

# Untersuchungen verschiedener Verfahren zur TE-Detektion und zur Vibrationsmessung

## Analysis of Methods for PD- Detection and Vibration Measurement

Dipl.-Ing. Michael Beltle, Dipl.-Ing. Martin Siegel und Prof. Dr.-Ing Stefan Tenbohlen,  
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Stuttgart, Deutschland  
michael.beltle@ieh.uni-stuttgart.de, martin.siegel@ieh.uni-stuttgart.de, stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de

Dr.-Ing. Sebastian Coenen, Siemens AG, Nürnberg, sebastian.coenen@siemens.com

### Kurzfassung

Der zuverlässige und sichere Betrieb von Leistungstransformatoren ist ein wesentlicher Faktor für die Versorgungssicherheit. Schäden in der Isolation müssen möglichst frühzeitig erkannt werden. Neben den klassischen Diagnoseverfahren finden vermehrt auch neue Analysemethoden Einzug, von denen zwei in diesem Beitrag näher betrachtet werden. Die Vibrationsüberwachung eignet sich als Langzeit-Monitoring für (Leistungs-) Transformatoren im Betrieb. Für die Lokalisierung bereits bekannter Teilentladungsquellen kann die akustische Ortung verwendet werden. Beiden Methoden ist gemein, dass über externe Sensoren auf der Kesselwand Schallsignale aufgezeichnet werden. Die Positionierung der Sensoren an der Außenseite führt zu einer signifikante Dämpfung im Signalpfad. Dieser Beitrag untersucht Messverfahren, die Schall direkt im Ölraum aufnehmen können und vergleicht diese mit etablierten Methoden.

### Abstract

Reliability of power transformers represents a main concern for the security of supply by the electrical grid. Therefore, damages in the isolation system have to be detected as early as possible. Apart from classic power transformer diagnostics new diagnosis methods prosper. This contribution describes two of them. Permanent vibration measurements can be used to monitor transformers during service and detect changes online. Localization of known partial discharges becomes possible using acoustic methods. Both techniques usually use external sensors on the tank wall. Both cope with significant damping effects depending on sensor positions. Therefore, methods measuring vibrations and PD acoustics in-oil are determined and compared to conventional measurement.

## 1 Einführung

Um lokale Schäden in Leistungstransformatoren frühzeitig erkennen zu können und somit die Gefahr eines Ausfalls zu minimieren, gewinnen regelmäßige Zustandsprüfungen zunehmend an Bedeutung, die Aufschluss über das Ausfallrisiko und die Restlebensdauer eines Transformators geben. Hierzu können verschiedene Parameter von Leistungstransformatoren zu Diagnose- und Monitoringzwecken herangezogen werden. Für Langzeitmonitoring eignet sich die Vibrationsanalyse, welche die mechanischen Schwingungen des Aktivteils auswertet. Der Fokus dieser Methode liegt auf der Detektion von mechanischen Änderungen, wie beispielsweise nachlassende Einspannkräfte der Wicklungen. Für Untersuchung der elektrischen Eigenschaften etablieren sich neben der konventionellen Teilentladungsmessung nach IEC 60270 [1] auch zunehmend Messmethoden, die sich nicht auf die Zuordnung der Teilentladung (TE) zu einer Wicklung beschränken, sondern eine genauere Ortung zulassen. Die bekannteste Methode ist die akustische Messung, welche das von TE erzeugten Schallsignal nutzt. Die akustischen Signale übertragen sich über das Isoliermedium auf die Kesselwand und können dort mit Körperschallsensoren erfasst werden. Durch die bekannte Schallausbreitungsgeschwindigkeit in Öl und die Laufzeitdifferenzen der Sig-

nale zu den verteilten akustischen Sensoren lässt sich eine TE-Position errechnen.

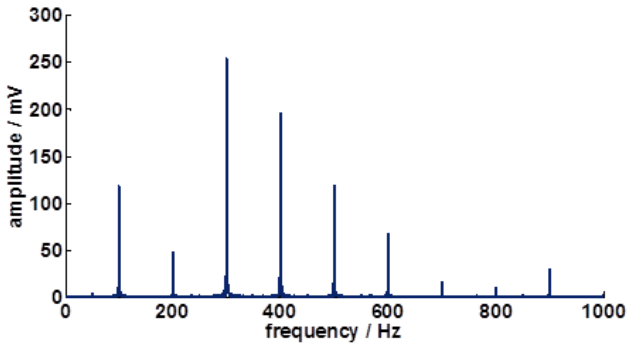
Für beide Diagnoseverfahren ist das Finden geeigneter Positionen für akustische Sensoren auf der Kesselwand von Leistungstransformatoren häufig ein langwieriger Prozess. Der steife, selbst tragende Kessel besitzt eine schlechte akustische Kopplung, was zu geringen Signalamplituden führt. Zudem erschweren häufig Umbauten des Kessel mit verschiedenen Hilfseinrichtungen oder Geräuschdämmwände die Messungen.

## 2 Grundlagen

### 2.1 Vibrationen von Transformatoren

Die Vibrationen eines Transformators haben grundsätzlich zwei Hauptursachen: die spannungsabhängige Magnetostruktion [2], [3] und vom Laststrom abhängige elektrodynamische Kräfte [4]. Beide führen zu Schwingungen des Aktivteils. Der Magnetostruktion werden hauptsächlich Kernblechvibrationen zugeschrieben, während der Laststrom zu periodischen mechanischen Kräften führt, welche die Wicklungen in Schwingungen versetzen. Die mechanische Grundschiwingung entspricht dabei der doppelten elektrischen Frequenz. Hinzu kommen lastabhän-

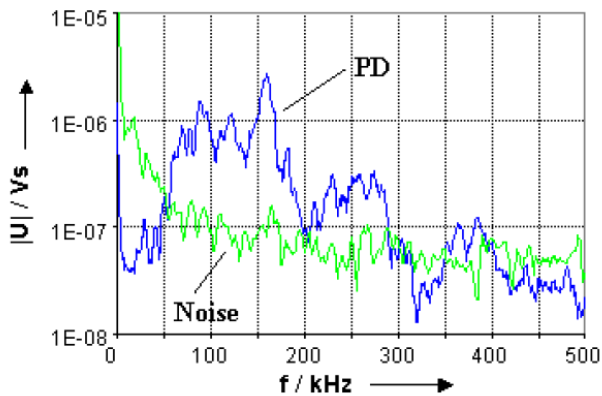
gig harmonische Frequenzanteile [4], die typischerweise bis 1 kHz reichen. **Bild 1** zeigt ein Frequenzspektrum von Transformatorvibrationen, wie sie auf der Kesselwand gemessen werden können.



**Bild 1** Frequenzspektrum von Transformatorvibrationen, gemessen mit einem Beschleunigungssensor auf der Kesselwand.

### 2.2 Akustik von Teilentladungen

Teilentladungen (TE) können neben ihrer elektrischen Antwort, wie sie gemäß IEC 60270 gemessen wird, auch akustisch detektiert werden. Der bekannteste akustische Effekt tritt hörbar bei Korona unter Freileitungen auf. Aber auch innere TE können akustische Signale im Ultraschallbereich emittieren [5]. **Bild 2** zeigt ein typisches Frequenzspektrum innerer TE und das für Leistungstransformatoren charakteristische Rauschspektrum. Dies wird durch Magnetostriktion, externe lose Teile und auch Regen, Hagel oder angewehten Sand auf dem Transformator hervorgerufen.



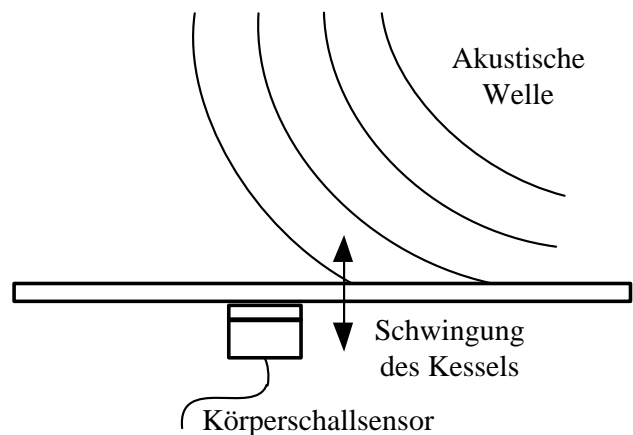
**Bild 2** Frequenzspektrum von akustischen Signalen von innerer TE [5]

Die akustische Messung wird meist zur Lokalisierung der TE-Quelle verwendet [6]. Typischerweise wird hierfür der Bereich von ca. 80 kHz bis 180 kHz betrachtet. Wichtig bei der Ortung ist vor allem die Laufzeit der akustischen Welle von TE zum Sensor. Hierzu ist eine möglichst exakte Bestimmung des Signaleinsatzes notwendig.

## 3 Sensorik

### 3.1 Konventionelle Messungen

Die akustischen Signale von TE als auch Betriebsschwingungen werden üblicherweise durch Beschleunigungssensoren an der Kesselwand gemessen, die auf die jeweiligen Frequenzbänder optimiert sind. Für Betriebsschwingungen eignen sich Abnehmer im Audibereich. Für TE kommen häufig Resonanzsensoren zum Einsatz, deren Eigenschwingung im Spektralbereich der TE liegt, typischerweise bei  $f_r=150$  kHz. Die Auslenkungen des Kessels werden über piezoelektrische Effekte in eine elektrische Spannung gewandelt und können nach entsprechender Signalaufbereitung und Verstärkung gemessen werden. **Bild 3** zeigt das Messprinzip.



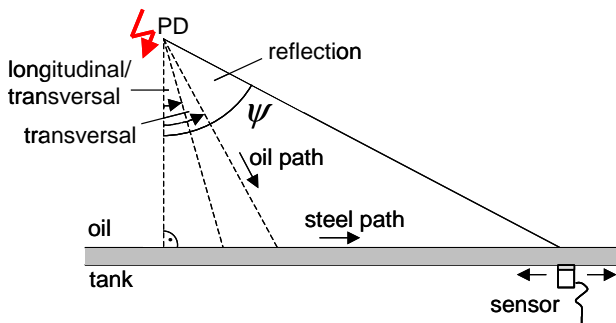
**Bild 3** Messung von Vibrationen oder akustischen TE Signalen an der Kesselwand.

Betriebsschwingungen sind einfacher zu messen als akustische TE Signale. Da Schwingungen durch das gesamte Aktivteil verursacht werden, ist die Vibration als gleichmäßig abgestrahltes periodisches Signal anzunehmen. Daher muss auf eine ausreichende Signalstärke geachtet werden, die maßgeblich durch die Kesseldämpfung beeinflusst wird, was durch eine geeignete Positionierung der Sensoren am Kessel erreicht werden kann.

Für akustische TE-Signale muss zusätzlich der angenommene Ort der TE berücksichtigt werden. Da die Signalstärke sehr gering ist, sollte der Sensor möglichst in der Nähe der TE-Quelle angebracht werden. Ist an dieser Stelle jedoch die Kesseldämpfung hoch, beispielsweise durch Verstrebungen, verbaute Flussfallen, etc. wird die Signalqualität entsprechend vermindert und eine Messung kann unmöglich werden.

Einen weiteren Effekt stellt die Mehrwegeausbreitung über den Kessel dar. Die Ausbreitungsgeschwindigkeit in Öl ist wesentlich langsamer als in Metall. Daher können Schwallwellen über kurze Wege durch das Öl in die Kesselwand einkoppeln und sich dort als Transversalwellen weiter ausbreiten. Am Sensor ist dann eine Überlagerung mehrerer Signale messbar, die denselben Ursprung haben.

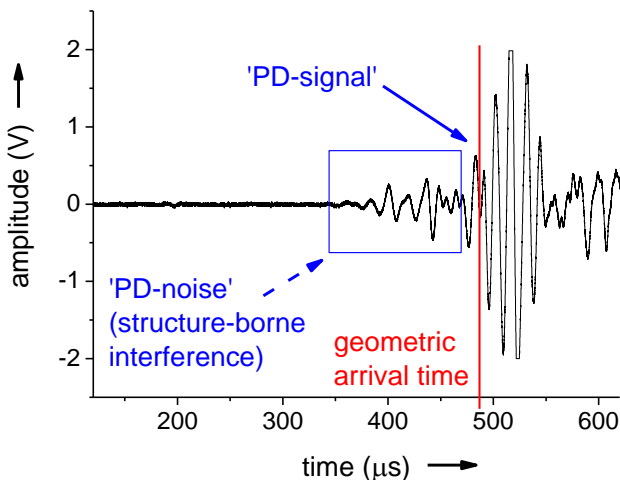
**Bild 4** veranschaulicht diesen Sachverhalt.



**Bild 4** Prinzip der Mehrwegeausbreitung über die Kesselwand [7]

Gezeigt ist die langsame direkte Ausbreitung in Öl zur Sensorposition, sowie eine Einkopplung der Schallwelle in die Kesselwand und damit die schnellere Ausbreitung im Kesselstahl.

Die elektrische Antwort des Sensors der Messung einer Mehrwegeausbreitung ist in **Bild 5** dargestellt. Die Ausbreitung über den Kessel führt zu einer Anregung bevor die Schallwelle über den direkten Ausbreitungsweg eintrifft. Dadurch wird die Bestimmung der Anfangszeit erschwert und damit die Ortung der TE ungenauer [7].



**Bild 5** Beeinflussung der Anfangszeitbestimmung durch Mehrwegeausbreitung über den Kessel [7]

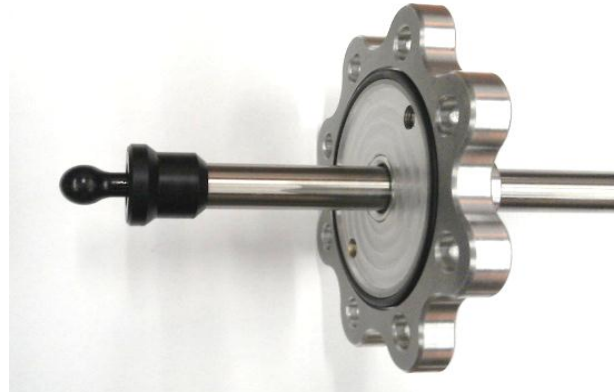
Durch die Mehrwegeausbreitung im Kessel kann in diesem Beispiel eine falsche Laufzeit anhand der Vorschwingungen vor dem eigentlichen Signaleinsatz detektiert werden. Eine um nur etwa 100 µs falsch ermittelte Laufzeit führt mit einer Ausbreitungsgeschwindigkeit von 1400 m/s bereits zu einer Fehlortung um 14 cm. Dies erscheint wenig, kann jedoch in Ortungsalgorithmen mit mehreren Sensoren bereits zum Versagen führen.

Diese unerwünschte Mehrwegeausbreitung und damit verbundene Messungenauigkeit ist bei Schallmessungen direkt im Öl nicht zu erwarten.

### 3.2 In-Öl Messungen

Das vorgestellte Messverfahren nimmt die Akustik von Kernvibrationen und Teilentladungen nicht in Form von periodischen Änderungen der Beschleunigung der Kes-

selwand auf, sondern misst Druckänderungen über einen piezoelektrischen Effekt im Öl des Transformators durch ein Hydrophon. Eingesetzt wird ein Sensor, der sich gleichzeitig für die Vibrationsmessung und akustische Teilentladungsmessung eignet. Der Frequenzbereich reicht von einigen Milihertz bis etwa 180 kHz. Für in-Öl Messungen im Kesselinneren muss der Sensor mithilfe eines öldichten Adapters für einen Flachkeilschieber ausgestattet werden. **Bild 6** zeigt einen ersten Prototyp des Sensors.

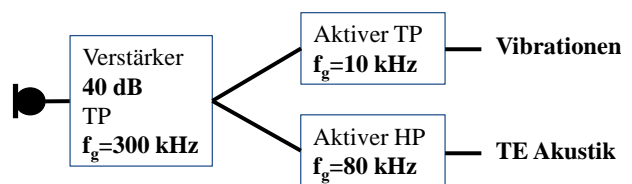


**Bild 6** Schalldrucksensor für die in-Öl Messung

Auf der linken Seite ist der eigentliche Sensorkopf zu sehen, der in einen Adapter für standardisierte DN 80 Flachkeilschieber verbaut ist.

#### 3.2.1 Signalaufbereitung

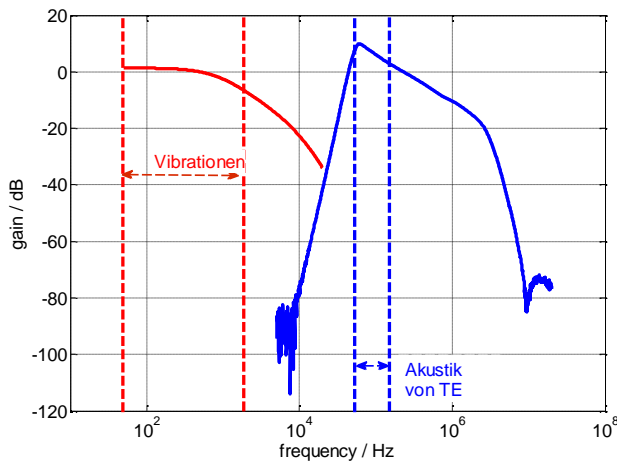
Da mit diesem Sensor zwei unterschiedliche Frequenzbereiche gleichzeitig gemessen werden, wird eine Signaltrennung notwendig. Dies geschieht mit einer aktiven Frequenzweiche, deren prinzipieller Aufbau in **Bild 7** dargestellt ist. Das durch den piezoelektrischen Effekt erregte, schwache Sensorsignal wird um 40 dB verstärkt und dann über aktive Filter in die betreffenden Frequenzbereiche aufgetrennt.



**Bild 7** Blockschaltbild der Frequenzweiche zur Signalverstärkung- und Auftrennung

Für die Vibrationsmessung wird ein Tiefpassfilter mit einer oberen Grenzfrequenz von etwa 10 kHz verwendet. Typische Frequenzen der Vibrationen liegen bei 100 Hz bis zu 1 kHz [8]. Für akustische TE-Signale wird ein Hochpass mit einer unteren Grenzfrequenz von etwa 80 kHz verwendet. Zusammen mit dem Tiefpassverhalten des Sensors ergibt sich insgesamt ein Bandpassverhalten. Die Übertragungsfunktionen für Vibrationen und TE Akustik der Weiche sind in **Bild 8** dargestellt. Die mar-

kierten Bereiche stellen die typischen Frequenzbereiche der beiden Signalarten dar.

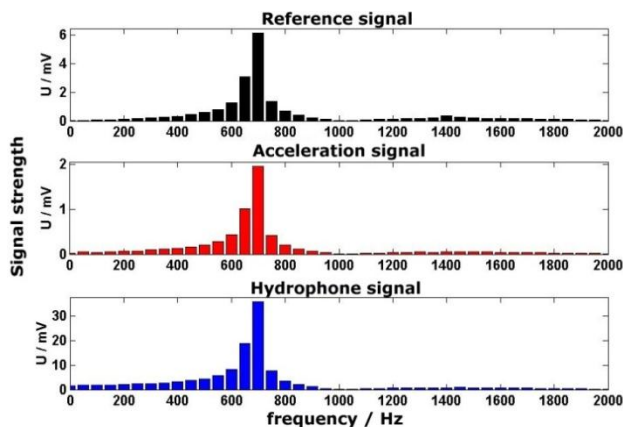


**Bild 8** Frequenzgänge der Filter für Vibrationen (rot) und Akustik von TE (blau) mit aktiver Vorverstärkung

## 4 Messergebnisse

### 4.1 Vibrationsmessung

Zum Vergleich von in-Öl Messungen und konventioneller Messung am Kessel durch Beschleunigungssensoren wird in einem Öl gefüllten Tank ein Wicklungsstück versenkt, dass mit einem Exzenter angeregt werden kann. Gemessen wird mit einem Beschleunigungssensor auf der Kesselwand und einem Hydrophon in unmittelbarer Nähe zum ersten Sensor im Öl. **Bild 9** zeigt eine Beispielmessung, bei der das Wicklungspaket mit seiner Resonanzfrequenz  $f_r = 700$  Hz angeregt wurde.



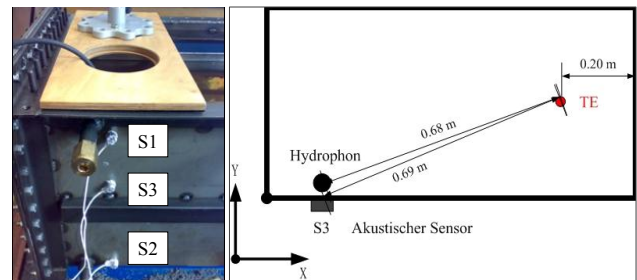
**Bild 9** Frequenzverhältnisse im Vergleich

In **Bild 9** sind die Frequenzverhältnisse von Erregung (schwarz), Beschleunigungsmessung am Kessel (rot) und Druckmessung in Öl (blau) zu sehen.

Die Frequenzverhältnisse sind vergleichbar, jedoch weichen die absoluten Amplituden aufgrund der unterschiedlichen Messempfindlichkeit und Verstärkung der Sensoren voneinander ab. Daher sind beide Messmethoden verwendbar, vorausgesetzt, dass die Kesselmessung Signale ausreichender Stärke misst.

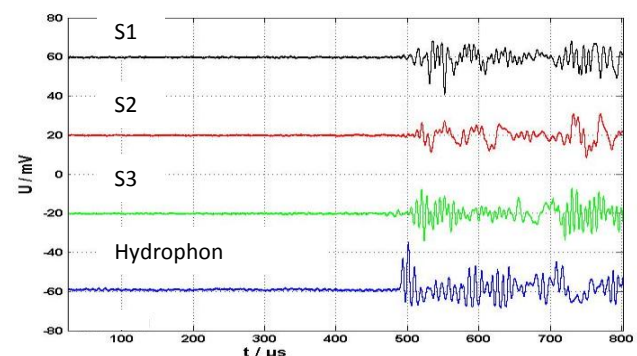
### 4.2 Akustische TE Messung

Für die Untersuchungen der TE-Akustik wird eine künstliche TE-Quelle in den gleichen Tank eingebaut, hier eine Spitze-Kugel Anordnung. Am linken Ende des Kessels befinden sich drei Beschleunigungssensoren in unterschiedlicher Höhe am Versuchskessel und ein Hydrophon auf Höhe des mittleren Sensors S3. Der Abstand zwischen Sensoren und der Quelle ist in etwa gleich, so dass die Signale direkt miteinander verglichen werden können. **Bild 10** zeigt den Laboraufbau zum Vergleich von Kesselwandmessung und in-Öl Messung.



**Bild 10** Laboraufbau für akustische TE-Messungen  
Rechts: Draufsicht auf den gesamten Aufbau  
Links: Detailbild mit externen Sensoren und in-Öl Sensor

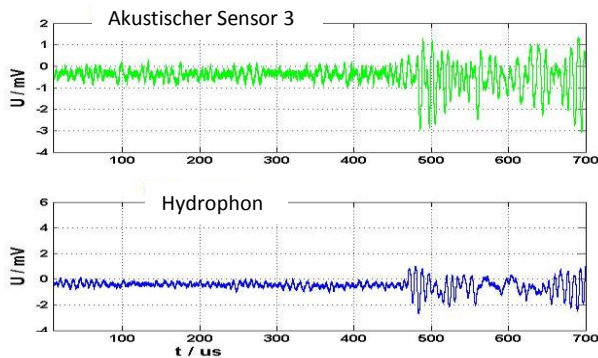
Die TE werden zusätzlich elektrisch gemessen und das elektrische Signal als Trigger für die akustischen Messungen verwendet. Der zeitliche Verlauf der Signale ist in **Bild 11** zu sehen. Die Laufzeit zwischen Trigger und Signaleinsatz ergibt sich aus der Ausbreitungsgeschwindigkeit von Schall in Öl, die bei etwa  $v_{Schall} = 1400$  m/s liegt. Der Signaleinsatz der in-Öl Messung ist im Vergleich zur Kesselwand-Messung wesentlich stärker ausgeprägt. Ein Vorschwingen ist in diesem einfachen Versuchsaufbau nicht erkennbar, was die genaue Anfangszeitbestimmung vereinfacht. Da am realen Transformator mit wesentlich schwächeren Signalstärken zu rechnen ist, die bei Kesselmessungen auch oft im Rauschen liegen, weist die in-Öl Methode hier Vorteile auf.



**Bild 11** Akustische TE Messung mit Beschleunigungssensoren (S1 –S3) und in-Öl Messung (Hydrophon)

Aufgrund der Nähe zwischen Sensor 3 und der in-Öl Messung werden diese Signale direkt verglichen. Besonderes Augenmerk liegt auf dem Signal zu Rausch Abstand (SNR) der Signale. **Bild 12** zeigt die Signale von S3 und dem Hydrophon im Detail. Erkennbar ist wieder der bes-

ser detektierbare Signaleinsatz des Hydrophons. Dieser Effekt wird durch den besseren SNR der in-Öl Messung noch verstärkt.



**Bild 12** Rauschverhalten und Signaleinsatz von Sensor S3 (oben) und Hydrophon (unten). (Amplituden unterschiedlich skaliert)

Die genaue Betrachtung von Signal S3 legt nahe, dass neben dem ungünstigen SNR auch ein leichter Effekt der Mehrwegeausbreitung zu sehen ist, der die Anfangszeitbestimmung erschwert. Die in-Öl Messung hingegen zeigt kein derartiges Verhalten, was vorteilhaft für die Laufzeitbestimmung und somit eine TE-Ortung ist.

## 5 Zusammenfassung

Ein Hydrophon eignet sich zur in-Öl Messung für Vibrationen und TE Akustik im Laboraufbau. Durch den Einbau in einen Adapter für Flachkeilschieber kann es sich auch für den Einsatz an Leistungstransformatoren eignen. Die Vibrationen können bei geeigneter Sensorposition auch am Kessel gemessen werden. Die Wahl der Position ist unkritisch, da Vibrationen nicht ortsabhängig sind. Das gesamte Aktivteil vibriert periodisch. Der wesentliche Vorteil der in-Öl Messung kommt bei der TE-Akustik zum Tragen. Akustische TE-Ortungsverfahren benötigen exakte Laufzeitbestimmungen, welche bei der in-Öl Messung durch besseren SNR und das Nichtvorhandensein der Mehrwegeausbreitung begünstigt werden. Durch geeignete Signalauftrennung kann dieser Sensor im Vergleich zur Messung mit herkömmlichen Resonanzsensoren am Kessel für beide Frequenzbereiche gemeinsam verwendet werden.

## 6 Literatur

- [1] International Electrotechnical Commission (IEC), "High Voltage Test Techniques - Partial Discharge Measurements," Geneva, Switzerland, IEC International Standard 60270 2000.
- [2] B. Weiser, H. Pfützner and J. Anger, "Relevance of Magnetostriction and Forces for the Generation of Audible Noises of Transformer Cores," in *IEEE Transactions on Magnetics Vol. 69 No.5*, S.3759-3777, 2000.
- [3] T. Hilgert, L. Vandeveld and J. Melkebeek, *Comparison of Magnetostriction Models for Use in Calculations of Vibrations in Magnetic Cores*. IEEE Transactions on Magnetics, Voll 44, No. 6, 2008.
- [4] R. Küchler, *Die Transformatoren, 2. Auflage*. Heidelberg: Springer Verlag, 1966.
- [5] S. Markalous, E. Grossmann, K. Feser, "Online acoustic PD-measurements of oil/paper-insulated transformers - methods and results," in *International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, Delft, Netherlands, 2003.
- [6] S. Coenen, A. Müller, M. Beltle, S. Kornhuber, "UHF and Acoustic Partial Discharge Localisation in Power Transformers," in *International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, Hannover, Germany, 2011.
- [7] S. Markalous, *Detection and Location of Partial Discharges in Power Transformers using acoustic and electromagnetic signals*. Stuttgart, Deutschland: Sierke Verlag, 2006.
- [8] M. Beltle, S. Tenbohlen, "Investigations on Vibrations of Power Transformers," in *International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, Hannover, Germany, 2011.