

Ursachen und Auswirkungen von Torsionsschwingungen auf Kraftwerksturbosätze im Umfeld geänderter Netzbedingungen – Erste Beobachtungen

Matthias Humer und Andreas Wirsen

Abstract

Causes and effects of torsional vibrations on power plant turbine sets in the environment of changed grid conditions – First results

The vgbe research project entitled "Subsynchronous torsional interaction (SSTI) - Data analysis to determine interactions between (HVDC) converter and (turbine set) generator", supervised by vgbe energy and financed by six partners (BASF, ENGIE, GKM, MVV, RWE and Uniper), involves a complex data analysis to determine interactions between in-

verters and electrical generators in several stages. The analysis and evaluation of the measuring chains and measuring equipment for measuring torsional vibrations at the turbine sets of the various power plants of the partners involved with regard to the measuring components used and the resulting phenomena provides the basic information for further investigations. By applying state-of-the-art time-frequency analysis methods, the provided measurement data are examined and finally compared with each other. In this paper, the first results of the project, which is not yet completed, are presented, and explained.

Einleitung

Die stetige Steigerung der regenerativen Energieerzeugung innerhalb der letzten beiden Jahrzehnte in Deutschland führt zu einer deutlichen Zunahme der eingesetzten Leistungselektronik bei der elektrischen Energieerzeugung, s. Bild 1.

Vor allem im Bereich der Photovoltaik und der Windkraftanlagen kommen leistungselektronische Umrichtersysteme zur Leistungseinspeisung zum Einsatz. Zusätzlich ist zu beobachten, dass die Redispatch-Maßnahmen im deutschen Übertragungsnetz tendenziell seit Jahren zunehmen, s. Bild 2. Hierin spiegelt sich die Dynamik des Energiemanagements wider.

Bedingt durch den geplanten und in Ansätzen schon durchgeführten Ausbau der Offshore-Windkraftanlagen in Nord- und Ostsee werden zusätzlich leistungsstarke Hochspannungsgleichstrom-übertragungsanlagen (HGÜ-Anlagen) in das bestehende Übertragungsnetz integriert werden, bzw. sind schon integriert worden, so dass sich hierdurch die aktuellen Netzbedingungen langfristig gravierend ändern werden, bzw. geändert haben. Neben weiteren Veränderungen innerhalb der Energieversorgung, z.B. Abschaltung von konventionellen Kraftwerken im großen Stil, ergeben die drei oben erwähnten Veränderungen schon ausreichend Schädigungspotential für Bestandsanlagen aus dem Bereich der konventionellen Energieerzeugung.

Netzinteraktionen stellen eine neue Herausforderung für den Betrieb von konventionellen Turbosätzen dar

Im Laufe der letzten Jahre hat sich durch verschiedene Untersuchungen und prakti-

Das durch den vgbe energy, kurz vgbe, betreute und durch sechs Partner (BASF, ENGIE, GKM, MVV, RWE und Uniper) finanzierte vgbe-Forschungsprojekt mit dem Namen „Subsynchronous torsional interaction (SSTI) - Data analysis to determine interactions between (HVDC) converter and (turbine set) generator“ beinhaltet eine komplexe Datenanalyse zur Ermittlung von Wechselwirkungen zwischen Wechselrichtern und elektrischen Generatoren in mehreren Stufen. Die Analyse und Bewertung der Messketten und Messeinrichtungen zur Messung von Torsionsschwingungen an den Turbosätzen der verschiedenen Kraftwerke der beteiligten Partner in Bezug auf eingesetzte Messkomponenten und den daraus resultierenden Phänomenen liefert die grundlegenden Informationen für weitere Untersuchungen. Durch die Anwendung modernster Zeit-Frequenzanalyseverfahren werden die zur Verfügung gestellten Messdaten untersucht und abschließend miteinander verglichen. In diesem Beitrag werden die ersten Ergebnisse des noch nicht abgeschlossenen Projekts vorgestellt und erläutert.

Autoren

Dr.-Ing. Matthias Humer
Teamleiter „Turbostrang-Messtechnik“
Uniper Anlagenservice GmbH
Gelsenkirchen, Deutschland

Dr. rer.nat. Andreas Wirsen
Abteilungsleiter „Systemanalyse, Prognose und Regelung“
Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik (ITWM)
Kaiserslautern, Deutschland

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2021

2021 wurden in Deutschland rund 237 Milliarden Kilowattstunden Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt. Das entspricht einem Anteil von 41,9 Prozent am gesamten Stromverbrauch.

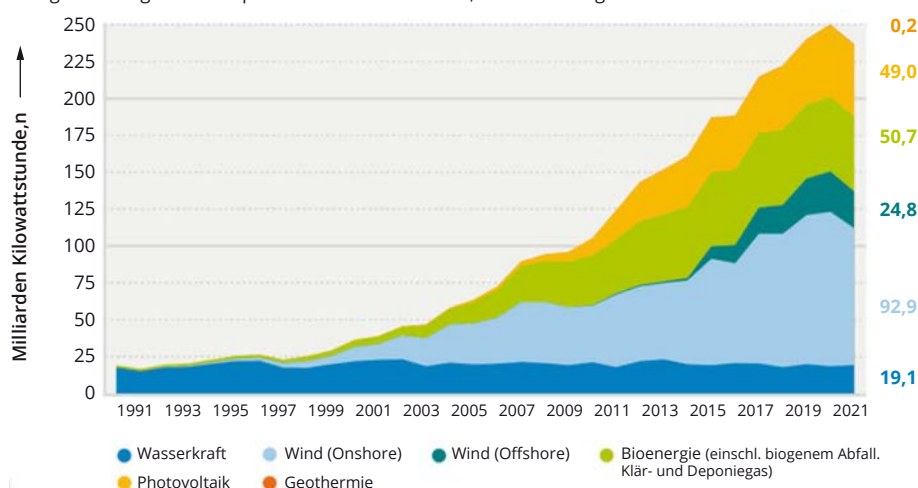


Bild 1. Zunahme der regenerativen Energieerzeugung in Deutschland.



Bild 2. Entwicklung der Redispatch-Maßnahmen im deutschen Übertragungsnetz

sche Erfahrung herausgestellt, dass nachfolgende vier Netzinteraktionen jeweils eine besondere Herausforderung für den Betrieb von konventionellen Turbosätzen darstellen:

- **SSR (Subsynchrone Resonanz):** Auswirkungen von subsynchronen Wechselwirkungen zwischen rotierenden Massen und Reihenkonensatoren auf die beteiligten thermischen Kraftwerke und Windenergieanlagen.
- **SSTI (Subsynchrone Torsionsinteraktion):** Auswirkungen von subsynchronen Wechselwirkungen zwischen rotierenden Massen und leistungselektronischen Komponenten (HGÜ-Anbindungen, Blindleistungskompensatoren, Windenergieanlagen) auf die beteiligten thermischen Kraftwerke und Windenergieanlagen.
- **SSCI (Subsynchrone Komponenteninteraktion):** Auswirkungen von subsynchronen Wechselwirkungen zwischen leistungselektronischen Komponenten (HGÜ-Anbindungen, Blindleistungskom-

pensatoren, Windenergieanlagen) und Reihenkonensatoren auf die beteiligten Windenergieanlagen.

- **RoCoF (Rate of Change of Frequency):** Auswirkungen von hohen Frequenzänderungsraten im Verbundnetz auf thermische Kraftwerke und Windenergieanlagen.

Die vorgenannten Netzinteraktionen sind teilweise seit mehreren Jahrzehnten bekannt, andere ergeben sich erst aus den aktuellen technischen Randbedingungen oder aus der Einführung neuer Technologien. Auf der betrieblichen Seite der konventionellen Turbosätze entwickeln sich damit verschiedene Herausforderungen, welche während des Lastbetriebs bewältigt werden müssen. Durch die zunehmende Anzahl von leistungselektronischen Umrichtern im Übertragungsnetz steigt die potenzielle Gefahr der Anregung von Torsionsschwingungen in den Wellensträngen der Turbosätze. Die Dynamisierung der Schalthandlungen im Übertragungs- und Verteilnetz führt zu potenziellen neuen Anregungsszenarien von Torsionsschwingungen. Durch die Abnahme

der rotierenden Massen im Übertragungsnetz erfolgt die Entwicklung von einem robusten, leistungsstabilen Netz hin zu einem Netz, welches eine immer mehr reduzierende Robustheit der Netzstabilität aufweist. Letztendlich liegen kaum belastbare Betriebserfahrung mit den Konvertern der neuesten Generation vor, so dass abschließend nicht sicher gesagt werden kann, ob Konverter und konventionelle Turbosätze problemlos miteinander koexistieren können. Weiterhin sorgt die fluktuierende Energieerzeugung durch die regenerativen Erzeuger Wind und Photovoltaik (PV) zum Betrieb der Turbosätze unter extremen technischen Randbedingungen, z.B. Betrieb mit höchster negativer Blindleistung und minimaler Wirkleistung.

Wechselwirkungsanalyse zwischen Turbosatz und Netz

Am Anfang der Wechselwirkungsanalyse steht die messtechnische Bestimmung des Übertragungsverhaltens zwischen Netz, Generator und Wellenstrang. Hierzu erfolgt eine Identifikation der angeregten Frequenzen und Zusammenhänge zwischen Strömen, Spannungen, Leistungen und Momenten, sowie eine Identifikation der gemessenen Torsionsschwingungsformen. Dabei ist es auch notwendig die Beziehung von Ursache und Wirkung aufgrund der zeitlichen Abfolgen und Beziehungen einzuordnen. Dazu gehört die zeitliche Dauer des Ereignisses und die mögliche Dämpfung des Vorgangs, also die Ermittlung der zugehörigen Dekremente. Die gesammelten und ausgewerteten Messdaten liefern dann Erkenntnisse hinsichtlich der Ableitung von (allgemeinen) Erkennungsmerkmalen. Sie erlauben eine Bewertung der Schwingungen der verschiedenen Kraftwerksturbosätze, so dass Korrelationen zwischen den Torsions-eigenformen der Turbosätze in verschiedenen Kraftwerken herausgearbeitet werden können. Abschließend wird dann versucht, eine Verallgemeinerung der Ergebnisse herbeizuführen, so dass allgemeingültige Merkmale der Wechselwirkung zwischen Turbosatz und Netz formuliert werden können. Zur Analyse der Messdaten wird die Wavelet-Transformation, eine hochaufgelöste Zeit-Frequenzbereichs-Analyse-methode, verwendet. Dadurch gelingt sowohl die eindeutige Identifikation relevanter Ereignisse innerhalb der Messdaten als auch die Analyse der angeregten Frequenzen, die Bewertung der Dämpfung und die Bestimmung der Schwingungsdauer. Weiterhin erfolgt die Bewertung der charakteristischen Größen, d.h. die Zuordnung zu allgemeinen Informationen der Kraftwerke wie z.B. Eigenfrequenzen und Eigenformen (sofern vorliegend). Die Datenauswertung wird gezielt in Form einer Suche nach charakteristischen Merkmalen durchgeführt. Bei der Datenauswertung wird folgender gedanklicher Ansatz hinsichtlich der „Zusammensetzung“ der Schwingung verfolgt:

Schwingung = Freie Schwingung +
Erzwungene Schwingung

Bei der freien Schwingung erfolgt eine modale Anregung der Schwingung durch einen kurzen externen Impuls, der das System in den Eigenfrequenzen anregt und diese nach einem kurzen Anstieg alleine wieder abklingen lässt. Dadurch gelingt die Ermittlung von Resonanzen und modaler Dämpfung. Die erzwungene Schwingung entsteht durch eine kontinuierliche Anregung mittels einer externen Kraft über einen längeren Zeitraum, z.B. Statisches Moment aus Generator, Turbinen, etc.. Die Anregung von Resonanzen beginnt durch längere Ereignisse aus Störungen aus dem Netz, dem Generator (PSS) oder dem Antriebsstrang selbst (Turbinenregelung) bzw. auch aus Kombinationen verschiedener Anregungsquellen. Die sich einstellende Systemantwort kann entlang des Turbosatzes unterschiedlich sein, was sich dann z.B. in unterschiedlichen Amplitudenhöhen der Torsionsschwingungen entlang der axialen Richtung des Wellenstrangs zeigt.

Ein besonderes Augenmerk ist ebenfalls auf Phänomene zu richten, die sich aus dem Zusammenspiel zwischen Strömen und Spannungen im elektrischen Netz einstellen. Dadurch kann sich z.B. klären lassen, welche Frequenzanregungen sich bei der elektrischen Leistung ergeben. Daraus ergibt sich ein weiterer brisanter Aspekt, der sich darauf erstreckt, welche elektrischen Frequenzen mechanische Anregungen verursachen können. Die bisherigen Aussagen haben sich in diesem Zusammenhang immer nur auf die Annahme gestützt, dass die Störungsüberlagerungen durch Ströme variabler Frequenz auftreten und dann jeweils hauptsächlich mit der Netzspannung mit Netzfrequenz interagieren, so dass andere Frequenzen nicht berücksichtigt werden müssen. Die seit kurzem vorliegenden ersten Datenanalysen der Messwerte haben gezeigt, dass die Störungsüberlagerungen in Strömen und Spannungen mit verschiedenen Frequenzen auftreten können, so dass hierdurch weitere relevante Störungen erzeugt werden können. Diese Erkenntnis hat entscheidenden Einfluss auf den Zusammenhang zwischen der elektrischen Leistung und den angeregten Torsionsschwingungen des Turbosatzes.

Mathematische Betrachtung der elektrischen Zusammenhänge für eine Phase

Zu Beginn der mathematischen Überlegungen steht der Ansatz, eine allgemeine Beschreibung der Überlagerungen von Strömen $i(t)$ und Spannungen $u(t)$, d.h. 50 Hz (Netzfrequenz) und weiteren Frequenzen, einzuführen, s. nachfolgende Formeln:

$$i(t) = \sum_{j=1}^n i_j(t) \quad u(t) = \sum_{k=1}^m u_k(t)$$

$$i_j(t) = \hat{i}_j \sin(\omega_j t + \alpha_j) \quad u_k(t) = \hat{u}_k \sin(\omega_k t + \beta_k)$$

Damit drücken die obigen Gleichungen nur allgemein aus, dass neben einer sinusförmigen Spannung bzw. einem sinusförmigen Strom mit einer Netzfrequenz von 50 Hz auch andere sinusförmige Ströme und Spannungen mit anderen Frequenzen im Netz auftreten. Diese Darstellung kann z.B. als Fourier-Summenzerlegung der Messreihe interpretiert werden.

Konsequenterweise lässt sich jetzt auch die Darstellung der Momentanleistung $p(t) = i(t) \cdot u(t)$ als Produkt der Überlagerungen (Summen) von Strömen und Spannungen mit der Netzfrequenz und anderen Frequenzen darstellen:

$$i(t) \cdot u(t) = \left(\sum_{j=1}^n i_j(t) \right) \left(\sum_{k=1}^m u_k(t) \right) = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^m i_j(t) \cdot u_k(t)$$

$$= \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^m \hat{i}_j \sin(\omega_j t + \alpha_j) \cdot \hat{u}_k \sin(\omega_k t + \beta_k)$$

Unter Berücksichtigung der Regeln zur Addition und Multiplikation von trigonometrischen Funktionen erhält man nachfolgende Ausdrücke:

$$i(t) \cdot u(t) = \left(\sum_{j=1}^n i_j(t) \right) \left(\sum_{k=1}^m u_k(t) \right) = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^m i_j(t) \cdot u_k(t)$$

$$= \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^m \hat{i}_j \sin(\omega_j t + \alpha_j) \cdot \hat{u}_k \sin(\omega_k t + \beta_k)$$

$$= \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^m 0.5 \cdot \hat{i}_j \hat{u}_k (\cos(\omega_j t + \alpha_j - \omega_k t - \beta_k) - \cos(\omega_j t + \alpha_j + \omega_k t + \beta_k))$$

$$= 0.5 \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^m \hat{i}_j \hat{u}_k (\cos((\omega_j - \omega_k)t + \beta_k - \alpha_j) - \cos((\omega_j + \omega_k)t + \alpha_j + \beta_k))$$

Die einzelnen Summenterme kann man nun in Anteile für $k=j$ und $k \neq j$ aufteilen. Damit erhält man für $k=j$ Anteile und für $\omega_k = \omega_j$ einen konstanten sowie 2ω Anteile sowie für $k \neq j$ gemischte Anteile in $u(t)$ und $i(t)$:

$$i(t) \cdot u(t) = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^m i_{eff,j} u_{eff,k} \cos(\beta_j - \alpha_j) - \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^m i_{eff,j} u_{eff,k} \cos((2\omega_j)t + \alpha_j + \beta_j)$$

$$+ \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^m i_{eff,j} u_{eff,k} (\cos((\omega_k - \omega_j)t + \beta_k - \alpha_j) - \cos((\omega_j + \omega_k)t + \alpha_j + \beta_k))$$

mit $i_{eff} = \sqrt{2} \hat{i}$ und $u_{eff} = \sqrt{2} \hat{u}$. Die obige Gleichung enthält neben den beiden bekannten Termen für die Wirkleistung und den doppelt-netzfrequenzen Anteil noch Terme in Form von „Gemischten Anteilen“, welcher aus einem subsynchronen und supersynchronen Anteil bestehen. Der „Gemischte Anteil“ mit $\omega_k^u, \omega_j^i \geq 0$ ist jetzt hinsichtlich der Anregbarkeit der mechanischen Resonanzfrequenzen näher zu betrachten. Hierbei sind drei Fälle zu unterscheiden und entsprechend aufzulösen:

Fall 1 $|\omega_k^u - \omega_j^i| = \omega_{mech}$

$$\Leftrightarrow \omega_k^u - \omega_j^i = \omega_{mech}$$

$$\Leftrightarrow \frac{\omega_k^u}{\omega_{mech}} = 1 + \frac{\omega_j^i}{\omega_{mech}}$$

$$\Leftrightarrow Y = 1 + X$$

Fall 2 $|\omega_k^u - \omega_j^i| = \omega_{mech}$

$$\Leftrightarrow \omega_j^i - \omega_k^u = \omega_{mech}$$

$$\Leftrightarrow \frac{\omega_k^u}{\omega_{mech}} = \frac{\omega_j^i}{\omega_{mech}} - 1$$

$$\Leftrightarrow Y = X - 1$$

Fall 3 $|\omega_k^u + \omega_j^i| = \omega_{mech}$

$$\Leftrightarrow \omega_k^u + \omega_j^i = \omega_{mech}$$

$$\Leftrightarrow \frac{\omega_k^u}{\omega_{mech}} = 1 - \frac{\omega_j^i}{\omega_{mech}}$$

$$\Leftrightarrow Y = 1 - X$$

Jede der drei obigen Fallunterscheidungen lässt sich entsprechend auflösen und umformen, so dass sich drei lineare Gleichungen ergeben. Wobei die Darstellung $Y=1+X$, $Y=X-1$, $Y=1-X$ jeweils zur Vereinfachung dieser linearen Zusammenhänge verwendet wurde. Gleichzeitig zeigt die Darstellung der Geradengleichung aber auch, dass theoretisch unendliche viele Kombinationen eine Resonanzanregung erzeugen könnten. Die obigen drei Fallunterscheidungen lassen sich in einem Diagramm visualisieren und quasi wie ein Kennlinienfeld verwenden, s. Bild 3 und Bild 4.

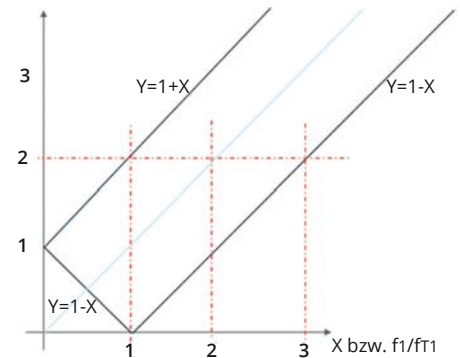


Bild 3. Theoretische Anregungskurve.

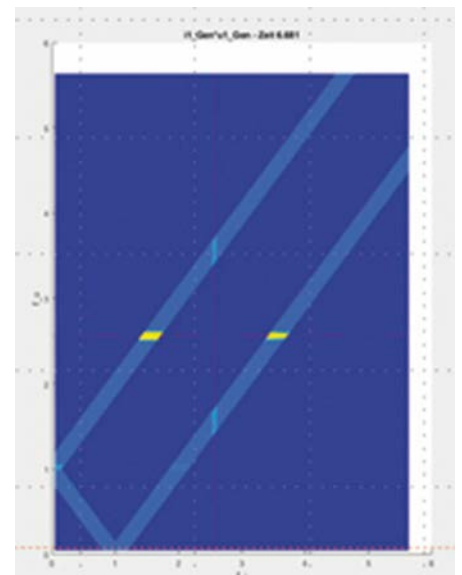


Bild 4. Reale Resonanzanregung.

In Bild 3 sind gehen die gestrichelten roten Linien z.B. von der x-Achse senkrecht nach oben, bis sie auf einen Ast der drei Geradengleichungen treffen. An der Schnittstelle der senkrechten roten gestrichelten Linie mit einem oder mehreren der Äste wird nun eine horizontale Gerade gezogen, die sich mit der y-Achse schneidet. Die Schnittstellen mit der x- und y-Achse müssen jetzt jeweils mit dem Wert der Torsions-

eigenfrequenz multipliziert werden, um die Werte der beiden korrespondierenden Frequenzen zu erhalten. Die Visualisierung ist äquivalent für Betrachtung der Frequenz und Kreisfrequenz, da sich der Faktor 2π herauskürzt. Relevant Anregungen erhält man immer für der 50 Hz Terme für Strom und Spannungen, da diese auch mit jedem Störungsterm multipliziert werden. Da die Spannungsamplitude bei 50 Hz größer als die Stromamplitude ist, motiviert sich die bisher zu Grunde gelegte Annahme, nur die Spannungsanteile zu betrachten.

Im Rahmen des Projekts werden die Messungen von Torsionsschwingungen sowie generator- und netzseitigen Strömen und Spannungen verschiedener Kraftwerksturbosätze analysiert.

Bei den nachfolgenden Analysen wurden mit dem Torsionsmonitoringsystem TorGrid die Drehmomente von zwei am Wellenstrang axial versetzt angebrachten Drehmomentsensoren, sowie die netz- und generatorseitigen Ströme und Spannungen an einem Turbosatz erfasst und anschließend analysiert. Auf Grund von Vertraulichkeit der Daten werden hier keine genaueren Angaben zum Turbosatz gemacht. Dargestellt wird im Folgenden die Anregungen der mechanischen 19.5 Hz Eigenfrequenz des Turbosatzes. Die in den Grafiken hellblau unterlegten Bereiche deuten die Umgebung der möglichen Anregungskombinationen der 19.5 Hz Eigenfrequenz an. Dazu wurden die Anregungen wie erläutert auf 19.5 Hz normiert.

Die Bild 4b zeigt, dass die mechanische Torsionseigenfrequenz $f_{T1}=19.5$ Hz des Wellenstrangs bei $f_u=50$ Hz ($f_u/f_{T1}=2.56$) und $f_i=30.5$ Hz ($f_i/f_{T1}=1.56$) sowie bei $f_u=50$ Hz und $f_i=69$ Hz angeregt wird und zu den höchsten Anteilen der Schwingungen führen. Allerdings sieht man auch, dass es bei $f_i=50$ Hz und $f_u=30.5$ Hz sowie $f_u=68.5$ Hz zu weiteren Anregungen der 19.5 Hz kommt.

Um diese Anregungsmechanismen zu verifizieren, wurde eine weitere Analyse im Zeitbereich durchgeführt. Dazu wurde einerseits eine Bandpassfilterung für die aus allen drei Phasen berechneten Leistung um die 19.5 Hz durchgeführt. In einem parallelen Schritt wurden die Spannungen und Ströme ebenfalls mit Bandpassfiltern um die identifizierten Frequenzen gefiltert und die resultierenden gemischten Signalanteile für die Leistungsberechnung für alle drei Phasen bestimmt. Das gefilterte 19.5 Hz Leistungssignal sowie die resultierenden gemischten Anteile für die 19.5 Hz sind in Bild 5 dargestellt.

Im nächsten Schritt wurde dann die Summe der gemischten Anteile für die 19.5 Hz berechnet und mit dem 19.5 Hz gefilterten Signal bestimmt (siehe Bild 6). Die spektrale Aufbereitung der Leistungsanteile zeigt, dass die phasenrichtige Überlagerung der

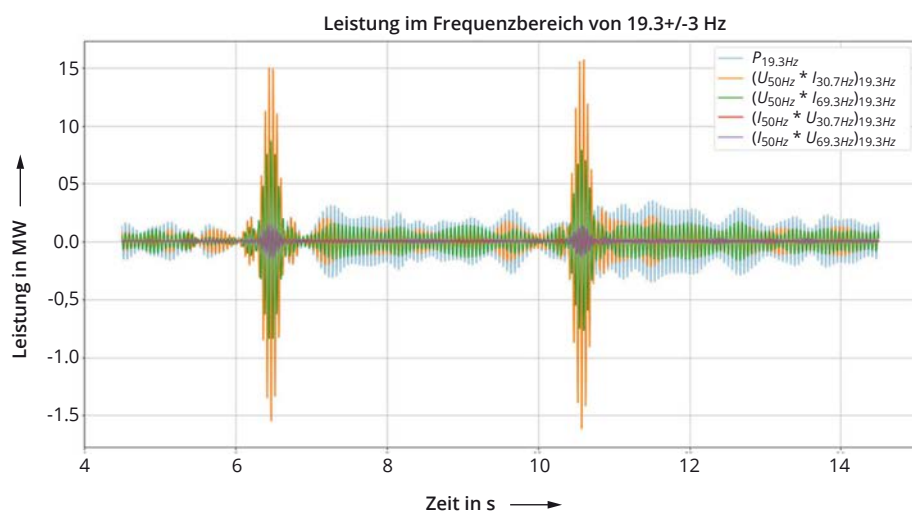


Bild 5. „Gesamtleistung“ mit 19 Hz vs. einzelne „Komponentenleistungen“ mit 19.5 Hz.

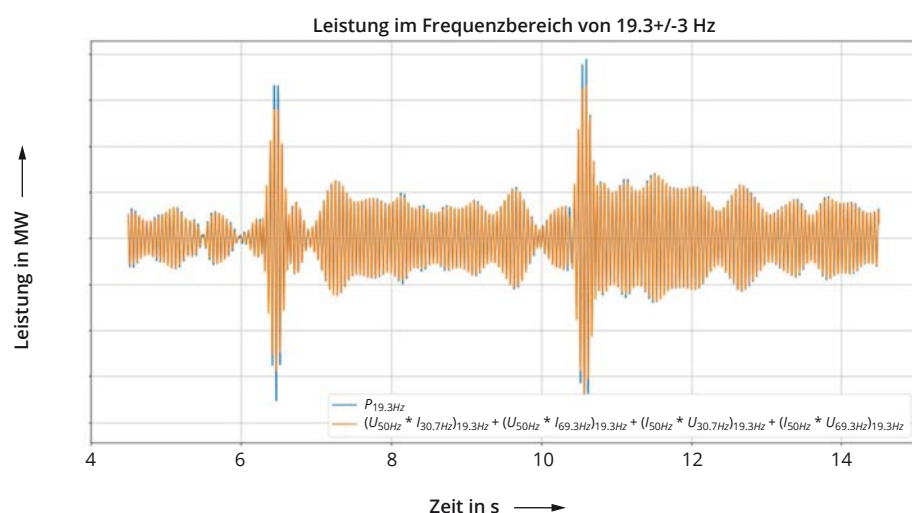


Bild 6. „Gesamtleistung“ mit 19,5 Hz vs. Summe der „Komponentenleistungen“ mit 19,5 Hz.

einzelnen Anteile sehr gut zu den vorhandenen Leistungsanteilen und der Gesamtleistung der Anregung passt.

Man erkennt in Bild 5 aber auch, dass es gemischte Anteile gibt, die größer als der Gesamtleistungsanteil sind. Diese liegen jedoch phasenverschoben zu weiteren Anteilen, so dass sie sich bei der phasenrichtigen Summenbildung kompensieren. Neben den Amplituden sind daher auch noch immer die Phasenlagen zu beachten. Man erkennt aber auch, dass noch weitere kleinere Anteile zur Erklärung der Peaks fehlen. Die korrespondierenden Anteile sind in Bild 4b für $f_u=1$ und $f_i=0$ bzw. $f_i=2$ schwach erkennbar.

Anregungsmechanismen der Torsionsschwingungen

Eine Frequenzbereichsanalyse mit Hilfe einer Wavelet-Analyse der Spannungen und Ströme jeweils um 30.5 Hz zeigt, dass es zu kurzen impulsartigen Anregungen kommt. Die Berechnung der gemischten Terme der 30.5 Hz und 50 Hz für Ströme und Spannung zur Berechnung der Leistung führen dann als ein Anteil zur 19.5 Hz Leistungsanregung. Daraus resultieren modale Anregungen des Wellenstranges bei 19.5 Hz, die sich in den Drehmomentmessungen zeigen.

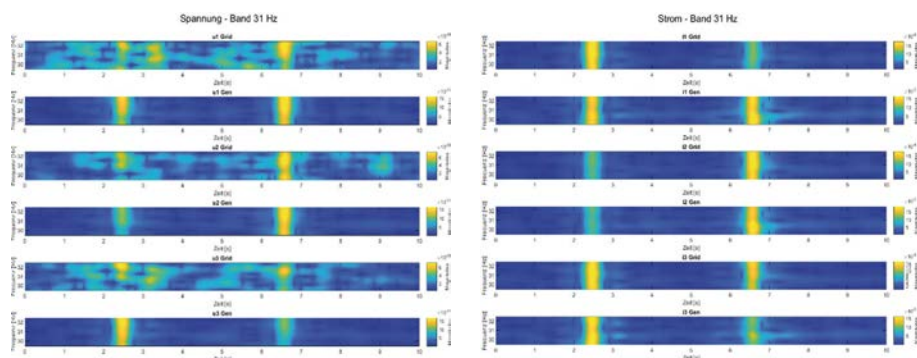


Bild 7. Spannungen und Ströme im 31 Hz Band.

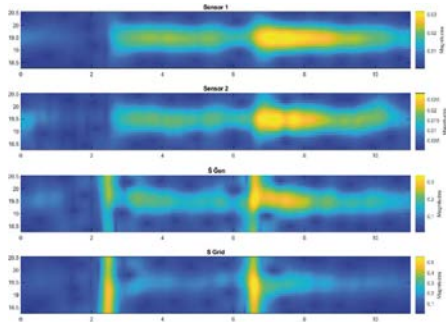


Bild 8. Leistungen und Drehmoment im 19 Hz Band.

In Bild 7 und Bild 8 sind Leistungs- und Torsionsanregungen dargestellt. Die Größe der Amplitude ist entsprechend angegebener Farbskala gezeigt, d.h. die zeitlichen Verläufe der Anregungen sind als gelbe Farbbänder mit abnehmender Intensität zu erkennen, was typisch für eine modale Anregung ist.

Zusammenfassung

Auf dem Weg von der zentralen Energieerzeugung und Energieverteilung hin zu einer dezentralen Energieerzeugung mit verteilten Netzen befinden wir uns in einer

Übergangsphase unbestimmter zeitlicher Dauer

Zur Aufrechterhaltung einer gesicherten Versorgung mit elektrischer Energie ist es notwendig, dass regenerative Energieerzeugungseinheiten und konventionelle Energieerzeugungseinheiten möglichst reibungslos gemeinsam in den elektrischen Netzen gemeinsam agieren können.

Das vgbe-Projekt leistet einen wichtigen Beitrag dazu, Ursachen und Auswirkungen von Torsionsschwingungen auf Kraftwerksturbosätze im Umfeld geänderter Netzbedingungen zu untersuchen und geeignete (Schutz)Maßnahmen zu definieren.

Die aktuellen Untersuchungsergebnisse haben gezeigt, dass nicht nur Überlagerungen im Strom, sondern auch bei den Spannungen zu berücksichtigen sind, die zu Anregungen mechanischer Resonanzen führen können. Dabei sind nicht nur subsynchrone, sondern auch supersynchrone Störungen zu berücksichtigen. Diese Beobachtungen dienen nun als Grundlage für nachfolgende Untersuchungen zu diesem Themenbereich.

Das hier exemplarische gezeigte Beispiel spiegelt nur einen Aspekt der bisherigen Un-

tersuchungen wider. Allerdings lässt sich jetzt schon feststellen, dass ein Torsionsschwingungsmonitoring an Turbosätzen sinnvoll erscheint, um Netzurückwirkungen auf den Turbosatz in Form von Torsionsschwingungen überhaupt erkennen zu können. Durch die Energiewende und den ständigen Netzaus- und -umbau werden die erwähnten Netzurückwirkungen tendenziell zunehmen. Auf Grundlage von weiteren Untersuchungen und einer breiteren Datenbasis können dann griffige Konzepte zum Bau eines vorbehaltlosen funktionsfähigen Torsionsschutzsystems entwickelt und umgesetzt werden. Das Ziel eines solchen Schutzsystems muss es dann sein, dass sich der Turbosatz bei einem als relevant erkannten Ereignis sicher vom Netz trennt, um vor allem eine dadurch ausgehende Gefährdung durch die Torsionsschwingungen des Turbosatzes zu verhindern.

Danksagung

Abschließend möchten sich beide Autoren an dieser Stelle nochmals sehr herzlich beim vgbe energy dafür bedanken, dass er dieses Projekt gemeinsam mit den unterstützenden Unternehmen ermöglicht hat.

VGB-Standard

Auslegung, Prüfung und Montage von Durchflussmessstrecken mit Drosselgeräten

(vormals VGB-R 123 C.2.2)

Ausgabe 2020 – VGB-S-150-22-2020-10-DE

DIN A4, Print/eBook, 30 S., Preis für vgbe-Mitglieder € 60,-, Nichtmitglieder € 90,-, + Versand und USt.

Der VGB-Standard VGB-S-150-22 „Messstellenliste für Abnahmeuntersuchungen mit Datenerfassungsanlagen“ wurde durch ein Team der VGB-Fachgruppe „Abnahmetests und Kontrolluntersuchen“ bearbeitet. Er stellt die Weiterentwicklung der VGB-Richtlinie VGB-R 123 C/2.2 „Auswahl von Messstellen für wärmetechnische Abnahme- und Kontrolluntersuchungen an Dampfzeugern“ aus dem Jahr 1993 dar. Dem Wesen nach ist der vorliegende VGB-Standard eine Empfehlung.

Bei Abnahmeuntersuchungen an den Anlagenteilen der Kraftwerke werden heutzutage intelligente Messdatenerfassungsanlagen eingesetzt. Die früher verwendeten, direkt vor Ort ablesbaren Messgeräte wurden durch Messumformer mit elektrischem Ausgangssignal ersetzt und die Messdaten in Datenerfassungsanlagen für die weitere Bearbeitung gespeichert.

Der VGB-Standard ist Teil der Reihe VGB-S-150 „VGB-Empfehlungen für Abnahme- und Kontrolluntersuchungen“. Diese löst den Band VGB-R 123 I.2 „Abnahme- und Kontrolluntersuchungen“ aus der Sammlung von VGB-Richtlinien und VGB-Empfehlungen für die Leittechnik (VGB-R 123 C) schrittweise ab. Dazu werden in dem frei verfügbaren VGB-S150-20 „Einführung und Überblick der VGB-Standards für Abnahmetests und Kontrolluntersuchungen“ nähere Erläuterungen gegeben (Kostloser Download u.a. unter www.vgb.org/shop).

Zusätzlich werden messtechnische Themen in den VGB-Standards der Reihe VGB-S-170-40 „Auslegungsstandards für die Feldtechnik“ behandelt. Für die Bewertung von Messunsicherheiten kann der VGB-Standard VGB-S-020 „Bestimmung der Messunsicherheit bei Abnahme- und Kontrollmessungen“ herangezogen werden.

Um die Anwendbarkeit der vorliegenden VGB-Standards zu erleichtern, wird die entsprechende Messstellenliste zum Download im Originalformat Excel bereitgestellt.

* Access for eBooks (PDF files) is included in the membership fees for Ordinary Members (operators, plant owners) of vgbe energy e.V.

* Für Ordentliche Mitglieder des vgbe energy e.V. ist der Bezug von eBooks im Mitgliedsbeitrag enthalten. www.vgb.org/vgbvs4om

