

Structural Health Monitoring (SHM) für ausgedehnte Rohrkomponenten mit geführten Wellen

Bianca WEIHNACHT *, Bernd FRANKENSTEIN *, Tobias GAUL *,
Lars SCHUBERT *, Eberhard SCHULZE*

* Fraunhofer-Institut Keramische Technologien und Systeme IKTS-MD

Kurzfassung. Die Zustandsüberwachung von ausgedehnten Rohrkomponenten, wie sie in Kraftwerken oder auch in Gründungsstrukturen von Windenergieanlagen anzutreffen sind, ist auf Grund der oft harschen Umweltbedingungen mit großen Herausforderungen an das Überwachungssystem verbunden.

In Kraftwerken sind neue Applikationstechniken für die Sensoren notwendig, da diese für Oberflächentemperaturen von 500°C ausgelegt sein müssen. Die direkten Ankopplungstechniken bieten momentan noch keine zufriedenstellenden Ergebnisse für eine langfristige Anwendung, weswegen eine Wellenleiterlösung entwickelt und bereits im Kraftwerk erprobt wurde. Die Ergebnisse dazu werden dargestellt.

Im Bereich der maritimen Anwendungen, wie beispielsweise Gründungsstrukturen von Windenergieanlagen, werden langlebige und störunanfällige Sensoren benötigt, die den rauen Umweltbedingungen im Salzwasserbereich standhalten. Hinzu kommt noch die beschränkte Reparaturmöglichkeit auf hoher See, wodurch insbesondere die Zuverlässigkeit eine herausragende Rolle spielt.

Um insbesondere Schweißnähte in oben genannten Umgebungen zu prüfen, haben sich Manschettenanordnungen als geeignet erwiesen. Dabei werden die Sensoren in einem Ring um das Rohr herum positioniert und die Schweißnaht in Reflexion bzw. Transmission mit Ultraschallwellen vermessen. Insbesondere die korrekte Ortung des Schadens stellt hohe Anforderungen an die Auswertalgorithmen, die aus dem Signalgemisch unterschiedlicher Wellenmoden den Schaden verlässlich rekonstruieren müssen.

1 Einführung

Die mit der Energiewende einhergehenden Herausforderungen betreffen sowohl die herkömmliche als auch die regenerative Energieerzeugung.

Einerseits sind die Betreiber von Kohlekraftwerken durch die Maßgabe der CO₂-Reduktion gezwungen, die Wirkungsgrade der Anlagen zu optimieren, was mit einer Erhöhung der Betriebstemperatur einhergeht. Andererseits werden besonders an sonnen- und windreichen Tagen Energiespitzen erzeugt, die zu vermehrtem An- und Abfahren der Kraftwerke führen, welche ursprünglich als Grundlastkraftwerke ausgelegt wurden. Beide Effekte, Erhöhung der Temperatur und häufige Temperatur- und damit Lastwechsel führen zu einem erhöhten Verschleiß der ausgedehnten Rohrleitungssysteme und somit zu einem höheren Bedarf an Überwachungstechnologien.



Im Bereich der Offshore-Windenergieerzeugung wurden die Erfahrungen aus der Ölindustrie genutzt, um die Plattformen für Windenergieanlagen (WEA) auszulegen. Da diese im Vergleich zu Ölplattformen aber wesentlich größeren Wechsellasten durch die Kräfte an den Rotoren ausgesetzt sind, ist auch hier mit Materialversagen zu rechnen, und das trotz der großzügigen Auslegung der Tragstrukturen. Stand der Technik sind hier periodische Inspektionen, wobei jedes Jahr ein Viertel des Windparks von Tauchern auf Schäden untersucht wird. Somit beträgt das Intervall für die einzelne WEA 4 Jahre. Online-Monitoring-Verfahren stehen derzeit nicht zur Verfügung.

2 Messverfahren mit geführten Wellen

Für die hier vorgestellten Arbeiten wurden geführte Wellen, sowohl passiv durch Anregung im Material (Schallemissionsanalyse) als auch im Rahmen aktiver Ultraschallverfahren (Acousto Ultrasonics) genutzt (s. Abbildung 1).

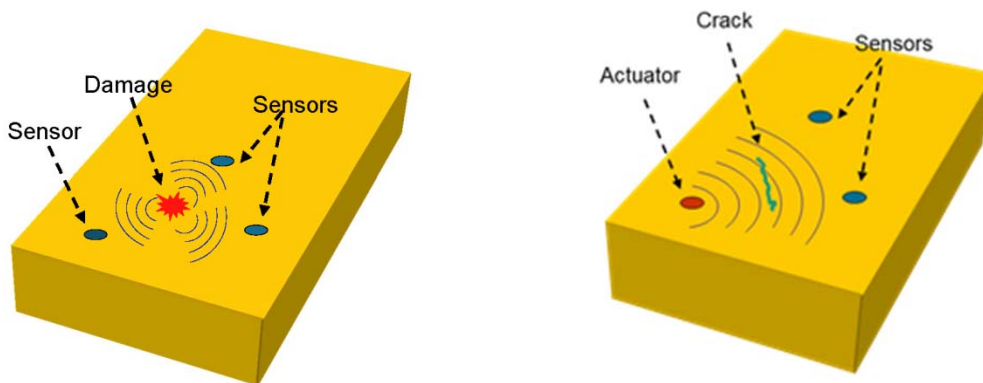


Abbildung 1: Geführte Wellen für SHM – links Schallemissionsanalyse, rechts Acousto Ultrasonics

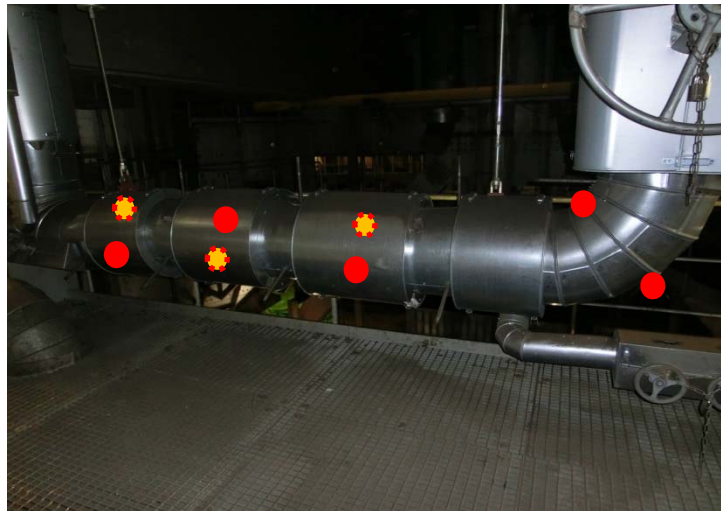
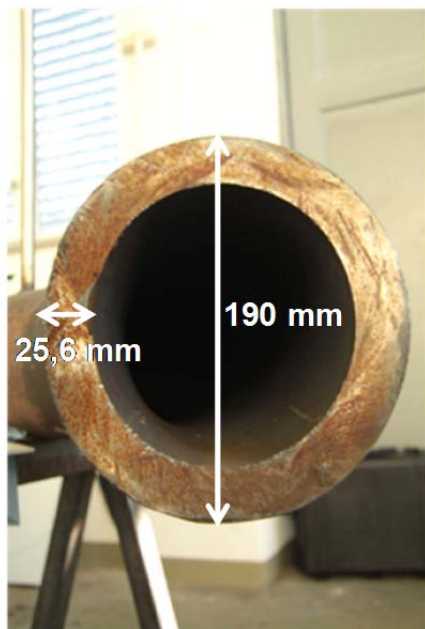
Die Schallemissionsanalyse eignet sich für die Zustandsüberwachung, wenn im Material akustische Emissionen durch Schädigungen induziert werden. Die durch Sensoren an der Oberfläche des Bauteils zu detektierenden Wellen sind somit direkt Schädigungsmechanismen im Material zuordenbar. Der Emissionszeitpunkt ist unbekannt, was eine Auswertung der Daten auf der Basis von Laufzeitdifferenzen notwendig macht. Eine Auswertung erfolgt in der Regel nach Parametern wie Dauer, Stärke/Energie oder auch Amplituden-Maximum der Burstsignale.

Bei der Anwendung des Acousto-Ultrasonics Verfahrens werden aktiv Ultraschallwellen mittels Aktor ins Material eingebracht und mit Sensoren detektiert. Materialunterschiede wie Risse, Wandabtrag oder auch Korrosion zwischen Aktor und Sensor haben Einfluss auf die das detektierte Signal. Auswerteparameter sind beispielsweise Laufzeit, Amplitude und Frequenzgehalt.

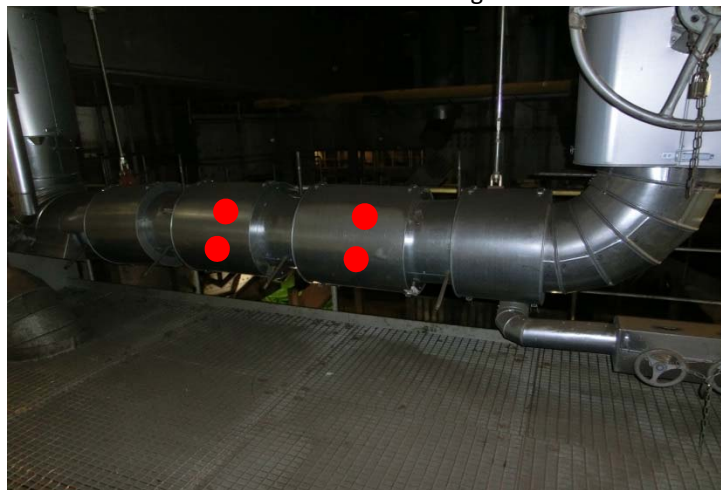
3 Überwachung von Kraftwerksrohren mittels Wellenleitertechnologie

3.1 Messanordnung und experimenteller Aufbau

RWE betreibt ein Kohlekraftwerk in Neurath, wo im Block E ein Bypass für Versuchszwecke betrieben wird. Alle Versuchsaktivitäten werden bezüglich Sicherheit und Einordnung in die Betriebsabläufe durch RWE koordiniert. Der Bypass besteht aus Hochtemperaturstahl P91 mit 9% Chrom-Anteil. Das verwendete Rohr hat einen Außendurchmesser von 190,0 mm und eine Wandstärke von 26,6 mm (s. Abbildung 2).



Schallemissionsmessungen



Acousto Ultrasonics-Messungen

Abbildung 2: Am Bypass verwendetes Hochdruck- und Hochtemperaturrohr (links) und angebrachte Wellenleiterpositionen (rechts); rote Markierungen - Lokationen an der Rohrvorderseite, gelbe Markierungen - Lokationen an der Hinterseite

Die Wellenleiter wurden flächig verteilt am Rohr angebracht. Dabei handelte es sich eine Applikationstechnologie durch Punktschweißen, da es sich dabei um ein im Kraftwerk etabliertes Verfahren handelt und so ohne Sondergenehmigungen anwendbar ist.

3.2 Messergebnisse der Schallemissionsmessungen

In mehreren Messkampagnen konnten Schallemissionssignale aus dem Rohr aufgenommen und durch Filterung von störenden Umweltgeräuschen getrennt werden. Abbildung 3 zeigt dabei in Grün die Burstlänge der gemessenen Schallemissionssignale in Abhängigkeit von der Versuchszeit, in Rot ist die dazugehörige Temperaturkurve dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass es erwartungsgemäß eine Reihe von Ereignissen während der Aufheizphase, aber auch während der der konstanten Maximaltemperatur an der Rohraußenfläche von 400°C gibt. Die Kurve in Magenta beschreibt die kumulierten ungeorteten Schallemissionsereignisse, die in Blau die georteten. Nur knapp die Hälfte der

Ereignisse konnte mit mindestens drei Wandlern erfasst werden, so dass eine Ortung über Laufzeitdifferenzen möglich ist.

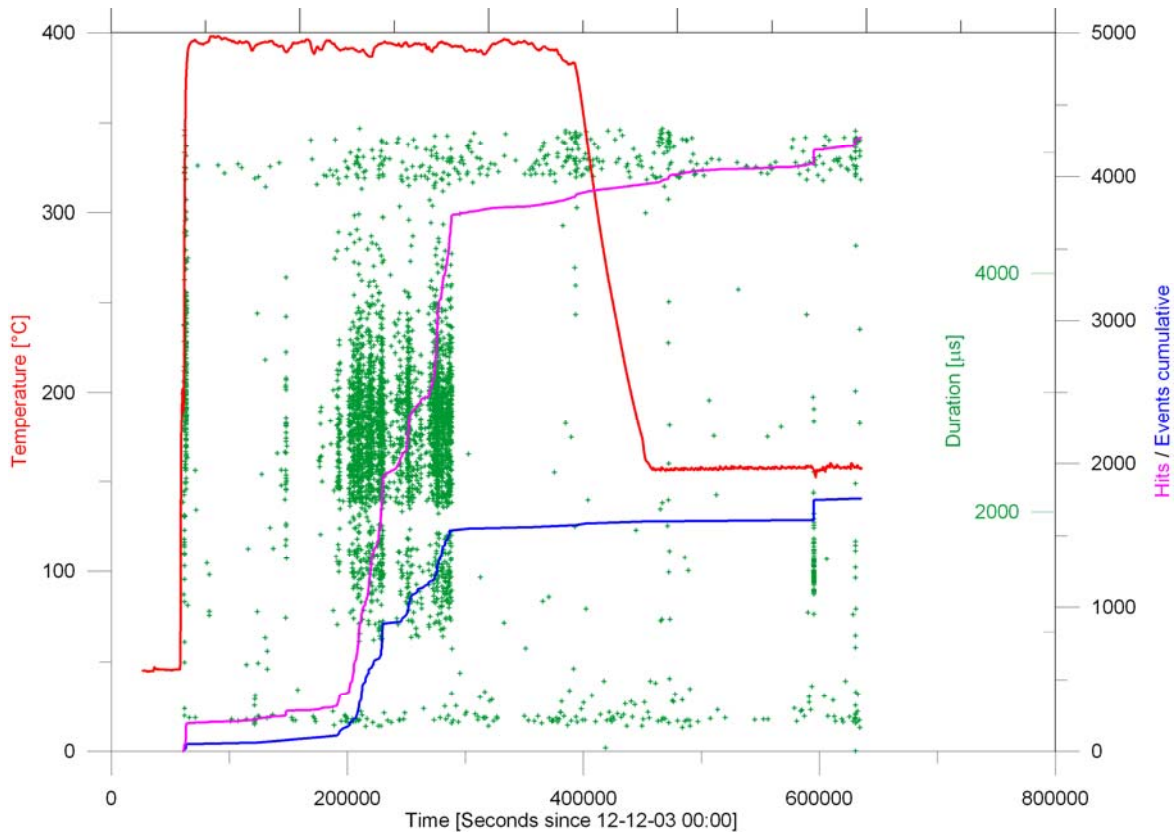


Abbildung 3: Gemessene akustische Emissionssignale; rot - Temperaturkurve, grün - einzelne Schallemissionsereignisse, magenta – ungeortete kumulierte Schallemissionssignale, blau – geortete kumulierte Schallemissionssignale

Diese Ortung erfordert insbesondere eine möglichst gleichmäßige Verteilung der Sensoren auf der Rohraußenfläche. Bedingt durch den vorgegebenen Versuchsaufbau mit abnehmbaren Isolationsteilen, konnten die Sensoren nur bedingt gleichmäßig positioniert werden. Abbildung 4 zeigt im oberen Bild die Verteilung der Sensoren. Für diese Darstellung wurde die Rohroberfläche in eine planare Ebene projiziert.

Im mittleren Bild ist exemplarisch die Abhängigkeit der georteten Signale von der Maximalamplitude gezeigt. Es sind deutlich Bereiche erhöhter Aktivität erkennbar, die im unteren Bild als Ereignisse je Flächeneinheit dargestellt sind. Die Frequenzen variieren dabei von sehr niederfrequenten Signalen unter 30 kHz im linken Bereich und einige im rechten Bereich bis hin zu hochfrequenten Signalen über 300 kHz insbesondere im rechten Teil der Abbildung. Die meisten Signale, die in den Bereichen mit erhöhter Schallemissionsrate auftreten, haben einen Frequenzgehalt zwischen 60 kHz und 70 kHz.

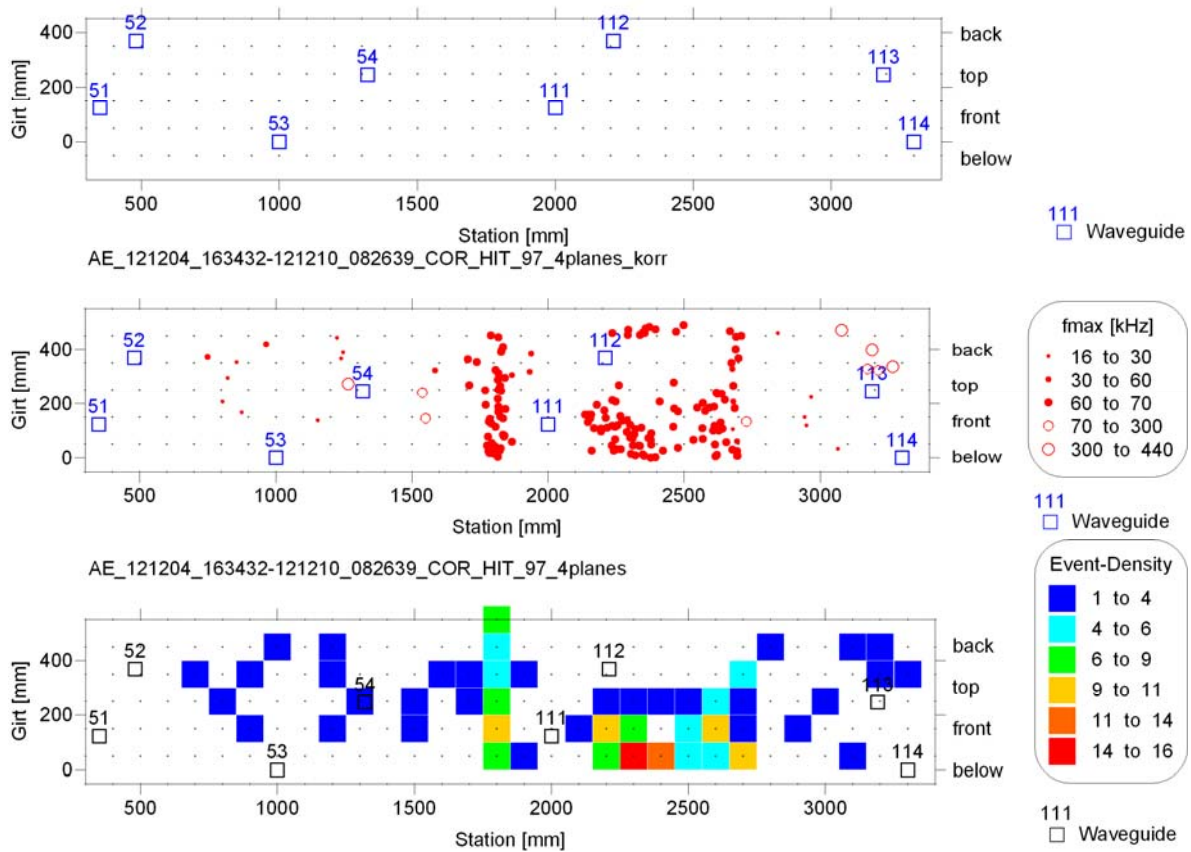


Abbildung 4: Ortungsplot der Messergebnisse; oben – Verteilung der Sensoren in der Mantelfläche des Rohres, mitte – Abhängigkeit der georteten Signale von der Frequenz, unten – geortete Signale pro Flächenelement

3.3 Messergebnisse der Acousto-Ultrasonic Messungen

In einer weiteren Messkampagne wurden aktive Ultraschallmessungen (Acousto Ultrasonics) zur Detektion eines künstlich eingebrachten Schadens durchgeführt. Ziel der Untersuchungen war die Entwicklung eines Korrelationsalgorithmus zwischen Schadensgröße und Signalparametern.

Der Schaden wurde bis zu einer Tiefe von 1/3 der Wandstärke (ca. 7 mm) mittels einer Bohrmaschine eingebracht und für verschiedene Messszenarien millimeterweise aufgebohrt und jeweils mit Acousto Ultrasonics-Messungen begleitet.

Die in Abbildung 1 dargestellten Ergebnisse mittels Clusteranalyse, die Ellipsen markieren das Vertrauensintervall von 95%, die Daten mit eingebrachten Bohrdurchmesser von Z=8mm und Z=10mm können klar von den ungeschädigten Daten in Grün differenziert werden.

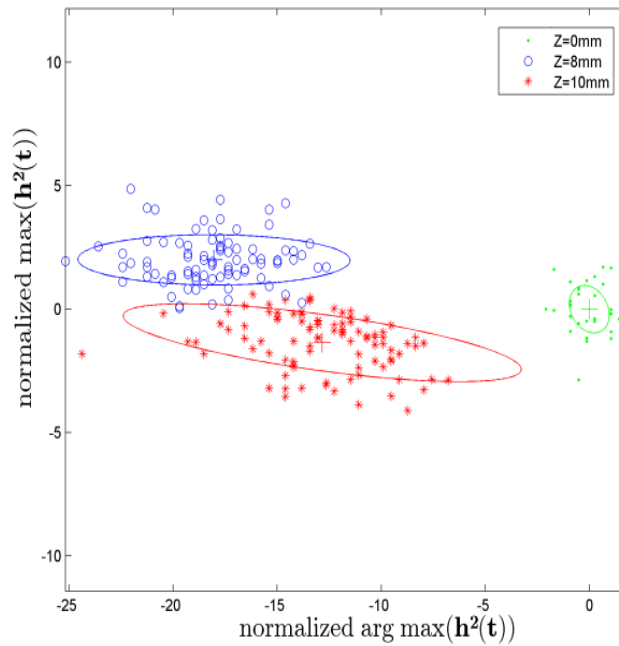


Abbildung 5: Ergebnisse der Acousto-Ultrasonics-Messungen bei unterschiedlichen Schadensdurchmessern (Z: Durchmesser der eingebrachten Bohrung)

4 Überwachung von Gründungsstrukturen im maritimen Windenergiesektor

4.1 Experimenteller Aufbau

Für die Überwachung von Gründungsstrukturen wurde ein Messkonzept entwickelt, welches eine Manschettenlösung vorsieht. Dabei wird, wie in Abbildung 6 dargestellt, von einer Manschette zu einer anderen über die zu überwachende Schweißnaht hinweg gesendet.

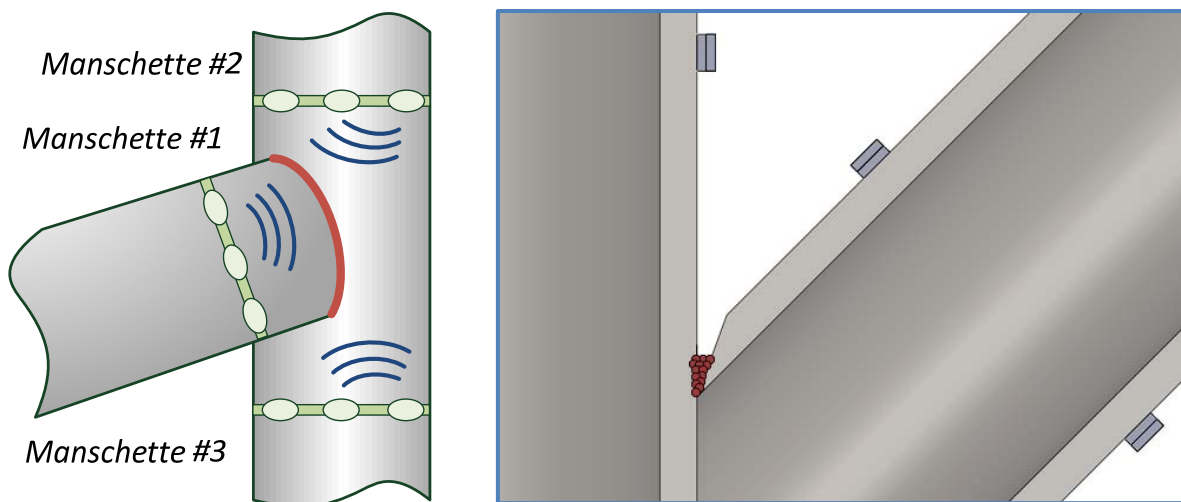


Abbildung 6: Manschettentechologie für die Schweißnahtüberwachung von Schweißnähten

4.2 Simulationen

Vor den Messungen wurde ein Oberflächenriss von 20 mm Länge, 0,1 mm Breite und 1 mm Tiefe simuliert (s. Abbildung 7 links). Ergebnis der Simulationen ist die Abhängigkeit eines Schädigungsindex von der Risstiefe, hier beispielsweise die Reflexionsamplitude.

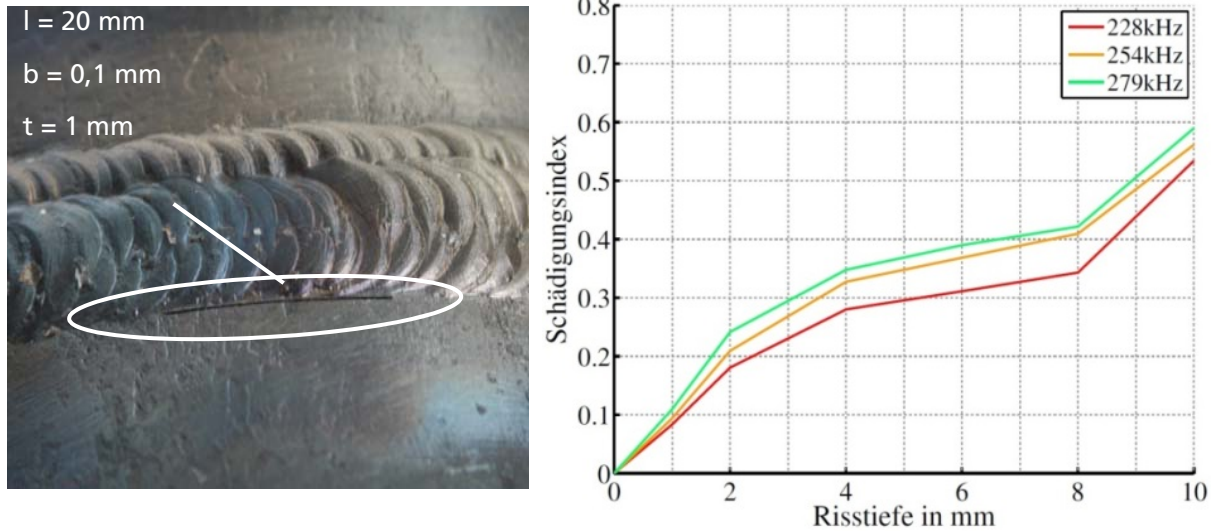


Abbildung 7: Simulation der Wellenwechselwirkung eines eingebrachten Risses (links) mit Länge 20 mm, Breite 0,1 mm und Tiefe 1 mm

4.3 Aufbau einer Messmanschette für Rohrleitungsüberwachung

Für die Überwachung großer Rohrstrukturen wurde ebenfalls das Sensormanschettenprinzip aufgegriffen (Abbildung 8). Dafür werden die Sensoren und die sensornahe Elektronik so gefertigt, dass die Elektronik für den Unterwassereinsatz einlaminiert werden kann.

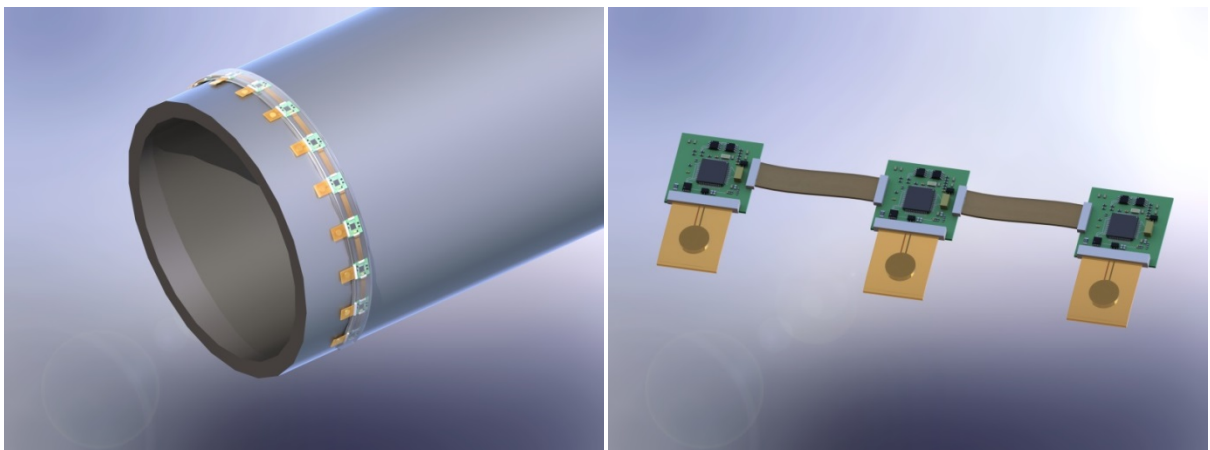


Abbildung 8: Prinzipskizze einer Messmanschette für Rohrleitungsüberwachung

Bei den Sensoren handelt es sich um PZT-Scheiben, die sowohl als Sender als auch als Empfänger verwendet werden können. Die sensornahe Elektronik gewährleistet die Vorverarbeitung der Daten, so dass die Datenraten klein gehalten werden können.

Eine detaillierte Darstellung findet sich in Abbildung 9. Die Sensoren werden mit einem Buskabel miteinander verbunden, welches eine Multiplexerfunktion ermöglicht. Des Weiteren ist ein Kommunikations- und Energieversorgungsmodul vorgesehen. Die Befestigung wird für die prototypische Anwendung mit Spannbändern erfolgen.

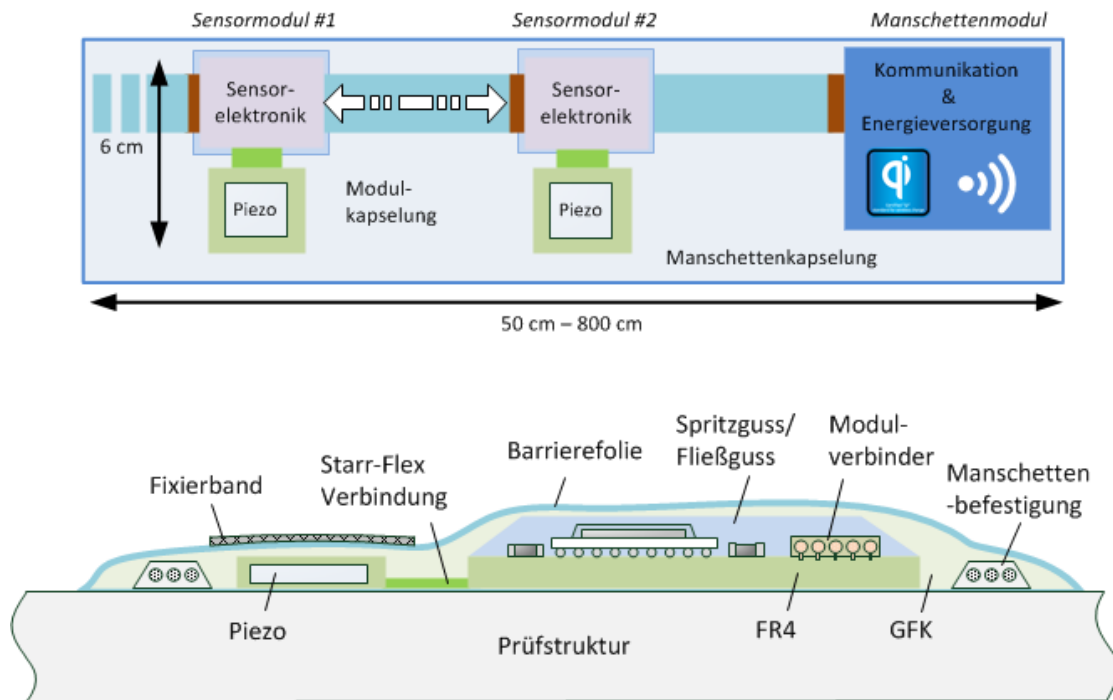


Abbildung 9: Detailaufbau der Sensormanschette

5 Zusammenfassung und Ausblick

Am IKTS-MD steht ein Überwachungssystem für heiße Rohrleitungen zur Verfügung, welches verlässlich während des Betriebs Schäden durch permanent applizierte Sensoren detektieren kann. Der Funktionsnachweis in einem Kraftwerk wurde geführt.

Ein weiteres Anwendungsgebiet sind Unterwasseranwendungen im Off-shore-Bereich, um Gründungsstrukturen von Windenergieanlagen dauerhaft zu überwachen. Die notwendige Sensormanschette wird derzeit gefertigt und steht dann für Anwendungen zur Verfügung. Als nächstes sind Testmessungen bei den Projektpartnern in Rostock (Baltic Taucher) vorgesehen, um die Funktionalität unter Wasser zu prüfen.

6 Danksagung

Die Arbeiten wurden im Rahmen des Projektes HotPipes (VDI/VDE 16INE035) und UnderwaterInspect (PTJ 03SX345B) durchgeführt. Die Autoren bedanken sich bei den Projektpartnern für die vielfältige Unterstützung und die sehr gute Zusammenarbeit.