

Oberschwingungsgehalt im lokalen Netz als Merkmal für Inselbetrieb

Autor(en): **Schmuckli, B. / Ulmi, R.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **78 (1987)**

Heft 23

PDF erstellt am: **08.08.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-903940>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Oberschwingungsgehalt im lokalen Netz als Merkmal für Inselbetrieb

B. Schmuckli, R. Ulmi

Gemäss Merkblatt des VSE [1] werden Überwachungseinrichtungen gefordert, mit denen elektrische Energieerzeugungsanlagen im Parallelbetrieb mit dem Netz bei Netzausfällen binnen 100 ms abgetrennt werden können. In speziellen Fällen erkennt weder die Frequenz- noch die Spannungsüberwachung den Netzausfall. Es wurde deshalb auch die Messung des Oberschwingungsgehaltes vorgeschlagen [2]. Der Aufsatz berichtet über Untersuchungen zur Messung des Oberschwingungsgehaltes und zum dynamischen Verhalten eines Asynchrongenerators beim Übergang in den Inselbetrieb.

Selon les directives de l'UCS pour installations de production d'énergie électrique en parallèle avec le réseau [1], des équipements de surveillance sont exigés pour séparer, en moins de 100 ms, ces installations du réseau en panne. Dans certains cas, la panne n'est reconnue ni par la surveillance de la fréquence, ni par celle de la tension. Par conséquent, la proposition a été faite de mesurer également la teneur en harmoniques [2]. Cet exposé a pour sujet les recherches effectuées sur la mesure de cette teneur et le comportement dynamique d'un alternateur asynchrone lors du passage au service en îlot.

Adressen der Autoren:

Balthasar Schmuckli, dipl. El.-Ing. ETHZ, Schweizerische Bankgesellschaft, Bahnhofstr. 45, 8021 Zürich.

Remo Ulmi, dipl. El.-Ing. ETHZ, Landis & Gyr AG, Abt. 3174, 6301 Zug.

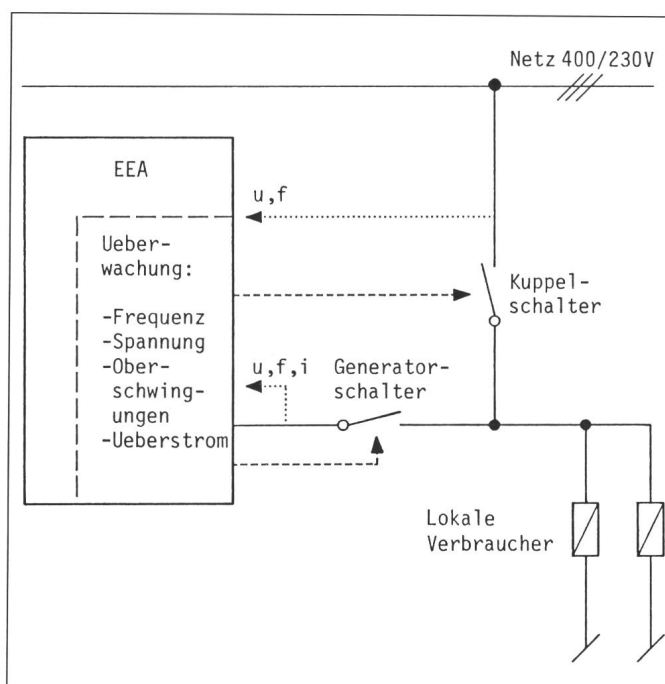
1. Einleitung

Der Betrieb von verhältnismässig kleinen elektrischen Energieerzeugungsanlagen (EEA) im Verbundnetz (Parallelbetrieb) veranlasste im Jahre 1981 den Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE), in einem Merkblatt [1] einige Empfehlungen und Richtlinien zu erlassen. Insbesondere wird eine Überwachungseinrichtung verlangt, die die Anlage bei einem Netzausfall binnen 100 ms vom Netz trennt. Überwachungseinrichtungen beschränken sich gewöhnlich darauf, Frequenz und Spannung auf die Einhaltung eines bestimmten Toleranzbandes zu überwachen und bei Abweichungen von den Sollwerten den Kuppelschalter, über den die Anlage und ein allfälliges lokales Netz mit dem Verbundnetz gekoppelt ist, zu öffnen (Fig. 1). Daneben ist gewöhn-

lich eine Schutzeinrichtung für den Generator (Überlast) vorhanden. Wird eine EEA parallel zum Netz betrieben und fällt dieses Netz aus irgendeinem Grund aus, wird in den meisten Fällen die Überwachungseinrichtung angesprochen und die Anlage ausgeschaltet.

Es ist aber ein Spezialfall denkbar. Speist die EEA ein lokales Netz, das parallel zum Verbundnetz betrieben wird, und entspricht die Wirk- und Blindleistung der EEA ungefähr dem Verbrauch im lokalen Netz, kann unter Umständen ein Netzausfall nicht mehr oder erst nach verhältnismässig grosser Zeit erkannt werden, da Frequenz und Spannung nach dem Übergang vom Parallelbetrieb in den Inselbetrieb sich nur wenig verändern.

Dieser Spezialfall war Gegenstand einer Untersuchung am Institut für Elektrotechnische Entwicklungen und Konstruktionen der ETH Zürich. Für



Figur 1
Typische dezentrale Energieerzeugungsanlage (EEA) mit Überwachungseinrichtung

eine Studienarbeit im Rahmen des Nachdiplomstudiums in elektrischer Energietechnik [7] wurde die Aufgabe gestellt, eine Sicherheitseinrichtung zu entwickeln, die auch im erwähnten Spezialfall anspricht. Insbesondere wurde untersucht, ob der Oberschwingungsgehalt im lokalen Netz als Charakteristikum für einen Netzausfall betrachtet werden kann.

2. Vorgänge beim Übergang vom Parallelbetrieb in den Inselbetrieb

EEA können Synchrongeneratoren oder Asynchrongeneratoren aufweisen. Im Parallelbetrieb ist die Frequenz vom Verbundnetz vorgegeben. Beim Asynchrongenerator wird die Rotorfrequenz durch die Leistung der Antriebsmaschine und die Schlupfcharakteristik des Generators bestimmt. Die mechanische Rotorfrequenz der Asynchronmaschine (Polpaarzahl = 1) liegt im generatorischen Betrieb leicht über, im motorischen Betrieb leicht unter der Netzfrequenz. Die Spannung am Einspeisort (wo Verbundnetz und Inselnetz zusammengeführt sind) wird durch Netzimpedanz und Blindleistungsaustausch (Bezug oder Lieferung von Blindleistung) bestimmt.

Der Synchrongenerator benötigt eine Spannungsregelung (Erregung), womit im Parallelbetrieb insbesondere die Blindleistung eingestellt werden kann. Im Parallelbetrieb wird eine Drehzahlregelung nicht benötigt.

Der Asynchrongenerator muss im Parallelbetrieb nicht geregelt werden. Die Drehzahl des zugehörigen Motors stellt sich von selbst ein. Dreht er zu langsam, wirkt die Asynchronmaschine als Motor und beschleunigt ihn, dreht er zu schnell, wirkt die Asynchronmaschine als Generator und gibt Leistung ab; durch die Belastung sinkt die Drehzahl des Motors. Der Arbeitspunkt wird also durch die abgegebene Leistung des Motors bestimmt.

Wird eine EEA mit Asynchronmaschine parallel zum Verbundnetz betrieben und fällt dieses Netz aus, verändern sich die Betriebsverhältnisse. Unter der Voraussetzung, dass die Spannung im Inselnetz sich nur wenig verändert, wird die Frequenz im Inselnetz von der Last (Verbraucher im Inselnetz), von der Antriebsleistung des Motors und den Eigenschaften des Inselnetzes (Wirk- und Blindleistung)

bestimmt. Ist die Antriebsleistung gleich der verbrauchten Leistung im Inselnetz (einschliesslich der Maschinenverluste), ändert sich die Frequenz beim Übergang in den Inselbetrieb praktisch nicht. Eine Frequenzüberwachung kann dann nicht ansprechen. Für den Inselbetrieb ausgelegte Anlagen müssen eine Frequenzregelung aufweisen.

Die Spannung im Inselnetz wird bei Synchrongeneratoren durch die in jedem Fall vorhandene Spannungsregelung festgehalten. Bei Asynchrongeneratoren muss eine Kompensationskapazität (eventuell genügen kapazitive Verbraucher) angepasster Grösse vorhanden sein, damit sich die Spannung beim Übergang in den Inselbetrieb nur wenig verändert. Es ist somit möglich, dass auch eine Spannungsüberwachung nicht anspricht.

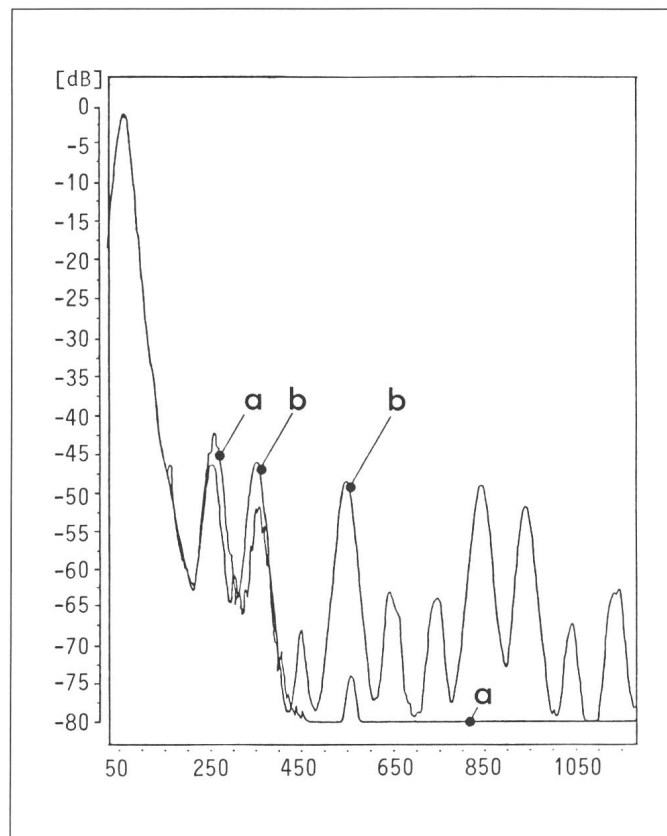
Entstehen im Inselnetz Oberschwingungen, so stellt das Verbundnetz, solange es zugeschaltet ist und die Zuleitung genügend kurz ist, für diese Oberschwingungen einen Kurzschluss dar. Wird das Verbundnetz weggeschaltet (Netzausfall), werden die Oberschwingungen nicht mehr kurzgeschlossen und sind im Inselnetz nachweisbar (Beispiel siehe Fig. 2).

Die in Figur 2 bei ohmscher Last und einer Antriebsleistung von 5 kW gemessenen Oberschwingungen rühren davon her, dass die Asynchronmaschine mit einem Verbrennungsmotor angetrieben wurde, bei welchem das Antriebsmoment über die Rotordrehung nicht konstant ist. Wird ein Asynchrongenerator beispielsweise von einer Wasserturbine angetrieben, bleibt das Antriebsmoment über die Rotorumdrehung konstant. Allfällige Oberschwingungen rühren in diesem Fall von den magnetischen Eigenschaften der Nuten für die Wicklungen in der Maschine her (sogenannte Nutoberschwingungen). Bei modernen Maschinen sind die Nutoberschwingungen sehr klein.

Figur 2 zeigt Oberschwingungen von der Grösse bis zu 0,9 V im interessierenden Bereich zwischen 1000 Hz und 2000 Hz.

3. Messmethoden zur Bestimmung des Oberschwingungsgehaltes

Im interessierenden Bereich können auch Störer auftreten, beispielsweise Netzkommandosignale (Rundsteuer-

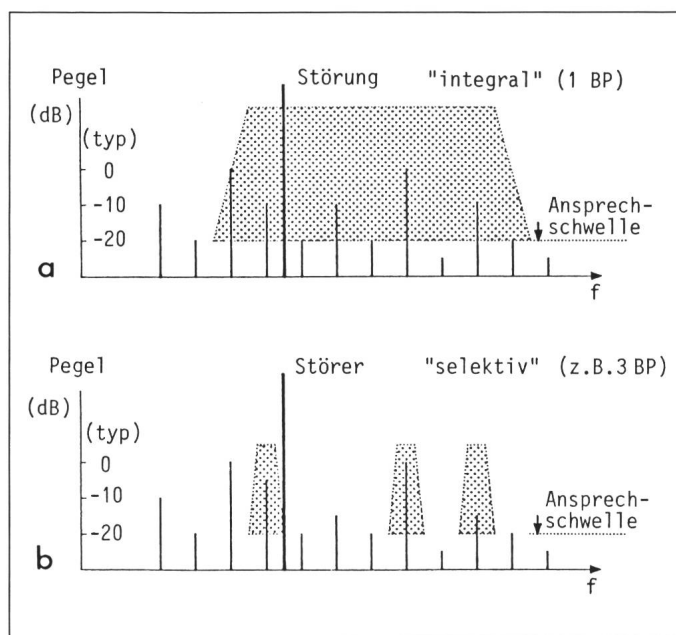


Figur 2
Oberschwingungsgehalt einer EEA im Parallelbetrieb mit dem Netz (a) und im Inselbetrieb (b)

Messprotokoll: 0 dB entspricht 400 V
Antriebsleistung des Verbrennungsmotors: 5 kW

a Wenige Oberschwingungen bis 550 Hz

b zahlreiche markante Oberschwingungen bis über 2 kHz



Figur 3
Auswirkung eines Störers bei integraler Messung (a) und selektiver Messung (b)

BP Bandpass
 a Störer geht voll in Messung ein
 b Störer geht nur teilweise in einen BP
 * Pegel eines Störers: typisch + 20 dBV

zung). Figur 3 zeigt, wie sich solche Störer je nach Messverfahren auswirken. Bei einem breitbandigen Messverfahren gehen Störer voll in die Messung ein, bei einem selektiven Verfahren, bei welchem zudem mehrere signifikante Oberschwingungen überwacht werden, muss ein Störer genau auf einer zu messenden Frequenz sitzen, damit er eines von mehreren Messergebnissen verfälscht. Ein selektives Messverfahren ist somit erheblich weniger störanfällig.

Für die selektive Oberschwingungsmessung bieten sich 4 Methoden an:

- Die Fourier-Transformation, speziell die Fast-Fourier-Transformation (FFT), bildet im ganzen Spektrum für jede Oberschwingung eine Linie. Sie eignet sich für Globalanalysen.
- Die Fast-Time-Transformation bildet eine einzige Spektrallinie und benötigt deshalb weniger Rechenaufwand.
- Analogfilter erfordern einen grossen Schaltungsaufwand und lassen sich nur in Spezialfällen automatisch nachführen oder abstimmen. Aktive RC-Filter lassen sich schlecht anpassen. Switched-Capacitor-Filter (SC-Filter) bieten die Möglichkeit, die Resonanzfrequenz bei gleichbleibender Filtercharakteristik zu verändern.
- Digitale Filter erfordern einen hohen Aufwand bei der schnellen Verarbeitung und erfordern schnelle und präzise A/D-Wandler.

Allen Methoden haftet die Eigenschaft an, dass das transiente Verhalten von Filtern die Einsatzmöglichkeiten beschränkt. Das Produkt aus

Bandbreite und Zeitkonstante beträgt für die FFT 0,2...0,8 (abhängig von der Bewertungsfunktion), für alle anderen Methoden 0,3. Je kleiner das Bandbreite-Zeitprodukt ist, desto schneller schwingt ein Filter bei gegebener Bandbreite ein.

Nach Durchrechnung und Abschätzung des Schaltungsaufwandes und des Programmieraufwandes zeigte sich die Methode der SC-Filter als derzeit billigste Methode.

Frequenzverschiebung beim Übergang in den Inselbetrieb

Die Grundwelle (50 Hz) der Netzfrequenz ist sehr stabil ($\pm 1\%$). Beim Übergang in den Inselbetrieb kann sich die Frequenz verschieben. Das Ausmass der Verschiebung ist abhängig von den Lastverhältnissen im Inselnetz. Frequenzüberwachungen sind meist auf ein Toleranzband von ± 3 Hz eingestellt, was bedeutet, dass eine Frequenzüberwachung erst anspricht, wenn die Grundwelle mehr als 3 Hz vom Sollwert 50 Hz abweicht. Damit weicht die n -te Oberschwingung um das n -Fache von der Normallage ab. Beispielsweise weicht die 29. Oberschwingung bei einer Grundwelle von 47 Hz um 87 Hz vom stabilen Fall ab und bewegt sich im Bereich der Nachbarwellen des stabilen Falls. Um eine zuverlässige Oberschwingungsmessung vornehmen zu können, ist es somit erforderlich, die Mittenfrequenz der SC-Bandpässe der allenfalls sich

verändernden Grundwelle nachzuführen.

Beim SC-Filter ist die Clockfrequenz ein Vielfaches der Mittenfrequenz. Die Nachführung der Clockfrequenz bewirkt deshalb ein Nachführen der Mittenfrequenz. Dies kann mittels einer PLL-Schaltung (phase-locked loop) vorgenommen werden; allerdings besteht dabei die Schwierigkeit, die Clockfrequenz genügend schnell nachzuführen. Wird diese aus der Grundwelle erzeugt, kann die Nachführung mittels PLL nicht beliebig schnell erfolgen; es entsteht ein Phasenjitter. Dessen Grösse ist abhängig von der Nachführungsgeschwindigkeit. Für eine Nachführung innerhalb von 100 ms auf eine Abweichung von weniger als 4% vom Zielwert wird der Jitter viel zu gross. Dabei stellt sich jedoch die Frage, wie schnell die Frequenzverschiebung überhaupt abläuft.

4. Simulation der Verhältnisse beim Übergang in den Inselbetrieb

Bestimmend für das Verhalten des Generators sind die mechanischen und elektrischen Zeitkonstanten. Die mechanische Zeitkonstante ist verhältnismässig gross, die elektrische klein. Das konkrete Verhalten lässt sich theoretisch schlecht abschätzen.

Die verfügbare Literatur zu diesem Thema ist karg und führte nicht weiter. Es bot sich deshalb ein vorhandenes Simulationsverfahren an, das es erlaubt, das Verhalten an einem Modell zu studieren. Das Verfahren und das Modell sind in [6] hergeleitet.

4.1. Modell eines lokalen Netzes mit Asynchronmaschine (Fig. 4)

Das Modell umfasst einen Asynchrongenerator, der mit einem konstanten Drehmoment angetrieben wird (konstante Antriebsleistung, nur schwach variierende Rotordrehzahl, konstante Treibstoffzufuhr für den Dieselmotor). Das lokale Netz besteht aus einer Last, gebildet durch Parallelschaltung eines Widerstandes, einer Kapazität und einer Induktivität. Die Kapazität der Last enthält auch die Kompensationskapazität zur Asynchronmaschine. Das lokale Netz ist über eine Leitung (mittels Widerstand und Induktivität nachgebildet) mit dem starren Netz (bestehend aus einer Spannungsquelle) verbunden. Mit Hil-

fe der Raumzeigermethode ergibt sich in Per-Unit-Darstellung ein besonders einfaches Ersatzbild (Fig. 4). Diese Methode bietet sich deshalb an, weil im vorliegenden Dreiphasensystem die Grössen (Spannungen, Ströme, magnetische Flüsse usw.) eine Funktion des Ortes und der Zeit sind. Die Raumzeigermethode eliminiert die Ortsabhängigkeit und gestattet es, durch geschickte Wahl des Bezugswinkels die Zeitabhängigkeit stark zu reduzieren. Dieser kann beispielsweise so gewählt werden, dass der Beobachter die Maschine nicht von aussen (vom Stator her) betrachtet, sondern von innen, also mit dem Rotor mitdrehend. So erscheinen die sinusförmigen Statorgrössen im stationären Betrieb als zeitlich invariante Gleichgrössen.

Für das Modell können auf diese Weise einfache Maschen- und Knotengleichungen aufgestellt werden (vgl. Anhang).

4.2. Durchführung der Simulation

In der Simulationssprache ACSL (Advanced Continuous Simulation Language) darf nur eine Ableitung pro Gleichung vorkommen. Für die Simulation muss das Gleichungssystem deshalb aufbereitet werden.

Infolge der Eisensättigung ist der Zusammenhang des Magnetisierungsstromes und des Hauptflusses nicht linear. Die Nichtlinearität bestimmt zusammen mit der Kompensationskapazität den Arbeitspunkt im Inselnetz (Frequenz, Spannung) [3; 4]. Bei genügend grosser Kompensationskapazität sind zwei Arbeitspunkte möglich. Von den beiden Lösungen erweist sich nur die eine als stabil. Alle transienten Simulationen laufen auf diese stabile Kennlinie. Je kleiner die Last im Inselnetz ist, desto kleiner kann die Kompensationskapazität gewählt werden [4].

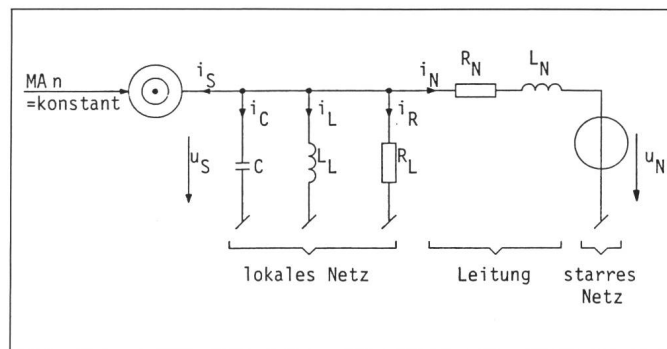
Im Zusammenhang mit der Richtlinie des VSE interessiert vor allem jener Fall, in welchem nach der Trennung vom Verbundnetz die Abweichungen von Frequenz und Spannung sehr klein sind.

Es zeigt sich bei den Simulationen, dass der Vorgang nach dem Netzausfall jeweils in 3 Phasen verläuft (Fig. 6) Phase 1: 0 bis ≈ 50 ms (elektrisches Einschwingen)

Phase 2: ≈ 50 ms bis etwa 3 s (mechanische Beschleunigung)

Phase 3: Übergang zum stationären Endwert

Figur 4
Ersatzbild des Modells eines lokalen Netzes mit Asynchron-generator in Per-Unit-Darstellung



Phase 1 (0 bis 50 ms)

Im Zeitpunkt $t = 0$ beginnt der transiente Vorgang. Das Verbundnetz wird weggeschaltet, der Netzstrom verschwindet im Zeitpunkt $t = 0$.

Figur 5 zeigt die Verhältnisse im Moment der Netztrennung. Nach dem Wegfall des Netzstromes muss im Knoten A die Knotenregel weiterhin erfüllt bleiben. Es entsteht ein mit den elektrischen Zeitkonstanten gedämpfter Schwingungsvorgang. Infolge der kleinen Dämpfung ist der Schwingungsvorgang in den untersuchten Fällen nach etwa 50 ms beendet.

Die Figuren 6b, 6d und 6f mit feinem Zeitmasstab zeigen an einem typischen Fall den Verlauf der Netzfrequenz, der Rotorfrequenz und der Spannung in der 1. Phase im lokalen Netz.

Phase 2 (50 ms bis etwa 3 s)

Um die rotierende Masse auf den stationären Endwert zu beschleunigen, wird zusätzliche Leistung benötigt. Da die Antriebsleistung konstant ist, wird diese Leistung der Last entzogen. In Figur 6g ist das Ende dieser Phase bei etwa 3 s zu erkennen (Wiederanstieg der Spannung).

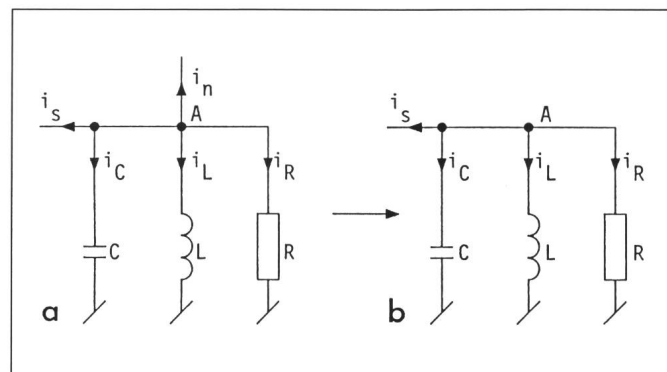
Phase 3 (Übergang zum stationären Endwert)

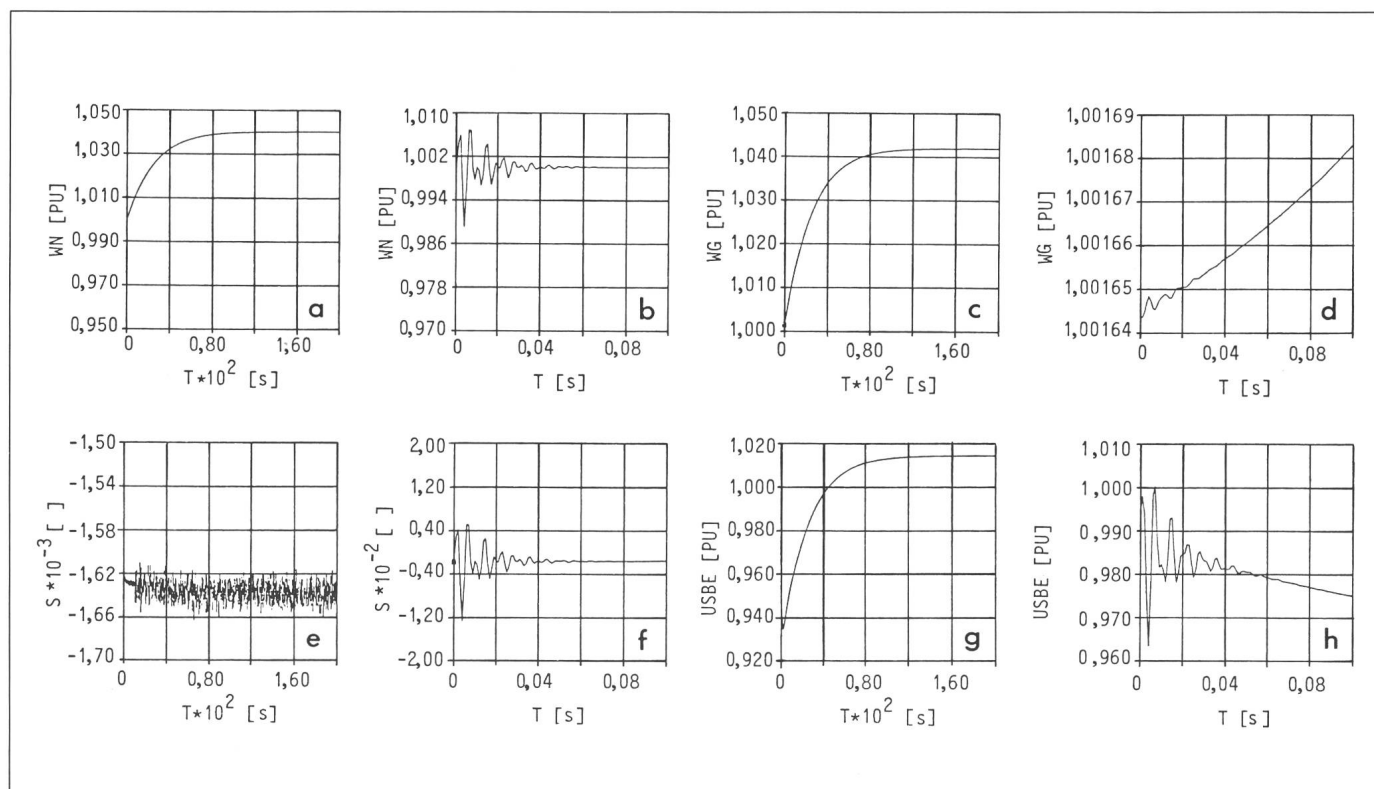
In dieser Phase bewegen sich alle Grössen allmählich in Richtung ihres stationären Endwertes.

Die Netzfrequenz verläuft während des ganzen Vorganges (Phase 1 bis 3) ähnlich wie die Schrittwort eines Systems 2. Ordnung mit Dämpfung 1. Der zeitliche Verlauf kann deshalb durch eine Schrittwort eines Systems 1. Ordnung angenähert werden. Die Zeitkonstante ist unabhängig von der induktiven Blindleistung und hängt nur von der noch resultierenden kapazitiven Blindleistung ab.

Damit zeigt die Simulation, dass sich die Netzfrequenz nicht wesentlich schneller ändert als die mechanische Rotorfrequenz. Auf Grund umfangreicher Simulationen kann festgestellt werden, dass die Zeitkonstante, mit der sich Spannung und Frequenz ändern, zwischen 0,8 und 250 s liegt. Die Netzfrequenz des Inselnetzes läuft also in jenen Fällen, wo weder Spannungs- noch Frequenzüberwachung ansprechen, mit einer Zeitkonstante davon, die grösser ist als die benötigte Zeitkonstante für einen PLL. Somit gelingt

Figur 5
Verhältnisse im Knoten A unmittelbar vor (a) und nach (b) der Netztrennung zum Zeitpunkt $t = 0$
a $i_n + i_s + i_C + i_L + i_R = 0$
b $i_s + i_C + i_L + i_R = 0$





Figur 6 Verlauf im Inselnetz der simulierten Netzspannung USBE, Netzfrequenz WN und Rotorfrequenz WG sowie des Schlupfs S nach der Netztrennung im Raumzeigermodell und in Per-Unit-Darstellung

- a Netzfrequenz, Zeitmassstab grob
- b Netzfrequenz, Zeitmassstab fein
- c Rotorfrequenz, Zeitmassstab grob
- d Rotorfrequenz, Zeitmassstab fein
- e Schlupf, Zeitmassstab grob
- f Schlupf, Zeitmassstab fein
- g Netzspannung, Zeitmassstab grob
- h Netzspannung, Zeitmassstab fein

Antriebsmotor $M_{an} = 0,1$ [PU] ($1/10$ Nennleistung)

Lokale Last $R_1 = 10$ [PU] ($1/10$ Nennleistung)
 Lokale Induktivität $L_1 = 1000$ [PU] (unbedeutend)
 Kompensationskapazität $C_1 = 0,24$ [PU]
 Anlaufzeitkonstante $T_a = 4$ s

Bei den Figuren mit feinem Zeitmassstab ist die Phase 1 (50ms) deutlich sichtbar. In Figur 6g ist das Ende von Phase 2 bei etwa 3s gut zu sehen. Die Figuren 6e und 6f zeigen, dass sich der Schlupf nur in engen Grenzen bewegt.

es, die Mittenfrequenz der Filter mittels PLL nachzuführen.

5. Folgerungen

Die Untersuchungen zeigten, dass mittels SC-Filtern die interessierenden Oberschwingungen gemessen werden können. Bei einem Netzausfall ändern sich die Grössen Spannung, Strom und Frequenz im verbleibenden Inselnetz nicht sprunghaft, da viele Ausgleichsvorgänge ablaufen. Wenn aus Sicherheitsgründen ein schnelles Trennen von lokalen Netzen erforderlich ist, kann die Oberschwingungsdetektion mit grösserer Sicherheit und

schneller eine Aussage über den Netzzustand liefern als die Frequenz- und Spannungsüberwachung. Die im Merkblatt des VSE [1] empfohlene Ausschaltzeit von 100 ms ist als Anforderung zu verstehen, einen schnellen Kuppelschalter einzusetzen. Da beispielsweise bei einem Netzausfall auslaufende Motoren ins Netz rückspeisen würden, wobei schwer vorausagbare Vorgänge entstehen könnten, geht es primär um das sichere Erkennen eines Netzausfalls als Voraussetzung für ein schnelles Ausschalten.

Die Methode der Oberschwingungsdetektion bleibt beschränkt auf die Fälle, wo charakteristische Oberschwingungen auftreten. Je nach Netz-

verhältnissen (lange Stickleitung, hohe Netzimpedanz) ergeben sich ungünstige Bedingungen. Mit einer sich den Verhältnissen anpassenden und automatisch abstimmbaren Einrichtung für Oberschwingungsdetektion lässt sich die Zahl jener Fälle reduzieren, in welchen bisherige Sicherheitseinrichtungen als ungenügend beurteilt wurden.

Am Institut für Elektrotechnische Entwicklungen und Konstruktionen der ETHZ sind weitere Arbeiten im Hinblick auf einen Prototyp eines Gerätes im Gange, das nach der beschriebenen Methode funktioniert und mit dem die theoretischen Überlegungen in der Praxis verifiziert werden sollen.

Anhang

Gleichungen des Modells nach [7]

$$\underline{u}_s = R_s \underline{i}_s + \frac{1}{\omega_g \omega_B} \frac{d \underline{\Psi}_s}{dt} + j \omega_n \underline{\Psi}_s \quad (1)$$

$$0 = \underline{u}_r \quad (2)$$

$$= R_r \underline{i}_r + \frac{1}{\omega_g \omega_B} \frac{d \underline{\Psi}_r}{dt} + j (\omega_n - \omega_g) \underline{\Psi}_r$$

$$\underline{\Psi}_s = X_s \underline{i}_s + X_{rs} \underline{i}_r \quad (3)$$

$$= (X_h + X_{\sigma s}) \underline{i}_s + X_h \underline{i}_r = \underline{\Psi}_h + X_{\sigma s} \underline{i}_s$$

$$\underline{\Psi}_r = X_{sr} \underline{i}_s + X_r \underline{i}_r = \underline{\Psi}_h + X_{\sigma r} \underline{i}_r \quad (4)$$

$$\frac{d \omega_g}{dt} = \frac{1}{2 T_a} (\text{Im} (\underline{\Psi}_s^* \underline{i}_s) + M_{an}) \quad (5)$$

$$T_a = \frac{1}{2} \frac{J \omega^2_B}{p^2 S_B} \quad (6)$$

$$\underline{\Psi}_h = f(i_m) \quad (\text{Eisensättigung})$$

- \underline{u}_s = Statorstrangspannung
- \underline{i}_s = Statorstrangstrom
- R_s = Statorwiderstand
- \underline{u}_r = Rotorspannung
- \underline{i}_r = Rotorstrom
- R_r = Rotorwiderstand
- X_h = Hauptinduktivität
- X_s = Statorinduktivität
- X_r = Rotorinduktivität
- X_{rs} = Gegeninduktivität Rotor-Stator
- X_{sr} = Gegeninduktivität Stator-Rotor
- $X_{\sigma s}$ = Statorstreuinduktivität
- $X_{\sigma r}$ = Rotorstreuinduktivität
- $\underline{\Psi}_s$ = Statorfluss
- $\underline{\Psi}_r$ = Rotorfluss
- $\underline{\Psi}_h$ = Hauptfluss
- ω_g = Kreisfrequenz der Modellmaschine (= $p \cdot \Omega$)
- ω_B = Bezugskreisfrequenz
- ω_n = Kreisfrequenz des Netzes
- Ω = mechanische Rotorkreisfrequenz
- p = Polpaarzahl
- M_{an} = Antriebsmoment
- T_a = Anlaufzeitkonstante
- i_m = Magnetisierungsstrom
- J = Massenträgheitsmoment
- S_B = Bezugsscheinleistung

(7) **Literatur**

- [1] Merkblatt für elektrische Energieerzeugungsanlagen im Parallelbetrieb mit dem Netz und den Energiebezug bzw. Rücklieferung in das Netz. VSE-Druckschrift Nr. 2.23 d. Zürich, Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, 1981.
- [2] O. Schär: Eigenerzeugungsanlagen mit Asynchronmaschinen. Elektrizitätsverwertung 56(1981)7/8, S. 147...150.
- [3] G. Müller: Elektrische Maschinen. Theorie rotierender elektrischer Maschinen. 4. Auflage. Berlin, VEB Verlag Technik, 1977.
- [4] F. Kümmel: Der selbstregte Asynchron-generator mit annähernd konstanter Spannung. ETZ-A 76(1955)21, S. 769...775.
- [5] K.P. Kovács und I. Rác: Transiente Vorgänge in Wechselstrommaschinen. Band I/II. Budapest, Verlag der ungarischen Akademie der Wissenschaften, 1959.
- [6] T. Tärnhuvud: Dynamisches Verhalten von Asynchrongeneratoren in der dezentralen Energieversorgung. Studienarbeit Nr. 2 171. Zürich, ETH/Institut für Elektrische Maschinen, 1985.
- [7] B. Schmuckli und R. Ulmi: Grundlagen zur Entwicklung einer Sicherheitsgruppe für Totalenergiemodule. Studienarbeit. Zürich, ETH/Institut für Elektrotechnische Entwicklungen und Konstruktionen, 1986.