Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 88 (1997)

Heft: 1

Artikel: Integrale Messung der Netzqualität : messtechnische Grundlagen zur Netzüberwachung und Störungsanalyse

Autor: Kahn, Thomas

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-902163

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 10.12.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Dank einem neuartigen System zur Ereignisanalyse können heute alle für die Netzqualität signifikanten Parameter mit nur einem Gerät kontinuierlich erfasst werden. Diese Technologie eröffnet neue Perspektiven sowohl für die Netzqualitätsmessung als auch für die Störungsanalyse. Der Artikel erklärt zentrale Begriffe der Netzqualität, nennt Verursacher, welche sie beeinträchtigen, und erklärt den Aufbau und die Arbeitsweise eines Gerätes zu ihrer integralen Messung.

Integrale Messung der Netzqualität

Messtechnische Grundlagen zur Netzüberwachung und Störungsanalyse

■ Thomas Kahn

Immer mehr Elektronik beherrscht unseren Alltag. Damit diese elektronische Infrastruktur in Industrie- und Dienstleistungsbetrieben, aber auch zu Hause richtig arbeitet, braucht es eine stabile, qualitativ hochstehende Energieversorgung. Schon ein kurzer Ausfall der Netzspannung kann unangenehme und teure Folgen haben. Dem Wissen über die Qualität des elektrischen Netzes kommt daher immer grössere Bedeutung zu.

Der Begriff der Netzqualität

Im Idealfall weist unsere Netzspannung einen rein sinusförmigen Verlauf mit einem Effektivwert von 230 V und einer stabilen Frequenz von 50 Hz auf; es gibt keine Spannungsschwankungen, keine kurzen Spannungseinbrüche oder gar Unterbrüche, transiente Spitzen fehlen, und es ist egal, welche Last dem Netz zugeschaltet wird. In der Realität freilich weicht die Netzspannung von diesem Ideal ab. Die Spannung ist Schwankungen unterworfen, welche abhängig sind von der Netzimpedanz und der Anzahl angeschlossener Verbraucher. Häufiges Ein- und Ausschalten leistungsstarker Verbraucher kann zu erhöhten, für den Menschen störenden Flickerpegeln führen. Das Einschalten grosser Verbraucher ist oft Ursache von Spannungseinbrüchen, die ihrerseits wieder den sicheren Betrieb anderer Geräte wie Computer gefährden. Immer mehr nichtlineare Verbraucher erzeugen Oberschwingungsströme, die sich über die Netzimpedanz auf die Spannung übertragen. Oberschwingungen führen zu unerwünschten Nebenerscheinungen wie Neutralleiterströmen, zu zusätzlicher Belastung von Transformatoren oder zur Störung anderer empfindlicher Verbraucher. Die von Verbrauchern erzeugte Beeinträchtigung der Netzqualität ist unter dem Oberbegriff *Netzrückwirkungen* bekannt. Die Grenzwerte für Netzrückwirkungen sind in den einschlägigen Normen festgelegt. Die Netzqualität kann aber auch von der Erzeugerseite beeinträchtigt werden. Schaltvorgänge im Hoch- und Mittelspannungsnetz beispielsweise verursachen oft Schaltspitzen oder gar kurze Unterbrüche.

Die Netzqualität messen und überwachen heisst, einerseits eine quantitative Aussage über die einzelnen Netzparameter im Vergleich zu den einschlägigen Normwerten und den vorhandenen Reserven zu machen, andererseits im Störungsfall den Verursacher der Störung zu beschreiben und, wenn möglich, zu lokalisieren.

Eine Bemerkung zur Terminologie: Die deutsche Sprache verfügt über keinen exakt passenden Begriff für die Gesamtproblematik der Qualität der elektrischen Energieversorgung. Netz-

Adresse des Autors
Thomas Kahn, Dipl. El.-Ing. ETH
LEM Elmes AG, 8808 Pfäffikon SZ

qualität, Spannungsqualität, Qualität der elektrischen Energie – alle Begriffe meinen dasselbe, keiner trifft den Sinn zu 100 Prozent. Der im Englischen verwendete Begriff «Power Quality» ist da wohl die exakteste Beschreibung, weil er wirklich den gesamten Bereich abdeckt und zudem auch in der Fachwelt Verwendung findet.

Die integrale Messung der Netzqualität

Bei Messkampagnen zur Ermittlung von elektrischen Störquellen weiss man meist nicht genau, nach welchen Problemen man überhaupt Ausschau halten muss und wie die Messung am sinnvollsten durchzuführen ist. Ein Beispiel: Um festzustellen, ob die Fehlfunktion eines Roboters auf Spannungsqualitätsprobleme wie Transienten, Spannungseinbrüche oder Überspannungen zurückzuführen ist, muss das Messgerät diese Phänomene als Ereignisse erfassen. Das Problem der Fehlfunktion könnte aber auch durch zu hohe Oberschwingungspegel bedingt sein, was eine kontinuierliche Überwachung der Oberschwingungen ratsam erscheinen lässt. Ein Vergleich der Spannungs- und Stromoberschwingungen mit den Arbeitszyklen des Roboters könnte weitere wertvolle Anhaltspunkte liefern. Wünschbar wäre hier eine schnelle Vergleichsmöglichkeit der Pegelzeitdiagramme des THD (Total Harmonic Distortion), der Wirkleistungsaufnahme, des Leistungsfaktors λ sowie der Spannungs- und Stromeffektivwerte am Messobjekt.

Bis vor kurzem waren verschiedene Messinstrumente nötig, um die Spannungsqualität, die Leistungsaufnahme und die Oberschwingungen zu überprüfen. Dazu kommen weitere Erschwernisse: Das Konfigurieren und Synchronisieren der vielen Geräte ist kompliziert und aufwendig, und die Messresultate der einzelnen Geräte sind meist nur schwer miteinander vergleichbar. Der Platzbedarf für die verschiedenen Messgeräte ist beträchtlich, so dass eine solche Messung fast nur in einer Laborumgebung ohne grössere Umtriebe durchgeführt werden kann.

Mit einer neuen, schnellen Elektronik und ausgereifter Mess- und Auswertungssoftware wird es heute möglich, mit nur einem Gerät und in einem Messvorgang alle für die Netzqualität signifikanten Parameter zu erfassen und zu speichern. Dieser Weg wird als «integrale Messung der Netzqualität» bezeichnet. Die integrale Messung kombiniert Messtechnik- und Auswertungssoftware zu einem ganzheitlichen Analysesystem. Zusätzlich zur bekannten Oszilloskop- und Pegelzeitdarstellung der Messgrössen kann mit einem solchen System eine *kontinuierliche Ereignisanalyse* durchgeführt werden. Das grundlegende Prinzip integraler Messungen und eine konkrete Realisierung werden nachfolgend kurz vorgestellt.

Anforderungen an ein System für integrale Messungen

Bei der Konzeption eines integrierten Messsystems stellen sich zwei grundlegende Fragen: Welche Grössen sind zu messen und aufzuzeichnen, und wie soll ein Messablauf vor sich gehen?

Welche Messgrössen?

Auf die erste Frage geben die einschlägigen *Normen* Auskunft. Sie spezifizieren, welche *Netzparameter* um wieviel und wie lange von den Werten der idealen Netzqualität abweichen dürfen. Ein ideales Messsystem sollte somit alle diese Parameter dauernd überwachen und aufzeichnen. Die dabei relevanten Parameter sind in den Tabellen I und II zusammengefasst.

Welcher Messablauf?

Bezüglich *Messablauf* bewährt sich mehr und mehr ein striktes Vorgehen in drei Phasen *(Dreiphasenmodell):* Die drei Phasen – das Programmieren des Gerätes, die Durchführung der eigentlichen Messungen und die Auswertungen – werden klar unterschieden und nacheinander durchgeführt (Tabelle III). Voraussetzung ist, dass das Messsystem

Messfunktionen	Messgrössen		
	Spannung L1, L2, L3 und N	**Strom** L1, L2, L3, N und PE	**Leistungsgrössen** P, Q und S, λ, cos φ, alle 3phasig, Summenleistung
Oszilloskop-Funktion mit Effektivwertangabe	Kurvenform	Kurvenform und Phasenlage	Kurvenform und Leistungsvektoren
Langzeitverlauf (Messdauer: 1 h–1 Jahr; Messintervall: 1 s–1 h; Auflösung für Extremwerte: 20 ms)	Höchst-, Mittel- und Tiefstwert pro Messintervall	Höchst-, Mittel- und Tiefstwert pro Messintervall	Höchst-, Mittel- und Tiefstwert pro Messintervall
Oberschwingungen (Oszilloskop und Langzeitmessung)	Anteile der einzelnen OS (Amplitude und Phase, THD)	Anteile der einzelnen OS (Amplitude und Phase, THD)	Leistungsanteile der OS, Richtung des OS-Leistungsflusses
Flicker (Langzeitmessung)	Periodische Spannungsschwankungen kleiner als 25 Hz, definiert durch IEC 868	nicht definiert	nicht definiert
Unsymmetrie	ja	ja	ja (Pegelzeitdiagramme)
Frequenz (Langzeitmessung)	Höchst-, Mittel- und Tiefstwert pro Messintervall	nicht definiert	nicht definiert
Energiezähler			die mittlere Leistung (Verrechnungsleistung) sowie die Energie
Erdströme (Oszilloskop und Langzeitmessung)		zusätzlicher Strommesskanal	

Tabelle I Messparameter, welche die Netzqualität charakterisieren

Spannungsereignisse	Charakterisierung
Ereignisse Typ I	Spannungstransienten zwischen 0,5 µs und 10 ms
Ereignisse Typ II	Spannungseinbrüche oder -überhöhungen / Unterbrechungen zwischen einer halben Periode und 2 Sekunden (typisch: Kurvenformveränderungen und kurze Effektivwertänderungen)
Ereignisse Typ III	Langsame Spannungsänderungen (Effektivwert) grösser als 2 Sekunden

Tabelle II Charakterisierung von Spannungsereignissen

Phase 1	**Programmieren des Gerätes**	Konfigurieren von Messdauer, Startzeitpunkt, Anschlussart und Nennspannung. Ist das Gerät schon am Messort angeschlossen, ermöglicht die Oszilloskop-Funktion eine Echtzeitanalyse.
Phase 2	**Durchführen der Messung**	Das Gerät zeichnet die Langzeitverläufe der verschiedenen Parameter auf. Zugleich werden Spannungsereignisse erfasst. Die Daten werden im internen Speicher abgelegt. Ist ein PC angeschlossen, kann die Messung dauernd überwacht werden. Ereignisse können Alarme auslösen.
Phase 3	**Auswerten der Messung**	Die Messdaten werden auf die Festplatte des PC kopiert. Mit der Auswertungssoftware erfolgt die Auswertung der Messdaten.

Tabelle III Dreiphasenmodell für die Messung der Netzqualität

entsprechend konzipiert ist. Das Dreiphasenmodell hat insbesondere den Vorteil, dass das Messsystem nur während des Programmierens und in der Auswertungsphase mit einem PC verbunden sein muss, während die Langzeitmessungen am Messort autonom ohne PC erfolgen können.

Konzept eines integrierten Messsystems - Messung der quasikontinuierlichen Grössen

Das oben skizzierte Pflichtenheft stellt hohe Anforderungen an die Hard- und Software eines Messsystems; seine Umsetzung in einem einzigen integrierten Messgerät wurde durch die moderne digitale Messtechnik überhaupt erst möglich. Das Bild 1 zeigt den schematischen Aufbau eines derartigen Messsystems. Es basiert auf einem schnellen digitalen Signalprozessor, einer integrierten Festplatte, einem grossen Pufferspeicher und einem eingebauten 486- oder Pentium-Prozessor. Wie funktioniert ein solches System im Detail?

Das hier besprochene Messkonzept basiert auf zwei Messkreisen. Nach dem Eingangsspannungsteiler wird das Signal mittels eines Hochpass- und eines Tiefpassfilters aufgeteilt. Der niederfrequente Messkreis mit dem hochauflösenden 14-Bit-Analog-Digital-Wandler erfasst das Signal mit einer Auflösung von 128 Abtastwerten pro Periode. Dies entspricht einer Abtastrate von 6,4 kHz. Es können somit gemäss Abtasttheorem Signalanteile bis zu einer Frequenz von 3,2 kHz erfasst werden.

Der schnelle Messkreis tastet das Messsignal mit 2 MHz ab. Er erfasst Signalanteile mit einer Frequenz von 3,2 kHz bis 1 MHz. Die Daten werden im Zwischenspeicher (Cache) abgelegt. Wird ein Ereignis detektiert, schreibt die Gerätesteuerung die Messdaten beider Kanäle vom Zwischenspeicher auf die interne Festplatte.

Das Messsystem erfasst über individuelle Spannungsteiler und Eingangsfilter (siehe Bild 1) gleichzeitig neun Kanäle: vier Spannungen (*L1–PE, L2–PE, L3–PE* und *N–PE*) sowie fünf Ströme (*L1, L2, L3, N* und *PE*). Der Signalprozessor erstellt in rund 100 µs eine Fourieranalyse der abgetasteten Kurvenformen bis zur 63. Oberschwingung. Diese Berechnung wird ohne Unterbruch der Messung für jede Netzperiode durchgeführt. Aus den Abtastwerten einer Netzperiode (20 ms) wird zudem der Effektivwert sowie die Leistung berechnet und zwischengespeichert. Mit diesen Daten erstellt die Auswertungssoftware die Pegelzeitdiagramme für die Langzeitauswertung. Dazu werden die Effektivwerte der einzelnen Netzperioden in einem grösseren Messintervall (Dauer 1 s–1 h) zusammengefasst. Pro Messintervall werden der Maximal- und der Minimalwert, basierend auf den Werten der einzelnen Perioden, sowie der lineare, über die Intervallänge gemittelte Wert gespeichert. Bei einer Aufzeichnungstiefe von 3600 Messintervallen können für eine Messdauer von einer Stunde für jede Sekunde Höchst-, Mittel- und Tiefstwert der gemessenen und berechneten Parameter aufgezeichnet werden. Bei einer längeren Messdauer muss die Intervallänge entsprechend vergrössert werden.

Das Erfassen von Spannungsereignissen

Neben der Erfassung der quasikontinuierlichen Messgrössen ist die *kontinuierliche Ereignisanalyse* ein zentrales Element einer integralen Messung. Nachstehend wird der Mechanismus zum Erfassen dieser Ereignisse im Detail erläutert.

Spannungsereignisse werden ebenfalls mit den beiden im Bild 1 dargestellten Messkreisen erfasst. Der Detaillierungsgrad der Information über ein transientes oder stationäres Ereignis hängt von der verwendeten Abtastrate ab. Eine Abtastrate von 6,4 kHz erlaubt das Erfassen von Transienten und Impulsen bis zu einer minimalen Dauer von 150 µs. Dies genügt für die Messung von Transienten, die zum Beispiel durch Schalten von Kompensationskondensatoren oder beim Einschalten eines Ver-

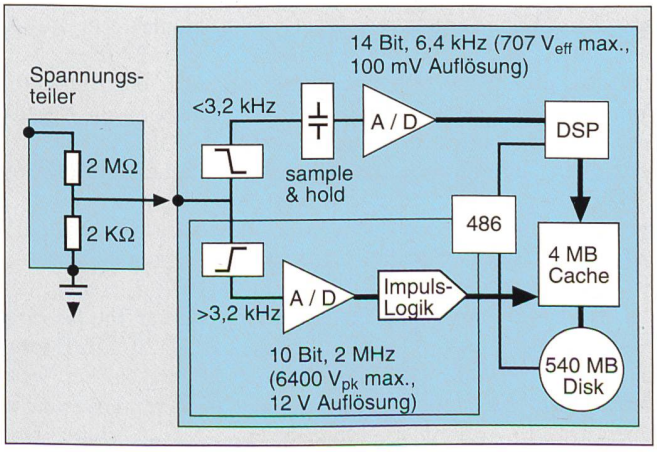

Bild 1 Prinzipschema eines Messgerätes für integrale Messungen

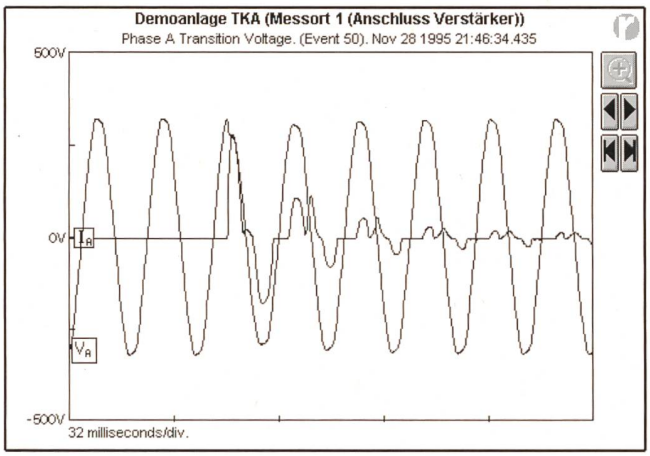

Bild 2 Aufzeichnung eines Einschaltvorganges

Der Vorgang wurde mit einer Abtastrate von 6,4 kHz erfasst. Die Stromspitze betrug rund 120 A. Der Spannungseinbruch ist deutlich zu erkennen.

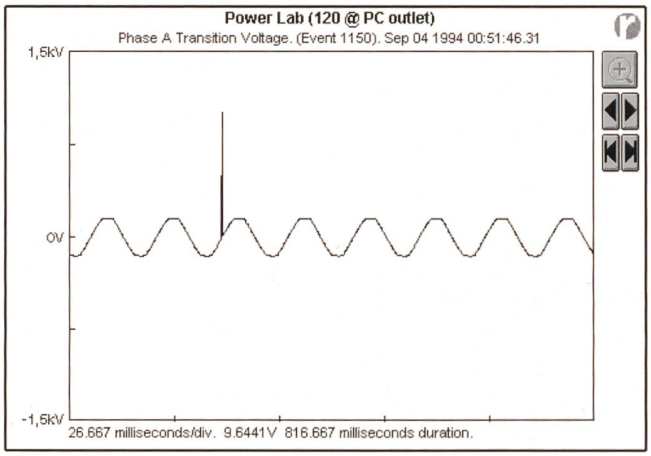

Bild 3 Impulsspitzenerfassung für Ereignisse kurzer Dauer

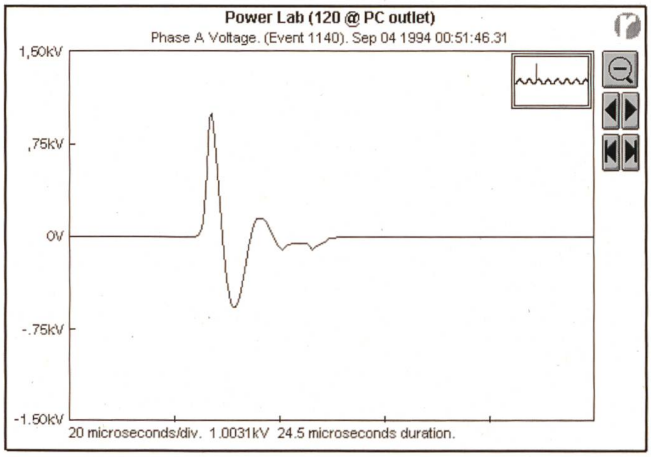

Bild 4 Impulserfassung mit einer Abtastrate von 2 MHz

brauchers (siehe Bild 2) verursacht werden. Die Abtastrate ist aber zu langsam, um sehr kurze Impulse zu messen, die in Anlagen durch Lastwechsel wie das Ein- und Ausschalten von Motoren und Maschinen auftreten. Spitzendetektoren können zwar Impulse mit einer Minimalbreite von 1 µs erfassen (siehe Bild 3), liefern jedoch keine detaillierte Information über die Kurvenform.

Um einen Impuls genauer analysieren zu können (Bild 4), werden sehr schnelle analoge und digitale Samplingtechniken benötigt. Um beispielsweise Impulse mit einer Dauer von 500 ns erfassen zu können, ist eine Abtastrate von mindestens 2 MHz notwendig. Die Information über die Kurvenform der Impulse hilft, die Ursache des Impulses zu bestimmen.

Gleichzeitig mit der Spannung werden immer auch die Ströme gemessen. Allerdings ist dies nur im niederfrequenten Messkreis sinnvoll. Im schnellen Messkreis ist keine bessere Auflösung erreichbar, da durch den physikalisch limitierten Frequenzgang der Stromzangen (10–20 kHz) sehr schnelle Ereignisse herausgefiltert werden.

Ereignisse sind einzelne, unvorhersehbare Vorfälle. Damit ihre Abtastwerte richtig gespeichert werden, muss das System merken, wann solche Daten von besonderem Interesse sind – also ob es sich um ein Ereignis handelt – und wann nicht. Mit einem speziellen Algorithmus lässt sich dies feststellen (siehe Triggerkriterien).

Mit adaptiven Triggerschwellen den Speicher optimal nutzen

Die Menge der Messdaten und die Detailtreue der Messungen sind abhängig von den eingestellten Grenzwerten und Triggerschwellen; diese Menge ist bei Messungen der Netzqualität über längere Zeitintervalle immer sehr hoch. Bei älteren Transientenrecordern musste der Benutzer die Triggerschwellen richtig einstellen, um die Menge der Daten zu limitieren, welche das Instrument registrieren sollte. Triggerschwellen und Grenzwerte zu definieren war aber immer sehr problematisch. Wurden sie zu tief angesetzt, registrierte das Instrument unnötig viele Daten. Der verfügbare Speicher wurde zu schnell gefüllt, oder der ganze Papiervorrat reichte nicht aus bis zum Ende der Messung. Wurden sie zu hoch angesetzt, so konnte das Instrument signifikante Ereignisse nicht registrieren.

In modernen, integrierten Messsystemen umgeht man dieses Problem auf zwei Arten. Erstens verschafft man ihnen durch eingebaute Festplatten eine grosse Speicherkapazität, und zweitens werden die Triggerschwellen vom System vollautomatisch entsprechend der Speicherkapazität eingestellt. Mit einem intelligenten Algorithmus kann zudem die Triggerschwelle laufend der aktuellen Situation angepasst werden (*adaptive Triggerschwellen*). Damit kann das System alle relevanten Ereignisse erfassen und gleichzeitig den Speicher vor einem Überlauf schützen. Bei niedrigen Ereignisfrequenzen werden tiefe, empfindliche Triggerschwellen eingestellt. Sobald eine grössere Zahl von Ereignissen auftritt, welche den Speicher trotz seiner grossen Kapazität in kurzer Zeit füllen könnten, werden die Triggerschwellen automatisch höher gestellt.

Eine automatische Triggeranpassung funktioniert wie folgt: Die Triggerschwellen werden vorerst auf minimale Werte eingestellt. Wenn die Auftretenshäufigkeit der gemessenen Ereignisse darauf schliessen lässt, dass der Speicher vor Beendigung der Messung gefüllt sein könnte, hebt die Gerätesoftware die Schwelle für die nachfolgenden Perioden schrittweise an, um die Zahl der aufzu-

zeichnenden Ereignisse zu reduzieren. Sobald die Auftretenshäufigkeit wieder abnimmt, wird die Schwelle wieder zurückgesetzt. Die Schwellenwerte werden laufend angepasst und die Ereignisaktivität und die Erfassungsrate an die Speicherkapazität gekoppelt.

Mit einer solchen Methode adaptiver Triggerschwellen kann der Speicher verwaltet werden, ohne dass der Benutzer anwesend sein muss. Sie verhindert, dass das Messgerät in störungsbefrachteten Situationen plötzlich aussteigt, und gewährleistet, dass die programmierte Messdauer eingehalten wird. Im Fall sehr hoher Ereignisaktivität erfasst das Messgerät noch immer mindestens die extremen Ereignisse. Die übrigen Messungen, wie jene der Effektivwerte von Spannung und Strom für jede Periode und der anderen beschriebenen Grössen, bleiben von der Triggereinstellung unberührt.

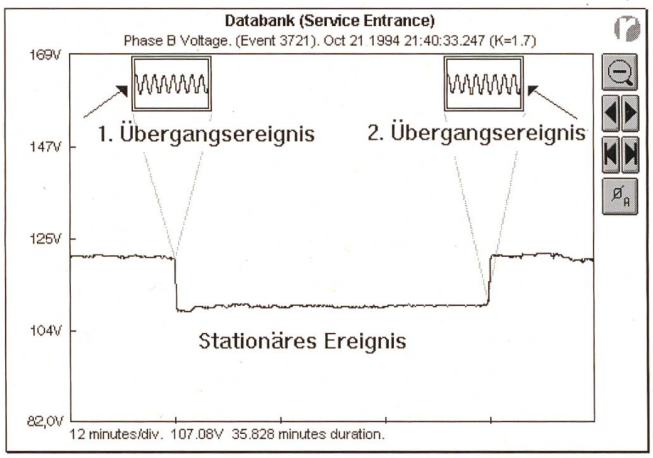

Bild 5 Spannungseinbruch als stationäres Ereignis zwischen zwei Übergangsereignissen

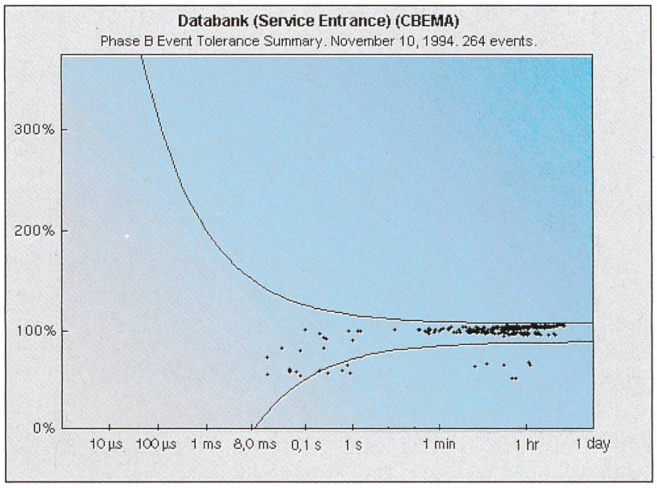

Bild 6 Ereignisdarstellung mit der CBEMA-Kurve

Triggerkriterien

Je nach Ereignistyp werden die Ereignisse auf verschiedene Arten erfasst und getriggert. Das Erfassen von *Effektivwertereignissen* (Ereignisse vom Typ II und III, siehe Tab. II) geschieht, indem der Spannungseffektivwert jeder einzelnen Netzperiode gemessen wird. Falls der Messwert innerhalb von zwei bis fünf aufeinanderfolgenden Perioden (20 bis 100 ms) um 2,4 V_{eff} ansteigt oder abfällt, so erfasst das System die einzelnen Abtastpunkte, also die Kurvenform der Netzspannung, mit einer Abtastrate von 6,4 kHz sowie die 20-ms-Effektivwerte, bis sich die Spannung zwischen zwei aufeinanderfolgenden Zyklen auf Änderungen kleiner als 2,4 V_{eff} stabilisiert hat.

Bild 5 zeigt als Beispiel einen Spannungseinbruch von 120 V_{eff} auf 107 V_{eff}. Ein erstes Übergangsereignis beginnt, wenn sich der Effektivwert um 2,4 V_{eff} ändert, und endet, wenn der Effektivwert 107 V_{eff} erreicht und sich nicht mehr weiter ändert. Das zweite Übergangsereignis (Wechsel von 107 auf 120 V_{eff}) wird auf die gleiche Art und Weise aufgezeichnet. Das stationäre Ereignis zwischen den beiden Übergängen ist charakterisiert durch eine Amplitude von 107 V_{eff} und eine Dauer von 35 min; durch Einzeichnen eines Punktes mit diesen Werten als Koordinaten in Bild 6 lässt sich feststellen, ob sich das gemessene Ereignis innerhalb der Toleranzgrenzen befindet (siehe unten). Die Auswertungssoftware kann anschliessend für die kontinuierliche Ereignisanalyse die Effektivwerte und die Kurvenform-Informationen kombinieren und so den Zusammenhang zwischen den stationären und den zwei Übergangsereignissen herstellen.

Für *transiente Ereignisse* (Ereignisse vom Typ I) werden die Daten des schnellen Messkreises verwendet. Eine schnelle Logik erfasst die Differenz zwischen zwei aufeinanderfolgenden Messpunkten. Ändert sich die Spannung um mehr als 36 V zwischen zwei Abtastpunkten (0,5 µs), wird der aktuelle Inhalt des Zwischenspeichers auf die Festplatte geschrieben. Ein 20prozentiger Pretriggeranteil (bezogen auf die Ereignisdauer) ermöglicht dabei die Analyse der unmittelbaren Vorgeschichte. Zu transienten Ereignissen werden immer auch Spannung und Strom mit der niederfrequenten Abtastung mitaufgezeichnet. Auf diese Weise kann festgestellt werden, zu welchem Zeitpunkt einer Periode das transiente Ereignis aufgetreten ist.

Ereignisübersicht zur schnellen Analyse

Für die Klassifizierung und die schnelle Suche nach bestimmten Ereignissen eignet sich die Darstellung der Ereignisse zusammen mit sogenannten Toleranzkurven. Toleranzkurven ordnen die Ereignisse nach Grösse und Dauer und ermöglichen so, die Ereignisverteilung zu untersuchen. Die gebräuchlichste Toleranzkurve ist die CBEMA(Computer Business Equipment Manufacturing Association)-Kurve, die die maximal zulässigen Abweichungen der Spannung, bezogen auf die Dauer der Ereignisse, festlegt. Diese Grenzwerte wurden durch die Computer Business Equipment Manufacturing Association unter Berücksichtigung der Empfindlichkeit elektrischer Bürogeräte definiert (Bild 6).

Die vertikale Achse in Bild 6 repräsentiert die Amplitude des Ereignisses (100% = Nennspannung), die horizontale Achse die Dauer des Ereignisses. Jedes Ereignis wird durch einen Punkt mit den beiden Komponenten Amplitude und Dauer auf dieser Grafik dargestellt und kann so beurteilt werden. Ereignisse, die ausserhalb der Grenzlinien liegen, sind für den Verbraucher kritisch. Ein Unterbruch der Spannung für mehr als 10 ms beispielsweise ist für einen PC in aller Regel problematisch. Ereignisse, die innerhalb der Toleranzkurve liegen, sind in der Regel unkritisch, können aber dennoch wertvolle Hinweise auf eventuelle Störer liefern.

Bild 7 Gerät für integrale Messungen der Netzqualität (Power Recorder 1650)

Ein stationäres Ereignis ist immer durch zwei Übergangsereignisse definiert. Um ersteres zu charakterisieren, müssen somit die entsprechenden Übergangsereignisse richtig erfasst werden. Nur ein Messsystem für integrale Messungen ist in der Lage, solche Ereignisse zeitgerecht zu erfassen und korrekt in Abhängigkeit der Toleranzkurven darzustellen. Die Darstellung der stationären Ereignisse in Abhängigkeit der Kurven bedingt, dass das Messgerät die stationären und transienten Ereignisse registriert. Transientenrecorder, die Schwellen oder Grenzwerte benötigen, registrieren zwar die Übergangsereignisse, jedoch nicht die stationären Ereignisse; sie nehmen Ereignisse wahr, eignen sich jedoch nicht für eine kontinuierliche Analyse.

Zusammenfassung

Durch die lückenlose Erfassung aller Ereignisse mit hoher Detailtreue und bei niedrigen Triggerschwellen eröffnet eine integrale Messung grundlegend neue Möglichkeiten zur Untersuchung von Störungen im Verteilnetz. Mit dem beschriebenen integralen Messsystem können die verschiedenen Parameter im elektrischen Netz gesamthaft und gleichzeitig analysiert werden. Es ermöglicht, schlüssige Aussagen über die Netzqualität zu machen. Eine Realisierung eines solchen Messsystems zeigt das Bild 7. Die Bedienung und Installation eines solchen Gerätes ist wesentlich einfacher als jene von Geräten mit älteren Messkonzepten. Der Benutzer arbeitet mit nur einem Gerät. Das heikle Einstellen von Triggerschwellen und Grenzwerten übernimmt das System. Seine Integration in die PC-Welt hilft, die Daten effizient zu verwalten, und erlaubt auch alle Vorteile eines PC zu nutzen: Auf einfache Weise können die Daten zu einem Bericht zusammengefasst oder per Knopfdruck in die gängigen Textverarbeitungs- und Tabellenkalkulationsprogramme exportiert werden.

Mesure intégrale de la qualité des réseaux

Bases de la technique de mesure pour la surveillance et l'analyse de dérangements

De plus en plus, l'électronique domine notre vie quotidienne. Pour que cette infrastructure électronique fonctionne correctement dans les entreprises industrielles et du secteur tertiaire aussi bien que dans le domaine privé, une alimentation en énergie stable et de haute qualité est indispensable. C'est pourquoi il est de plus en plus important de connaître la qualité du réseau électrique (tabl. I et II). Un nouveau système de mesure destiné à l'analyse d'événements (fig. 1) permet actuellement de saisir en permanence, au moyen d'un seul appareil, tous les paramètres importants pour la qualité du réseau. La saisie intégrale de tous les événements avec une haute précision de détail et avec des seuils de déclenchement bas ouvre des possibilités entièrement nouvelles d'obtenir des renseignements utiles sur la qualité du réseau et les perturbations (fig. 2–6). La figure 7 représente la réalisation d'un tel système.

Connaissez-vous l'ETG?

ETG SEV/ASE

La Société pour les techniques de l'énergie de l'ASE (ETG) est un *Forum national* qui s'occupe des problèmes actuels des systèmes d'énergie électrique dans le cadre global de toutes les formes de l'énergie. En tant que *société spécialisée de l'Association Suisse des Electriciens* (ASE), elle se tient à la disposition de tous les spécialistes et utilisateurs intéressés du domaine des techniques de l'énergie.

Pour de plus amples renseignements et documents, veuillez prendre contact avec l'Association Suisse des Electriciens, Luppmenstrasse 1, 8320 Fehraltorf, téléphone 01 956 11 11.