren eingeführt, als sich herausstellte, dass diese Erscheinung eine Verschlechterung des Befindens, Reizbarkeit und manchmal Kopfschmerzen usw. verursacht. Das Flimmern der Lichtintensität muss eine entsprechende Frequenz haben, es darf nicht zu langsam sein, weil die Pupille des Menschen sich an die Lichtintensitätsänderung gewöhnt, es darf auch nicht zu schnell sein, weil dann der Glühwendel diese Änderungen vollkommen nivelliert.

Studien bewiesen, dass die meisten Beschwerden bei einer Frequenz von ca. 9 Änderungen pro Sekunde auftreten. Die sensibelsten Lichtquellen sind traditionelle Glühlampen mit einem Wolframfaden. Halogenlampen, deren Faden einen viel höheren Temperatur haben, als die bei herkömmlichen Glühlampen, haben auch eine viel höhere Trägheit, die die Helligkeitswahrnehmung verringert. Den besten "Widerstand" gegen Flimmern haben Leuchtstofflampen, deren Besonderheiten den durch die Lampe fließenden Strom bei Spannungsänderungen stabilisieren und dadurch auch die Schwankungen der Lichtstärke verringern.

Der Flicker wird in sog. Wahrnehmungseinheiten gemessen, es wurden zwei Arten unterschieden: kurzfristige P_{ST} (eng. *short term*), deren Wert alle 10 Minuten bestimmt wird, und langfristige P_{LT} (eng. *long term*), deren Wert aufgrund der nächsten 12 Werte P_{ST} , also alle 2 Stunden, berechnet wird. Eine lange Messzeit ist direkt auf den sich langsam ändernden Charakter zurückzuführen – um eine verlässliche Probe zu erhalten, muss die jeweilige Messung lang sein. P_{ST} gleich 1 wird als Grenzwert des Reizes angesehen – selbstverständlich ist die Empfindlichkeit auf Lichtschwankungen bei verschiedenen Personen unterschiedlich; die Annahme dieses Grenzwertes ist auf Tests, die auf einer Gruppe von Menschen durchgeführt wurden zurückzuführen.

Und was ist die Ursache des Flimmerns? Die häufigste Ursache ist der Spannungsabfall aufgrund des Ein- und Ausschalten von Belastungen mit hoher Leistung und eine gewisses Flimmern ist in den meisten Stromversorgungsnetzen vorhanden. Abgesehen vom negativen Einfluss auf Menschen – und kann es – muss es aber nicht - ein Zeichen für Probleme des Netzwerks sein. Aber wenn eine plötzliche und unerklärliche Steigerung des Flimmerns zu beobachten ist (also eine Steigung der Faktoren P_{ST} und P_{LT}) sollte dies keinesfalls ignoriert werden. Es kann nämlich vorkommen, dass das Flimmern aufgrund unsicherer Verbindungen im Netz entsteht – die gesteigerten Spannungen an den Verbindungen im Schaltschrank (beispielsweise) haben das Flimmern solcher Empfänger wie z.B. Glühlampen zur Folge. Abfälle an den Verbindungen haben gleichzeitig ihre Erwärmung zur Folge, und letztendlich die Funkenbildung und ein mögliches Feuer. Regelmäßige Prüfungen des Netzes und die beschriebenen Symptome können unsere Aufmerksamkeit wecken, wodurch die Quelle der Gefahr erkannt werden sollte.

5 Messung der Leistung und Energie

Die Leistung ist einer der wichtigsten Parameter, der die energetischen Eigenschaften der Stromkreise bestimmt. Die grundlegende Größe, die zur Berechnung der Finanzen zwischen Lieferanten und Abnehmern verwendet wird, ist elektrische Energie, die das Produkt aus Leistung und Zeit ist.

In der Elektrotechnik können verschiedene Leistungsarten erkannt werden:

- Wirkleistung (eng. *Active Power*) mit dem Buchstaben P gekennzeichnet und in Watt gemessen,
 - Blindleistung (eng. *Reactive Power*) mit Q gekennzeichnet, Einheit var,
 - Scheinleistung (eng. *Apparent Power*) S, Einheit VA.
- Die erwähnten drei Leistungsarten sind die am meisten bekannten, aber dies bedeutet nicht, dass sie die einzigen sind.

In Schulen wird gelehrt, dass die erwähnten Leistungen ein sog. Leistungsdreieck bilden, deren Eigenschaften die Gleichung ausdrückt:

$$P^2 + Q^2 = S^2$$

Diese Gleichung ist nur für Kreise mit sinusförmigen Strom- und Spannungsverläufen gültig.

Bevor eine detaillierte Beschreibung der Fragen, die mit der Leistungsmessung verbunden sind, vorgenommen wird, müssen als erstes die jeweiligen Leistungen definiert werden.

5.1 Wirkleistung

Die Wirkleistung P ist eine Größe im physikalischen Sinne und sie drückt die Fähigkeit des Kreises zur Ausführung einer bestimmten Arbeit aus. Diese Leistung wird am meisten von den Abnehmern begehrt, und für die gelieferte Wirkleistung zahlt der Kunde dem Energielieferanten (separat wurde das Problem der Entgelte für die zusätzliche Blindleistung beschrieben – siehe unten). Es ist die Wirkleistung (und damit die Wirkenergie) die vom Stromzähler in jedem Haushalt gemessen wird.

Die Grundformel für die Berechnung der Wirkleistung ist wie folgt:

$$P = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} u(t)i(t)dt$$

wobei: u (t) - momentaner Wert der Spannung und (t) - momentaner Wert des Stromes, T - der Zeitraum für den die Leistung berechnet wird.

In sinusförmigen Systemen kann die Wirkleistung wie folgt berechnet werden:

$$P = UI \cos \varphi$$

wobei: U der Effektivwert der Spannung ist, I der Effektivwert des Stromes ist und φ der Winkel der Phasenverschiebung zwischen der Spannung und dem Strom ist.

Die Wirkleistung wird durch den Analysator direkt aus der Formel der Integralen, unter Verwendung der abgetasteten Spannungs- und Stromverläufe, berechnet:

$$P = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M U_i I_i$$

wobei M die Anzahl der Proben im 10/12 Perioden Messfenster ist und beträgt 2048, U_i und I_i sind die aufeinanderfolgenden Proben der Spannung und des Stromes.

5.2 Blindleistung

Die bekannteste Formel für die *Wirkleistung* ist auch nur für Einphasenstromkreise mit sinusförmigen Spannungs- und Stromverlauf:

$$Q = UI \sin \varphi$$

Die Interpretation dieser Leistung in solchen Systemen ist wie folgt: es ist die Amplitude der Wechselkomponente der momentanen Leistung an den Zangen der Quelle. Die Existenz eines Nicht-Null-Werts dieser Leistung soll von einem zweidirektionalen und oszillierenden Energiefluss zwischen der Quelle und dem Empfänger zeugen.

Wenn wir uns ein Einphasen-Netz vorstellen mit sinusförmiger Spannungsquelle, dessen Last ein RC-Zweipol ist. Da unter solchen Bedingungen diese Elemente sich linear verhalten, wird der Stromverlauf der Quelle sinusförmig sein, aber wegen der Eigenschaften des Kondensators wird er im Bezug auf die Spannungsquelle verschoben sein. In einem solchen Kreis wird die Blindleistung Q ungleich Null sein und als Amplitude der Energieschwingungen interpretiert werden, die wechselseitig im Kondensator gespeichert wird und zur Quelle zurückgegeben wird. Die Wirkleistung des Kondensators ist gleich Null.

Jedoch, wie sich herausstellt, ist das Phänomen der Energieschwingung nur eine Folge, die in besonderen Fällen von Kreisen mit sinusförmigem Strom und Spannungsverlauf, und nicht der Grund für die Entstehung der Blindleistung. Forschungen in diesem Bereich zeigen, dass die Blindleistung auch in Stromkreisen erscheint, in denen keine Energieschwingungen auftreten. Dies ist eine Feststellung, die viele Ingenieure überraschen kann. In neuen Publikationen, zum Thema der Leistungstheorie, wird als einzige physikalische Erscheinung, die immer das Auftreten von Blindleistung begleitet, die Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung erwähnt.

Die obige Formel zur Berechnung der Blindleistung gilt nur für die sinusförmigen Einphasenstromkreise. Dies wirft die Frage auf: Wie kann die Blindleistung in nicht-sinusförmigen Stromkreisen berechnet werden? Diese Frage öffnet die sog. „Büchse der Pandora“ der elektrotechnischen Umgebung. Es stellt sich heraus, dass die Definition der Blindleistung in realen Systemen (nicht nur in idealisierten) Gegenstand von Kontroversen ist und derzeit (Stand 2018) gibt es keine einheitliche und allgemein akzeptierte Definition der Blindleistung in Stromkreisen mit nicht-sinusförmigen Spannungs- und Stromverlauf, ohne die asymmetrischen Dreiphasen-Stromkreisen zu erwähnen. Im Standard IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) mit der Nummer 1459-2010 (aus dem Jahr 2010) für nicht-sinusförmige Dreiphasen-Stromkreise ist keine Formel zur Berechnung der gesamten Blindleistung zu finden – als die drei grundlegenden Leistungsarten wurden die Wirkleistung, Scheinleistung und – Achtung – die inaktive Leistung, gekennzeichnet mit dem Buchstaben N . Die Blindleistung wurde lediglich auf die grundlegende Komponente des Stromes und der Spannung begrenzt und mit Q_1 gekennzeichnet.

Die oben genannte Standard ist das letzte Dokument dieser Art, das von einer anerkannten Organisation herausgegeben wurde und Ordnung in das Thema der Leistungsdefinitionen bringen sollte. Dies war umso notwendiger, weil unter Wissenschaftlern seit vielen Jahren vermehrt argumentiert wurde, dass die bisher verwendeten Definitionen verfälschte Ergebnisse ergeben können. Die Kontroverse betraf vor allem die Definition der Blindleistung und Scheinleistung (und die Verzerrung, aber darüber später) in Einphasen- und Dreiphasen-Stromkreisen mit nicht-sinusförmigem Spannungs- und Stromverlauf.

Im Jahre 1987 hat Prof. L. Czarnecki die Fehlerhaftigkeit der weit verbreiteten Definition der Blindleistung nach Budeanu beweisen, also der Definition, die bis heute an vielen technischen Schulen gelehrt wird. Diese Definition wurde erstmals von Prof. Budeanu im Jahr 1927 vorgestellt und hat folgende Form:

$$Q_B = \sum_{n=0}^{\infty} U_n I_n \sin \varphi_n$$

wobei U_n und I_n Oberwellen der Spannung und des Stromes der Ordnung n , und φ_n die Winkel zwischen diesen Komponenten.

Weil die Einführung dieser Größe zur Folge hatte, dass die bis dahin bekannte Berechnung der Leistung nicht für Stromkreise mit nicht-sinusförmigem Verlauf galt, hat Budeanu eine neue Größe eingeführt, die als *Verzerrungsleistung* bezeichnet wurde:

$$D_B = \sqrt{S^2 - (P^2 + Q_B^2)}$$

Die Verzerrungsleistung sollte in dem Stromkreis für Leistungen stehen, die aufgrund von Verzerrungen des Strom- und Spannungsverlaufs erscheinen.

Die Blindleistung wird seit Jahren mit den Energieschwingungen zwischen der Quelle und der Belastung in Verbindung gebracht. Anhand der Formel ist zu beobachten, dass die Blindleistung nach der Definition von Budeanu die Summe der Blindleistungen der jeweiligen Oberwellen ist. Aufgrund des Faktors $\sin\varphi$ können die Komponenten positiv oder negativ sein, abhängig vom Winkel zwischen der Spannung und dem Strom der Oberwellen. Somit ist die Situation möglich, in der die gesamte Blindleistung Q_B Null betragen wird, bei Oberwellen, die ungleich von Null sind. Die Beobachtung, dass bei Komponenten, die ungleich Null sind, die Gesamtblindleistung nach dieser Definition Null betragen kann, ist der Schlüssel zu einer tieferen Analyse, die letztendlich erlaubte zu beweisen, dass die Größe Q_B in einigen Situationen überraschende Ergebnisse ergeben kann. Die durchgeführten Studien stellen den allgemein verbreiteten Glauben in Frage, dass eine Beziehung zwischen den Energieschwingungen und der Blindleistung Budeanu Q_B besteht. Es können Beispiele von Stromkreisen herangezogen werden, in denen trotz schwingendem Charakter des Momentleistungsverlaufs, die Blindleistung nach Budeanu Null beträgt. Im Laufe der Jahre waren die Forscher nicht in der Lage, eine Verbindung zwischen der Blindleistung nach dieser Definition mit keinem physikalische Phänomen finden.

Die oben genannten Zweifel bezüglich der Richtigkeit dieser Definition der Leistung, werfen einen Schatten auf die mit ihr verbundene *Verzerrungsleistung* D_B . Es wurde nach der Antwort auf die Frage, ob die Verzerrungsleistung D_B tatsächlich das Maß der Verzerrung der Verläufe in nicht-sinusförmigen Stromkreisen. Als Verzerrung wird eine Situation bezeichnet, in der der Spannungsverlauf sich nicht auf den Verlauf des Stromes „auflegen“ kann, ohne zwei Vorgänge durchzuführen: die Amplitude zu ändern und sie in der Zeit zu verschieben. Mit anderen Worten, wenn die folgende Bedingung erfüllt ist:

$$u(t) = Ai(t - \tau)$$

dass diese Spannung nicht hinsichtlich des Stromes verzerrt ist. Im Falle der sinusförmigen Spannung und der Belastung, die eine beliebige Kombination der RLC-Elemente ist diese Bedingung immer erfüllt (für einen sinusförmigen Verlauf behalten diese Komponenten ihre Linearität). Allerdings wenn die Spannung verzerrt ist, kann die RLC-Belastung keine Nicht-Verzerrung des Stromes in Bezug auf die Spannung gewährleisten und ist keine lineare Belastung mehr – es ist notwendig gewisse zusätzliche Voraussetzungen zu erfüllen (das sich mit entsprechender Frequenz ändernde Modul und Phase des Widerstands der Belastung).

Ist somit die Leistung D_B tatsächlich das Maß dieser Verzerrung? Leider stellte sich heraus, dass auch in diesem Fall, die Leistungstheorie nach Budeanu enttäuscht. Es wurde bewiesen, dass die *Verzerrungsleistung* gleich Null sein kann, wenn die Spannung im Bezug auf den Stromverlauf und umgekehrt verzerrt ist, die *Verzerrungsleistung* kann ungleich Null sein im Falle von einem kompletten Mangel an Verzerrungen.

Der praktische Aspekt der Leistungstheorie, der die Verbesserung des Leitungsfaktors der Stromkreise mit Blindleistung betrifft, sollte der Faktor sein, der am meisten an den korrekten Definitionen der Blindleistung nutzen gewinnt. Die Versuche der Kompensation, die auf der Blindleistung nach Budeanu und der mit ihr verbundenen Verzerrungsleistung beruhen, waren vergeblich. Diese Größen erlaubten nicht mal die korrekte Kompensationskapazität zu berechnen, die den höchsten Leistungsfaktor ergibt. Es kam sogar dazu, dass solche Proben mit der zusätzlichen Verschlechterung dieses Faktors endeten.

Es kann also die Frage gestellt werden: wie ist es möglich, dass die Leistungstheorie von Budeanu so populär wurde? Dafür kann es mehrere Gründe geben. Vor allem wegen der Gewöhnung der Ingenieure an die alten Definitionen und seit Jahren nicht geänderten Lehrprogramme in Schulen. Es ist ein oft unterschätzter Faktor, aber als Rechtfertigung dafür ist daran zu erinnern, dass diese Theorie seit 60 Jahren nicht gestürzt wurde. Zweitens, in den 20. Jahren des vorigen Jahrhunderts standen keine Messgeräte zur Verfügung, die Einblick in die jeweiligen Komponenten der Oberwellen der Spannung und des Stromes gaben, es war also schwierig neue Theorien zu verifizieren. Drittens, die verzerrten Verläufe von Spannung und Strom (also mit einer großen Anzahl von Oberwellen) sind ein Effekt der Revolution in der Elektroenergie, die erst Anfang letztes Jahrhundert anfang. Man fing an weit verbreitet Thyristoren, steuerbare Gleichrichter, Umformer usw. einzusetzen. Alle diese Aktivitäten hatten sehr große Stromverzerrungen in den Versorgungsnetzen zur Folge, und führten somit zur Steigerung der Verzerrungen der Oberwellen. Erst dann wurden die Mängel in der Theorie von Budeanu spürbar. Und viertens, die Forscher, die sich mit der Energetik befassten, waren dessen bewusst, dass Unternehmen

5 Messung der Leistung und Energie

ein Vermögen in die Messinfrastruktur investiert haben (Energiezähler). Jede Änderung in dieser Hinsicht hätte enorme finanzielle Folgen.

Jedoch waren langsame Änderungen im Bewusstsein der Elektroingenieure bemerkbar. Im Laufe der Jahre, bei immer öfter vorkommenden nichtlinearen Belastungen und stark verzerrten Verläufen, waren die Einschränkungen der verwendeten Formeln nicht länger tolerierbar.

Ein wichtiges Ereignis war die Veröffentlichung im Jahre 2000 durch die Organisation IEEE des Standards 1459, mit dem Namen: „Definitionen für die Messung von elektrischen Leistungsgrößen in sinusförmigen, nicht-sinusförmigen, symmetrischen und asymmetrischen Netzsystemen“. Zum ersten Mal wurde die Definition der Blindleistung nach Budeanu zur Gruppe der Definitionen, die nicht empfohlen werden, gezählt und welche nicht in neuen Leistungs- und Blindenergiemessern verwendet werden soll. Es wurde auch sichtbar die Teilung vieler Größen in die, die mit der Grundkomponente des Stromes und der Spannung (erste Oberwellen) zusammenhängen und anderen höheren Oberwellen. In den meisten Fällen wird davon ausgegangen, dass der brauchbare Teil der Energie durch die 50/60 Hz-Komponenten übertragen wird, mit einem viel geringeren und oftmals schädlichen Anteil von höheren Oberwellen.

In dem Standard erschien auch eine neue Größe – *inaktive Leistung N*, die alle inaktiven Komponenten der Leistung repräsentiert:

$$N = \sqrt{S^2 - P^2}$$

Die Blindleistung ist einer der Bestandteile der inaktiven Leistung N . In Einphasenstromkreisen mit sinusförmigem Spannung- und Stromverlauf, ist N gleich Q , somit gibt es in der inaktiven Leistung keine anderen Bestandteile. In Dreiphasenstromkreisen haben eine solche Eigenschaft nur symmetrische, sinusförmige Netze mit ausgeglichenem, reinen Resistenzempfänger.

Die weiteren Bestandteile der inaktiven Leistung sind mit bestimmten physikalischen Erscheinungen verbunden. Nach einer der Theorien von Prof. Czarnecki, die die physikalischen Erscheinungen in Dreiphasennetzen erklärt, kann die Gleichung der Leistungen in solchen Stromkreisen wie folgt beschrieben werden:

$$S^2 = P^2 + D_s^2 + Q^2 + D_u^2$$

D_s ist die Streuleistung, die im System als Folge der Konduktanz des Empfängers zusammen mit der Frequenzänderung erscheint. Somit kann die Anwesenheit von Blindwiderstandselementen das Erscheinen von Streuleistung zur Folge haben.

Die Blindleistung Q in dieser Gleichung erscheint wenn eine Phasenverschiebung zwischen den Oberwellen der Spannung und des Stromes vorhanden ist.

D_u bezeichnet die Leistung der Unausgeglichenheit, die das Maß der Unausgeglichenheit des Dreiphasenempfängers ist. Diese Komponente erklärt die Situation, in der ein unausgeglichener Dreiphasenempfänger mit einem reinen Resistenzcharakter, hat einen Leistungsfaktor zur Folge der kleiner als Eins ist. Ein solcher Empfänger verfügt über keine Blindleistung Q , und trotzdem, geht aus dem Leistungsdreieck S , P , Q etwas vollkommen anderes hervor (die Leistungstheorie nach Budeanu mit ihrer Verzerrungsleistung kann diese Situation ebenfalls nicht erklären – in einem reinen Resistenzempfänger ist die Verzerrungsleistung D_B gleich Null).

Der Versuch den Standard IEEE 1459-2000 mit der Leistungstheorie von Czarnecki zu verbinden, führt zur Schlussfolgerung, dass die inaktive Leistung mindestens drei unterschiedliche physikalische Erscheinungen in sich birgt, die auf die Effektivität der Energieübertragung von der Quelle zum Empfänger Einfluss haben, also auf die Verringerung des Leistungsfaktors:

$$PF = \frac{P}{S_e} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + D_s^2 + Q^2 + D_u^2}}$$

Die Blindleistung, die im Standard IEEE 1459-2000 bekannt unter der Bezeichnung Q bekannt ist, wurde auf Grundkomponente beschränkt und dies bezieht sich sowohl auf Einphasen- als auch auf Dreiphasennetzsysteme.

In Einphasenstromnetzen:

$$Q_1 = U_1 I_1 \sin \varphi_1$$

in Dreiphasennetzen wird nur die Komponente, die gleichwertig mit dieser Leistung ist, unter Betracht gezogen:

$$Q_1^+ = 3U_1^+ I_1^+ \sin \varphi_1^+$$

Damit diese Leistung korrekt gemessen werden kann ist die Übereinstimmung der Phasenfolge notwendig (somit muss die Phase L2 um 120 verzögert sein, ° in Bezug auf die Phase L1, die Phase L3 um 240° verzögert in Bezug auf L1). Der Begriff der Übereinstimmenden Komponente wird näher erläutert bei der Erklärung der Unsymmetrie.

Der Wert der Blindleistung der Grundkomponente ist die Hauptgröße, die erlaubt die Größe des Kondensators abzuschätzen, der den Faktor DPF verbessert, also den Faktor der Verschiebung der Grundkomponente der Spannung in Bezug auf dieselbe Komponente des Stromes (also des Blindleistungskompensators der grundlegenden Oberwellen).

5.3 Blindleistung und 3-Leiter-Systeme

Die korrekte Messung der Blindleistung ist in asymmetrischen Empfängern, die im Dreileitersystem verbunden sind (Dreieck und Stern ohne Leitung N) unmöglich. Diese Feststellung mag viele überraschen.

Der Empfänger kann als „Black Box“ mit 3 verfügbaren Klemmen betrachtet werden. Wir sind nicht in der Lage, die innere Struktur eines solchen Empfängers zu bestimmen. Um die Blindleistung zu berechnen, ist es notwendig dem Winkel der Phasenverschiebung zwischen dem Strom und der Spannung, die in jedem Zweig eines solchen Empfängers vorkommt. Leider kennen wir diesen Winkel nicht. In einem Empfängersystem des Typs „Dreieck“ kennen wir die Spannungen auf den jeweiligen Impedanzen, aber wir kennen den Strom nicht; in solchen Systemen werden die Leiterspannungen und der Linienstrom angegeben. Jeder dieser Linienströme ist die Summe von zwei Phasenströmen. In Empfängern des Typs Stern ohne N kennen wir die Ströme, die durch die Impedanz fließen, aber die Spannungen sind nicht bekannt (jede Leiterspannung ist die Summe von zwei Phasenspannungen).

Bedenken Sie bitte, dass bei bestimmten Spannungen auf den Klemmen und Strömen die in so eine „Black box“ fließen unendlich viele Möglichkeiten für die innere Struktur des Empfängers bestehen, die identische Messergebnisse von Strömen und Spannungen, die außerhalb der Box zu sehen sind, ergeben.

Wie ist es also möglich, dass es Blindleistungszähler gibt, die zur Messung in 3-Leiternetzen dienen, und Netzanalysatoren, die unter solchen Bedingungen die Messung der Blindleistung ermöglichen?

In beiden Fällen greifen die Hersteller auf einen Trick zurück, der auf der Bildung eines künstlichen Bezugspunkts besteht (eine virtuelle neutrale Klemme N). Ein solcher Punkt kann ganz einfach erstellt werden, indem an die Klemmen unserer „Black Box“ ein System von drei Widerständen mit demselben Wert und als Stern verbunden wird. Das Potenzial des zentralen Punkts der Widerstände wird zur Berechnung der „Phasenspannungen“ verwendet. Selbstverständlich sind die Anführungszeichen hier gewollt - ein solches virtuelles Null ergibt ungefähr korrekte Ergebnisse, aber nur wenn die Unausgeglichenheit des Empfängers minimal ist. In jedem anderen Fall sollten die Blindleistungsanzeigen eines solchen Geräts mit Misstrauen angesehen werden.

Das Messgerät darf auf keinen Fall den Benutzer irreführen, und solche Approximationen sind nur unter Vorbehalt, dass der angezeigte Wert nicht das Ergebnis einer Messung ist, sondern nur ein Schätzwert.

5.4 Blindleistung und Blindverbrauchszähler

Ein Blindverbrauchszähler ist ein Gerät, das Heimanwendern eher unbekannt ist – die allgemein verwendeten Zähler, die zur Abrechnung mit dem Stromlieferanten dienen, sind Wirkverbrauchszähler, und messen die Wirkleistung in Wh oder kWh. Der Heimanwender ist also in einer komfortablen Situation – er zahlt nur für die Nutzenergie und muss sich keine Gedanken darüber machen, was der Leistungsfaktor in seinem Stromnetz ist.

Industrielle Kunden – im Gegensatz zu der ersten Gruppe – sind verpflichtet, auf der Grundlage der Verträge und oft unter Gefahr von Geldstrafen, den Leistungsfaktor auf einer entsprechenden Ebene zu halten.

Die Verordnung des Wirtschaftsministers über die detaillierten Bedingungen für den Betrieb eines Stromnetzes definiert die Qualitätsparameter, die vom Lieferanten für die unterschiedlichen sog. Anschlussgruppen erfüllt werden müssen. Zu diesen Parametern zählen z.B. Frequenz des Netzes, Effektivwert der Spannung, THD und zulässiger Pegel der Oberwellen der Spannung. Der Lieferant muss

diese Anforderungen jedoch nicht erfüllen, wenn der Abnehmer nicht einen $tg\varphi$ -Faktor unter 0,4 gewährleistet (ein Wert der unter Absprache geändert werden kann) und/oder den vereinbarten Pegel der aufgenommenen Wirkleistung überschreitet.

Der Faktor $tg\varphi$ hat sich tief in den polnischen Rechtsvorschriften im Energiebereich verwurzelt und wird als das Verhältnis der berechneten Blindenergie zur Wirkenergie in einem bestimmten Zeitraum definiert. Wenn wir für einen Moment zu dem Leistungs-dreieck in sinusförmigen Systemen zurückkehren, können wir leicht bemerken, dass der Tangens des Winkels der Phasenverschiebung zwischen dem Strom und der Spannung dem Verhältnis der Blindleistung Q zur Wirkleistung P gleicht. Somit bedeutet das Kriterium der Erhaltung des $tg\varphi$ unter 0,4 nichts anderes, als Bestimmung, dass der maximale Wert der berechneten Blindenergie 0,4 der berechneten Wirkenergie nicht überschreiten darf. Jede Energieaufzeichnung, die den vertraglich bestimmten Wert überschreitet, unterliegt einem zusätzlichen Entgelt.

Gibt jedoch die Kenntnis eines so berechneten $tg\varphi$ -Faktors beiden Seiten ein reelles Bild der Effektivität der Energieübertragung? Wurde nicht schon zuvor erwähnt, dass die Blindleistung nur einer der Bestandteile der inaktiven Leistung ist, die Einfluss auf die Verringerung des Leistungsfaktors haben? Tatsächlich scheint es so, dass anstatt $tg\varphi$ der Leistungsfaktor PF verwendet werden sollte, der auch die weiteren Faktoren berücksichtigt.

Die aktuellen Vorschriften bieten leider nicht die Möglichkeit zwischen ihnen zu wählen, somit erscheint die korrekte Messung der Blindleistung ein zentrales Thema zu sein. Es lohnt sich hier die Frage zu stellen: ob Angesichts der oben beschriebenen Kontroversen bezüglich der Definition der Blindleistung solche Zähler korrekte Angaben liefern? Und was messen die allgemein verwendeten Blindverbrauchs-zähler tatsächlich?

Eine Antwort auf diese Fragen kann man in der Norm die diese Zähler betrifft suchen – IEC 62053-23. Enttäuschenderweise finden wir in ihr keinen Bezug auf die Messungen in nicht-sinusförmigen Umgebungen – die Berechnungsformeln beziehen sich auf sinusförmige Situationen (in der Norm können wir lesen, dass sie aus diesen „praktischen“ Gründen nur auf sinusförmige Verläufe begrenzt wurde). Es werden in ihr keine Prüfkriterien angegeben, die eine Prüfung der Eigenschaften des Zählers bei verzerrten Verläufen von Spannungen und Strömen ermöglichen würden. Es kann auch die Tatsache überraschen, dass die ältere Norm IEC 61268 (bereits veraltet) einen Test definierte, der auf der Prüfung der Messgenauigkeit bei 10% der dritten Oberwellen des Stromes beruhte.

Die derzeitige Situation lässt Entwickeln von Zählern Möglichkeit der Wahl der Messmethode, was leider zu großen Unterschieden bei der Anzeige der Werte von Blindenergie bei einem hohen Klirrfaktor.

Zähler des älteren Typs, also elektromechanische, haben eine Charakteristik, die dem Tiefpassfilter ähnelt – höhere Oberwellen werden in ihm unterdrückt, wodurch die Messung der Blindleistung in Anwesenheit von Oberwellen dem Wert der Blindleistung der Grundkomponente nahe liegt.

Die immer weiter verbreiteten elektronischen Zähler können mit verschiedenen Methoden Messungen durchführen. Beispielsweise, sie können die Wirkleistung und Scheinleistung messen und die Blindleistung wird aus dem Leistungs-dreieck berechnet (Quadratwurzel der Summe der beiden Leistungen). Tatsächlich also, angesichts des Standards IEEE 1459-2000, messen sie nur die inaktive Leistung, nicht die Blindleistung. Ein anderer Hersteller kann eine Methode mit Verschiebung des Spannungsverlaufs um 90° verwenden, was ein Ergebnis liefert, dass der Blindleistung der Grundkomponente ähnelt.

Je höher der Anteil der Oberwellen, desto höher wird der Unterschied in den Messungen sein und selbstverständlich, als Folge dessen, werden sich die Entgelte für die berechnete Energie unterscheiden.

Wie zuvor schon signalisiert wurde, ist die Messung der Blindleistung in unausgeglichenen 3-Leiter-Systemen mithilfe von traditionellen Zählern mit von einem zusätzlichen Fehler belastet, aufgrund der Entstehung im Zähler eines virtuellen Nulls, der nicht viel mit dem tatsächlichen Null des Empfängers zu tun hat.

Des weiteren geben die Hersteller meistens keine Angaben bezüglich der verwendeten Messmethoden.

Es bleibt nur ungeduldig auf eine weitere Version der Norm zu warten, die – hoffen wir – die Messmethode und Prüfungsart auf eine viel präzisere Weise definiert, auch in nicht-sinusförmigen Umgebungen.

5.5 4-Quadranten-Blindenergiezähler

In der Energiewirtschaft wird sie in vielen Fällen verwendet, um die Blindenergie in vier unabhängige Komponenten aufzuteilen, von denen jede separat gezählt wird. Die Einteilung in sogenannte Quadranten basiert auf den Vorzeichen von Wirk- und Blindleistung, wie auf Abb. 3 dargestellt.

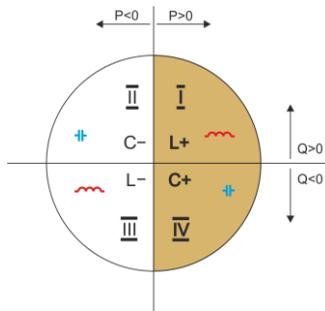


Abb. 3. 4-Quadranten-Aufteilung der Leistungs- und Energieflüsse.

- Quadrant I (Bezeichnung „L+“): die Wirkleistung ist positiv (Aufnahme von Wirkenergie), die Blindleistung ist positiv (Aufnahme von Blindenergie). Unter diesen Bedingungen handelt es sich um eine induktive Last.
- Quadrant II (Bezeichnung „C-“): die Wirkleistung ist negativ (Abgabe von Wirkenergie), Blindleistung ist positiv (Aufnahme von Blindenergie). Die Last ist kapazitiv.
- Quadrant III (Bezeichnung „L-“): die Wirkleistung ist negativ (Abgabe von Wirkenergie), die Blindleistung ist auch negativ (Abgabe von Blindenergie). Unter diesen Bedingungen handelt es sich um eine induktive Last.
- Quadrant IV (Bezeichnung „C+“): die Wirkleistung ist positiv (Aufnahme von Wirkenergie), die Blindleistung ist negativ (Abgabe von Blindenergie). Die Last ist kapazitiv.

Die Plus- und Minuszeichen in den Quadrantenbezeichnungen geben das Vorzeichen der Wirkleistung an.

Die hier dargestellte Unterteilung ermöglicht den Bau von Blindenergiezählern, die ihren Zustand nur dann erhöhen, wenn der Energiefluss in einem bestimmten Quadranten stattfindet. Gleichzeitig bedeutet dies, dass nur einer der Zähler zu einem bestimmten Zeitpunkt seinen Stand erhöhen kann.

In einem typischen Fall der Energieversorgung eines Verbrauchers erfolgt der Betrieb in zwei Quadranten: I (L+) und IV (C+). In diesen beiden Quadranten wird auch der Tangens-Koeffizient φ (in Polen) für die an das Mittel- und Hochspannungsnetz angeschlossenen Verbraucher überwacht. Die 4-Quadranten-Tg-Koeffizienten φ werden auf der Grundlage der aufgezeichneten Einspeisungen der jeweiligen Energien bestimmt:

$$tg\varphi_{(L+)} = \frac{\Delta E_{Q(L+)}}{\Delta E_{P+}}$$

$$tg\varphi_{(C+)} = \frac{\Delta E_{Q(C+)}}{\Delta E_{P+}}$$

Wird die Konvention verwendet, dass alle Energiezähler ein positives Vorzeichen haben, werden die berechneten Tangenswerte um das Vorzeichen ergänzt, das sich aus den Vorzeichen der Blind- und Wirkleistung im jeweiligen Quadranten ergibt. Somit ist das Vorzeichen von $tg\varphi_{(L+)}$ immer positiv und im Fall von $tg\varphi_{(C+)}$ immer negativ.

Die berechneten Tangenswerte können als Grundlage für eventuelle Strafen für vertragsübersteigende Blindenergie verwendet werden. Für den Quadrant I (L+) liegt die typische Grenze, ab der Gebühren erhoben werden, bei 0,4. Für den Quadrant IV (C+) ist häufig jeder Verbrauch von Blindenergie

ein Grund für Berechnung von Strafen.. Daraus folgt auch die praktische Schlussfolgerung, dass es (aus Sicht des Verbrauchers) am kostengünstigsten ist, im ersten Quadranten (L+) im Bereich $\text{tg}(\varphi_{(L+)})$ zwischen 0 und 0,4 zu arbeiten.

5.6 Scheinleistung

Die Scheinleistung S wird als Produkt der Effektivwerte der Spannung und des Stromes bezeichnet:

$$S = UI$$

Als solche hat die Scheinleistung keine physikalische Interpretation; sie wird jedoch bei dem Entwurf von industriellen Anlagen verwendet. Ihr Wert gleicht der maximalen Wirkleistung, die zur Belastung übertragen werden kann, bei den jeweiligen Effektivwerten der Spannung und des Stromes. Somit bestimmt die Scheinleistung die maximal mögliche Fähigkeit der Quelle zur Lieferung nützlicher Energie an den Empfänger.

Das Maß der Effizienz der Nutzung der gelieferten Leistung durch den Empfänger ist der Leistungsfaktor, also anders gesagt das Verhältnis der Scheinleistung zur Wirkleistung.
 Im sinusförmigen Systemen:

$$PF = \frac{P}{S} = \frac{UI \cos \varphi}{UI} = \cos \varphi$$

In nicht-sinusförmigen Systemen ist eine solche Vereinfachung jedoch nicht zulässig und der Leistungsfaktor wird aufgrund des reellen Verhältnisses der Wirkleistung zur Scheinleistung berechnet

$$PF = \frac{P}{S}$$

In Einphasennetzen wird die Scheinleistung so wie in der Formel oben berechnet und es gibt hier keine Überraschungen. Es stellt sich jedoch heraus, dass in Dreiphasennetzen das Berechnen dieser Leistung große Probleme bereiten kann, die mit der Blindleistung zusammenhängen. Selbstverständlich betrifft das reelle Netze mit nicht-sinusförmigem Verlauf, die zusätzlich asymmetrisch sein können.

Studien haben bewiesen, dass die bisher verwendeten Formeln fehlerhafte Ergebnisse liefern können, wenn das Netz nicht ausgeglichen ist. Weil die Scheinleistung eine vereinbarte Größe ist und keine physikalische Interpretation besitzt, festzustellen, welche der vorgeschlagenen Leistungsdefinitionen die richtige ist, könnte Schwierigkeiten bereiten. Es wurden jedoch Versuche unternommen in Anlehnung an die Beobachtung, dass die Scheinleistung eng mit den Übertragungsverlusten und dem Leistungsfaktor verbunden ist. Indem die Übertragungsverluste und der Leistungsfaktor bekannt ist, kann indirekt die korrekte Definition der Scheinleistung bestimmte werden.

Die bisher verwendeten Definitionen u.a. die arithmetische Scheinleistung und geometrische Scheinleistung. Studien haben bewiesen, dass weder die arithmetische Definition, noch die geometrische keinen richtigen Wert des Leistungsfaktors liefern. Die einzige Definition, die in einer solchen Situation nicht enttäuschte, war die Definition, die schon im Jahre 1922 der deutsche Physiker F. Buchholz vorgeschlagen hatte:

$$S_e = 3U_e I_e$$

Sie beruht auf den effektiven Werten der Spannung und des Stromes, und die Leistung wird die effektive Scheinleistung genannt (aus diesem Grund wird für die Dreiphasensysteme die Bezeichnung „e“ hinzugefügt). Diese effektiven Werte der Spannung und des Stromes sind solche theoretischen Werte, die Spannungen und Strom repräsentieren in einem gleichwertigen energetisch symmetrischen Dreiphasensystem. Der Schlüssel ist die Bestimmung der Größen U_e und I_e .

Der Standard IEEE 1459 gibt folgende Formeln an. In Drei-Leiter-Netzen:

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{3}}$$

$$U_e = \sqrt{\frac{U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2}{9}}$$

In Vier-Leiter-Netzen:

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2}{3}}$$

$$U_e = \sqrt{\frac{3(U_a^2 + U_b^2 + U_c^2) + U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2}{18}}$$

Wobei I_a , I_b , I_c die nachfolgenden Schlüsselwerte des Stromes der jeweiligen Phasen (linienförmige oder phasenförmige), I_n ist der Effektivwert des Stromes des Nullleiters, U_a , U_b , U_c sind die Effektivwerte der Phasenspannungen, und U_{ab} , U_{bc} , U_{ca} sind die Effektivwerte der Leiterspannungen.

Ein so berechneter Wert S_e berücksichtigt die Leistungsverluste im Nullleiter (in Vier-Leiter-Netzen) und den Einfluss der Unausgeglichenheit.

5.7 Die Verzerrungsleistung D_B und die effektive Scheinleistung der Verzerrung S_{eN}

Während der Erörterung der Blindleistung wurde gezeigt, dass die Verzerrungsleistung nach Budeanu nicht bei hohen Verzerrungen der Spannungen und des Stromes und bei der Unsymmetrie der Drei-Phasen-Systeme verwendet werden kann (der Paradox der Verzerrungsleistung, die nicht das wirkliche Maß der Verzerrung ist). Dennoch wird die Leistung von vielen Spezialisten, die sich mit der Netzqualitätsanalyse befassen und Herstellern von Systemen zur Kompensation der Blindleistung.

Es sollte hier klar festgestellt werden, dass die Berufung auf diesen Parameter verhältnismäßig gute Ergebnisse lieferte, aber nur unter Bedingungen mit geringen Verlaufverzerrungen und kleiner Unsymmetrie.

Der Standard IEEE 1459-2000 erwähnt diese Leistungsdefinition, jedoch genauso wie im Falle der Blindleistung nach Budeanu, ist sie mit einem nicht eliminierbaren Fehler belastet und es wird empfohlen sie aus dem Gebrauch zurückzuziehen.

An Stelle der Leistung D_B wurde eine andere Größe vorgeschlagen, die auf eine viel bessere Weise die Verzerrungsleistung charakterisiert – die Scheinleistung der Verzerrung S_{eN} . Die Leistung S_{eN} erlaubt eine schnelle Beurteilung, ob die Belastung in einer Umgebung mit geringen oder großen Verzerrungen der Oberwellen, sie ist auch die Grundlage zur Bewertung der statischen Größen oder aktiven Filter und Kompensatoren.

Gemäß der Definition (für Dreiphasennetze):

$$S_{eN} = \sqrt{S_e^2 - S_{e1}^2}$$

wo:

$$S_{e1} = 3I_{e1}U_{e1}$$

Der effektive Strom und die Wirkleistung der grundlegenden Komponente (entsprechend I_{e1} und U_{e1}) wird ähnlich berechnet wie I_e und U_e mit dem Unterschied, dass anstatt der Effektivwerte der Phasenspannungen und Leiterspannungen und der Effektivwerte der Linienströme werden zur Berechnung die Effektivwerte ihrer Grundkomponenten verwendet.

In Einphasennetzen kann zur Berechnung der Scheinleistung der Verzerrung eine einfachere Formel verwendet werden:

$$S_N = \sqrt{S^2 - (U_1 I_1)^2}$$

wo U_1 und I_1 die Effektivwert der Grundkomponenten der Phasenspannung und des Stromes sind.

5.8 Leistungsfaktor

Der echte Leistungsfaktor, also der, der auch die Anwesenheit höherer Oberwellen berücksichtigt heißt einfach nur Leistungsfaktor (eng. *True Power Factor*, *TPF* oder *PF*). Für sinusförmige Stromkreise gleicht er sich mit dem sog. Phasenverschiebungsfaktor, also dem allgemein bekannten $\cos\varphi$ (eng. *Displacement Power Factor*, *DPF*).

DPF ist somit das Maß der Phasenverschiebung zwischen den Grundkomponenten der Spannung und des Stromes:

$$DPF = \frac{P_1}{S_1} = \frac{U_1 I_1 \cos\varphi_{U_1 I_1}}{U_1 I_1} = \cos\varphi_{U_1 I_1}$$

$$PF = \frac{P}{S}$$

Im Falle einer reinen Widerstandsbelastung (in einem Einphasennetz) ist die Scheinleistung dem Wert der Wirkleistung gleich, und die Blindleistung gleich Null, somit nutzt eine solche Belastung das energetische Potential der Quelle bestmöglich aus und der Leistungsfaktor beträgt 1. Das Erscheinen der Reaktanzkomponente führt zur Verringerung der Effektivität der Energieübertragung – die Wirkleistung ist dann kleiner als die Scheinleistung und die Blindleistung wächst.

In Dreiphasennetzen hat auf die Verringerung des Leistungsfaktors auch die Unausgeglichenheit des Empfängers Einfluss (siehe die Diskussion über die Blindleistung). In solchen Systemen wird der korrekte Wert des Leistungsfaktors durch Nutzung der effektiven Scheinleistung S_e erhalten, also durch Verwendung der Größe, die u.a. im Standard IEEE 1459-2000 definiert wurde.

6 Oberwellen

Die Aufteilung der periodischen Verläufe auf harmonische Komponenten ist ein sehr populärer mathematischer Vorgang, der auf dem Fourier-Theorem beruht, das besagt, dass jeder periodische Verlauf als Summe der sinusförmigen Komponenten vorgestellt werden kann mit einer Frequenz, die die gesamte Multiplizität der Grundfrequenz eines solchen Verlaufs ist. Der Zeitverlauf kann der Schnellen Fourier-Transformation unterzogen werden (kurz FFT), die als Ergebnis Amplituden und Phasen der Komponenten der Oberwellen im Frequenzbereich ausgibt.

Im Idealfall wird die Spannung im Generator erstellt, der an seinem Ausgang einen reinen sinusförmigen Verlauf 50/60 Hz (keine Oberwellen) generiert. Wenn ein Empfänger ein lineares System ist, dann ist auch der Strom unter solchen perfekten Bedingungen ein rein sinusförmiger Verlauf. In realen Systemen sind sowohl die Spannungs-, als auch Stromverläufe verzerrt, somit müssen sie außer der Grundkomponente auch höhere Oberwellen enthalten.

Warum ist die Anwesenheit von höheren Oberwellen im Netz unerwünscht?

Einer der Gründe dafür ist die Stromverdrängung, das auf der Abstoßung der Elektronen aus dem Inneren des Leiters (der Leitung) nach Außen zusammen mit der gleichzeitigen Steigerung der Frequenz des Stromes beruht. Als Ergebnis je höher die Frequenz, desto kleiner das effektive Durchmesser des Leiters, das für die Elektronen verfügbar ist, was gleichbedeutend mit der Erhöhung seiner Resistenz ist. Als Folge dieses Phänomens, je höher der Oberwellenstrom, desto größer ist der effektive Widerstand der Verkabelung für diese Oberwellen, und dies wiederum führt unweigerlich zu höheren Leistungsverlusten und Erwärmung der Leitungen.

Ein klassisches Beispiel dieses Effekts finden wir auf den Nulleiter in einem Dreiphasen-Netzwerk. In Netzen mit geringen Verzerrungen, geringer Unausgeglichenheit und symmetrischem Empfänger (oder mit geringer Unsymmetrie) hat der Strom im Nulleiter die Tendenz zur Nullung (er ist viel geringer als die Effektivwerte der Phasenströme). Diese Beobachtung hat viele Entwickler dazu verlockt durch die Montage in solchen Systemen eines Nulleiters mit geringerem Durchmesser als die Phasenleitungen zu sparen. Und alles funktionierte sehr gut, bis im Netz Oberwellen ungerader Ordnung auftauchten, die eine Multiplizität von 3 (dritte, neunte, usw.) sind. Plötzlich begann der Nulleiter sich zu überhitzen und die aktuelle Strommessung hat auf einen sehr hohen Effektivwert hingewiesen. Die Erklärung dieses Phänomens ist jedoch ziemlich einfach. Der Entwickler hat in dem obigen Beispiel zwei Umstände nicht berücksichtigt: in Netzen mit verzerrten Verläufen müssen sich die höheren Oberwellen im Nulleiter nicht nullen, ganz im Gegensatz – sie können sich addieren und zweitens haben die Stromverdrängung und die hohen Werte der harmonischen Ströme das Erhitzen zusätzlich erhöht.

Versuchen wir nun auf zwei grundlegende Fragen beantworten:

Was verursacht die Erscheinung von harmonischen Komponenten in der Spannung?

Was verursacht die Erscheinung von harmonischen Komponenten in der Spannung?

Diese zwei Fragen scheinen gleich zu sein, jedoch die Unterscheidung der Spannung vom Strom ist für das Verständnis dieser Erscheinung äußerst wichtig.

Oberwellen in der Spannung sind das Ergebnis einer nullungleichen Impedanz des Vertriebsnetzes, zwischen dem Generator (wir nehmen an, dass er eine reine Sinuswelle erzeugt) und dem Empfänger.

Hingegen sind die Oberwellen im Strom das Ergebnis eines nichtlinearen Verlaufs der Impedanz des Empfängers. Natürlich ist anzumerken, dass ein linearer Empfänger, der mit verzerrter Spannung versorgt wird, einen ebenso verzerrten Stromverlauf haben wird.

In der Literatur wird oft die Feststellung „der Empfänger generiert Oberwellen“ verwendet. Bitte beachten Sie, dass der Empfänger in diesem Fall nicht eine physische Energiequelle ist (wie es das Wort „generieren“ verstehen lassen könnte). Die einzige Energiequelle in dem Netz ist das Verteilersystem. Wenn der Empfänger ein passives Gerät ist, wird die Energie, die vom Empfänger zum Verteilersystem übertragen wird, aus demselben Verteilersystem stammen. Wir haben es hier mit einem ungünstigen und unbrauchbaren zweiwegigem Durchfluss der Energie zu tun. Wie es schon zuvor besprochen wurde, am Beispiel des Leistungsfaktors, führt eine solche Erscheinung zu ungünstigen Energieverlusten, und der Strom, der im Empfänger „generiert“ wird, erzeugt eine zusätzliche Belastung des Verteilersystems.

Betrachten wir das folgende Beispiel. Ein typischer nichtlinearer Empfänger, wie z.B. häufig verwendete Schaltnetzteile (z.B. für Computer), wird von einem perfekten Generator sinusförmiger Spannung versorgt. Nehmen wir an, dass die Impedanz der Verbindungen zwischen dem Generator und dem Empfänger einen Nullwert hat. Die Spannung, die auf den Klemmen des Empfängers gemessen wurde, wird einen sinusförmigen Verlauf haben (ohne Oberwellen) – dies ist einfach nur die Spannung des Generators. Der Stromverlauf des Empfängers wird jedoch schon harmonische Komponenten erhalten – ein nichtlinearer Empfänger nimmt oft Strom nur in bestimmten Momenten der gesamten Sinuswelle auf (z.B. der Maximalwert des Stromes kann auf die Spitzen der Spannungssinuswelle fallen).

Doch der Empfänger erzeugt diese Oberwellen nicht, er nimmt lediglich den Strom wechselnd und unstetig auf. Die gesamte Energie wird einzig und allein vom Generator geliefert. Im nächsten Schritt kann der Stromkreis modifiziert werden, indem zwischen Generator und dem Empfänger eine gewisse Impedanz eingeführt wird, die den Widerstand der Verkabelung, der Transformatorwicklungen usw. darstellt.

Die Messungen der Oberwellen der Spannung und des Stromes zeigen dann etwas andere Ergebnisse. Was wird sich ändern? Es werden geringe harmonische Komponenten der Spannung erscheinen und zusätzlich ändert sich ein bisschen das Frequenzspektrum des Stromes.

Bei der Analyse des Spannungsverlaufs auf dem Empfänger, könnte beobachtet werden, dass der ursprüngliche, sinusförmige Verlauf etwas verzerrt wurde. Wenn der Empfänger hauptsächlich Strom vom Empfänger aufnahm während der Spitzen der Spannung, wird dies auf den Spannungsspitzen sichtbar sein. Eine große Stromaufzeichnung in diesen Momenten hat einen größeren Spannungsfall auf der Impedanz des Netzes zur Folge. Ein Teil der idealen Sinuskurve wird nun auf der Impedanz abgelagert. Ein gewisser Wechsel im Stromspektrum resultiert aus einem etwas anderen Verlauf der Spannung, die jetzt den Empfänger versorgt.

Das hier beschriebene Beispiel und die „flachen Spitzen“ der Sinuswelle der Spannung ist ein sehr oft gesehenes Bild in typischen Netzen, an die allgemein bekannte Schaltnetzteile angeschlossen werden.

6.1 Methode der Messung der Komponenten der Oberwellen

Die Messung der Oberwellen wird gemäß der Empfehlungen der Norm IEC 61000-4-7 durchgeführt. Sie gibt die Methode der Berechnung der jeweiligen Komponenten der Oberwellen an.

Der gesamte Prozess besteht aus mehreren Phasen:

- Synchrone Abtastung (10/12 Perioden),
- FFT-Analyse (Fast Fourier Transform)
- Gruppierung.

Der FFT-Analyse wurde das 10/12-Perioden-Messfenster (ca. 200 ms) unterzogen. Als Ergebnis erhalten wir eine Reihe von Spektralbändern mit einer Frequenz von 0 Hz (DC) bis zur Hälfte der Abtastfrequenz. Der Abstand zwischen den Spektralbändern resultiert aus der angenommenen Zeit des Messfensters und beträgt ca. 5 Hz.

Es ist äußerst wichtig, eine konstante Synchronisation der Abtastfrequenz mit dem Netz aufrecht zu erhalten. FFT kann nur auf Daten angewendet werden, die eine gesamte Multiplizität der Netzperiode haben. Die Einhaltung dieser Bedingung ist notwendig, um die sog. spektrale Leckagen zu verringern, die die Informationen über die tatsächliche Stufe der Spektralbänder verzerrt.

Da die Frequenz des Netzes vorübergehenden Schwankungen unterliegen kann, sieht Norm vor, dass die Hauptbänder der Oberwellen zusammen mit den Bändern die in unmittelbarer Nähe liegen gruppiert werden. Der Grund dafür ist, dass die Energie der Komponenten sich teilweise zu den benachbarten Spektralkomponenten bewegen kann.

Es wurden zwei Gruppierungsmethoden vorgesehen:

- Harmonische Gruppe (es wird das Hauptband mit fünf oder sechs benachbarten zwischenharmonischen Komponenten gruppiert),
- Subharmonische (es wird das Hauptband und jeweils ein benachbartes Frequenzband gruppiert). Diese Methode wird im Analysator verwendet.

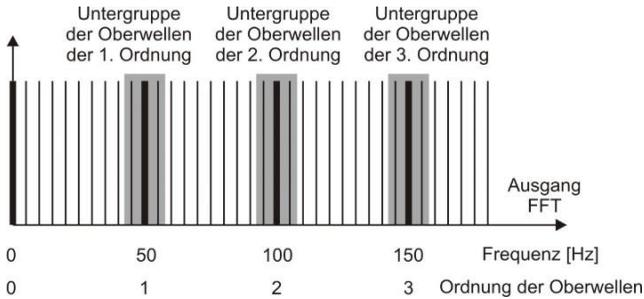


Abb. 4. Bestimmung von Subharmonischen (50 Hz-Netz).

Beispiel Um die Komponente der 3-ten Oberwellen in einem 50 Hz-Netz zu berechnen, müssen das Hauptfrequenzband 150 Hz und die benachbarten Bänder 145 Hz und 155 Hz unter Betracht gezogen werden. Die resultierende Amplitude wird über die RMS-Methode berechnet.

6.2 Wirkleistungen der Oberwellen

Die Verteilung der Spannung und des Stromes auf harmonische Komponenten erlaubt eine gründlichere Kenntnis der Einzelheiten des Energieflusses zwischen dem Lieferanten und dem Abnehmer.

Angenommen, dass der Netzqualitätsanalysator zwischen der Spannungsquelle und dem Empfänger angeschlossen ist. Sowohl die Spannung, als auch der Versorgungsstrom wird der FFT-Analyse unterzogen, durch die wir die harmonischen Amplituden und ihre Phasenverschiebungen erhalten.

Es stellt sich heraus, dass das Wissen über die Oberwellen der Spannung und des Stromes und über die Phasenverschiebung zwischen den Oberwellen, es uns ermöglicht, die Wirkleistungen jeder Oberwellen einzeln zu berechnen:

$$P_h = U_h I_h \cos \varphi_h$$

wo:

P_h – Wirkleistung der Oberwellen h-ter Ordnung,

U_h – Effektivwert der Oberwellen h-ter Ordnung,

I_h – Effektivwert der Oberwellen des Stromes h-ter Ordnung,

φ_h – Winkel der Phasenverschiebung zwischen den Oberwellen der Spannung und des Stromes h-ter Ordnung.

Wenn die Leistung P_h positiv ist, bedeutet das, dass die dominierende Energiequelle dieser Oberwellen auf der Seite des Energielieferanten liegt. Wenn sie negativ ist, ist die dominierende Quelle der Empfänger. Es sei darauf hingewiesen, dass man nicht auf der Grundlage der auf diese Weise gemessenen harmonischen Wirkleistung, dass nur eine Partei die Quelle der Oberwellen, weil das Ergebnis die Resultante des Lieferanten und des Abnehmers ist.

Beispiel Wenn der Lieferant die Wirkleistung der Oberwellen $P_{hD} = 1 \text{ kW}$ generiert, und der Abnehmer „generiert“ die Leistung dieser Oberwellen mit einem Wert $P_{hO} = 100 \text{ W}$, dann beträgt die Resultante, gemessen zwischen dem Abnehmer und Lieferanten, $P_h = P_{hD} - P_{hO} = 0,9 \text{ kW}$.

In einer Situation wie im obigen Beispiel haben wir es mit zwei getrennten Quellen des Energieflusses zu tun. Leider auf Grundlage einer solchen Messung ist es nicht möglich, direkt die tatsächliche Verteilung aufzuzeigen.

In realen Systemen ist es oftmals ausreichend, die Quelle aufzuzeigen. Indem positive harmonische Komponenten gruppiert werden, erhalten wir eine Menge von Leistungen, die für den Energiefluss von der Quelle zum Empfänger verantwortlich sind, also eine Menge von Nutzenergie.

Wiederum die Menge der negativen harmonischen Wirkleistungen charakterisiert den Teil der Leistung, die keine praktische Funktion hat und zum Verteilersystem „zurückgegeben“ wird.

Indem alle Wirkleistungskomponenten der Oberwellen addiert werden, erhalten wir die Wirkleistung des Empfängers. Somit kann festgestellt werden, dass es mindestens zwei alternative Methoden der Messung der Wirkleistung gibt.

Die erste Methode beruht auf der Berechnung des Momentwerts der Wirkleistung, die auf Basis der nächsten Proben der Spannung und des Stromes berechnet wird:

$$P = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M U_i I_i$$

wobei U_i die nachfolgende Spannungsprobe ist, I_i die nachfolgende Stromprobe, und M ist die Anzahl der Proben im Messfenster.

Die zweite Methode beruht auf dem Addieren der jeweiligen harmonischen Wirkleistungen, die wir in Folge der FFT-Aufteilung erhalten:

$$P = \sum_h U_h I_h \cos \varphi_h$$

6.3 Blindleistungen der Oberwellen

Ähnlich wie die Wirkleistungen können auch die Blindleistungen der Oberwellen berechnet werden:

$$Q_h = U_h I_h \sin \varphi_h$$

Die Kenntnis der Blindleistungen der Oberwellen ist eine wertvolle Information, die bei der Entwicklung von parallelen Reaktanzkompensatoren der Blindleistung verwendet werden. Solche Kompensatoren bestehen aus dem LC-Zweigen, die auf bestimmte Frequenzen der Oberwellen abgestimmt sind.

Das Zeichen der jeweiligen Komponenten der Leistung bezeichnet den Charakter der Belastung für diese Komponente. Wenn das Zeichen positiv ist, zeugt das von einem induktiven Charakter, falls negativ von einem Kapazitätscharakter.

Der Blindstrom der Quelle kann auf Null verringert werden, nachdem die Anforderung für jede Oberwellen erfüllt wurde¹:

$$B_h + B_{kh} = 0$$

wo:

B_h – Blindleitwert des Empfängers für die Oberwellen h -ter Ordnung,

B_{kh} – Blindleitwert des parallelen Kompensators für die Oberwellen h -ten Ordnung.

Weil die Komplexität des Kompensators im Verhältnis zur Anzahl der Oberwellen, die kompensiert werden, wächst, wird meistens nur die Grundkomponente kompensiert und höchstens einige weiteren höheren Oberwellen mit dem höchsten Wert. Jedoch kann alleinig die Kompensation der Grundkomponente den Leistungsfaktor deutlich verbessern.

6.4 Charakteristik der Oberwellen in Dreiphasennetzen

Oberwellen einer bestimmten Ordnung haben in 3-Phasennetzen eine bestimmte Eigenschaft, die die folgende Tabelle darstellt:

Ordnung	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Frequenz [Hz]	50	100	150	200	250	300	350	400	450
Reihenfolge (+ gleichgerichtet, – gegen gerichtet, 0 Null)	+	–	0	+	–	0	+	–	0

¹ L.S. Czarniecki: „Moce w obwodach elektrycznych z niesinusoidalnymi przebiegami prądów i napięć“, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005

Die Zeile „Reihenfolge“ bezieht sich auf Methode der symmetrischen Komponenten, die eine Aufteilung auf 3 beliebige Vektoren in drei Vektorengruppen erlaubt: gleichgerichtete Reihenfolge, gegengerichtete und Null-Reihenfolge (mehr darüber in dem Abschnitt über die Unsymmetrie).

Wir möchten hier ein Beispiel heranziehen. Nehmen wir an, dass ein Dreiphasenmotor über ein symmetrisches 4-Leiternetz versorgt wird (also sind die Effektivwerte der Phasenspannungen gleich und die Winkel zwischen den jeweiligen Grundkomponenten betragen 120°).

Das Zeichen „+“ in der Zeile, die die Reihenfolge bestimmt für die 1-Oberwellen bedeutet eine normale Drehrichtung der Motorwelle. Die Oberwellen der Spannung, für die das Zeichen ebenfalls „+“ ist, verursachen ein Drehmoment, das der Richtung der Grundkomponente entspricht. Die Oberwellen der Ordnung 2, 5, 8, 11 sind Oberwellen der gegengerichteten Reihenfolge, sie generieren also ein Drehmoment, das der normalen Drehrichtung des Motors entgegenwirkt, was zur Überhitzung führen kann und unnötige Energieverluste und einen Fall der Leistung zur Folge hat. Die letzte Gruppe der Oberwellen sind die Oberwellen der Null-Reihenfolge, wie die dritte, sechste und neunte, die kein Drehmoment erzeugen, aber weil sie durch die Wicklung des Motors fließen, erzeugen sie Hitze.

Basierend auf den tabellarischen Daten, können Sie leicht beobachten, dass die Sequenz +, -, 0 sich für alle folgende Ordnungen der Oberwellen wiederholt. Die Formel die den Reihenfolgentyp mit der Ordnung verbindet ist sehr einfach und für k, das eine beliebige ganze Zahl ist:

Reihenfolge	Ordnung der Oberwellen
gleichgerichtet „+“	$3k + 1$
gegen gerichtet „-“	$3k - 1$
Null „0“	$3k$

Oberwellen der geraden Ordnungen treten nicht auf, wenn der jeweilige Verlauf symmetrisch gegenüber dem Durchschnittswert ist, und eine solche Eigenschaft haben die Verläufe in den meisten Versorgungssystemen. In einer typischen Situation, haben die gemessenen Oberwellen der geraden Ordnungen geringe Werte. Wenn wir diese Eigenschaft unter Betracht ziehen, wird sich herausstellen, dass die Gruppe der Oberwellen mit den am meisten unerwünschten Eigenschaften die 3-te, 9-te, 15-te (Null-Reihenfolge), und die 5-te, 11-te, 17-te (gegen gerichtete Reihenfolge).

Oberwellen des Stromes, die eine Multiplizität der Zahl 3 sind, erzeugen zusätzliche Probleme in einigen Systemen. In 4-Leiternetzen haben sie die unerwünschte Eigenschaft sich im Nulleiter zu addieren. Es stellt sich heraus, dass im Gegensatz zu den Oberwellen anderer Ordnungen, deren Summe der Momentwerte der Phasenströme sich nullt, die Verläufe dieser Oberwellen in einer Phase sind, was ein zusätzliches addieren der Phasenströme dieser Komponente im Nulleiter zur Folge hat. Dies kann zur Überhitzung dieser Leitung führen (besonders in Verteilernetzen, in denen ein kleineres Durchmesser dieser Leitung, als der Phasenleitungen, verwendet wurde, und bis vor kurzem war es noch üblich). Aus diesem Grund wird in Netzen mit nichtlinearen Belastungen und mit großen Stromverzerrungen empfohlen, dass das Durchmesser des Nulleiters größer als das Durchmesser der Phasenleitungen ist. In Systemen des Typs Dreieck, sind die Oberwellen dieser Ordnungen in Linienströmen nicht anwesend (vorausgesetzt, dass es sich um symmetrische Systeme handelt), sie zirkulieren jedoch in den zweigen der Belastung, wodurch sie auch unnötige Verluste verursachen.

Der Charakter der jeweiligen Oberwellen, wie es die Tabelle zeigt, behält die volle Genauigkeit nur in symmetrischen Dreiphasennetzen. Nur in solchen Systemen hat die grundlegende Oberwellen eine ausschließlich gleichgerichtete Reihenfolge. In realen Stromnetzen, in denen eine gewisse Unsymmetrie der Versorgungsspannung und Unsymmetrie der Belastung auftritt, erscheinen nicht-nullwertige Reihenfolgen (gegengerichtete und Null-Reihenfolgen). Das Maß für diese Unsymmetrie sind die sog. Unsymmetriefaktoren. Und gerade wegen dieser Unsymmetrie der Grundkomponente, sowie die Unterschiede in den Amplituden und Phasen der höheren Oberwellen in jeder Phase, werden auch diese Oberwellen Komponenten mit gleichgerichteter, gegen gerichteter und Null-Reihenfolge haben. Je größer die Unsymmetrie, desto größer wird auch der Anteil der anderen Komponenten sein.

IEC 61000-4-30 empfiehlt, dass in Netzwerk-Analysatoren die Methode der Subharmonischen verwendet wird.

6.5 THD-Faktor

Die gesamte harmonische Verzerrung THD (eng. *Total Harmonic Distortion*) ist der häufigste Indikator von Verlaufverzerrungen. In der Praxis werden zwei Variationen dieses Faktors verwendet:

- THD_F (THD-F oder einfach nur THD) – gesamte harmonische Verzerrung die auf die Grundkomponente des Verlaufs bezogen ist (eng. *fundamental*),
- THD_R (THD-R) – gesamte harmonische Verzerrung die auf den Effektivwert (RMS) des Verlaufs bezogen ist.

In beiden Fällen wird THD Prozenten ausgegeben. Unten wurde die Definition angegeben:

$$THD_F = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n A_h^2}}{A_1} \times 100\%$$

$$THD_R = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n A_h^2}}{A_{RMS}} \times 100\%$$

wo: A_h – Effektivwert der Oberwellen h-ter Ordnung,

A_1 – Effektivwert der Grundkomponente,

A_{RMS} – Effektivwert des Verlaufs,

Die Begrenzung der Anzahl der Oberwellen, die bei der Berechnung von THD berücksichtigt wird, hat einen formellen Charakter und resultiert vor allem aus den Messbegrenzungen des Geräts. Das der Analysator die Messung der Komponenten der Oberwellen bis zur 50-ten Ordnung ermöglicht, werden bei der Berechnung von THD die Oberwellen bis zur 50-ten Ordnung berücksichtigt.

Bitte beachten Sie, dass die beiden Definitionen deutlich unterschiedliche Werte ergeben werden, bei stark verzerrten Wellenformen. THD_R kann den Wert von 100%, nicht überschreiten, hingegen THD_F hat so ein Limit nicht und kann sogar einen Wert von 200% und mehr haben. Ein solcher Fall kann bei Messungen von deutlich verzerrtem Strom beobachtet werden. Oberwellen Verzerrungen von Spannungen überschreiten üblicherweise wenige Prozent nicht (sowohl THD_F als auch THD_R); z.B. nimmt die Norm EN 50160 als Limit den Wert 8% (THD_F) an.

6.6 Verzerrungsfaktor des Stromes TDD

Verzerrungsfaktor des Stromes TDD (eng. *Total Demand Distortion*) ist ein Indikator, der die Höhe des Effektivwerts höherer Oberschwingungsströme in Bezug auf den maximalen Bedarfsstrom (eng. *Demand Current*) darstellt. Er wird vom THD-Koeffizienten abgeleitet und sein Wert wird durch die folgende Formel ausgedrückt:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n I_h^2}}{I_L} \times 100\%$$

wo: I_h – Effektivwert der Oberwellen h-ter Ordnung,

I_L – Bedarfsstrom.

Vergleicht man die obige Formel mit der Formel für den THD von Strömen, so stellt man fest, dass sie sich nur durch den Wert des Nenners unterscheiden. Der Zähler bleibt unverändert und stellt den Effektivwert der höheren Oberwellen dar.

Der Bedarfsstrom I_L ist der maximale Durchschnittswert der Grundschwingung des während des Beobachtungszeitraums aufgezeichneten Stroms. Als Beobachtungszeitraum wird in der Regel eine Woche oder ein Monat angesetzt.

Um den Unterschied zwischen THD und TDD zu erklären, wollen wir ein Beispiel anführen. Angenommen, dass die Grundschwingung des Stroms im Stromkreis zwischen Werten von 1000 A und 10 A schwankt. Die Verzerrung der Stromwellenform ist über den gesamten Variationsbereich der Grundschwingung annähernd gleich und hat einen Wert, der zu einem THD_F von etwa 50% führt. Würde man die Veränderung des Klirrfaktors über die Zeit grafisch darstellen, so ergäbe sich über das gesamte Zeitintervall ein ungefähr konstanter Wert von 50%. Dabei ist zu beachten, dass trotz der Tatsache,

dass die Grundschiwingung während des untersuchten Zeitintervalls 100-mal variierte, aus dem THD-Diagramm keine Rückschlüsse auf die Energieverluste im Stromkreis infolge des Oberschwingungsflusses gezogen werden können. Würde man ein ähnliches Diagramm für den TDD-Koeffizienten generieren, so hätte es eine ähnliche Kurvenform wie die Grundschiwingung des Stroms – würden die maximalen TDD-Werte 50% und die minimalen etwa 0,5% erreichen. TDD spiegelt also besser die Änderungen des Effektivwerts der höheren Oberschwingungen wider – wenn der Strom seinen Maximalwert erreicht, liegt der TDD-Wert nahe am THD-Wert, aber wenn der Stromwert im Stromkreis sinkt, nimmt auch der TDD-Faktor ab.

Für die Berechnung des TDD-Faktors ist eine vorherige Bestimmung oder Berechnung des Stroms I_L erforderlich. PQM-Analysatoren bieten zwei mögliche Methoden:

- Automatisch – der Strom I_L wird von der Anwendung als maximaler aufgezeichneter Mittelwert der Grundschiwingung des Stroms (über das gesamte Aufzeichnungsintervall, über alle gemessenen Stromkanäle) bestimmt. Wenn die TDD-Aufzeichnung aktiviert ist, zeichnet der Analysator automatisch die für die Berechnung des Wertes erforderlichen Parameter auf.
- Manuell – der Strom I_L wird vom Benutzer bereitgestellt (in der Anwendung, bei der Datenanalyse). Die TDD-Werte werden auf der Grundlage des eingegebenen Wertes neu errechnet.

6.7 K-Verlustfaktor im Transformator (K-Faktor)

Der K-Faktor, auch Koeffizient der Verluste im Transformator bekannt ist (K-Factor), ist eine Größe, die bei der Bestimmung der Anforderungen von Versorgungstransformatoren verwendet wird. Höhere Oberwellen im Strom haben einen Wärmeverlust in den Wicklungen und Metallelementen des Transformators zur Folge. Die Hauptursache sind Wirbelströme, die durch die Stromkomponenten mit höheren Frequenzen und die Stromverdrängung verursacht werden.

Der Temperaturanstieg des Transformators ist direkt proportional zum Quadrat der Frequenz der Stromkomponenten, deshalb berücksichtigt die Größe, die als Verlustrate im Transformator oder K-Faktor bezeichnet wird, diese Tatsache und er wird anhand der folgenden Formel berechnet:

$$KFactor = \sum_{h=1}^n I_{hr}^2 h^2 = \frac{\sum_{h=1}^n I_h^2 h^2}{I_1^2}$$

- wo: I_{hr} - relativer Wert der harmonischen Komponente des Stromes h -ter Ordnung (bezogen auf die grundlegende Komponente),
 I_h - Amplitude der Oberwellen des Stromes h -ter Ordnung,
 I_1 - Amplitude der Grundkomponente des Stromes,
 h - te Ordnung der Oberwellen,
 n - maximale Ordnung der berücksichtigten Harmonischen.

Dieser Parameter legt deshalb viel größeren Wert auf die höheren Oberwellen als auf die niedrigeren - jede harmonische Komponente wird durch das Quadrat ihrer Ordnung multipliziert.

K-Faktor ist nützlich bei der Definition der Anforderungen an die Transformatoren, die unter erheblichen Stromverzerrung arbeiten müssen. Es wird angenommen, dass der Transformator, der unter Bedingungen, für die der K-Faktor x beträgt, x Mal mehr Wärme erzeugen wird, als im Falle eines rein sinusförmigen Stromes (K gleich 1).

6.8 Lastreduzierungsfaktor (K-Faktor)

Der Lastreduzierungsfaktor im Transformator (K-Faktor) ist eine in Europa entwickelte Methode zur Ermittlung der Anforderungen an Stromversorgungstransformatoren. Dieser Faktor wird gemäß der in der Norm HD 538.3.S1 angegebenen Formel bestimmt:

$$K - \text{Faktor} = \sqrt{1 + \frac{e}{1 + e} \left(\frac{I_1}{I}\right)^2 \sum_{h=2}^n \left(h^q \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2\right)}$$

wobei: e – Verhältnis der Wirbelstromverluste bei der Grundfrequenz zu den aktiven Verlusten bei derselben Temperatur,

I_h – Amplitude der Oberwellen des Stromes h -ter Ordnung,

I_1 – Amplitude der Grundkomponente des Stromes,

I – Effektivwert des Stromes,

h – Ordnung der Harmonischen,

n – maximale Ordnung der berücksichtigten Harmonischen,

q – Exponent – Konstante je nach Wicklungsart und Frequenz. Typische Werte sind 1,7 für Transformatoren, bei denen beide Wicklungen mit einem kreisförmigen oder rechteckigen Leiter gewickelt sind, und 1,5 für Transformatoren, bei denen die Niederspannungswicklung mit einem Folienleiter gewickelt ist.

Der so berechnete Wert des Faktors bestimmt, um wie viel die Nennleistung des Transformators reduziert werden sollte, damit die Verluste bei harmonisch verzerrtem Strom die Verluste in der Grundschwingungskomponente des Stroms nicht übersteigen.

7 Zwischenharmonische

Zwischenharmonische sind Komponenten des Frequenzspektrums in der Spannung oder im Strom, deren Frequenz kein Vielfaches der Grundfrequenz des Netzwerks ist (50 oder 60 Hz). Ursachen für die Entstehung von Zwischenharmonischen u.a.: asynchrone Prozesse und transiente Vorgängen die die Schaltungsprozesse begleiten, Frequenzumrichter, die eine Ausgangsfrequenz generieren, die sich von der Frequenz der Stromversorgung unterscheidet und dadurch in System interharmonische Spektralkomponenten bringen, Lichtbogenöfen und Induktionsmotoren und Antriebe mit variabler Last. Steuersignale, also Signal mit einer streng vorgegebenen Frequenz, die in Steuersystemen erzeugt werden und in das Netz weitergeleitet werden, müssen auch als zwischenharmonische Komponenten berücksichtigt werden. Zwischenharmonische Komponenten mit Frequenzen, die niedriger sind als die Grundfrequenz des Netzes werden Subharmonische genannt.

Die Auswirkungen der Zwischenharmonische können wie folgt sein:

- der Anstieg der Verluste in mechanischen Motoren, Temperaturanstieg; insbesondere Subharmonische sind schädlich, weil die Leistungsverluste zusammen mit abnehmender Frequenz steigen,
- Lichtflimmern; auch in diesem Fall sind Subharmonische besonders lästig. Z.B. verursacht eine Subharmonische mit einer Frequenz von 8,8 Hz eine Modulation der Netzspannung in einem Bereich, in dem das menschliche Auge am empfindlichsten auf dieses Phänomen ist (siehe auch Abschnitt 4),
- niederfrequente Schwingungen in der Mechanik,
- Interferenzen im Betrieb von Steuerungssystemen und Überwachungssystemen,
- Telekommunikations- und Tonstörungen,
- Sättigung der magnetischen Kerne subharmonischer Komponenten (Transformatoren, Motoren, etc.).

Das Zusammenspiel von höheren Oberschwingungen und Zwischenharmonischen kann auch zu unerwarteten Phänomenen, wie Frequenzumsetzung bei niedrigen Frequenzen führen. Zum Beispiel erzeugt die 9. Oberwelle (450 Hz) zusammen mit der Zwischenharmonischen mit einer Frequenz von 460 Hz eine Frequenzumsetzung auf die Frequenz von 10 Hz, trotz der Tatsache, dass im Frequenzspektrum keine Komponente mit dieser Frequenz vorhanden ist. Das menschliche Auge ist in diesem Frequenzbereich sehr empfindlich und eine solche Interaktion kann zu einem signifikanten Flimmern führen. Der Verlauf der Spannung 230 V/50 Hz in diesem Fall zeigt Abb. 5 (ein viel größeres als üblich Niveau der Interharmonischen wurde angenommen, um die Wirkung deutlicher zu zeigen).

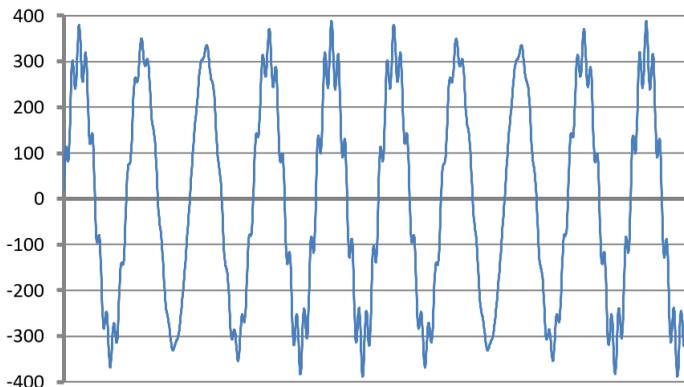


Abb. 5. Effekt der Interaktion der 9. Oberwelle (450 Hz, 10% Unom) und der Zwischenharmonischen 460 Hz (10% Unom). Sichtbare Veränderung der Hüllkurvenspannung mit einer Frequenz von 10 Hz, die ein Flimmern des Lichts hervorrufen kann (Unom = 230 V RMS, 50 Hz).

7.1 Methode der Messung der Zwischenharmonischen

Die Messung der Zwischenharmonischen wird gemäß der Empfehlungen der Norm EN 61000-4-7 und EN 61000-4-30 durchgeführt.

Sie geben eine Methode zur Berechnung der einzelnen zwischenharmonischen Komponenten in Netzqualitätsanalyseur an.

Der gesamte Prozess besteht so wie für die harmonischen Komponenten aus mehreren Schritten:

- Synchroner Abtastung (10/12 Perioden),
- FFT-Analyse (Fast Fourier Transform)
- Gruppierung.

Der FFT-Analyse wurde das 10/12-Perioden-Messfenster (ca. 200 ms) unterzogen. Als Ergebnis erhalten wir eine Reihe von Spektralbändern mit einer Frequenz von 0 Hz (DC). Der Abstand zwischen den Spektralbändern resultiert aus der angenommenen Zeit des Messfensters und beträgt ca. 5 Hz.

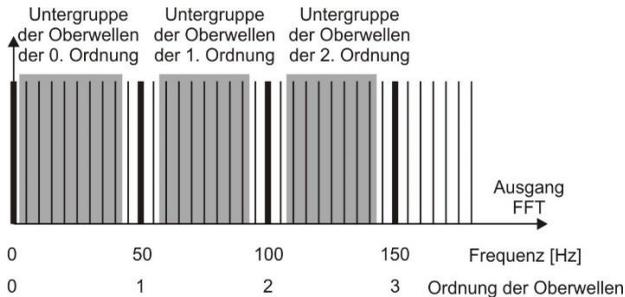


Abb. 6. Bestimmung von Untergruppen der Zwischenharmonischen (50 Hz-Netz).

Jede zwischenharmonische Untergruppe ist die Summe aus 7 RMS (im Falle eines 50 Hz-Netzes) oder 9 (für 60 Hz-Netze) Spektralbändern, die durch die Fourier-Transformation erhalten werden. Eine Ausnahme ist die Untergruppe der Nullordnung oder subharmonische Untergruppe, die ein Band mehr enthält (- 5 Hz). Dies zeigt Abb. 6 am Beispiel eines 50 Hz-Netzes. Die zwischenharmonische Untergruppe der Ordnung 0, also die subharmonische, besteht aus acht Frequenzbändern 5 Hz bis 40 Hz. Jede weitere zwischenharmonische Untergruppe besteht aus sieben Spektralbändern, die sich zwischen den Oberwellen befinden, z.B. die Untergruppe der ersten enthält Spektralbänder mit einer Frequenz von 60 Hz bis 90 Hz. Im Falle der subharmonischen Untergruppe wurde der Bereich der Spektralbänder um 5 Hz erweitert, da sonst die Energie im untersten Frequenzband nicht berücksichtigt würde und verloren ginge. Alle weiteren Spektralbänder werden berücksichtigt entweder in der Untergruppe der Oberwellen oder in der Untergruppe der Zwischenharmonischen.

7.2 Gesamte Verzerrung der Zwischenharmonischen (TID)

Das Maß für die insgesamt Anwesenheit der Zwischenharmonischen im Signal ist der Faktor des Anteils der Zwischenharmonischen TID, der wie folgt definiert wird:

$$TID_F = \frac{\sqrt{\sum_{ih=0}^n A_{ih}^2}}{A_1} \times 100\%$$

$$TID_R = \frac{\sqrt{\sum_{ih=0}^n A_{ih}^2}}{A_{RMS}} \times 100\%$$

wo: TID_F - Faktor der Zwischenharmonischen in Bezug auf die Grundkomponente,

TID_R - Faktor der Zwischenharmonischen in Bezug auf den Effektivwert,

A_{ih} – Effektivwert der Zwischenharmonischen der ih -ten Ordnung (Untergruppen der Zwischenharmonischen),

A_1 – Effektivwert der Grundkomponente,

A_{RMS} – Effektivwert des Verlaufs,

n – Anzahl der zu berücksichtigenden interharmonischen Komponenten (z. B. 50).

TID ist das Verhältnis des Effektivwerts aller Zwischenharmonischen zur Grundkomponente (für TID_F) oder zum Effektivwert (für TID_R).

Der zulässige Störpegel der Zwischenharmonischen in der Spannung ist ein Problem, dass unter Spezialisten für Stromqualität diskutiert wird. Einige Quellen behaupten, dass der gesamte Verzerrungsfaktor der Zwischenharmonischen in der Spannung 0,2% nicht überschreiten sollte.

8 Die Steuersignale

Steuersignale sind (eng. *mains signalling*) Signale, die an das elektrische Netzwerk ausgegeben werden, um Geräte, die an das Netz angeschlossen sind zu steuern und aus der Ferne zu kontrollieren. Neben der Übertragung von Elektrizität wird das Stromverteilungsnetz in diesem Fall als Übertragungsmedium für die Kommunikation zwischen Geräten verwendet. In der Norm EN 50160 wurden drei Signale unterschieden:

- Niederfrequenzsignale ab 110 bis 3000 Hz, englisch *ripple control signals* (wortwörtlich: pulsierende Steuersignale),
- Signale, die die Tragkraft nutzen, eng. *Power Line Carrier Communication, PLCC*, Frequenzbereich 3 bis 148,5 kHz,
- Markersignale (eng. *marking signals*), kurze Transienten im bestimmten Punkt auf dem Spannungsverlauf.

Da die Einführung solcher Signale in das Versorgungsnetz negative Auswirkungen auf einige Geräte haben kann, ähnlich wie einen solchen Einfluss Oberwellen oder Zwischenharmonische haben, bestimmt die Norm EN 50160 3-sekündige Schwellenwerte solcher Signale, was auf Abb. 8 gezeigt wurde. Bei der Messung müssen 99% der 3-sekündigen Durchschnittswerte der Steuersignale unter der angegebenen Grenze liegen.

Niederfrequenzsignale (bis zu 3 kHz) werden zum Ein- und Ausschalten von Verbrauchern, Filtern, Sicherheitseinrichtungen verwendet. Eine Anwendung ist die Straßenbeleuchtung, oder in einigen Ländern, Fernsteuergeräte, Heizung und Klimaanlage steuern. Oft wird diese Art von Signalen für Kunden von Zweitarifsystemen verwendet (z.B. im billigeren Nachttarif schaltet der Energielieferant automatisch die ausgewählten Lasten ab). Diese Art der Kommunikation ist in der Regel unidirektional. Aufgrund der Dämpfung des Verteilungsnetzes, die mit zunehmender Frequenz zunimmt, erlaubt die Kommunikation mit dieser Methode den größten Übertragungsbereich zu erhalten (Hunderte von Kilometern). Während der Übertragung wird das Steuersignal in mehreren Paketen übertragen werden und in vorgegebenen Intervallen wiederholt. Die Zeit, während der das Signal aktiv ist, kann ziemlich lang sein z. B. 2 Sekunden - Signal aktiv, 2 Sekunden - nicht aktiv, es kann mehrere Male wiederholt werden. Es gibt Fälle, wenn diese Art von Übertragungsergebnissen zu flackerndem Licht führt. Ein Beispiel einer solchen Übertragung zeigt Abb. 7.

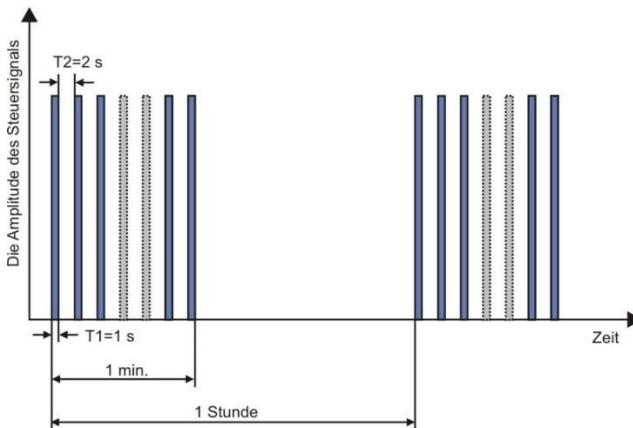


Abb. 7. Ein Beispiel für die Übertragung eines Niederfrequenzsignals.

Höhere Übertragungsfrequenzen (und somit höhere Bitraten) sind die Domäne der Kommunikation des Typs PLCC. Diese Art der Kommunikation verwendet die Amplitudenmodulation oder der Tragfrequenz (oder eine andere Modulation). Moderne Methoden nutzen komplexe Algorithmen zum verarbeiteten der Signale, um den bestmöglichen Widerstand gegen Störungen und Übertragungsgeschwindigkeiten zu erhalten. Die PLCC-Übertragung gewinnt zunehmend an Popularität wodurch deren Anwendungsbereiche wachsen. Die Kommunikation zwischen den Punkten des Netzwerks kann bidirektional sein. Das Konzept eines intelligenten Netzes sog. *smart grid*, nimmt großen Nutzen von PLCC, die eine der Kommunikationsmethoden zwischen den Zählern der elektrischen Energie und den Zentralpunkten ist. Die wichtigsten Anwendungsbereiche ist die Fernmessung, Optimierung des Energieverbrauchs, Steuerung der Lasten. Die Unterdrückung des Vertriebsnetzes begrenzt die maximale Übertragungreichweite. Die Maximale Reichweite kann einzelne km erreichen, während eine starke Korrelation zwischen der Art der Modulation, der Bitrate und der erreichten Distanzen besteht.

Zur gleichen Zeit dauern die Standardisierungsarbeiten, die die Nutzung höherer Frequenzbereiche betreffen (oberhalb 148,5 kHz bis über 10 MHz) für den Zweck der Kurzstrecken-Datenübertragung.

In Netzwerken mit erheblichen Anteilen von Oberwellen, wo zusätzliche Filter, verwendet werden, die Störungspegel reduzieren sollen, kann die Folge ihrer Verwendung auch eine zusätzliche Dämpfung des Frequenzbereichs der Frequenzen, die zur Signalisierung verwendet werden, sein. Sowohl das Vorhandensein von Filtern und ein hoher Pegel an Störungen der Oberwellen und Zwischenharmonischen kann die Möglichkeit der effizienten Nutzung des Verteilungsnetzes mit niedriger Frequenz oder PLCC zur Kommunikation erheblich reduzieren.

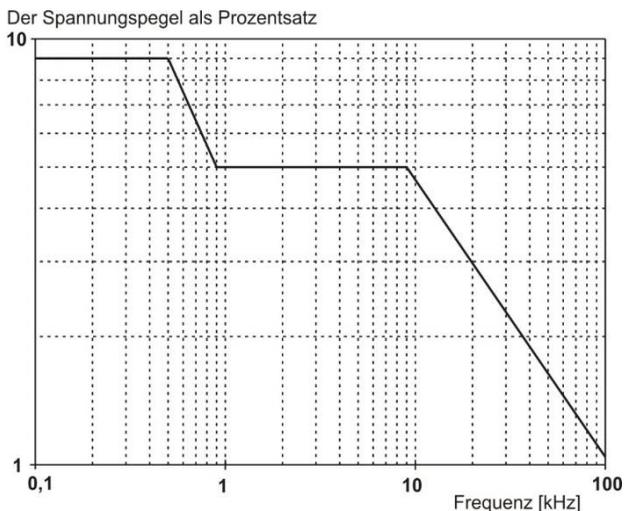


Abb. 8. Zulässige Grenzwerte der Steuersignale in der Norm EN 50160.

Die Norm IEC 61000-4-30 gibt folgende Methode zur Messung der Steuersignale an:

- wenn die Frequenz des Steuersignals ein Vielfaches von 5 Hz ist (d.h. sie deckt sich genau mit dem Band der Ausgangsfrequenz der FFT-Analyse), wird dann nur das eine Band und deren Effektivwert berücksichtigt,
- Wenn die Frequenz nicht ein Vielfaches von 5 Hz ist, wird der Effektivwert der nächsten vier Frequenzbänder des FFT berechnet.

9 Unsymmetrie

Die Unsymmetrie ist ein Konzept, das mit Drei-Phasen-Netzwerken verbunden sind und steht für:

- Unsymmetrie der Versorgungsspannungen,
- Unsymmetrie der Belastungsströme,
- Unsymmetrie des Empfängers.

Die Unsymmetrie der Spannungen (des Stromes) tritt in Drei-Phasen-Netzen auf, bei denen der Wert der drei Spannungen (Ströme) der Komponenten sich unterscheidet und / oder die Winkel zwischen den verschiedenen Phasen sich von 120° unterscheiden.

Eine Unsymmetrie des Empfängers tritt auf, wenn die Impedanzen der jeweiligen Zweige des Empfängers nicht gleich sind.

Diese Erscheinungen sind besonders gefährlich für die Dreiphasen-Motoren, in denen sogar eine kleine Spannungsunsymmetrie zu einer um vielfaches größeren Unsymmetrie der Ströme führen kann. Unter solchen Bedingungen verringert sich das Drehmoment des Motors und es kommt zu erhöhten Wärmeverlusten in den Wicklungen und mechanischem Verschleiß. Die Unsymmetrie wirkt sich auch negativ auf die Versorgungstransformatoren aus.

Die häufigste Ursache einer Unsymmetrie ist die ungleichmäßige Belastung der Phasen. Ein gutes Beispiel dafür ist der Anschluss an ein Dreiphasen-Netzwerk großer einphasigen Belastungen, wie z.B. Bahn-Fahrmotoren.

Der Analysator erlaubt eine Messung der Spannung und des Stromes über die Methode der symmetrischen Komponenten. Diese Methode beruht auf der Annahme, dass jedes Set der drei unausgeglichene Vektoren auf eine Summe von drei Vektorengruppen aufgeteilt werden kann: der Gleichkomponente, Gegenkomponente und Nullkomponente.

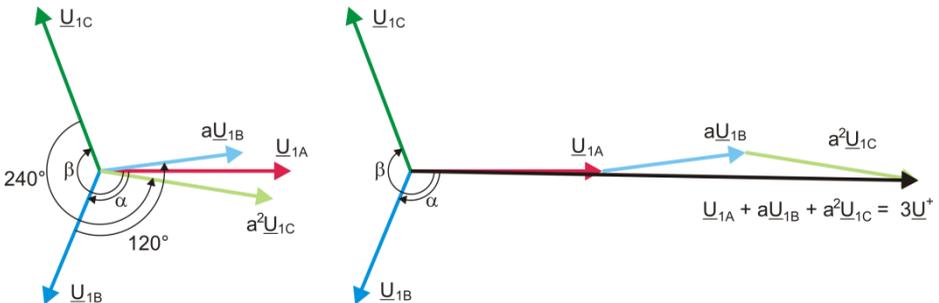


Abb. 9. Beispiel der Bestimmung der symmetrischen Gleichkomponente.

Als Beispiel wurde die Berechnungsart der Gleichkomponente der Spannung angegeben. Aus der Definition:

$$\underline{U}^+ = \frac{1}{3}(\underline{U}_{1A} + a\underline{U}_{1B} + a^2\underline{U}_{1C})$$

wo: \underline{U}^+ der Vektor der Gleichkomponente ist,

\underline{U}_{1A} , \underline{U}_{1B} , \underline{U}_{1C} sind Vektoren der Grundkomponenten der Phasenspannungen U_A , U_B , U_C

$$a = 1e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}j$$

$$a^2 = 1e^{j240^\circ} = -\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2}j$$

Auf der Abb. 9 wurde grafisch die Methode der Bestimmung dieser Komponente gezeigt. Wie in der angegebenen Definition zu sehen ist, ist der Vektor der Gleichkomponente ein Drittel der Gesamtsumme der Komponenten gleich: \underline{U}_{1A} , $a\underline{U}_{1B}$, $a^2\underline{U}_{1C}$. Der Operator a und a^2 sind Einheitsvektoren mit

einem Winkel 120° und 240° . Die Vorgehensweise ist wie folgt: der Spannungsvektor \underline{U}_{1B} muss um einen Winkel von 120° gegen den Uhrzeigersinn gedreht werden (Multiplikation durch a) und zum Vektor U_{1A} hinzugefügt werden \underline{U}_{1A} . Als nächstes muss der Vektor \underline{U}_{1C} um den Winkel 240° gedreht werden und zur vorherigen Summe der Vektoren hinzugefügt werden. Als Ergebnis erhält man den Vektor $3\underline{U}^*$. Der Vektor \underline{U}^* ist die gesuchte symmetrische Komponente der gleichgerichteten Reihenfolge. Im Falle einer perfekten Symmetrie (gleiche Spannung und Winkel) wird die Gleichkomponente dem Wert der Phasenspannungen entsprechen.

Die Gleichkomponente ist das Maß der Ähnlichkeit des geprüften Sets der Dreiphasen-Vektoren zum symmetrischen Set der Vektoren der gleichgerichteten Reihenfolge.

Ähnlich ist die Gegenkomponente das Maß der Ähnlichkeit zum symmetrischen Set der Vektoren der gegen gerichteten Reihenfolge.

Die Nullkomponente besteht in Systemen, in denen die Summe der drei Spannungen (oder Ströme) ungleich Null ist.

Eine allgemein in der Energetik verwendete Größe, die die Netzunsymmetrie charakterisiert sind die Unsymmetriefaktoren der Gegen- und der Nullkomponente (Formeln für die Spannung):

$$u_0 = \frac{U_0}{U_1} \cdot 100\%$$

$$u_2 = \frac{U_2}{U_1} \cdot 100\%$$

wo: u_0 – Unsymmetriefaktor der Nullkomponente,
 u_2 – Unsymmetriefaktor der Gegenkomponente,
 U_0 – symmetrische Nullkomponente,
 U_1 – U_1 – symmetrische Gleichkomponente,
 U_2 – symmetrische Gegenkomponente.

Die bequemste Methode zur Berechnung der symmetrischen Komponenten und der Unsymmetriefaktoren ist das Kalkül der komplexen Zahlen zu verwenden. Die Parameter der Vektoren sind die Amplitude der Grundkomponente der Spannung (des Stromes) und ihr absoluter Phasenverschiebungswinkel. Beide Werte werden über die FFT-Transformation erhalten.

10 Einbrüche, Überspannungen und Unterbrechungen der Spannung

Spannungseinbrüche, Überspannungen und Unterbrechungen der Spannung sind Netzwerkprobleme, bei denen der Effektivwert der Spannung sich vom Nennwert deutlich unterscheidet. Jeder dieser drei Zustände kann vom Analysator erkannt werden, nachdem die Ereigniserkennung eingeschaltet wurde und der Benutzer die Schwellenwerte bestimmt hat.

Ein Spannungseinbruch ist ein Zustand, in dem die effektive Spannung geringer ist, als der vom Benutzer bestimmte Schwellenwert. Die Grundlage der Messung des Spannungseinbruchs ist der Wert $U_{RMS(1/2)}$, also der periodische Effektivwert der jede 1/2 Periode aktualisiert wird.

Definition des Einbruchs (nach IEC 61000-4-30):

Der Spannungseinbruch beginnt in dem Moment, in dem die Spannung $U_{RMS(1/2)}$ geringer ist als der bestimmte Schwellenwert und endet, wenn die Spannung $U_{RMS(1/2)}$ gleich oder größer ist, als der Schwellenwert plus die Hysterese der Spannung.

Der Schwellenwert eines Spannungseinbruchs wird meistens auf 90% U_{nom} festgelegt. Während eines Spannungseinbruchs speichert der Analysator den minimalen Spannungswert (dieser Wert wird als Restspannung U_{res} bezeichnet und einer der Parameter, der einen Einbruch charakterisiert), und den Durchschnittswert der Spannung.

Ein Stromausfall ist ein Zustand, in dem die Spannung $U_{RMS(1/2)}$ geringer ist, als der dafür bestimmte Schwellenwert. Üblicherweise wird der Schwellenwert für einen Stromausfall deutlich geringer, als der Schwellenwert eines Spannungseinbruchs bestimmt, ca. 1..10% U_{nom} .

Ein Stromausfall beginnt in dem Moment, in dem die Spannung $U_{RMS(1/2)}$, unter den dafür bestimmten Schwellenwert sinkt und endet in dem Moment, in dem die Spannung $U_{RMS(1/2)}$ gleich oder größer ist, als der Schwellenwert plus die Hysterese der Spannung.

Während eines Stromausfalls speichert der Analysator den gespeicherten Mindestwert der Spannung und den Durchschnittswert der Spannung.

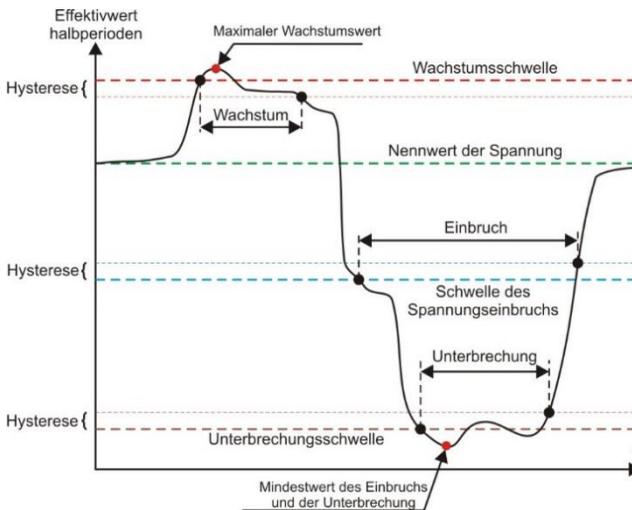


Abb. 10. Überspannungen, Spannungseinbrüche und Unterbrechungen der Spannung.

Eine Steigerung ist ein Zustand, in dem die Spannung einen gesteigerten Wert hat. Der Schwellenwert für eine Überspannung wird üblicherweise auf 110% U_{nom} bestimmt.

Eine Steigerung beginnt in dem Moment, in dem die Spannung $U_{RMS(1/2)}$, den dafür bestimmten Schwellenwert erreicht und endet in dem Moment, in dem die Spannung $U_{RMS(1/2)}$ gleich oder kleiner ist, als der Schwellenwert minus die Hysterese der Spannung. Während einer Steigerung speichert der Analysator den gespeicherten Maximalwert und den Durchschnittswert der Spannung.

Der Wert der Hysterese für diese drei Zustände ist gleich und wird als durch den Benutzer festgelegter Prozentsatz der Nennspannung bestimmt.

Der Analysator speichert den Beginn und das Ende des Ereignisses (mit einer Genauigkeit von 1/2 Periode).

Die Mindestdauer eines Spannungseinbruchs, eines Stromausfalls und einer Steigerung beträgt 1/2 Periode.

Die Werte $U_{RMS(1/2)}$, werden innerhalb 1 Periode bestimmt, in dem Moment, in dem die Grundkomponente der Spannung den Nullpunkt passiert und wird alle halbe Periode aktualisiert, unabhängig für jeden Spannungskanal. Dies bedeutet, dass diese Werte zu unterschiedlichen Zeitpunkten für unterschiedliche Kanäle abgerufen werden. Abb. 9 zeigt, wie die Werte $RMS_{1/2}$ bestimmt werden, am Beispiel zwei Spannungsphasen. Die Information darüber, dass die Grundkomponente den Nullpunkt passiert hat, wird über die FFT-Transformation erhalten.

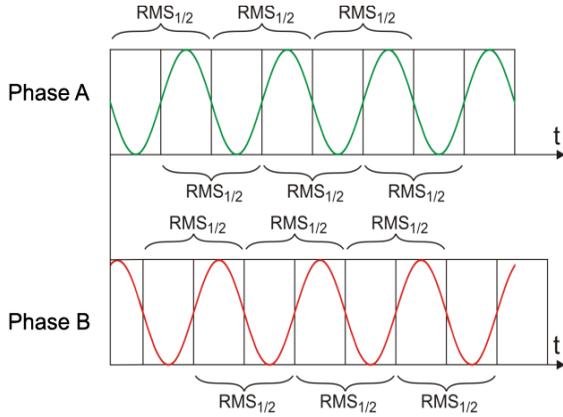


Abb. 11. Bestimmung des Wertes $U_{RMS(1/2)}$

11 Hüllkurvenformänderungen

Eine sehr nützliche Diagnosefunktion ist die Möglichkeit, Störungen in Form einer Spannungswellenform: die sogenannte Ereignisse ab der Veränderung der Hüllkurvenform zu erkennen.

Bei dieser Methode werden zwei benachbarte Perioden der Spannungswellenform miteinander verglichen - die Differenz zwischen ihnen wird berechnet und ihre maximale Amplitude geprüft, die dann mit einem vom Benutzer festgelegten Schwellenwert verglichen wird. Der prozentuale Schwellenwert bezieht sich in der Regel auf den Nennwert der Spannung. Wenn die berechnete Amplitudenänderung den Schwellenwert überschreitet, wird ein Ereignis anhand der Hüllkurve ausgelöst. Dieses Ereignis kann als abgeschlossen betrachtet werden, wenn in mehreren aufeinanderfolgenden Laufperioden keine Toleranzschwellenverletzungen festgestellt wurden.

Die Funktionsweise des Algorithmus kann anhand von Abb. 12 erläutert werden. Für jede Periode der Spannungswellenform wird ein Intervall zulässiger Schwankungen (hellroter Bereich in der Abbildung) mit einer Breite (in Volt) von $2U_{TH}$ überlagert, das aus der Spannungswellenform der vorhergehenden Periode gebildet wird. U_{TH} ist der Schwellenwert für die Ereigniserkennung, der vom Benutzer in der Messkonfiguration festgelegt wird. Überschreitet der Momentanwert der Spannung die in diesem Bereich festgelegten Grenzen, wird ein Ereignis erkannt. ΔU steht für die Differenz der Spannungsabstastwerte zweier benachbarter Perioden.

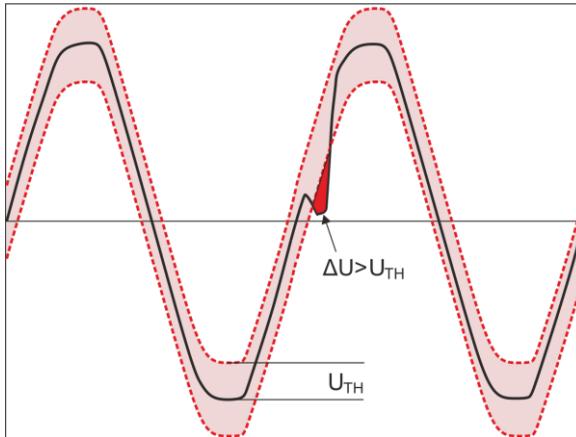


Abb. 12. Erkennung von Ereignissen anhand von Hüllkurvenformänderungen.

Diese Funktion ist sehr hilfreich bei der Erkennung von nicht-stationären Störungen in der Netzversorgung, insbesondere wenn sie nicht mit einem schnellen Transientenerkennungsmodul ausgestattet ist.

12 Phasensprung

Einige Analysatoren können Änderungen in der Phase der Grundspannungskomponente erkennen. Der Erkennungsalgorithmus vergleicht die Winkel der Grundspannungskomponente von zwei oder drei benachbarten Perioden. Ist die Winkeldifferenz größer als ein vom Benutzer festgelegter Schwellenwert, der in Winkelgraden ausgedrückt wird, wird die Ereigniserkennung zusammen mit dem gemessenen Wert der Phasenwinkelneigung aufgezeichnet.

Phasensprünge sind meist eine Begleiterscheinung von Spannungssenken – eine Änderung der Lastimpedanz im Verhältnis zur Netzimpedanz bewirkt eine Änderung des beobachteten Winkels der Grundkomponenten der Spannung (eine Verschiebung der Orte der Nulldurchgänge).

Ein Beispiel für einen Phasensprung wurde auf Abb. 13 dargestellt. Zu den Informationen über das erkannte Ereignis gehören der Zeitpunkt des Auftretens und der ermittelte Hubwert, ausgedrückt in Winkelgraden (Winkel φ in der Abbildung).

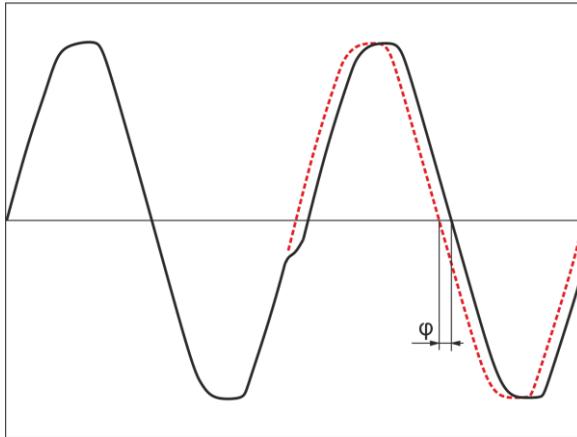


Abb. 13. Phasensprung.

13 Schnelle Spannungsänderungen (RVC)

Definition von schnellen Spannungsänderungen (aus dem Englischen: *Rapid Voltage Change*, RVC) ist eine abrupte Änderung des Effektivwerts der Spannung zwischen zwei stabilen Zuständen, bei der der Effektivwert der Spannung die Schwellenwerte für Einbruch und Anstieg nicht überschreitet. Vereinfacht kann man sagen, dass rapide Spannungsänderungen Phänomene sind, die Ähnlichkeiten mit Einbrüchen und Überspannungen haben, jedoch mit einer kleineren Amplitude. Ereignisse dieser Art sind meist die Folge von Laständerungen im Stromnetz, von Schaltvorgängen oder von Ausfällen.

Beide Ereignistypen verwenden dieselben Quelldaten – es handelt sich um Effektivwerte von 1-Perioden, die jede halbe Periode aufgefrischt werden, bezeichnet mit $U_{RMS(1/2)}$.

Der Algorithmus zur Messung schneller Spannungsänderungen lautet wie folgt (siehe Abb. 14):

- Es wird der arithmetische Mittelwert der letzten 100/120 Werte $U_{RMS(1/2)}$ (etwa 1s) berechnet. Dieser Mittelwert wird dann mit jedem aufeinanderfolgenden Wert $U_{RMS(1/2)}$ aktualisiert. Sie ist in der Abbildung durch die durchgehende Kurve in Rot dargestellt.
- Wenn alle 100/120 vorherigen Werte $U_{RMS(1/2)}$ in den Bereich fallen, der durch den Mittelwert definiert ist, der auf beiden Seiten durch die Hysterese verlängert wird (zwei rote gestrichelte Linien in der Abbildung), wird die Spannung als „stabil“ angesehen.
- Wenn die „Stabilitätsbedingung“ nicht erfüllt ist, d. h. ein oder mehrere Werte $U_{RMS(1/2)}$ den zulässigen Bereich überschreiten, wird ein RVC-Ereignis ausgelöst (blaue Bereiche in der Abbildung). Gleichzeitig wird dem Schwellenwert eine Hysterese auferlegt (die zulässige Schwankungsbreite wird um die Hysterese reduziert), und außerdem werden Änderungen des Signals, das die „Stabilität“ der Spannung bestimmt, für 100/120 Halbperioden des Netzes gesperrt. Aus diesem Grund werden RVC-Ereignisse nicht häufiger als einmal pro Sekunde oder so erkannt.

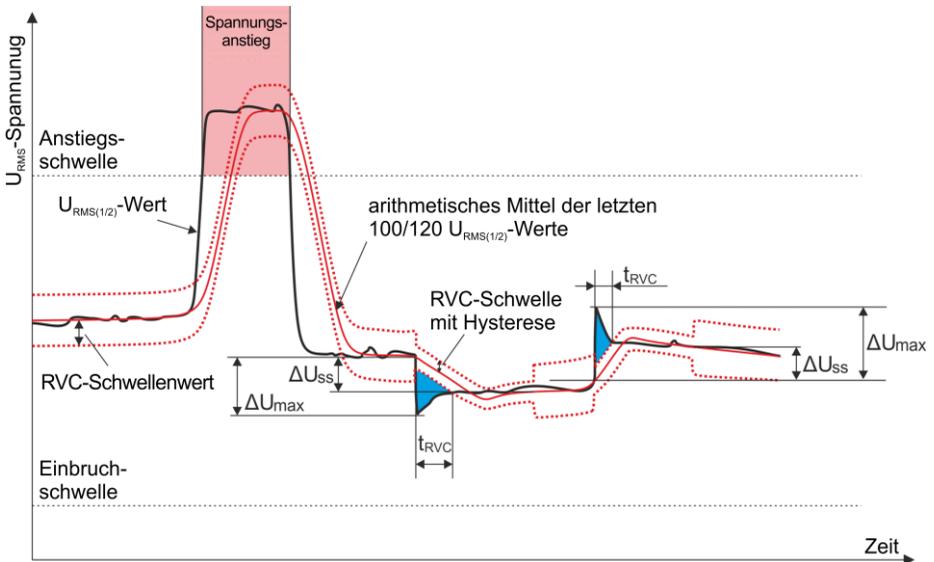


Abb. 14. Schnelle Spannungsänderungen (RVC) - Beispiel.

- Wenn die Bedingung der Spannungsstabilität wieder erfüllt ist, wird das RVC-Ereignis beendet. Der Endzeitpunkt des Ereignisses verschiebt sich um 100/120 Halbperioden des Netzes in Bezug auf den Wechsel des Stabilitätssignals von „instabil“ zu „stabil“.

- Kommt es während eines RVC-Ereignisses zu einem Einbruch oder einem Spannungsanstieg, wird dieses RVC-Ereignis abgebrochen. Die Abbildung zeigt einen Spannungsanstieg – dieses Ereignis hebt potenzielle RVC-Ereignisse auf, wenn sie zu diesem Zeitpunkt erkannt wurden.

Die charakteristischen Parameter für schnelle Spannungsänderungen sind:

- ΔU_{SS} (z. ang. steady-state) – ist die Differenz zwischen den durchschnittlichen ('stabilen') Spannungen vor und nach einem RVC-Ereignis.
- ΔU_{MAX} – ist die maximale Abweichung des Werts $U_{RMS(1/2)}$ vom Mittelwert während des Ereignisses. ΔU_{MAX} ist in der Regel größer als ΔU_{SS} .
- Dauer (auf Abb. 14 gekennzeichnet als „ t_{RVC} “). Das kürzestmögliche RVC-Ereignis hat die Länge einer Halbperiode des Netzes.

Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Handbuchs gibt es keine internationalen Normen für die zulässigen Werte von schnellen Spannungsänderungen in Stromnetzen. Die europäische Norm EN 50160 (Ausgabe 2010) enthält keine normativen Anforderungen für diese Art von Ereignissen. Einige Länder haben ihre eigenen Kriterien für RVC eingeführt, z. B. werden Ereignisse erkannt, wenn der Schwellenwert von 5% U_{NOM} überschritten wird (d. h. Ereignisse, bei denen $\Delta U_{MAX} > 5\% U_{NOM}$ ist, werden erkannt). Manchmal wird auch eine akzeptable Grenze für die Anzahl der RVC-Ereignisse pro Tag festgelegt.

14 Transienten und Überspannungen

Transienten sind ungewollte, schnelle und kurzzeitige Störungen des Versorgungsnetzes. Sie werden von einer plötzlichen Änderung der Spannung und des Stromes begleitet. Die Dauer der Störung ist typischerweise von einigen Nanosekunden bis zu wenigen Millisekunden. Oft werden für sie Begriffe verwendet, wie Überspannungen, Spannungsstöße, Schläge, Impulse, Schwingungen, aber diese Bezeichnungen engen diese nur ein. Ein Transient bestimmt die vorübergehende Störung des Signals in der Zeit, und als solche umfasst sie semantisch alle genannten Bezeichnungen. Sie aufgrund der Dauer und der Akkretion, der Amplitude, des Frequenzspektrums, die übertragende Energie, die Quelle usw. verwendet werden. Am gefährlichsten sind für elektrische Geräte Transienten, die einen enormen Zuwachs der Spannung in der Versorgungslinie hervorrufen (Überspannungen). Aufgrund der häufigsten Quelle dieser Störungen werden die Transienten in folgende Gruppen unterteilt:

- Blitzschlag, Wetterbedingt,
- Überspannungen mit einem oszillierenden Charakter, die meist durch das Schalten von Kondensator-Banken verursacht werden,
- Andere Schaltüberspannungen (darunter Ferroresonanz).

Überspannungen durch Blitzschlag können zerstörerische Wirkung aufgrund der sehr hohen Energie während der Entladung haben. Die meisten beobachteten Überspannungen dieser Art in Netzwerken sind Folge der Induktion in den Netzspannungsleitungen aufgrund eines Blitzschlages in direkter Nähe. Im Bereich des Einschlages wird ein sehr starkes elektromagnetisches Feld erzeugt und lange überirdische oder unterirdische Leitungen induzieren große Spannungen, die in das Vertriebsnetz geraten. Diese Spannungsspitzen haben einen Impulscharakter, mit einer Akkretion von Mikrosekunden. Ein Beispiel eines Blitzstoßes der auf dem Analysator PQM-703 registriert wurde, mit einer Amplitude von ca. 6,6 kV zeigt Abb. 15.

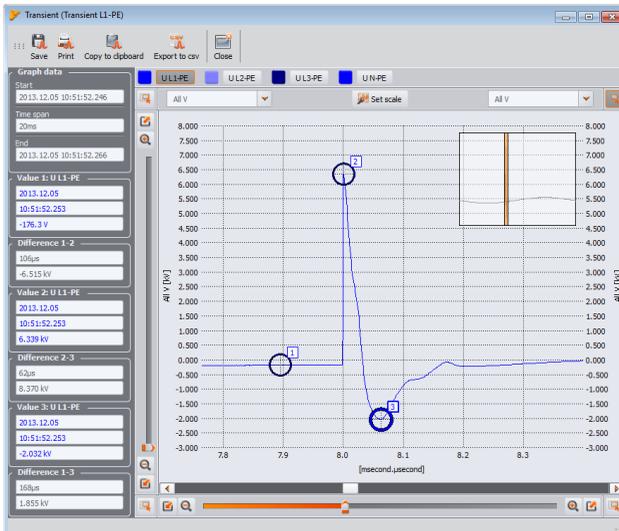


Abb. 15. Beispiel einer Blitz-Überspannung.

Im Rahmen der Studie von IKT-Geräten, bevor sie zum Verkauf freigegeben werden, ist es notwendig Prüfungen der Beständigkeit auf Impulse, die Blitzschläge simulieren, durchzuführen. AC-Netzanschlüsse geprüft durch Impulse ± 2 kV die zwischen Stromleitungen und Erdungen gegeben werden und ± 1 kV direkt zwischen den Stromleitungen. Ein standardisierter Impuls hat eine Anstiegszeit

von 1,2 ms und einen Spannungsabfall von 50 ms. Im Falle von Messgeräten, die direkt an das Verteilernetz an Verteilertafeln oder am Niederspannungs-Transformator angeschlossen werden können, wird eine Mess-Kategorie (Überspannungs-) des Instruments definiert, das über den Grad an Schutz vor Überspannungen berichtet. Beispielsweise, für die Messkategorie IV 600 V, wird eine Impulsbeständigkeit von $1,2 \mu\text{s}/50 \mu\text{s}$ mit einer Amplitude von 8 kV benötigt, die direkt zwischen die Messklemmen geleitet wird, bei einer Quellenimpedanz von 2Ω . Der Spitzenstrom am Kurzschluss der Quelle kann somit 4 kA betragen.

Das wichtigsten Schutzmittel gegen Überspannungen dieser Art, ist die Montage von Begrenzungssystemen der maximalen Spannung, wie Funkenstrecken und Varistoren. Deren Konstruktion ermöglicht die Annahme der Aufprallenergie zu reduzieren, um einen sicheren Wert der Spannung in weitere Schaltungsabschnitte weiterzuleiten.

Transienten aufgrund der Umschaltung der Kompensationskapazitäten im Gegensatz zu Blitzeinschlägen, haben ihre Quelle in dem Vertriebsnetz. Die Kompensation wird verwendet, um den Leistungsfaktor und die Effizienz der Energieübertragung an den Empfänger zu verbessern. Zu der Zeit des Einschaltens ist der Kondensator ein Kurzschluss für die Installation, deshalb findet in dem ersten Moment ein plötzlicher Spannungsabfall bis nahezu Null statt, gefolgt von der sog. Reflexion zu einer viel höheren Spannung als der Nennwert (üblicherweise nicht mehr als 2 mal die Spitzenspannung unter Standardbedingungen) und danach eine oszillierende Ausschaltung der Störung. Die oszillierende Art der Störung wird durch die Wechselwirkung der Induktivität Kapazität des Kondensator-Netzwerks und die Entstehung des Phänomens der Resonanz verursacht. Die Schwingungsfrequenz beträgt in der Regel einige hundert Hz. Als Folge der Existenz des Widerstandes in der Schaltung, werden diese Schwingungen allmählich unterdrückt. Der ganze Transient dauert in der Regel nicht mehr als ein paar Dutzend Millisekunden. Ein Beispiel eines solchen Transienten zeigt Abb. 16.

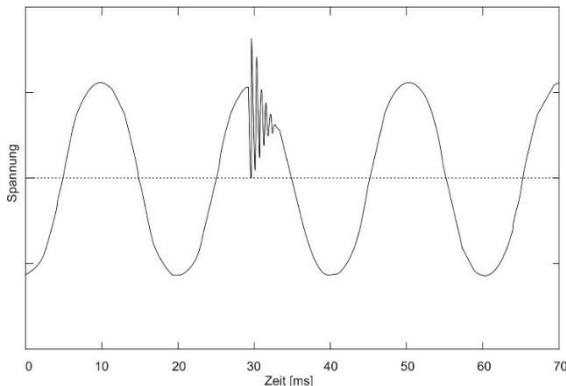


Abb. 16. Ein Beispiel eines solchen Transienten nach Einschalten der Kondensatorbänke.

Transienten in Netzwerken außerhalb dieser Ursachen entstehen als Folge des Ein- und Ausschaltens kapazitiver, induktiver Lasten, wenn Schutzeinrichtungen (Sicherungen) und Kurzschluss aktiv werden. Das Schalten von Lasten (Linien) die mit Transformatorwicklungen verbunden sind führt oft zur Ferroresonanz, d.h. eine oszillierender Transient aufgrund der Resonanz zwischen den Kapazitäten in der Schaltung und der nichtlinearen Induktivität des Transformators mit ferromagnetischen Kern. Das Abschalten induktiver Lasten wird häufig durch das Phänomen der Lichtbogenkontakte begleitet. Die Spannung, die an den Anschlüssen der Schaltung entsteht überschreitet die Grenz-Spannung des dielektrischen Wertes und den Funken sprung, bis zum Moment, in dem der Spalt groß genug ist.

Transienten können auch auf unterschiedliche Weise zwischen Netzwerksegmenten, wie beispielsweise Blitzschlag im Mittelspannungsnetz teilweise durch den Transformator an das Niederspannungsnetz eindringen kann. Dämpfungseigenschaften des Transformators verringern in der Regel die Amplitude der Überspannung, und ändern die Zeit-Parameter.

15 Diagramme CBEMA und ANSI

Die CBEMA-Kurve wurde zum ersten Mal in den 70er Jahren des letzten Jahrhunderts von der Organisation vorgeschlagen, von deren Namen der Name der Kurve stammt - *Computer and Business Equipment Manufacturers Association* (heute ITI, *Information Technology Industry*), die Hersteller von Computern und Büroausrüstung umfasste. Die Kurve sollte als Hilfe bei der Konstruktion von Netzteilen dienen und hat ursprünglich ein Diagramm der Toleranz auf die Größe und die Dauer der Störungen im Stromnetz dargestellt. Später wurde die Kurve in der Konstruktion von Geräten, die empfindlich auf Spannungsschwankungen sind, als Referenzbereich, in dem das Gerät ordnungsgemäß betrieben werden kann. Am Ende wurde die Kurve populär bei der Analyse der Stromversorgungsqualität, bezüglich solcher Störungen wie Überspannung, Verlust und Einbruch im Netzwerk.

Auf dem Diagramm auf der vertikalen Achse ist der Spannungswert in Prozent in Bezug auf den Nennwert angegeben, und auf der horizontalen Achse ist die Einheit die Zeit (in logarithmischem Maßstab). Der mittlere Teil des Diagramms (zwischen den Kurven) zeigt den Bereich des korrekten Betriebs des Geräts. Der Bereich oberhalb zeigt Zustände erhöhter Spannung an, die zur Beschädigung oder Auslösung des Überspannungsschutzes führen können und der Bereich unter den Kurven bezieht sich auf die Situation einer niedrigen Spannung im Netz, was dazu führen kann, dass die Stromversorgung ausgeschaltet wird oder vorübergehenden zu niedrig ist und zu einem falschen Betrieb der Geräte führen kann.

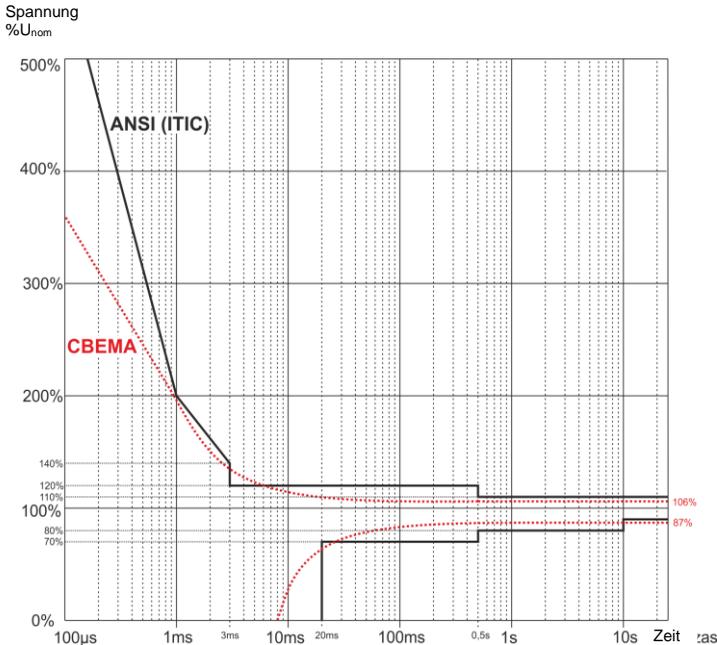


Abb. 17. Toleranzkurven der Versorgungsspannung ANSI (ITIC) und CBEMA.

Wie in dem Diagramm zu sehen ist, besteht eine Beziehung zwischen der Spannung und der Zeit des Auftretens der Störung. Zum Beispiel, eine Wachstum der Spannung von $200\%U_{nom}$ und einer Dauer von 1 ms hat in typischen Fällen keinen Ausfall oder Fehlfunktion (Punkt zwischen den Kurven) zur Folge, jedoch kann eine Störung mit einer solchen Amplitude, die eine Halperiode des Netzes dauert schlimme Folgen haben (Punkt oberhalb der beiden Kurven). Im Allgemeinen wurde davon ausgegangen, dass in einer typischen Situation, die Ereignisse, die im Stromnetz auftreten, im mittleren Bereich des Diagramms sein sollten (zwischen den Kurven), wenn es um den Wert der Netzspannung

geht und sie sollten dann auch nicht zu Fehlfunktionen führen oder Schäden an den angeschlossenen Geräten. Gerätehersteller (insbesondere Hersteller von Netzteilen) nutzen oft dieses Diagramm beim Entwurf, um in diesem Bereich einen zuverlässigen Betrieb und die Beibehaltung einer entsprechenden Ausgangsspannung zu gewährleisten. Beachten Sie jedoch, dass die Kurve typischen Fälle darstellt und keine Garantie für die korrekte Funktion der einzelnen Geräte ist, weil die Toleranz gegenüber Störungen variiert.

Die ITIC-Kurve ist der Nachfolger der Kurve CBEMA, die durch ITI im Jahre 1994 bearbeitet wurde, und danach zum jetzigen Stand im Jahre 2000 modifiziert wurde. Diese Kurve hat die Form von zwei gebrochenen und ist auch unter dem Namen der ANSI-Kurve bekannt, nachdem sie von dem amerikanischen Normungsinstitut ANSI (eng. *American National Standards Institute*) adaptiert wurde. Beide Kurven wurden auf Abb. 17 gezeigt.

16 Mittelung der Messergebnisse

Die Überwachung des Netzwerks während einer längeren Zeit bedeutet die Sammlung einer großen Datenmenge. Damit eine spätere Analyse dieser Daten überhaupt möglich ist, war es notwendig Mechanismen einzuführen, die Größe der Daten auf einen akzeptablen, sowohl durch die Maschine, als auch den Menschen, Wert reduzieren.

Als Beispiel wird hier die Prüfung des Netzes auf die Übereinstimmung mit der Norm EN 50160 angegeben. Die standardmäßige Prüfungsdauer beträgt eine Woche. Wenn alle 200-milisekundigen Effektivwerte der Spannung gespeichert würden, würden wir 3,024 Millionen Messungen erhalten. Die Bearbeitung einer solchen Datenmenge könnte zeitaufwändig und schwierig sein.

Deshalb wurde das Konzept der Mittelung eingeführt, die auf der Aufzeichnung von jeweils einem Wert pro Zeitabschnitt für die Analyse beruht. Für die Norm EN 50160 beträgt sie 10 Minuten. In so einem Fall berechnet der Analysator den Durchschnittswert aus 10 Minuten aufgrund von ca. 3000 200-milisekundigen Werten (in Annäherung ist der formelle 200-milisekundige Wert in Wirklichkeit ein 10/12-Perioden Wert, der mit der Frequenz des Netzes synchronisiert ist). Alle 10 Minuten wird ein weiterer Durchschnittswert der Spannung gespeichert, was zur Ansammlung von „nur“ 1.008 Messergebnissen führt.

Die Mittelung der Ergebnisse der Messungen führt zum Verlust der Extremwerte (Glättung der Ergebnisse). In Fällen, in denen Informationen über die Grenzwerte der gemessenen Parameter wichtig sind, kann der Benutzer die Möglichkeit nutzen, die minimalen, maximalen und momentanen Werte innerhalb der Mittelungszeit zu messen. Wenn der jeweilige Parameter in einer 10/12-Perioden-Zeit gemessen wird, ist der minimale und maximale Wert dementsprechend der größte und kleinste Wert der 10/12-Periode, der in diesem Mittelungsintervall gemessen wurde. Der momentane Wert hingegen ist der letzte 10/12-Perioden-Wert in dem jeweiligen Mittelungsintervall.

Bei RMS-Strom- und Spannungswerten können Minimal- und Maximalwerten mit der höchsten Empfindlichkeit – mit einer Genauigkeit von $1\text{-Perioden-U}_{\text{RMS}(1/2)}$ -Wert, aktualisiert jede halbe Periode, gesucht werden.

Die Wahl der richtigen Mittelungszeit ist nicht einfach. Größtenteils wird sie durch die Art der Störungen im Netz und die Erwartungen des Benutzers, bezüglich der endgültigen Datenanalyse bedingt. Oft entsteht die Situation, dass nur die Tatsache bekannt ist, dass gewisse Probleme im Versorgungsnetz auftreten und die Messungen mit einem Analysator die Ursache feststellen sollen. In so einem Fall ist es besser kürzere Mittelungszeiten zu verwenden (z.B. 10 Sekunden) und die Speicherung der minimalen und maximalen Werte zu aktivieren (für Spannungen und Ströme wird empfohlen eine Periode zur Bestimmung des minimalen und maximalen Werts zu wählen, die die kürzeste ist, also 1/2 Periode). Eine kurze Mittelungszeit erlaubt es genauere Diagramme des Verlaufs der Parameter zu erstellen, und die Minima und Maxima werden erkannt und gespeichert. Die Aufzeichnung mit kurzen Mittelungszeiten wird meistens in eingeschränkten Zeiträumen durchgeführt, vor allem aufgrund des schnellen Datenwachses; das Ziel einer solchen Aufzeichnung ist es die mögliche Ursache der Anomalie zu erkennen und nicht eine langfristige Analyse.

Die Aufzeichnung mit kurzen Mittelungszeiten kann für die Beurteilung der Arbeit des Netzwerkes und der Störungen ausreichend sein. Jedoch ähnlich genaue Informationen wird man wahrscheinlich bei einer längeren Mittelungszeit erhalten können (im Minutenbereich), mit aktivierter Aufzeichnung des minimalen und maximalen Wertes und Erkennung von Ereignissen. Ein wichtiger Vorteil in dieser Situation ist die viel geringere Datenmenge nach der Aufzeichnung, was eine schnellere Datenlesung und Analyse bedeutet.

Für die Netzqualitätsprüfung hingegen werden gemäß der Norm IEC 50160 durchgeführt. In diesem Fall wird die Analyse bei einer längeren Messzeit durchgeführt (z.B. 7 Tage), deshalb ist die gewählte Mittelungszeit auch dementsprechend lang – 10 Minuten.

Man muss beachten, dass es keine optimale Einstellung sowohl der Mittelungszeit, als auch der anderen Parameter oder der Schwellenwerte. Jedes Netzwerk ist anders und es gibt verschiedene Prüfungsziele. Daher kann die optimale Konfiguration des Analysators mehrere Versuche verlangen und hängt auch von der Erfahrung des Benutzers ab.

16.1 Klasse A

Die Abb. 18 zeigt, wie der Analysator 10/12-Perioden-Messblöcke bei einer 10-Minuten-Mittelung neu synchronisiert.

Die Mittelwerte sind mit der Echtzeituhr synchronisiert wie folgt. Wenn der Timer eine weitere ganzzahlige Multiplizität der Mittelungsperiode abmisst, finden zwei Prozesse statt:

- das aktuelle 10/12-perioden Intervall (k -te Messung auf Abb. 18) wird als letztes in dem Bereich der Aggregation (x) markiert,
- gleichzeitig wird das erste 10/12-periodische Intervall der nächsten Mittelung ($x + 1$) eingeleitet.

Eine solche Resynchronisierung führt zum Entstehen von *Überlagerung 1* (siehe Abb. 18). Die Daten aus diesem Bereich werden zweimal bearbeitet, weil jeder der 10/12-periodischen Bereiche unabhängig analysiert wird. Der Zweck dieser Resynchronisierung ist es sicherzustellen, dass die beiden Analysatoren der Klasse A, verbunden zum gleichen System, und mit der UTC-Zeit synchronisiert sind, identische Ergebnisse geben.

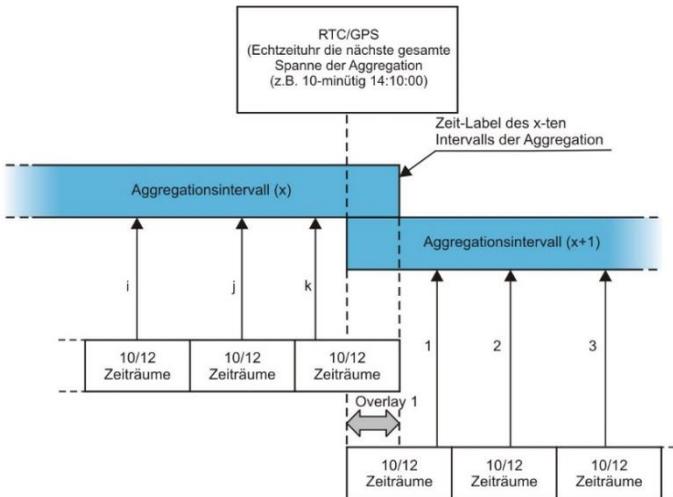
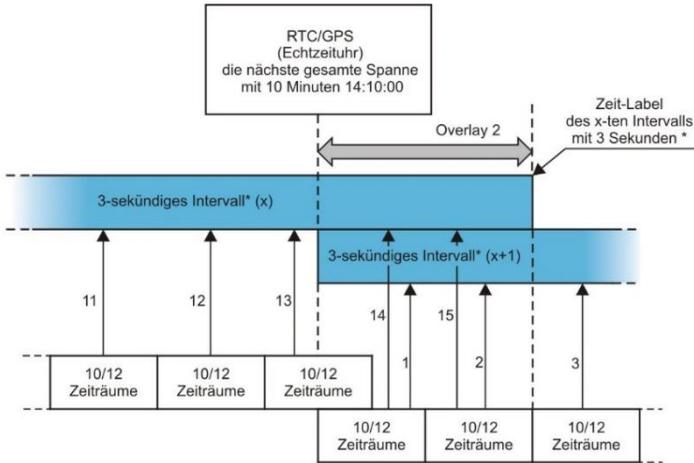


Abb. 18. Neusynchronisation von Messblöcken bei der Ermittlung von 10-Minuten-Mittelwerten bei Analysatoren der Klasse A.



(*) in Wirklichkeit ist das ein 150/180 - Periodenbereich

Abb. 19. Neusynchronisation von Messblöcken bei der Ermittlung von 150/180-Perioden-Mittelwerten bei Analysatoren der Klasse A.

Die Art der Bestimmung der Mittelwerte für diese Zeiten zeigt die Abb. 19. Auch hier wird eine Resynchronisierung der 10/12-periodischen Bereiche durchgeführt, aber es wird sie immer jede gesamte Uhrzeit von 10 Minuten durchgeführt. Wenn der Timer eine nächste ganzzahligen Multiplizität der Periode von 10 Minuten abmisst, wird ein weiterer Aggregationsbereich gestartet und das nächste Intervall, wobei das Aggregations-Intervall (x) normal beendet wird, bis eine bestimmte Anzahl von 10/12-periodischen Fenstern gesammelt wurde (z.B. im Falle einer 3-Sekunde-Mittelung werden immer 15 solcher Bereiche gesammelt). Das Ergebnis der Resynchronisierung ist das Entstehen der *Überlagerung 2* (siehe Abb. 19), wo parallel Daten aus zwei Aggregationsbereichen bearbeitet werden (Bereich (x) wird beendet, Bereich (x+1) angefangen). Die Größe der Überlagerung ist abhängig von den Schwankungen der Netzfrequenz. Die Zeitetikette entspricht dem Ende des Mittelungsintervalls der Aggregation.

16.2 Klasse S

Die Abb. 20 und Abb. 21 zeigt die Methode zur Bestimmung der durchschnittlichen Werte im Analysator der S-Klasse.

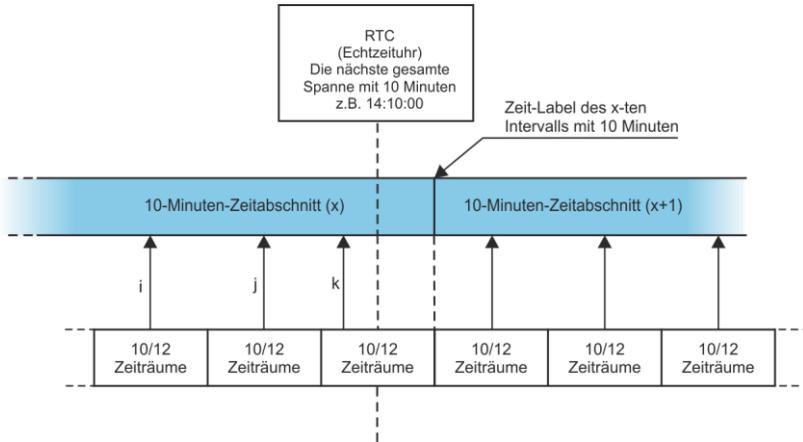
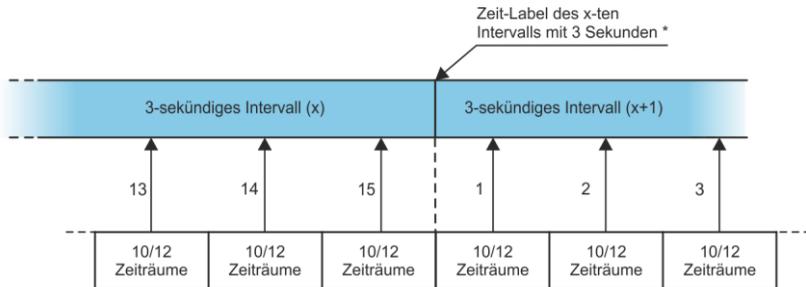


Abb. 20. Bestimmung der Mittelungsintervalle für 10-Minuten-Daten in Analysatoren der Klasse S.

Die 10-Minuten-Mittelwerte sind mit der Echtzeituhr synchronisiert wie folgt. Wenn die Uhr eine weitere Multiplizität der Mittelungszeit abmisst, wird die aktuelle 10/12-Perioden Messung als letzte zum Durchschnittswert hinzugefügt (k-te Messung auf der Abb. 20). Gleichzeitig wird die endende Mittelungsintervall mit einem Zeitetikett gekennzeichnet, dass den Ende entspricht. Die nächste 10/12-Perioden-Messung ist die erste in der nächsten Mittelungsintervall.

Die Mittelung für 150/180-Perioden-Daten sieht ein bisschen anders aus. Die Art der Bestimmung der Mittelwerte für diese Zeiten zeigt die Abb. 21. Die Synchronisierung mit der Echtzeituhr findet hier keine Anwendung. Nachdem eine bestimmte Anzahl von 10/12-Perioden-Messungen gespeichert wurde, wird der aktuelle Mittelungsintervall beendet und ein neuer wird eingeleitet. Die Zeitetikette entspricht dem Ende des Mittelungsintervalls.



(*) in Wirklichkeit ist das ein 150/180 - Periodenbereich

Abb. 21. Bestimmen der Mittelungsintervalle für Daten mit 150/180 Perioden.

AUFZEICHNUNGEN

AUFZEICHNUNGEN