

ZUM VERBUNDPROJEKT KOWIND -

Entwicklung einer neuartigen Technologie
zum Korrosionsschutz an Offshore-
Windenergieanlagen

TEILVORHABEN

Material- und Bauteilprüfungen unter Offshore-Bedingungen

Dipl.-Chem. Oliver Kranz (Projektleitung)

Dipl.-Ing. Mareike Collmann, M.Sc. Daniel Hofmann

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES
in Bremerhaven und Hannover

Förderkennzeichen: 03X3561H
Laufzeit: 01.05.2012 bis 31.12.2015
Projektpartner: Evonik Industries AG, Essen (Koordinator)
TIB Chemicals AG, Mannheim
WeserWind GmbH Offshore Construction Georgsmarienhütte, Bremerhaven
Prof. Bellmer Ingenieurgruppe GmbH, Bremen
Salzgitter Mannesmann Line Pipe GmbH, Siegen
Institut für Instandhaltung und Korrosionsschutztechnik gGmbH, Iserlohn
Universität Duisburg-Essen, Essen

GEFÖRDERT VOM



**Bundesministerium
für Bildung
und Forschung**

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03X3561H gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Inhalt

1	Kurze Darstellung	5
1.1	Aufgabenstellung	5
1.2	Voraussetzungen	6
1.3	Planung und Ablauf des Vorhabens	6
1.3.1	Arbeitspaket 1: Material und Systementwicklung	7
1.3.2	Arbeitspaket 2: Verfahrens- und Applikationsentwicklung	7
1.3.3	Arbeitspaket 3: Bauteilprüfung und Vorbereitung für eine Zulassung	7
1.3.4	Arbeitspaket 4: Demonstrator	7
1.3.5	Arbeitspaket 5: Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Ressourceneffizienz	8
1.4	Stand der Forschung und Technik	8
1.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	10
1.6	Verwendete Literatur	11
1.6.1	Normen und Richtlinien	11
1.6.2	Veröffentlichungen und Beiträge	11
2	Eingehende Darstellung	12
2.1	Entwicklung eines spezifischen Prüfprogramms für Beschichtungssysteme von Offshore-Windenergieanlagen (Arbeitspaket 3)	12
2.1.1	Durchführung der Prüfungen (AP 3.3)	19
2.1.1.1	Naturauslagerung	19
2.1.1.2	Untersuchungen in der Offshore-Klimakammer	26
2.2	Erprobung des Beschichtungssystem unter realitätsnahen Bedingungen (Arbeitspaket 4)	37
2.2.1	Wahl einer charakteristischen Tragstruktur und eines entsprechenden Konstruktionsdetails als Demonstrator (AP 4.1)	37
2.2.2	Simulation des Demonstrators und Versuchsplanung (AP 4.2)	41
2.2.2.1	Randbedingungen für den Entwurf des Demonstrators	41
2.2.2.2	Fertigung des Demonstrators	42
2.2.2.3	Vorbemessung	44
2.2.2.4	Prognose der Lebensdauer auf Basis numerischer Berechnungen	48
2.2.3	Durchführung des Schwingversuchs (AP 4.4)	53
2.2.4	Zusammenfassung	68
2.2.5	Verwendete Literatur	70
2.3	Zahlmäßiger Nachweis	74
2.4	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	74
2.5	Nutzen, Ergebnisverwertung	75
2.5.1	Wissenschaftlicher und technischer Nutzen	75
2.5.2	Wirtschaftlicher Nutzen	75
2.5.3	Verwertung der Ergebnisse	75
2.6	Fortschritt auf dem Gebiet bei anderen Stellen	76
2.7	Veröffentlichungen und Patentanmeldungen	76

1 Kurze Darstellung

1.1 Aufgabenstellung

Permanente Feuchtigkeit mit hoher Salzbelastung, mechanische Belastung durch Wellengang und Anlagenbetrieb sowie die begrenzte Zugänglichkeit der Offshore-Windenergieanlagen sind Bedingungen, die Verantwortliche von Offshore-Windparks vor große Herausforderungen stellen. Dem Korrosionsschutz der Struktur kommt dabei eine elementare Bedeutung zu. Instandsetzung beschädigter Bereiche einer Unterstruktur übersteigen offshore schnell das Hundertfache der Erstkonservierungskosten. Ein wichtiger Punkt im Genehmigungsverfahren nach BSH-Standard ist daher der Nachweis der Dauerhaftigkeit, der insbesondere die Darstellung eines geeigneten Korrosionsschutzkonzeptes umfasst. Dieses Konzept kombiniert in der Regel kathodischen Korrosionsschutz, Beschichtungen und eine Materialdickenzugabe als sogenannten Abrostungszuschlag. Ziel des Verbundvorhabens war daher die Entwicklung eines ressourceneffizienten Korrosionsschutzes für stahlbauliche Konstruktionselemente mit Fokus auf Tragstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen (OWEA). Mit dieser neuen Technologie sollten die Rohre und Anbauteile der Gründungsstruktur mit einer thermoplastischen Schutzschicht umhüllt werden, die einen möglichst wartungsfreien Korrosionsschutz über einen Zeitraum von 25 Jahren gewährleistet. Durch die Extrusionsbeschichtung der Rohre werden zudem in der Fertigung wirtschaftliche und logistische Vorteile im Vergleich zur manuellen Beschichtung erwartet. Durch diese Applikationstechnologie wird außerdem ein besonders leistungsfähiger Materialverbund erreicht. Eine optimierte Bauteilauslegung mit weniger Materialeinsatz und deutlich verlängerten Prüfintervalen bei mindestens gleichen mechanischen Eigenschaften wird ermöglicht. Als Projektziel wurde eine Verlängerung der Lebensdauer von 20 auf 25 Jahre bei möglichst geringem Wartungsaufwand definiert. Daraus könnte auch eine Abminderung der geforderten Abrostungszuschläge resultieren. Für OWEA in der Nordsee wird nach Offshore-Standards im besonders beanspruchten Bereich der Wasserwechselzone ein Zuschlag von 0,3 - 0,5 mm Stahl pro Jahr gefordert. Dies bedeutet mindestens 6 mm bei einer Nutzungsdauer von 20 Jahren auf alle Oberflächen im Bereich der Spritzwasserzone. Nahe dem Meeresboden und damit im anaeroben Bereich ist zudem zusätzlich zum üblicherweise eingesetzten kathodischen Korrosionsschutz ein Materialzuschlag von 2 - 3 mm vorzusehen. Eine Verringerung dieser Abrostungszuschläge verdeutlicht weiterhin das mögliche Potential eines neu entwickelten Korrosionsschutzsystems für Materialeinsparungen.

Um die Projektziele zu erreichen, kooperierten im Verbundprojekt folgende Partner:

1. Evonik Industries AG (Koordinator)
2. Salzgitter Mannesmann Line Pipe GmbH (MLP)
3. TIB Chemicals AG
4. WeserWind GmbH (WW)
5. Prof. Bellmer Ingenieurgruppe GmbH
6. IFINKOR – Institut für Instandhaltung und Korrosionsschutztechnik gGmbH
7. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
8. Universität Duisburg-Essen, Institut für Produkt Engineering (IPE)

1.2 Voraussetzungen

Das Fraunhofer IWES betreibt seit 2009 erfolgreich Forschung und Entwicklung im Bereich der Windenergie und der Energiesystemtechnik. Die Themenfelder erstrecken sich dabei von der Grundlagenforschung über die Entwicklung und Markteinführung bis zum Betrieb von Windenergieanlagen und deren Integration in das elektrische Netz. Der Standort Bremerhaven beschäftigt sich mit der Entwicklung, der Belastungsprüfung und der ganzheitlichen Simulation der Anlagen und ihrer Komponenten sowie der Zuverlässigkeit unter den besonderen Bedingungen im Offshore-Bereich.

Im Testzentrum Tragstrukturen in Hannover können Trag- und Gründungskonstruktionen großmaßstäblich experimentell getestet, Designs und Bauverfahrenstechniken validiert und optimiert werden. Dafür stehen eine Grundbauversuchsgrube und ein Spannungsfeld mit Widerlagerwänden zur Verfügung. Im Zusammenspiel von Strukturmodellen, numerischen Berechnungen und großmaßstäblichen Experimenten können On- und Offshore-Windenergieanlagen im Hinblick auf höhere Anlagenverfügbarkeit und Kosteneffizienz weiterentwickelt und Simulationsmodelle validiert werden. Unter den Dauerbeanspruchungen von Wellen, Wind und Anlagenbetrieb steht besonders das Ermüdungsverhalten der Strukturen im Fokus. Durch gezielte Schwingversuche können Optimierungsansätze und Systemreserven zeiteffizient identifiziert und erschlossen werden.

In die hier durchgeführten Forschungsarbeiten brachte das Fraunhofer IWES seine Kompetenzen bei der Bewertung der Zuverlässigkeit von Materialien und Bauteilen unter Offshore-Umweltbedingungen ein. Mit den vorhandenen Auslagerungsprüfständen auf Sylt und Helgoland sowie den Umweltprüfkammern wurde die lokale Infrastruktur genutzt, um das neu entwickelte Korrosionsschutzsystem hinsichtlich seiner Eignung für den Einsatz auf See zu untersuchen. Weiterhin wurde in einem Großprüfstand der Projektgruppe Hannover eine Schwingprüfung an einem großmaßstäblichen Demonstrationsbauteil ausgelegt und durchgeführt.

1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Forschungsarbeiten dieses Teilvorhabens konzentrierten sich im Wesentlichen auf die Prüfung der entwickelten Korrosionsschutzsysteme unter offshore-typischen Bedingungen. Hierfür war ein Prüfprogramm zu definieren und durchzuführen, um die Möglichkeit zur Zulassung dieses Systems aufzuzeigen. Dieses Programm umfasste sowohl Labor- als auch Feldversuche.

Weiterhin wurde als typisches Detail einer Offshore-Tragstruktur ein Hohlprofilknoten eines Jackets gewählt und dieser großmaßstäblich durch den Projektpartner Weser-Wind gefertigt. Das entwickelte Beschichtungssystem wurde auf diese Struktur unter realen, praxisnahen Bedingungen im Flammstritzverfahren aufgebracht. Um auch die Leistungseigenschaften der Beschichtung unter mechanischer Beanspruchung zu demonstrieren, wurde diese Knotenverbindung im Testzentrum Tragstrukturen Hannover im Ermüdungsversuch bis zum Versagen belastet. Während dieser Prüfung stellte das Monitoring der Struktur eine besondere Herausforderung dar. Denn es wurde erwartet, dass die Beschichtung auftretende Risse überdeckt und diese somit lange unerkannt bleiben. Verschiedene Methoden kamen zur Anwendung, um den kritischen Zeitpunkt des Ermüdungsrissbeginns zu identifizieren.

Die Projektlaufzeit betrug ursprünglich drei Jahre, wurde aber kostenneutral um weitere acht Monate verlängert. Um die Forschungsaufgabe zwischen den Projektpartnern zu koordinieren, wurden zu Beginn Arbeitspakete definiert.

Die folgenden Ausführungen beschränken sich auf eine Beschreibung Forschungsergebnisse aus Arbeitspaketen, an denen das Fraunhofer IWES beteiligt war. Für darüber hinausgehende Informationen wird auch auf die Abschlussberichte der Projektpartner verwiesen.

Kurze Darstellung

1.3.1

Arbeitspaket 1: Material und Systementwicklung

Am Teilarbeitspaket 1.2 waren neben dem IWES auch Evonik, IFINKOR und IPE beteiligt. Wesentliches Ziel dieses Arbeitspaketes und auch des Projektes war es, eine neue Umhüllung zu entwickeln, die auf einem Kunststoff, Polyamid 12 (kurz PA 12), basiert. Dieser ist besonders zäh, chemisch relativ beständig und nimmt im Vergleich zu anderen Polyamiden nur sehr wenig Wasser auf. Es gelang das PA 12-Polymer in einem automatisierten Fertigungsprozess auf Stahlrohre aufzubringen. Für die Schweißnähte wurde außerdem ein speziell angepasstes Nachumhüllungssystem erarbeitet, das im Wesentlichen aus einem Duroplast besteht. Wesentliche Eigenschaft dieses Kunststoffes ist, dass er nach seiner Aushärtung nicht mehr verformt werden kann. Über eine Variation von zehn verschiedenen Formmassen wurde das Polymer PA 12 optimiert. Gleich zu Beginn des Projektes wurden dem IWES Proben von Evonik übergeben und in List auf Sylt in der Dauertauchzone und im Südhafen auf Helgoland in der Wasserwechselzone ausgelagert. Im Rhythmus von drei Monaten wurden der marine Bewuchs und der Schädigungsfortschritt an zuvor eingebrachten Fräsnoten als künstliche Verletzung der Beschichtung beobachtet und dokumentiert.

1.3.2

Arbeitspaket 2: Verfahrens- und Applikationsentwicklung

An diesem Arbeitspaket war das Fraunhofer IWES als Zuwendungsempfänger nicht beteiligt.

1.3.3

Arbeitspaket 3: Bauteilprüfung und Vorbereitung für eine Zulassung

Vor dem Hintergrund einer zeitnahen Zulassung des Korrosionsschutzsystems bei einem Zertifizierer wurde im Arbeitspaket 3 ein Prüfprogramm erarbeitet und an Bauteilen und Ersatzstrukturen, beschichtet mit dem Korrosionsschutzsystem, durchgeführt. Unter Laborbedingungen wurden außerdem Proben in der Offshore-Klimakammer, die eine mechanische Belastung bei offshore-typischen Umgebungsbedingungen ermöglicht, getestet. Der Zuwendungsempfänger, der außerdem die Leitung dieses Arbeitspaketes hatte, erarbeitete die Einsatzmöglichkeiten des Systems an verschiedenen Offshore-Gründungsstrukturen. Der Fokus der Betrachtungen lag auf verschiedenen Konstruktionsdetails, den Übergangsbereichen, den Fertigungs- und Montageaspekten sowie der Wartung und Inspektion. Gerade der Aspekt der Inspektion während der Betriebsphase war auch wichtiger Untersuchungsgegenstand des Schwingversuchs am Demonstrator in Arbeitspaket 4. Die Ergebnisse wurden im Rahmen einer sogenannten SWOT-Analyse (Strengths (Stärken), Weaknesses (Schwächen), Opportunities (Chancen) und Threats (Gefahren)) zusammengefasst.

1.3.4

Arbeitspaket 4: Demonstrator

Das Arbeitspaket 4 rundet die Arbeiten aus den Paketen 1 – 3 mit einer Anwendung auf ein großmaßstäbliches Realbauteil ab und diente zur Bestätigung der Tragfähigkeit und Leistungsfähigkeit der neuen Technologie. Auch dieses Arbeitspaket wurde vom Antragsteller geleitet. Unter der Mitwirkung des Ingenieurbüros Bellmer und Weser-

Wind wurde ein Demonstratordesign entwickelt und simuliert. Unter der Verantwortung des Projektpartners WeserWind wurde daraufhin der Demonstrator gefertigt. Im Testzentrum Tragstrukturen Hannover wurde der Versuchstand ausgelegt und installiert sowie ein Inspektionsprogramm definiert. Neben Monopiles sind derzeit Jackets die in erster Linie angewandte Gründungsstruktur. Neben der vierbeinigen Variante ist auch eine dreibeinige möglich. Aus dieser Gründungsstruktur wurde ein Hohlprofilknoten als Doppel-K Konfiguration gewählt. Die Abmessungen lagen dabei im Bereich 1 : 1,5 bis 2,5.

1.3.5

Arbeitspaket 5: Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Ressourceneffizienz

An diesem Arbeitspaket war der Zuwendungsempfänger nicht beteiligt.

1.4

Stand der Forschung und Technik

Offshore-Windenergieanlagen werden für eine avisierte Betriebsdauer von 25 Jahren ausgelegt. Korrosion ist dabei nie komplett zu vermeiden, jedoch so zu verringern, dass die Anlagensicherheit zu keiner Zeit beeinträchtigt wird. Treten gravierende Schäden an Turm, Gondel oder Rotor auf, können diese Komponenten – zwar auch mit gewissem Aufwand – ausgetauscht werden. Für die fest mit dem Boden verbundenen Unterstrukturen wie Monopile oder Jacket ist dies kaum möglich. Bei schwerwiegenden und nicht zu behebbenden Schäden bleibt nur noch der Bau einer Ersatzgründung, wenn dies als wirtschaftlich sinnvoll zu betrachten ist. Ein wichtiger Bestandteil des dreistufigen Genehmigungsverfahrens nach BSH-Standard ist daher auch der Nachweis des Korrosionsschutzsystems.

Verschiedenartige Strategien beim Korrosionsschutz sind einerseits nach dem Abstand zum Wasserspiegel (Atmosphäre, Spritzwasser, Wasserwechsel, Unterwasser) und andererseits nach stofflichen Eigenschaften einschließlich der Art der Verarbeitung zu differenzieren.

Nach BSH-Standard werden folgende Strategien benannt:

- ausschließlich Beschichtung,
- Beschichtung in Kombination mit kathodischem Korrosionsschutz (KKS),
- Fremdstromanlagen und/oder
- Korrosionszuschlag auch als Abrostungszuschlag bezeichnet, meist in Kombination mit den obigen drei Verfahren.

Zur Wahl der Strategie werden für Offshore-Windenergieanlagen Korrosionsschutz-zonen definiert, die nach DIN EN ISO 12944-2 mit einer Korrosivitätskategorie verknüpft sind. Dabei wird zwischen atmosphärischen Umgebungsbedingungen (C) sowie für Unterwasser und im Erdreich (Im) unterschieden. Diese sind für eine Anlage auf Monopile exemplarisch in Abb. 01 dargestellt. Äußere Flächen werden durch Wind, Wasser, Salz, Sandschliff und weitere mechanische Beanspruchungen (z. B. aus Treibgut) extremen Bedingungen ausgesetzt. Für Flächen im Innenbereich der WEA und innerhalb der Gründungsstruktur sind die Bedingungen aufgrund der weitgehend geschlossenen Bauweise milder. Die nachfolgende Tabelle fasst die Belastungen abhängig von der Lage innerhalb der Gesamtstruktur und entsprechende Korrosionsschutzmaßnahmen zusammen, wobei Beschichtungen einen wesentlichen Bestandteil des Korrosionsschutzsystems darstellen.

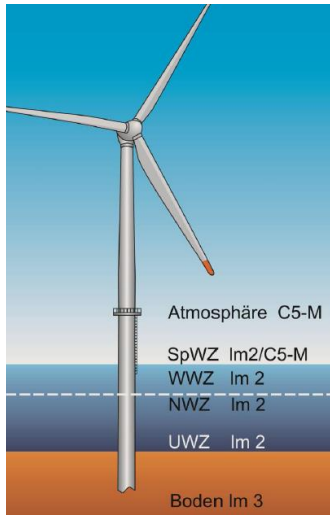


Abb. 01 Korrosionszonen am Beispiel eines Monopiles nach DIN EN ISO 12944-3 aus Binder (2013)

Kurze Darstellung

Beschichtungen sind in der Regel mehrschichtig aufgebaut und bestehend aus Grundbeschichtung (GB), einer oder mehrerer Zwischenbeschichtungen (ZB) und der Deckbeschichtung (DB). Zunächst wird die zu schützende Oberfläche mit einer Grundbeschichtung versehen. Sie stellt die Basis für die Zwischenbeschichtung, den Haftverbund und durch eine Pigmentierung mit Zink die wesentliche Korrosionsschutzwirkung dar. Die Zwischenbeschichtung erhöht den Korrosionsschutz, gleicht Unebenheiten bis zu einem gewissen Grad aus und erhöht die Deckkraft und Brillanz des Deckanstrichs. Die Deckbeschichtung ist besonders für die optischen Eigenschaften des Objektes verantwortlich, ist aber als äußere Hülle auch die Schicht die den aggressiven Umgebungsbedingungen zunächst voll ausgesetzt ist. Farbbeständigkeit, d.h. ein dauerhaft beständiges Verkehrsgelb gemäß RAL 1023 (verkehrsgelb), ist daher gesondert nachzuweisen.

Lage	Belastung durch	Korrosionsschutz	Korrosionszuschlag
Atmosphäre (Zone 3)	marine Atmosphäre (C5-M)	Beschichtung (Schichtdicke = 300 – 350 µm)	nein
Spritzwasser, Wasserwechsel, Niedrigwasserwechsel (Zone 2)	Salze, Feuchte, Trocken-Nass-Zyklen, mechanische Belastung (Im2 / C5-M)	Beschichtung (Schichtdicke: 450 µm – 1,5 mm) teilweise mit Verstärkung	6 mm für stationäre Teile (20 Jahre) 2 mm für austauschbare Teile
Unterwasser (Zone 1) Boden (Zone 1)	Seewasser, Bewuchs (UWZ: Im2 / Im4) (Boden: Im3 / Im4)	Kathodischer Korrosionsschutz, optional Beschichtung (Schichtdicke ca. 450 µm)	nein

Abb. 02 Belastungskollektiv und Anforderungen der Zertifizierung aus Huhn und Zockoll (2012)

Für Beschichtungssysteme werden in den Normen und Richtlinien Laborprüfungen zur Bewertung und Zulassung beschrieben. Durch künstliche, beschleunigte Alterung werden erprobte Systeme, die als Referenzmaterial dienen, mit neuen Systemen verglichen und bewertet. Die Anforderungen an Korrosionsschutzsysteme für die jeweiligen Zonen sind teilweise in der Normung festgelegt. Bis vor kurzem haben verschiedene Normen, wie z. B. die DIN EN ISO 12944-5 und 6, DIN EN ISO 1461 und NORSOK Standard M-501, verschiedene Tests und Prüfungen für eine Zulassung vorgeschrieben. Seit März 2016 fasst nun das Merkblatt VGB/BAW-Standard „Korrosionsschutz von Offshore-Windenergieanlagen und Windparkkomponenten“ die spezifischen Anforder-

rungen der Windindustrie mit Vorgaben für die Prüfung der Korrosionsschutzsysteme und deren Applikation in einer Richtlinie zusammen. Folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der geforderten Prüfverfahren in Abhängigkeit der Belastungszone. Eine Beschreibung der Prüfverfahren ist ebenso in der Norm zu finden.

Abb. 03 Prüfungen aus VGB/BAW Standard

Prüfung	Zone 1 (Boden/ UWZ)	Zone 2 (NWZ/ WWZ/ SpWZ)	Zone 3 (Atm. außen)	Zone 4 (Atm. innen)
Haftfestigkeit	X	x	---	---
Schlagfestigkeit	X	x	---	---
Immersion (NaCl)	4200 h	4200 h	---	---
Kondensationstest	---	1440 h	1440 h	720 h
Salzsprühnebeltest	---	2160 h	2160 h	1440 h
Zyklustest	---	4200 h	4200 h	---
KKS-Beständigkeit	15 Monate	15 Monate	---	---
Abrasion	X	x	---	---
Farbbeständigkeit	---	2000 h	2000 h	---
Wasserdampfdiffusion	21 Tage	21 Tage	---	---
Natur - Laufzeit	5 Jahre	5 Jahre	---	---

Bisher verfügbare Normen und Standards für den Korrosionsschutz im Offshore-Bereich konzentrieren sich ausschließlich auf Prüfungen mit physikalisch-chemischen Belastungen im seriellen Laborversuch (z. B. Salzsprühnebel, UV-Bestrahlung, Frostzyklen usw.). Schädigungsmechanismen und -folgen durch das parallele Offshore-Lastkollektiv inklusiver biologischer Belastungen werden bisher in den relevanten Normen und Standards nicht betrachtet. Ignoriert werden außerdem unterschiedliche thermische Ausdehnungskoeffizienten zwischen Substrat und Beschichtung genauso wie eine eventuell differierende Ermüdungsfestigkeit.

1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Um die Projektziele zu erreichen, kooperierte der Zuwendungsempfänger dieses Projektes mit folgenden Partnern:

- Evonik Industries AG, Essen (Koordinator)
- TIB Chemicals AG, Mannheim
- WeserWind GmbH Offshore Construction Georgsmarienhütte, Bremerhaven
- Prof. Bellmer Ingenieurgruppe GmbH, Bremen
- Salzgitter Mannesmann Line Pipe GmbH, Siegen
- Institut für Instandhaltung und Korrosionsschutztechnik gGmbH, Iserlohn
- Universität Duisburg-Essen, Essen

Damit wird die gesamte Wertschöpfungskette im Bereich der Offshore-Windenergie abgebildet. Evonik entwickelte im Projekt die Umhüllungs- und Haftvermittlermaterialien für die neue Beschichtungstechnologie. Darüber hinaus stellte Evonik als Koordinator ein zielgerichtetes und an den Maßstäben der Industrie ausgerichtetes Projektmanagement sicher. TIB Chemicals brachte seine langjährige Erfahrung der Entwicklung und Anwendungstechnik von flüssigen Beschichtungssystemen zur Nachumhüllung von Schweißnähten von PE- oder PP-umhüllten Rohren im On- und Offshore Pipelinebau

ein. Salzgitter Mannesmann Line Pipe entwickelte eine neuartige, ressourcen- und materialschonende Applikationstechnologie für PA 12-Beschichtungen. Die Verifizierung der Fertigungsprozesse der Stahlbaustrukturen und die Qualitätssicherung waren durch WeserWind geplant. Umfangreiche Erfahrungen im praxisrelevanten Testen brachte Ifinkor ein. Konzipierung, Simulation und sonstige Untersuchungen zum Extrusionsprozess der Beschichtung wurden vom IPE geleistet. Das IWES deckte den Bereich der Material- und Bauteilprüfung unter Offshore-Bedingungen ab. Das Ingenieurbüro Bellmer legte den Demonstrator aus und definierte das Beanspruchungsniveau.

1.6

Verwendete Literatur

1.6.1

Normen und Richtlinien

- BSH Standard Konstruktion - Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), 2015.
 NORSOK Standard M-501 – Surface preparation and protective coating (Edition 6, February 2012)
 DIN EN ISO 12944, Teile 1 bis 8: Korrosionsschutz von Stahlbauten durch Beschichtungssysteme.
 DIN EN ISO 1461: Durch Feuerverzinken auf Stahl aufgetragene Zinküberzüge (Stückverzinken) – Anforderungen und Prüfungen.
 ISO 20340: Paints and varnishes- Performance requirements for protective paint systems for offshore and related structures.
 VGB-S-021-01-2016-03-DE: VGB / BAW-Standard - Korrosionsschutz von Offshore-Windenergieanlagen und Windparkkomponenten.

1.6.2

Veröffentlichungen und Beiträge

- | | |
|-------------------------|--|
| Binder (2013) | Binder, G.: Neues zu den Korrosionsschutzregelwerken. Vortrag auf dem HTG Workshop „Korrosionsschutz für Meeresbauwerke“, Hamburg, 2013. |
| Heins et al. (2011) | Heins, O., Krebs, T., Baumann, M., Binder, G.: Korrosionsschutz von Offshore-Windenergieanlagen - Einteilung, Normung und praktische Erfahrungen. Würzburg, HTG-Kongress 2011. |
| Huhn und Zockoll (2012) | Huhn, H.; Zockoll, A.: Herkömmliche Beschichtungen als Korrosionsschutz für Stahlstrukturen im Offshore-Bereich. Kapitel 6.4, S. 104 ff., erschienen im Abschlussbericht: Ganzheitliches Dimensionierungskonzept für OWEA-Tragstrukturen anhand von Messungen im Offshore-Testfeld <i>alpha ventus</i> . Rolfes, R. und Schaumann, P. (Hrsg.), 2012. |

2 Eingehende Darstellung

Es folgt die detaillierte Darstellung der Projektergebnisse aus den Arbeitspaketen 3 und 4 unter Verantwortung des Fraunhofer IWES. Darüber hinaus werden die Ergebnisse der Auslagerungsversuche des Arbeitspaketes 1.2 mit Beteiligung des Zuwendungsempfängers dargestellt. Die letztgenannten Ergebnisse fließen in die Ausarbeitung des Arbeitspaketes 3 ein.

2.1 Entwicklung eines spezifischen Prüfprogramms für Beschichtungssysteme von Offshore-Windenergieanlagen (Arbeitspaket 3)

Wahl der Gründungsstruktur

Zur Gründung von Offshore-Windenergieanlagen kommen vor allem Monopile, Jacket, Tripod und Schwergewichtsgründungen zum Einsatz. Die Wahl der günstigsten Variante wird maßgeblich von der Wassertiefe und den vorherrschenden Bodenverhältnissen bestimmt, aber auch Fertigungsaspekte und das bevorzugte Transport- und Installationskonzept beeinflussen die Entscheidung für oder gegen eine Gründungsvariante. Per Definition des BSH Standards Konstruktion fasst der Begriff Tragstruktur den Turm und die Unterstruktur einer Anlage zusammen.



Abb. 05 Gründungsstrukturen in Bremerhaven; links: Jackets, rechts: Tripods

(Quelle: O. Kranz)

Europaweit betrachtet werden Offshore-Windenergieanlagen bis heute in großer Mehrzahl auf Monopiles gegründet. Dies trifft auch auf Deutschland zu: Mehr als zwei Drittel der bisher errichteten Anlagen wurden oder werden aktuell als Monopile ausgeführt. Das verbleibende Drittel teilen sich Jacket, Tripod und zu einem geringen Anteil auch Tripile. Dabei besticht der Monopile besonders durch seine Einfachheit, ist er doch nichts anderes als eine Fortführung des Turms in den Boden. Zur Installation wird zunächst ein Pfahl rammend in den Boden eingebracht. Über ein Übergangsbauenteil, dem sogenannten Transition Piece, wird dann die Verbindung zum aufgehenden Turm hergestellt. Die zylindrische Struktur des Monopiles ist schnell und effizient herstellbar, Hoops und Paschold (2013). Mit zunehmender Wassertiefe und Anlagengröße, die wiederum die Turmhöhe bestimmt, nimmt auch das vom Boden aufzunehmende Biegemoment deutlich zu. Zwei maßgebende Grenzen sind von Interesse: Zunächst muss

der anstehende Boden bei vertretbarer Einbindetiefe des Pfahls in der Lage sein, diese Biegebelastung aufzunehmen. Weiterhin kann die Steifigkeit der Struktur selbst nicht durch eine Zunahme des Durchmessers beliebig gesteigert werden, um die zunehmende Biegebeanspruchung abzutragen. Verfügbare Rammen und Errichterschiffe bestimmen den maximal einbringbaren Durchmesser, wobei die Grenzen des technisch Machbaren in den letzten Jahren stetig verschoben wurden und werden. Immer größere Pfahldurchmesser sind ramm- und einbringbar. Waren noch vor wenigen Jahren kaum Errichterschiffe mit Krankapazitäten bis 500 t verfügbar, sind jetzt Schiffe verfügbar, die Gewichte bis zu 1200 t bewegen können, Seidel (2014). Wurde durch eine britische Marktstudie von BVG Associates (2012) die Grenze einer sinnvollen Anwendung von Monopiles für Anlagen mit 6 MW Nennleistung bei einer Wassertiefe von etwa 15 m prognostiziert, ist dies heute nicht mehr haltbar. Für den Windpark Veja Mate in der deutschen Nordsee werden beispielsweise Anlagen von Siemens mit einer Nennleistung von 6 MW in Wassertiefen bis zu 41 m auf Monopile mit einem Durchmesser um 7,80 m installiert. Dieser Trend wird sich noch fortsetzen und die Durchmesser der Monopiles werden weiter zunehmen.

Aufgelöste Strukturen wie Tripod und insbesondere Jacket lösen durch ein Fachwerk das große Biegemoment in Kräftepaare Druck / Zug auf. Diese können dann über mehrere Pfähle geringeren Durchmessers in den Boden abgetragen werden. Gegenüber Monopiles bedeutet dies eine höhere Steifigkeit bei deutlich geringerem Gewicht. Die an die Tragfähigkeit des Bodens gestellten Anforderungen sind ebenfalls geringer, sodass diese Varianten auch für den heterogenen Bodenaufbau der Ostsee geeignet sind, Lesny (2006). Aus Sicht des Lastabtrags sind daher aufgelöste Strukturen die effizientere Lösung. Im Gegensatz zu Monopiles, die in Serie hergestellt werden, ist das fertigungstechnische Optimierungspotential für Jackets bisher kaum genutzt. Traditionell angelehnt an die Öl- und Gasindustrie erfolgt die Fertigung dieser Strukturen manuell und nahezu als Stückfertigung. Kritisch sind dabei insbesondere die Hohlprofilverbindungen mit einem hohen Schneid- und Schweißaufwand. Daher sehen veränderte Herstellungskonzepte ein Herauslösen der Hohlprofilknoten aus der Gesamtstruktur vor, um diese als Gussknoten auszuführen oder auch automatisiert zu schweißen, OGOWin (2011) oder Michels und Brauser (2014). Der Anschluss an die Langelemente erfolgt dann über Orbitalnähte, die ebenfalls automatisiert schweißbar sind. Beide Varianten kamen bisher nur als Prototyp in die Anwendung oder sind noch in der Entwicklung. Bei erfolgreicher Umsetzung könnte eine deutliche Segmentierung der Fertigung erreicht sowie Vorgänge beschleunigt und optimiert werden. Eine zunehmende Automatisierung des Fertigungsprozesses ist außerdem gleichbedeutend mit einer Qualitätsverbesserung der Einzelkomponenten. Nur wenn dies gelingt, sind Jackets gegenüber Monopiles konkurrenzfähig bzw. leistungsstarke Anlagen in immer größeren Wassertiefen realisierbar. Neben dem Gesichtspunkt der optimalen Anwendung des entwickelten Korrosionsschutzes auf rohrartige Strukturen wurde auch aufgrund seines hohen Optimierungspotentials im Rahmen dieses Vorhabens das Jacket als Modellstruktur gewählt. Darüber hinaus werden auch Messmaste und Umspannstationen häufig als Jacket ausgeführt.

Marktsituation und Innovationen des entwickelten Beschichtungssystems

Um das Potential des neu entwickelten Beschichtungssystem einordnen zu können, wurden im Rahmen einer Studie die Korrosionsschutzsystem bestehender Offshore-Windparks sowie Spezifikation aus der Öl- und Gasindustrie hinsichtlich Lagenanzahl und Gesamtschichtdicke ausgewertet. Die Erhebungen konzentrieren sich auf Jacketkonstruktionen.

Zwischen 1990 und 2005 hat sich die Auslegung der Beschichtung stark an den Spezifikationen für Öl- und Gasplattformen orientiert. Wie schon in Abschnitt 1.4 beschrieben, wurde ein überwiegend dreischichtiger Aufbau mit Gesamtschichtdicken bis zu 420 μm angewendet, siehe Abb. 06 bis Abb. 07. In der Tendenz werden Jackets für

Offshore-Windenergieanlagen derzeit ebenfalls am häufigsten dreilagig mit einer etwas höheren Gesamtschichtdicke von 350 – 550 μm beschichtet.

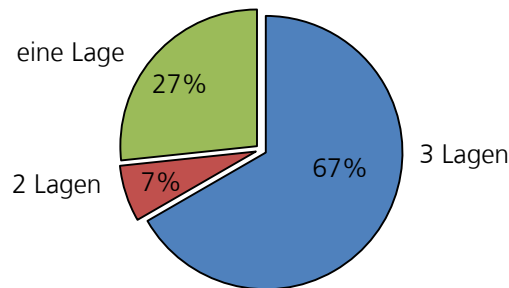


Abb. 06 Verteilung der Lagenanzahl bei Jackets in der Öl- und Gas sowie Offshore-Windenergie

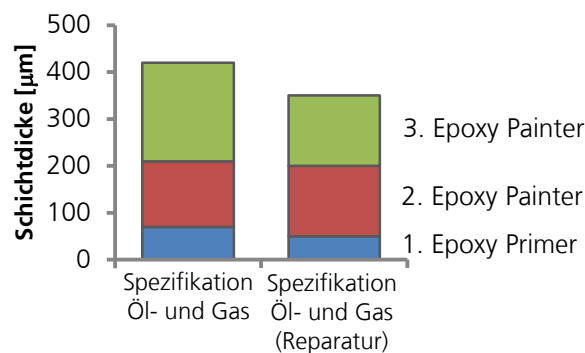


Abb. 07 Verteilung der Lagenanzahl bei Jackets in der Öl- und Gas- sowie Offshore-Windenergie

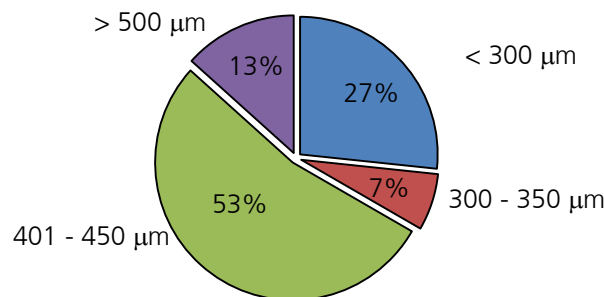


Abb. 08 Verteilung der Gesamtschichtdicke

Die Anzahl der Lagen bestimmt dabei wesentlich die Bearbeitungszeit. Ein Beschichtungsprozess besteht dabei aus folgenden Einzelschritten

1. Strahlen
2. Erste Beschichtungslage aufbringen
3. Abbinden lassen, bis eine neue Lage der Beschichtung aufgebracht werden kann
4. Zweite Beschichtungslage aufbringen
5. Abbinden lassen, bis eine neue Lage Beschichtung aufgebracht werden kann usw.

Wartezeiten sind dabei abhängig vom Produkt und von den Verarbeitungsbedingungen, z. B. davon ob die Fertigungshallen temperiert sind. In jüngerer Zeit geht daher der Trend zu ein- bis zweilagigen Systemen mit höheren Gesamtschichtdicken. Im Spritzwasserbereich sind Schichtdicken bis 1,5 mm möglich. Insgesamt hat die Varianz an Ausführungen deutlich zugenommen.

Häufig geben Schäden an der Korrosionsschutzbeschichtung Aufschluss über ihre Ursache. Sie können aus Bearbeitungs- und Arbeitsprozessen bei Errichtung und Instandsetzung resultieren. Neben der Marktentwicklung der letzten Jahre sind bei der Wahl der Beschichtungsstoffe die Schadenursachen relevant für die Bedarfseinschätzung eines innovativen Systems. Aus diesem Grund wurde Bildmaterial von einigen Windparks angefertigt und ausgewertet (siehe auch Literaturangaben unter 0). Einige Schadenbeispiele sind in folgender Abbildung zusammengestellt. Mit Hilfe der unter 0 und 0 gelisteten Quellen, persönlichen Gesprächen und erhobenen Daten wurde weiterhin die Schadenhäufigkeit ermittelt und in der Grafik Abb. 10 zusammengestellt.



... am Boatlanding

Abb. 09 Schäden an der Korrosionsschutzbeschichtung ... (Quelle: O.Kranz)



... an der Schweißnaht eines Piles



... durch Fehler im Design



... am Boatlanding
... durch Bohrungen im J-Tube für die Kabelführung (Designfehler)



... durch Nutzung von Hebewerkzeugen und Schlag. Reparierte Stelle wird wiederholt belastet.

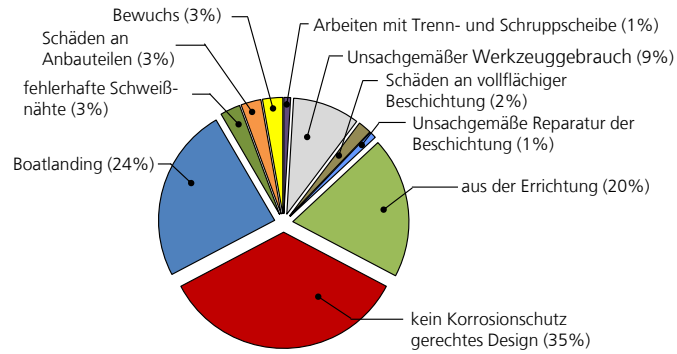


Abb. 10 Häufigkeit der Beschichtungsschäden aufgeteilt nach Ursachen

Die wesentlichen Innovationen des entwickelten Beschichtungssystems sind die Verwendung von vorbeschichteten Bauteilen und der Einsatz duktiler Materialien. Hinzu kommen weitere Aspekte, wie ein schnell abbindendes Nachbeschichtungssystem und die Nutzung von funktionellen Beschichtungslagen zum mechanischen Schutz. Die Beschichtung wird dann getrennt entsprechend ihrer Funktionalität betrachtet. Dies bedeutet, auch wenn der mechanische Schutz einen Defekt aufweist, muss der Korrosionsschutz immer noch seine volle Funktion erfüllen.

Unter der Annahme, dass aufgelöste Strukturen wie das Jacket zukünftig ihren Marktanteil gegenüber Gründungen auf Monopile erhöhen (siehe auch Abschnitt 2.2.1), wurden Anforderungen an das KOWIND-Beschichtungssystem abgeleitet und bewertet. Die maßgebenden Aspekte wurden in einer SWOT-Analyse, zusammengefasst in Abb. 11, betrachtet und entsprechend der Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken nach interner (in) und externer (ex) Analyse gegliedert.

	Stärken	Schwächen	Eingehende Darstellung
	(ex) ungeeigneter Baugrund für Monopiles → aufgelöste Strukturen wie Jackets werden vermehrt eingesetzt	(ex) Monopiles erschließen durch größere Querschnitte weitere Baugründe und größere Wassertiefen	Abb. 11 SWOT-Analyse
	Schutzstrombedarf bei beschichteten Stahlstrukturen erheblich geringer	(ex) schwimmende Konstruktionen engen den Markt bei größeren Wassertiefen ein	
Chancen	weniger Eintrag an persistenten Metallen in die marine Umwelt	(ex) Einschichtsysteme werden erfolgreich eingesetzt	
	(in) Reduktion der zu strahlenden Fläche		
	(ex) weniger Zeitbedarf für die Nachbe- schichtung durch kleinere Flächen und schnelleres Abbinden der Nachbeschich- tung		
	(ex) Mitbewerber von vorbeschichteten Rohren mit anderen Extrusionsmaterialien erschließen den Markt	(ex) weniger Parks mit Wassertiefen > 25 m	
		(in) höhere Materialkosten der Grün- dungsstruktur	
Risiken		(in) Transportaufwand der vorbeschichte- ten Rohre	
		(ex) Handling-Mehraufwand bei der Ferti- gung von Jackets bei Stahlbauern	
		(ex) Unsicherheit der Betreiber, da keine Langzeiterfahrungen an Jackets im mari- nen Umfeld existieren	

Das Ergebnis der Bewertung zeigte, dass sich durch die Eigenschaften des Systems, gerade in Hinblick auf eine Vollbeschichtung, große Synergien zwischen Umweltschutzaspekten und Betriebskosten ergeben, die das System für Betreiber attraktiv machen. Dementgegen stehen die erhöhten Bauteilkosten, die allerdings durch Einsparungen an galvanischen Anoden oder KKS-Systemen sowie der Gewichtseinsparung durch Reduzierung der Abrostungszuschläge teilweise oder vollständig kompensiert werden können. Angemerkt sei an dieser Stelle, dass die Mehrkosten für das vorbeschichtete Rohr sowie für die Nachumhüllung in dieser Bewertung noch nicht berücksichtigt sind, da diese Informationen noch nicht verfügbar waren.

Definition der Prüfprogramme

Auf Basis der Anforderungen von BAW und BSH sowie der NORSOK Prüfanforderungen im Öl- und Gasbereich, DIN-Normen und weiteren wie ISO, ASTM, NACE wurde ein Testkatalog erstellt. Dieser Katalog umfasst grundsätzlich die Prüfungen gemäß Abb. 12 und zusätzlich die Prüfungen nach Abb. 13 für Produkte auf PA-Basis sowie für das Nachumhüllungsmaterial auf Epoxidharzbasis die Prüfungen der Abb. 14. Zusätzlich wurde dem Punkt der Beschichtungsgrenzflächen Aufmerksamkeit geschenkt,

da diese Stelle derzeit als schwächster Punkt im Gesamtprodukt identifiziert wurde. Hierfür wurden Prüfungen gemäß Abb. 15 vorgeschlagen.

Abb. 12 Allgemeine Anforderungen an den Korrosionsschutz

Prüfverfahren	Normenbezug	Probenanforderung	Anmerkung
Kondensatwasserwechsellagerung	BAW	150 x 100 x 4 (8)	1, 2, 3
Beständigkeit gegenüber Flüssigkeiten	DIN EN ISO 2812-2	150 x 100 x 4 (4)	1, 2, 3
Beständigkeit gegenüber Salzsprühnebel	DIN EN ISO 9227	150 x 100 x 4 (4)	1, 2, 3
Beständigkeit gegenüber Chemikalien (Säure / Lauge / Öl)	DIN EN ISO 2812-1	298 x 198 x 4 (4)	1, 2, 3
Zyklustest	ISO 20340	150 x 75 x 4 (4)	1, 2, 3
Verträglichkeit mit dem KKS	BAW	150 x 150 x 4 (8)	1, 2, 3
Kathodische Enthftung	DIN EN ISO 15711	150 x 75 x 4 (4)	1, 2, 3
Langzeitauslagerung im Feld	BAW	400 x 400 x 4 (12)	1, 2, 3, 4

¹ Erfüllung der BAW-Anforderungen

² Welche Form werden die Proben haben?

³ Vergleich der Werte mit denen anderer Systeme und Verfahren

⁴ Je dreimal in der Spritzwasser-, Wasserwechsel- und in der Dauertauchzone

Abb. 13 Prüfungen für Produkte auf PA-Basis - Evonik

Prüfverfahren	Normenbezug	Probenanforderung	Anmerkung
Wärmealterung / Formbeständigkeit	DIN EN ISO 75, DIN EN ISO 1133	-	1, 2, 3, 4
thermomechanische Analyse	ISO 11359	-	thermischer Ausdehnungskoeffizient, 1, 2, 3, 4
Schmelz- bzw. Glasübergangstemperatur	DIN EN ISO 11357	-	1, 3, 4

¹ Ist der Werkstoff für den Temperaturbereich geeignet / stabil?

² Welche Form werden die Proben haben?

³ Vergleich der Werte mit denen anderer Systeme und Verfahren

⁴ Wie wird das System aufgebaut sein?

Prüfverfahren	Normenbezug	Probenanforderung	Anmerkung
Farbstabilität	DIN 5033 bzw. ISO 7724	-	1, 3
Glanzmessung	DIN 67530 bzw. DIN EN ISO 2813	-	1, 3
Bestimmung der Schichtdicke	DIN EN ISO 2808	-	1, 2, 3
Vernetzung	DIN EN 3476 (5.2.3)	-	4

Abb. 14 Prüfungen für Produkte auf Epoxidharzbasis – Nachumhüllung TIB

¹ Erfüllung der BSH-Anforderungen, Prüfung der Stabilität

² Welche Form werden die Proben haben?

³ Vergleich der Werte mit denen anderer Systeme und Verfahren

⁴ Methylisobutylketon-Test

Prüfverfahren	Normenbezug	Probenanforderung	Anmerkung
thermomechanische Analyse	ISO 11359	-	1, 2, 3
Haftfestigkeit	DIN EN ISO 4624	150 x 100 x 4 (4)	1, 2, 3
Quellbarkeit	ISO 62	-	1, 2, 3

Abb. 15 Prüfung der kombinierten Systeme

¹ Wie verhalten sich die Systeme in Kombination, bei Temperaturwechseln oder bei Quellprozessen?

² Wie wird das Evonik-System aufgebaut sein?

³ Welche Form werden die Proben haben?

2.1.1

Durchführung der Prüfungen (AP 3.3)

2.1.1.1 Naturlagerung

Zu Projektbeginn wurden dem Fraunhofer IWES die ersten Proben für die geplanten Auslagerungsversuche der Projektpartner Evonik, TIB und Salzgitter Mannesmann LP übergeben. Hierfür wurden Rohrsegmente mit dem PA 12 Beschichtungssystem präpariert. Auf der Frontseite der Proben wurde die Beschichtung jeweils oben und unten wieder entfernt und durch TIB mit einem für den Pipelinebau optimierten Nachumhüllungssystem beschichtet. Gleiches gilt auch für die Rückseiten. Sowohl im PA 12 Beschichtungssystem als auch im Nachumhüllungssystem wurden Fräsnuten als Vorschädigung eingebracht, um die Unterwanderung zu untersuchen. Abb. 16 zeigt das Rohrsegment mit den jeweils aufgetragenen Beschichtungssystemen und den Fräsnuten.

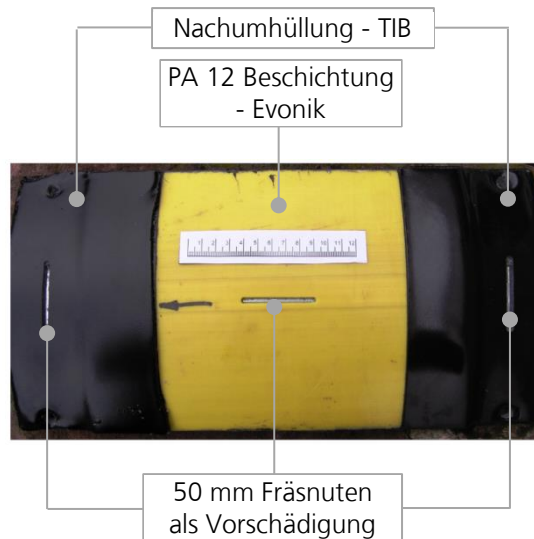


Abb. 16 Vorbereitete Rohrsegmente zur Auslagerung mit Beschichtungssystemen von Evonik und TIB

Jeweils fünf Proben wurden anschließend an zwei unterschiedlichen Standorten ausgelagert. Die erste Auslagerung erfolgte in List auf Sylt, die zweite zeitnah im Südhafen auf Helgoland. Die Proben wurden zu mehreren Zeitpunkten inspiziert. Nach 27 bzw. 29 Monaten erfolgte die Komplettentnahme der Proben. Abb. 17 zeigt die zeitliche Abfolge der Auslagerungen, Inspektionen und Entnahmen für die Standorte auf Sylt und auf Helgoland. Eine zweite Auslagerung von fünf weiteren Proben mit einer modifizierten Variante des Beschichtungssystems erfolgte zum Ende der Projektlaufzeit. Diese Proben wurden über einen Zeitraum von 7 Monaten auf Sylt in der Dauertauchzone ausgebracht.

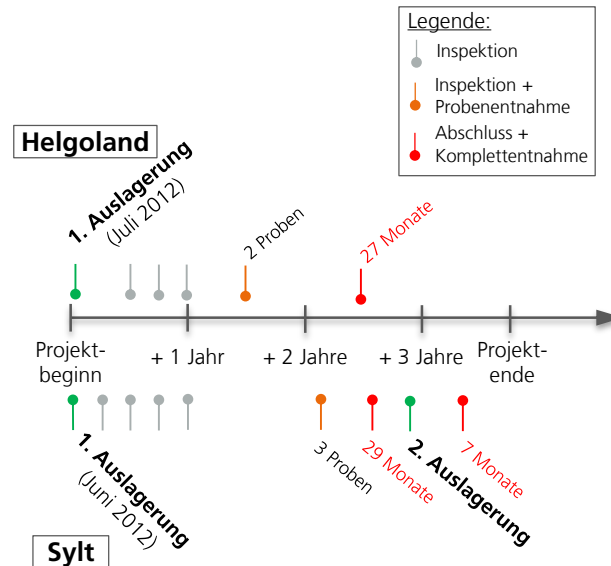


Abb. 17 Zeitliche Abfolge

Auf Sylt

Die Proben, die in List auf Sylt in der Dauertauchzone ausgelagert waren, wurden nach 3 Monaten das erste Mal geborgen und inspiziert. Dabei konnte ein sehr dichter biologischer Aufwuchs festgestellt werden, siehe Abb. 18. Der Makrobewuchs auf der zur See ausgerichteten Seite der Probeplatten stellte sich aus vereinzeltem Bewuchs von

photoautotrophen Organismen, wie Grünalgen (*Ulva spec.*) und Rotalgen (*Ceramium vulgatum*), als auch einiger heterotropher Organismen wie Seepocken (wahrscheinlich *Elminius modestus* und *Balanus improvisium*), Pantoffelschnecken (*Crepidula fornicata*), Pazifische Austern (*Crassostrea gigas*) und Bryozoen (Moostierchen: wahrscheinlich *Membranipora membranacea*) dar. Hydrozoen (*Tubularia spec.*) waren hauptsächlich am Rand und auf der Rückseite der Probenplatten zu finden. Neben den sessilen Arten waren auch einige vagile Arten wie Seesterne (*Asterias rubens*) und auch einige Gespensterkrebse (*Caprella spec.*) anwesend. Der Bewuchs war insgesamt noch sehr heterogen, was an der kurzen Auslagerungszeit lag, sodass hier das Sukzessionsstadium zu sehen war. Aufgrund der relativ kurzen Bewuchsperiode war eine endgültige Artenbestimmung bei den juvenilen Seepocken noch nicht gegeben. Des Weiteren waren einige Vertreterklassen der folgenden Stämme zu finden: Schalenweichtiere (Schnecken, Muscheln), Nesseltiere (Blumentiere, Seeanemonen), Manteltiere (Seescheiden), Gliederfüßer (Gespensterkrebse). Sowohl Artendiversität als auch Individuendichte waren bei allen Proben weitgehend identisch. Der Korrosionsfortschritt an den künstlichen Verletzungen war über alle Proben homogen. Es zeigte sich eine vollflächige, voluminöse Oxidschicht, die aus den Fräsnuten austrat. Eine Unterwanderung wurde zu diesem Zeitpunkt nicht weiter untersucht, da kein Einfluss auf den Bewuchs genommen werden sollte. Eine großflächige Delamination war jedoch nicht festzustellen.



Abb. 18 Mariner Bewuchs auf beschichteten Rohrsegment im jahreszeitlichen Verlauf in der Dauertauchzone auf Sylt

Nach 6-monatiger Auslagerungszeit wurden die Proben erneut inspiziert. Dabei wurde ein sehr dichter und stärkerer Bewuchs als nach 3 Monaten Auslagerungszeit festgestellt. Die angetroffenen Vertreterklassen waren, bezogen auf ihre Artendiversität, bei allen Proben identisch. Lediglich die Individuendichte hatte sich durchgängig erhöht. Ein Antifouling-Effekt konnte bis zu diesem Zeitpunkt ausgeschlossen werden. Die Korrosion an den Fräsnuten war über die letzten 3 Monate weiter fortgeschritten und war an einigen Stellen sehr voluminös und trat aus den Fräsnuten aus. Größtenteils waren die Fräsnuten vom starken Bewuchs überdeckt, sodass eine detaillierte Untersuchung bezüglich der Unterwanderung erst nach Auslagerungszeit möglich ist. Nach 9-monatiger Auslagerungszeit zeigte sich gegenüber der letzten Begutachtung ein Rückgang der Biomasse der vorgefundenen Arten. Dieser war saisonbedingt am deutlichsten bei den vagilen Arten wie Gespensterkrebsen (*Caprella spec.*) und Seesterne (*Asterias rubens*) zu verzeichnen. Aber auch bei den sessilen Arten wie Grünalgen (*Ulva spec.*), Rotalgen (*Ceramium vulgatum*) war ein Biomasserückgang zu beobachten. Ebenfalls wurde ein Biomasserückgang an Pantoffelschnecken (*Crepidula fornicata*), Pazifischen Austern (*Crassostrea gigas*) und Bryozoen (Moostierchen, wahrscheinlich: *Membranipora membranacea*) und Hydrozoen (*Tubularia spec.*) festgestellt. Auch bei den Seepocken (wahrscheinlich: *Elminius modestus* und *Balanus improvisium*), war ein Rückgang der Biomasse durch den Befund an abgestorbenen Seepocken bzw. leere Seepockenschalen wie auch durch die Reste von Basalplatten festzustellen. Die Ansiedlung der nächsten Generation Seepocken war bereits erkennbar. Die Individuendichte und auch die Artendiversität waren bei den Probeplatten identisch. Zu diesem Zeitpunkt befand sich der marine Bewuchs noch immer im Sukzessionsstadium und bildete erst im späteren Verlauf eine stabile Artengemeinschaft aus. Der Korrosionsfortschritt

an den künstlichen Verletzungen, war von der visuellen Erscheinung her nicht identisch aber sehr ähnlich. Diese Erscheinung ist unter anderem auch auf den Einfluss durch den marinen Bewuchs zurückzuführen. Ablösungen der Beschichtung vom Substrat wurde nicht beobachtet und Farbveränderungen wie lokale Pigmentauswaschungen waren ebenfalls nicht zu erkennen.

Im November 2013 wurden die Proben in List auf Sylt aus der Dauertauchzone geborgen und der Bewuchs abschließend dokumentiert. Aufgrund des starken Bewuchses waren die Schädigungsstellen gar nicht oder kaum zu erkennen. Rostfarbene Ablagerungen deuten auf die Schädigungsstellen hin (Abb. 19).

Gesamtansicht



Abb. 19 Bewuchs; marines Fouling

Rückseite



Seeseite



Auf Helgoland

Die Proben, die auf Helgoland in der Wasserwechselzone ausgelagert waren, wurden erstmalig nach sechs Monaten geborgen und inspiziert. Dabei wurde nur ein sehr leichter Aufwuchs bei beiden Probenampeln (Rohrsegmente und PA-Platten) durch Grünalgen (*Ulva spec.*) und vereinzelt Seepocken (wahrscheinlich *Semibalanus balanoides*) festgestellt. Aufgrund der relativ kurzen Bewuchsperiode war auch für die Helgolandproben eine endgültige Artenbestimmung bei den juvenilen Seepocken noch nicht gegeben. Der Korrosionsfortschritt an den künstlichen Verletzungen der Rohrsegmente, war über die Proben inhomogen. Es zeigte sich nur bei einer der Rohrsegment-Proben eine vollflächige Oxidschicht, die auch aus den Fräsnuten austrat (Abb. 20, Mitte oben). Die anderen Rohrsegment-Proben wiesen keine derartige Korrosion auf. Größtenteils war noch blankes Metall sichtbar. Die gelben PA-Proben wiesen gegenüber den schwarzen PA-Proben einen etwas stärkeren Bewuchs durch Grünalgen auf.

Nach weiteren drei Monaten wurden die Proben wiederum inspiziert. Abb. 20 dokumentiert den jahreszeitlichen Verlauf der Besiedlung, die vornehmlich aus Grünalgen (*Ulva spec.*) und vereinzelt Seepocken (wahrscheinlich: *Semibalanus balanoides*) bestand. Die Besiedlung hatte sich gegenüber der Erstinspektion verdichtet.

Über den Jahreswechsel konnte auch bei der Begutachtung nach 12 Monate Auslagerungsdauer ein leichter jahreszeitenbedingter Rückgang der Besiedelung festgestellt werden. Der Befund einzelner Basalplatten belegte den Verlust von Seepockenindividuen aus dem Vorjahr.

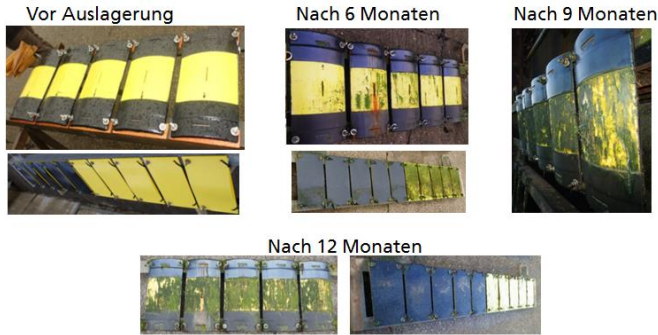


Abb. 20 Mariner Bewuchs auf beschichteten Rohrsegment im jahreszeitlichen Verlauf in der Wasserwechselzone auf Helgoland

Eingehende Darstellung

Auffällig war der wesentlich intensivere Bewuchs auf dem gelben Polyamid im Vergleich zu den schwarzen Flächen. An den Stellen, an denen eine Schädigung bis auf das Substrat eingebracht wurde, sind nur in geringem Maße Korrosionsprodukte zu erkennen. Eine Blasenbildung oder Ablösung vom Substrat war nicht erkennbar.

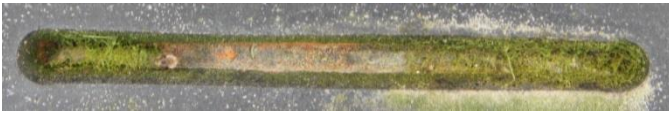


Abb. 21 Fräsnut bis auf das Substrat

Bei der Inspektion der Proben im November 2013, dargestellt in Abb. 22, konnte eine Ablösung des Polyamids im Schädigungsbereich beobachtet werden, während das TIB-Produkt keine Anhaltspunkte hierfür lieferte (siehe Abb. 23). Jahreszeitlich bedingt war der marine Bewuchs schwach, sodass die Schädigungsstellen gut zu erkennen waren.



Abb. 22 Inspektion der Proben auf Helgoland im November 2013

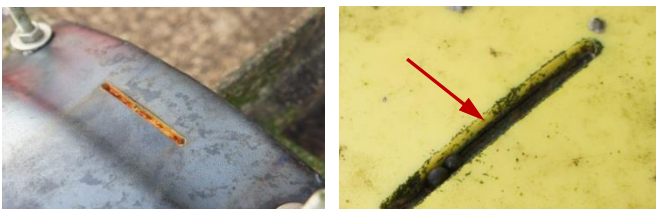


Abb. 23 links: TIB-Produkt; rechts: PA 12 Beschichtungssystem von Evonik mit Ablösung (Delamination)

Weiterführende Untersuchungen im Labor

Die Proben in der Naturauslagerung wurden wie oben beschrieben regelmäßig begutachtet und der Bewuchs dokumentiert. Um die Proben intensiver im Labor untersuchen zu können, wurden auch Einzelproben entnommen. Hauptaugenmerk lag dabei auf der Fräsnut als Schädigungsstelle. Hier wurden der Korrosionsfortschritt und die Unterwanderung des Materials zum jeweiligen Zeitpunkt dokumentiert. Weiterhin wurde die Haftfestigkeit der Beschichtung bestimmt.

Bei den Proben, ausgelagert auf Helgoland, konnte nach 18 Monaten ein Ablösen des PA 12 Beschichtungssystems beobachtet werden (siehe Abb. 23). Erste Voruntersuchungen zeigten, dass das TIB Produkt kraftschlüssig mit der Oberfläche verbunden war, während das duktilere Polyamid sich leicht im Bereich der Schädigungsstelle ablösen ließ bzw. sich zum Teil bereits abgelöst hatte. Im Labor wurde die Beschichtung an den Schädigungsstellen entfernt bis keine Korrosionsspuren erkennbar waren (siehe Abb. 24). Bei einem Vergleich der Schädigungsstellen ist erkennbar, dass die Unterwanderung beim PA 12 Beschichtungssystem deutlich größer ausfiel als beim TIB-Produkt. Der Grad der Unterwanderung beim TIB Nachbeschichtungsmaterial liegt mit deutlicher Varianz bei ca. 1,5 mm pro Jahr in dem betrachteten Zeitraum von 1 ½ Jahren im Wechselwasserbereich auf Helgoland. Der Grad der Unterwanderung bei dem PA Material von EVONIK liegt bei ca. 17 mm pro Jahr im gleichen Zeitraum.



Abb. 24 Zwei Rohrsegmente der Entnahme aus der Auslagerung auf Helgoland

Dies motivierte Evonik, das PA 12 Beschichtungssystem zu modifizieren, um eine verbesserte Haftung und damit eine verringerte Unterwanderung zu realisieren. Das Beschichtungssystem wurde um einen Primer ergänzt. Daraufhin wurden fünf weitere Proben für eine zweite Auslagerung auf Sylt vorbereitet. Für eine bessere Vergleichbarkeit wurde die Probekörpergeometrie in Anlehnung an die Prüfgeometrie der Offshore-Klimakammer (siehe Abschnitt 2.1.1.2) gewählt. In diese Proben wurden im Vorfeld zwei Fehlstellen eingebracht und in einer Sandstrahlkabine die Fehlstellen von organischen Materialresten befreit. Eine der Fehlstellen wurde im Labor mit dem von TIB gelieferten Nachbeschichtungssystem abgedeckt (siehe Abb. 25).

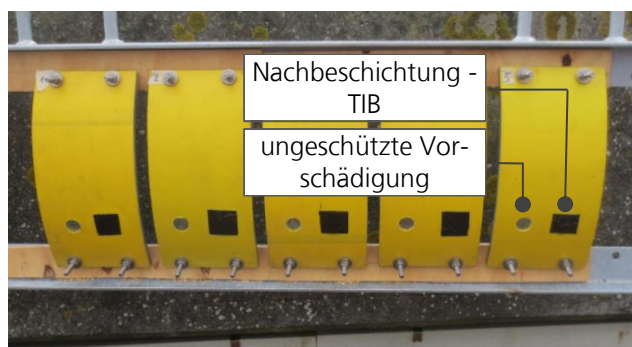


Abb. 25 Proben der zweiten Auslagerung auf Sylt

mit Abdeckung

ohne Abdeckung

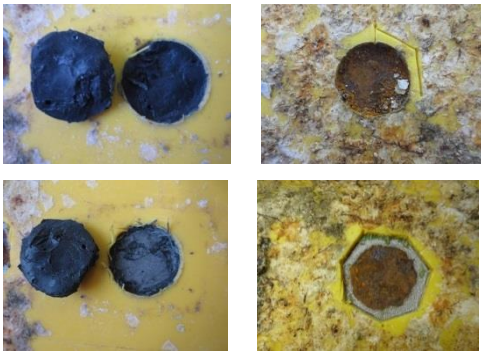


Abb. 26 Unterwanderung

Eingehende Darstellung

Nach 6 Monaten in der Naturauslagerung wurden die Proben geborgen und von marinem Bewuchs befreit. Wie in Abb. 26 dargestellt wurde anschließend die Nachbeschichtungen mechanisch entfernt und das Substrat freigelegt. Ähnlich wurde an den ungeschützten Stellen verfahren.

An den Fräsnuten der ersten Auslagerung wurde die Unterwanderung ermittelt und im nicht unterwanderten Bereich Haftzugversuche durchgeführt (siehe Abb. 27 und Abb. 28). Bei diesen Proben konnte schon während der ersten Inspektion ein Ablösen der Beschichtung beobachtet werden. Als Ursache hierfür werden die unterschiedlichen Wärmeausdehnungseigenschaften von Beschichtung und Stahlsubstrat vermutet. Während des Extrusionsprozesses und dem anschließenden Abkühlen können sich Eigenspannungen zwischen Substrat und Beschichtung aufbauen, die eine Delamination begünstigen und zu großen Unterwanderungen führen.

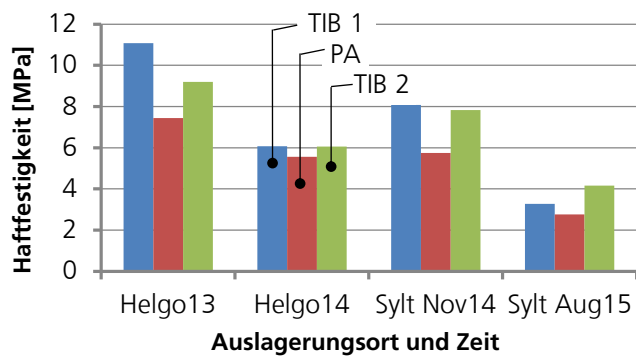


Abb. 27 Haftfestigkeit

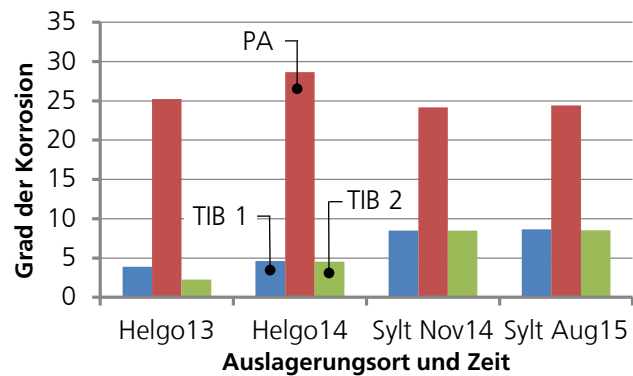


Abb. 28 Grad der Korrosion; Unterwanderung

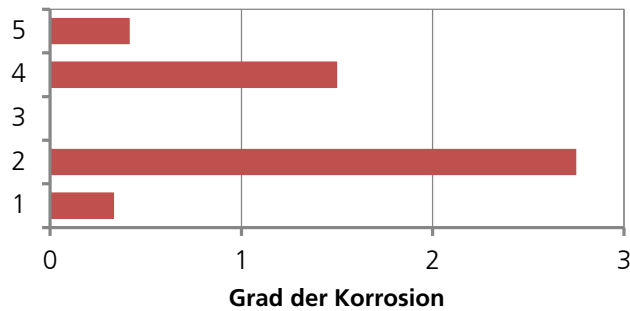


Abb. 29 Grad der Korrosion an fünf Proben der 2. Auslagerung

Bei den Proben der zweiten Naturauslagerung stellte sich für die nicht abgedeckten Vorschädigungen das Ergebnis anders da. Abb. 29 zeigt, dass die Unterwanderung für die Beschichtung auf PA-Basis durch den Einsatz einer Grundbeschichtung deutlich um den Faktor 10 reduziert werden konnte.

Positiv war außerdem, dass an den abgedeckten Schädigungsstellen nach dem Entfernen des Abdeckmaterials keine Korrosionsspuren zu erkennen waren. Das Abdeckmaterial hat seine Aufgabe damit erfüllt.

2.1.1.2 Untersuchungen in der Offshore-Klimakammer

Die Untersuchungen des Arbeitspaketes 4, dargestellt in Abschnitt 2.2, sahen eine Prüfung des Beschichtungssystems an einem Demonstrator unter realitätsnahen Bedingungen vor. Eine Schwingprüfung an einem großmaßstäblichen Bauteil gekoppelt mit einer Umweltsimulation ist in diesen Dimensionen nicht sinnvoll und wurde deshalb nicht realisiert. Um die Beschichtung dennoch unter einer kombinierten Beanspruchung aus mechanischen und Umweltlasten zu prüfen, wurden die verschiedenen Beschichtungssysteme zusätzlich in der Offshore-Klimakammer des Fraunhofer IWES untersucht. Diese bisher einmalige Prüfeinrichtung ermöglicht eine mechanische Prüfung mit kombinierter Alterung.

Offshore-Lastkollektiv

Auf die technischen Systeme wirkt im Offshore-Bereich ein komplexes Lastkollektiv ein, das aus dynamischen (Anlagendynamik, Wind und Wellen), umweltbedingten (Wasser, Salz, UV-Bestrahlung) sowie meeresbiologischen Einflüssen besteht. Alle diese Einflüsse greifen die Strukturen einer Windenergieanlage an. Testverfahren zur Kombination von Lasten – auch Lastkollektiv genannt – ist bisher für die Offshore-Industrie nicht vorhanden. Am Fraunhofer IWES ist für die parallele Simulation von Mechanik und Umwelt eine spezielle Klimakammer entwickelt worden, welche erstmals die im Offshore-Betrieb auftretenden mechanischen und klimatischen Verhältnisse an WEA zeitgleich simuliert. Hierdurch lassen sich in beschleunigten Testverfahren Rückschlüsse auf die Zuverlässigkeit von Beschichtungen sowie auch Sensoren und deren Abdeckungen ziehen.

Wie schon in Kapitel 1.4 beschrieben wird prinzipiell zwischen dem Luftbereich, der Spritz- und der Wasserwechselzone, der Dauertauchzone sowie dem Bereich des Meeresbodens unterschieden. Der Luftbereich ist durch Einflüsse der Lufttemperatur, der UV-Strahlung, der salzhaltigen Luft sowie der Vereisung im Winter gekennzeichnet. Der größte Teil einer Offshore-WEA befindet sich im Luftbereich. Es schließt sich die sog. Spritzwasserzone an. Neben den Einwirkungen aus dem Luftbereich kommt hier noch Schocktemperierung durch Spritzwasser (Gischt durch Wellen) hinzu. Es folgt dann die Wechselwasserzone. Dieser Bereich ist gezeitenbedingt durch wechselnde

Wasserstände gekennzeichnet, d.h. die Oberflächen der Offshore-WEA sind zeitweise der Luft ausgesetzt oder aber vollständig von Wasser bedeckt. Zusätzlich ist der Bereich durch mikro- und makrobiologischen Bewuchs, durch mechanische Wechsellasten aufgrund von Wellen und Strömung sowie mechanische Belastungen durch Eislasten gekennzeichnet. Die Dauertauchzone beschreibt den Teil einer Offshore-WEA, der permanent unter der Wasseroberfläche liegt. Hier wirkt der mikro- und makrobiologische Bewuchs, die korrosive Wirkung des Salzwassers, mechanische Belastungen durch Wellen und Strömungen oder durch Eisgang und abrasive Wirkungen durch Schwebeteilchen (z.B. Steine). Zuletzt gibt es den Bereich, der in den Meeresboden einbindet. Hier wirken mikrobiell induzierte Korrosion, Bewegungen des Meeresbodens sowie Ausspülen durch Meeresströmungen (Kolkwirkungen). Folgende Liste fasst die Einwirkungen zusammen.

- Mikro-/Makrobiologischer Bewuchs
- Temperatur-Luft
- UV-Strahlung
- Salzsprühnebel
- Temperatur-Wasser
- mechanische Wechsellasten an Oberflächen durch Wellen und Strömung
- Vereisung
- mechanische Belastungen durch Eisgang

Die Auslegungsnorm IEC 61400-3 - Design Requirements for Offshore Wind Turbines beschränkt sich auf die wesentlichen äußeren Einflussfaktoren des Offshore-Klimas, die in folgender Tabelle zusammengefasst sind.

Einflussfaktoren	Wertebereich
Lufttemperatur	-10 ... +40 °C
Relative Luftfeuchte	bis 100 %
Sonneneinstrahlung	bis 1000 W/m ²
Luftdichte	1,225 kg/m ³
Wasserdichte	1025 kg/m ³
Wassertemperatur	0 ... +35 °C
Mechanische Belastungen durch Wind und Wellen	--
Biologischer Bewuchs	--

Abb. 30 Einflussfaktoren für den Bewitterungsprozess im Offshore-Bereich gemäß IEC 61400-3

Folgende Einflussfaktoren sind gemäß Norm weiterhin diesem Lastkollektiv zuzuordnen:

- Regen, Hagel, Schnee und Eis
- Nebel und daraus resultierender Raureif (kann zur Eisbildung führen)
- chemische Belastungen
- mechanische Belastungen (durch Wind und Wellen)
- Salzgehalt (verursacht Korrosion)

Über relevante Lastkollektive sind auch in der Literatur kaum Hinweise zu finden. Doch gerade die Kombination dieser Umweltbelastungen und ihre zeitliche Einwirkdauer bzw. -abfolge ist maßgeblich für die Entstehung von Schädigungsmechanismen verantwortlich, die Beschichtungen und Materialien angreifen und deren Schutzfunktion zerstören. Entscheidend ist hierbei, dass die Kombination von Lasten zu anderen Schädigungsmechanismen führen kann, als es Einzellasten vermögen. Detaillierte Untersu-

chungen haben gezeigt, dass beispielsweise Schädigungen an Messstellen nicht auf dem Einfluss einer Einzellast, sondern auf einer Wirkungskette mehrerer Lasten beruhen. Die Nachbildung von Lastkollektiven ist daher für die Identifikation von Schädigungsmechanismen sehr wichtig.

Das im Folgenden beschriebene Prüfprogramm ist im Projekt OFFSHORE-FOS (2014) entwickelt worden und fokussiert sich auf die Wasserwechselzone, da diese Zone einen sehr anspruchsvollen Einsatzbereich darstellt. Hier wirken die ständig zeitlich schwankenden mechanischen Kräfte des Meeres auf Materialien und Beschichtungen. Der ständige zeitliche Wechsel zwischen Meerwasser und Meeresatmosphäre gefährdet die Oberflächen von Offshore-Strukturen besonders. Folgende Lastkomponenten werden nach dem Untersuchungen im Projekt OFFSHORE-FOS (2014) in diesem Bereich maßgebend:

Abb. 31 Übersicht der Lastkomponenten für Lastkollektiv in der Wasserwechselzone aus OFFSHORE-FOS (2014)

Einflussfaktoren	Wertebereich
Temperatur – Luft (TL)	-7 ... +45 °C
Temperatur – Strukturoberfläche (TO)	bis zu 70 °C
Temperatur – Wasser (TW)	0 (Eis) ... 28 °C
max. Wert der spektralen Leistungsdichte der globalen Direktstrahlung ($PSD_{glob,direkt}$)	1009,3 W/m ²
max. Wert der spektralen Leistungsdichte der globalen Gesamtstrahlung ($PSD_{glob,total}$)	$1,1 \cdot 1009,3 = 1110,23 \text{ W/m}^2$
Salzgehalt	bis max. 3,5 %
Schockwassertemperaturänderung (ΔT)	$\pm (30 \dots 40 \text{ °C})$
Oberflächenlast (F_s)	86 kN/m ² (Berechnung für Leuchtturm alte Weser nach Sainflow)
weiteres	Mikro- bzw. makrobiologischer Bewuchs (Kupferschmidt et al. (2012))

Eigenschaften der Offshore-Klimakammer

Durch die Offshore-Klimakammer des Fraunhofer IWES, dargestellt in Abb. 32, können mechanische und klimatische Verhältnisse parallel simuliert werden. Innerhalb kürzester Zeit können Aussagen zu den klimatischen und mechanischen Auswirkungen auf Materialien und Systeme getroffen werden. Sie ist als ideale Ergänzung zu den Bewitterungsversuchen im Freifeld zu sehen, da unter Laborbedingungen Versuche einfacher, schneller und reproduzierbar durchführbar sind. Um eine realistische Einstellung der Kammer zu gewährleisten, werden an den Auslagerungsstandorten in der deutschen Nordsee zusätzlich die relevanten Umweltparameter aufgezeichnet, um die Lastkollektive vollständig zu erfassen. Diese Lastkollektive wurden durch Parametersätze beschrieben und für die Einstellung der Offshore-Klimakammer verwendet. Hierdurch konnte das Meeresklima direkt in das Labor übertragen werden. Im Folgenden seien die Leistungsmerkmale der Klimakammer angegeben:

- Schwallwasser (+4 bis +20°C)
- Klima (Temperatur und Feuchte, rel. Feuchte im Bereich 10 bis 95 %, Temperatur im Bereich -20 bis 100°C)
- Kombinationstests aus Temperatur, Sonnensimulation, Salzsprühnebel (gemäß DIN/ ISO)

- mechanische Wechselbeanspruchung im 4-Punkt-Biegeversuch mit einem Biegemoment von max. 200 Nm

Eingehende Darstellung

Angemerkt sei an dieser Stelle, dass eine Nachbildung von biologischem Bewuchs in der Kammer nicht möglich ist, da von einer nicht unbeträchtlichen Schadenswirkung durch Mikroorganismen in der Kammer auszugehen ist. Des Weiteren ist eine vollständige Bedeckung der Probebleche mit Wasser (Eintauchen) in der Kammer ebenfalls nicht möglich.



Abb. 32 Offshore-Umweltsimulationskammer

Erweiterungen des Standards ISO 20340 für ein Laborprüfverfahren

Der internationale Standard ISO 20340 beschreibt einerseits Leistungsanforderungen an Beschichtungstoffe für Bauwerke im Offshore-Bereich andererseits aber auch relevante Laborprüfverfahren zur Einschätzung der Widerstandsfähigkeit von Beschichtungen. Die geforderten Untersuchungen sind von der Korrosionszone abhängig. Für die Wasserwechselzone werden dabei der Zyklustest zur beschleunigten Alterung (Ageing resistance), Prüfung der Immersion als Beständigkeit gegen Flüssigkeiten (Sea water immersion) und die Prüfung der Verträglichkeit mit dem kathodischen Korrosionsschutz (Cathodic disbonding) gefordert. Wie schon beschrieben kann die Offshore-Klimakammer nur atmosphärische Umgebungsbedingungen nachbilden, folglich wird nur der Alterungstest realisiert (ISO 20340, Anhang A).

In Anlehnung an die Untersuchungen des Projektes OFFSHORE-FOS (2014) wird im Folgenden das Laborprüfverfahren beschrieben und die Modifikationen bzw. Erweiterungen gegenüber dem Standard ISO 20340 angegeben. Abschließend wird das Mehrphasenprogramm für die Klimakammer dargestellt, das für die Untersuchungen im Rahmen dieses Projektes zur Anwendung kam.

Der Standard ISO 20340 beschreibt die Bewitterung über eine Gesamtdauer von 4200 Stunden, entsprechend 175 Tage. Die Gesamtprüfung wird innerhalb von 25 Wochenzyklen durchlaufen. Ein Wochenzyklus besteht dabei aus mehreren, zeitlich aufeinander folgenden Bewitterungsphasen für UV/Kondensation (Phase I, Tag 1-3), Salzsprühnebel (Phase II, Tag 4-6) sowie Frost (Phase III, Tag 7). Die einzelnen Phasen werden für das Offshore-Lastkollektiv im Grundprinzip übernommen, es werden jedoch gezielt Verschärfungen eingeführt. Die drei Phasen einer Prüfwoche werden im Diagramm der Abb. 33 zusammengefasst und sind wie folgt definiert:

- UV/Kondensation
 - o pro Zyklus: ein Sub-Phase UV 4 Stunden, eine Sub-Phase Kondensation über 4 Stunden
 - o zyklischer Wechsel zwischen den Sub-Phasen
 - o Gesamtdauer: neun Zyklen in 72 Stunden
- Bewitterung durch Salzsprühnebel
 - o Gesamtdauer: 72 Stunden
- Bewitterung durch Frost
 - o Gesamtdauer: 24 Stunden

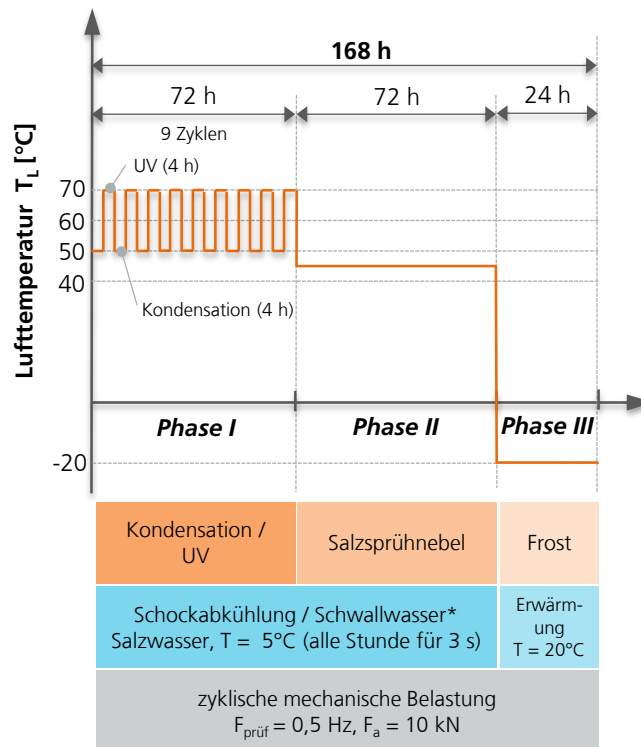


Abb. 33 Zyklustest mit Darstellung der Phasen I bis III sowie Schwallwasser und mechanischer Beanspruchung

* angelehnt an ISO 16750-4:2006

Abb. 34 Übersicht über einen Zyklus und die Phasen für das Offshore-Lastkollektiv

Phase	I	II	III
Dauer	72 h	72 h	24 h
UV	4 h, im Wechsel mit Kondensation	nein	nein
Kondensation	4 h, im Wechsel mit UV	nein	nein
Salzsprühnebel	Nein	ja	nein
Frost	Nein	nein	ja
Mechanische Belastung	Ja	ja	ja
Schwallwasser	ja, jede Stunde für 3 s, T = 5 °C	ja, jede Stunde für 3 s, T = 5 °C	ja, jede Stunde für 3 s, T = 20 °C

Parallel zum Alterungstest laufen ein Programm für eine Schocktemperierung durch Schwallwasser und ein Programm zur mechanischen Belastung der Probenbleche im 4-Punkt-Biegeversuch. Für weiterführende Informationen wird auf Kupferschmidt et al. (2012) oder auf den Abschlussbericht OFFSHORE-FOS (2014) verwiesen.

Abb. 34 fasst nochmals die Phasen eines Prüfzyklus über eine Woche zusammen. Das gesamte Phasenprogramm wird insgesamt 25 Mal wiederholt, was zu einer Dauer der Gesamtprüfung von insgesamt 25 Wochen führt. Aufbauend auf dieser Tabelle wurde die Offshore-Klimakammer für folgende Prüfungen programmiert, um die Einstellungen für die Gesamtprüfung vorzunehmen.

Versuchsserien mit stabähnlichen Probekörpern

Eingehende Darstellung

Für diese Versuchsserie wurde Bandstahl (Querschnitt 10 x 1 mm) direkt – d.h. ohne den Einsatz einer Grundbeschichtung des sog. Primers - in einem Extrusionsprozess mit Polyamid ummantelt. Die stabähnlichen Probekörper hatten nach dem Ummanteln Querschnittsabmessungen von 13 x 4,5 mm.

Die Stabenden waren zunächst mit einem Schneidwerkzeug wie eine Monierzange oder Blechschere bearbeitet worden. Hierdurch wurden die Schnittstellen bereits vorgeschädigt. Die Endstücke wurden daher nochmals mit einem Abrasmat der Fa. Buehler unter Wasserkühlung abgetrennt. Die noch verbleibende Länge betrug dann 740 mm. Anschließend wurden sie wie in Abb. 35 dargestellt in das Spannwerkzeug der Offshore-Klimakammer eingespannt und insgesamt 12 Zyklen lang dem oben beschriebenen Einwirkungskollektiv ausgesetzt.

Nach der Entnahme aus der Offshore-Klimakammer wurden die Enden so lange freigelegt, bis auf dem Bandstahl visuell keine durchgehenden Korrosionserscheinungen zu erkennen waren.

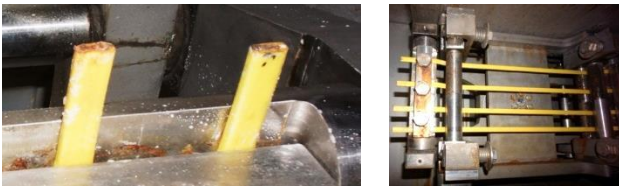


Abb. 35 Auf Bandstahl extrudiertes Polyamid (Evonik)

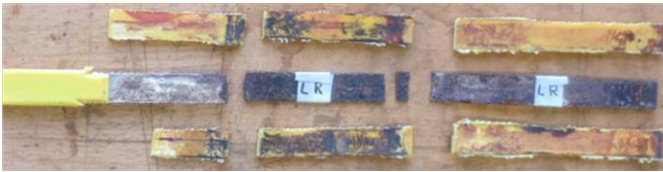


Abb. 36 Probekörper Nr. 4 mit freigelegtem Stabstahl

Probe	Unterwanderung [mm]		
	links	rechts	Mittelwert
Evonik-01	210	170	190
Evonik-02	140	300	220
Evonik-03	160	190	175
Evonik-04	210	175	192,5
Mittelwert	180	209	194

Abb. 37 Auswertung der Unterwanderung

Abb. 37 fasst die gemessene Unterwanderung zusammen. Werte, die in einer Größenordnung von > 10 cm liegen, sind als sehr ausgeprägt zu bezeichnen. Diese extreme Unterwanderung kann auch durch die Prüfmethodik erklärt werden. Das duktile Polyamid wird zusätzlich durch eine Kombination aus wechselnder Belastung beansprucht.

Versuchsserie mit ebenen Blechen

Weiterhin wurden TIB-Produkte in der Offshore-Klimakammer getestet, dabei wird der Einfluss der Schichtdicke auf das Unterwanderungsverhalten am Spalt wie auch auf die Haftfestigkeit untersucht.

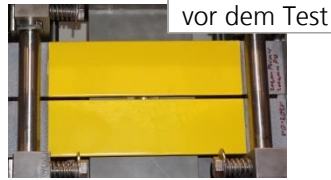


Abb. 38 TIB-Probekörper, Zustand beim Einbau in der Offshore-Klimakammer und nach der Bewitterung



Abb. 39 Lage der Fräsnut (1) vertikal; (2) horizontal



Abb. 40 TIB-Probekörper, Polyurethan in unterschiedlichen Schichtdicken

Nach der Bewitterung wurde die Unterwanderung an der künstlich eingebrachten Verletzung (Fräsnut) gemessen und die Haftfestigkeit des Systems überprüft. Die Tabelle in Abb. 41 zeigt, dass sich die Unterwanderung an der vertikalen Fräsnut bei der Probe mit einer Schichtdicke von 5200 μm signifikant von den Werten der anderen Proben mit geringerer Schichtdicke unterscheidet. Die Abb. 38 und Abb. 39 zeigen die Einbaulage der Proben und die Anordnung der Nuten. Auch die Haftfestigkeit ist bei größeren Schichtdicken geringer. Auffällig ist das Bruchverhalten der Platte TIB-1309-04 im Vergleich zu den weiteren Proben 1309-01 bis -03. Der Bruch findet bei dieser Probe zwischen Klebstoff und Beschichtung als Adhäsionsbruch und nicht wie bei den anderen Proben als Kohäsionsbruch in der obersten Lage der Beschichtung statt. Bei der Probe TIB-1309-04 handelt es sich durchgängig um einen Kohäsionsbruch, der nahe an der Substratoberfläche erfolgte, ohne dass Stahlsubstrat sichtbar wurde.

Probe	Schicht- dicke [μm]	Haftfestig- keit ⁽³⁾ [mPa]	Unterwanderung Fräsut vertikal [mm]	Unterwanderung Fräsut horizontal [mm]
TIB-1309-01	800	10,3	2,9 ⁽¹⁾ ... 7,0 ⁽²⁾	1,7 ⁽¹⁾ ... 4,0 ⁽²⁾
TIB-1309-02	2200	11,6	3,9 ⁽¹⁾ ... 9,0 ⁽²⁾	2,6 ⁽¹⁾ ... 6,0 ⁽²⁾
TIB-1309-03	2500	7,7	3,0 ⁽¹⁾ ... 7,0 ⁽²⁾	2,1 ⁽¹⁾ ... 5,0 ⁽²⁾
TIB-1309-04	5200	7,4	5,8 ⁽¹⁾ ... 14,0 ⁽²⁾	1,9 ⁽¹⁾ ... 5,0 ⁽²⁾

- (1) durchschnittliche Unterwanderung nach DIN EN ISO 4628-8
(2) maximale Unterwanderung nach DIN EN ISO 12944-6
(3) minimaler Wert aus zwei Versuchen

Abb. 41 Auswertung der TIB-Proben



Abb. 42 Liegender Stempel
links: Kohäsionsbruch
nahe der Substratgrenze
Platte 1309-04;
liegender Stempel rechts
von Platte 1309-02:
Bruch an der Oberfläche
der Beschichtung und
zum Teil Adhäsions-
bruch zwischen Kleb-
stoff und Beschichtung

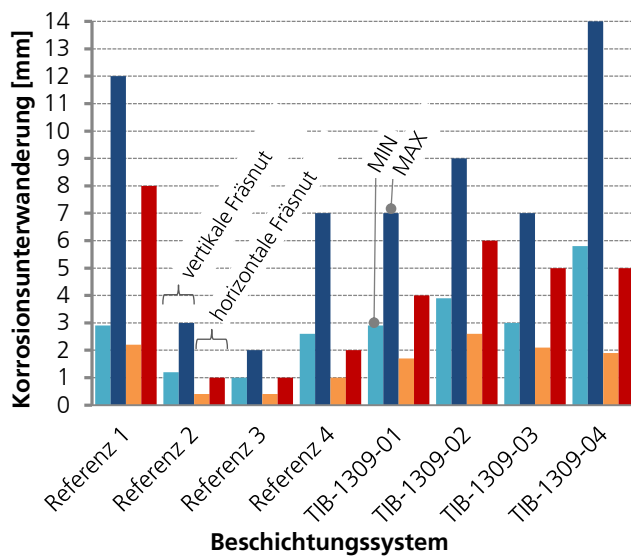


Abb. 43 Ermittelte Korrosionsunterwanderungen;
Vergleich von Referenz-
Produkten (Versuchs-
laufzeit 4 Zyklen) und
TIB-Produkt (Versuchs-
laufzeit je 8 Zyklen)

Weiterhin wurden vier Korrosionsschutzsysteme auf PU / EP Basis sowie ein Duplexsystem als Referenzprodukt in der Offshore-Klimakammer bewittert. Diese Systeme werden typischerweise als Korrosionsschutz von Stahlstrukturen im marinen Umfeld eingesetzt. Sie wurden demselben Belastungskollektiv ausgesetzt und unter den gleichen Randbedingungen geprüft wie die TIB-Proben. Abb. 43 fasst die Ergebnisse zusammen, wobei die blauen Balken jeweils die minimalen und maximalen Werte der Unterwanderung an der vertikalen Fräsut zeigen und die rot-orangen Balken gleiches für die hori-

zontale Fräsnut darstellen. Werden die Ergebnisse der Unterwanderungsmessung verglichen, kann für jedes Produkt an der vertikalen Nut eine grundsätzlich größere Unterwanderung beobachtet werden.

Der absolute Vergleich zwischen den Systemen ist allerdings schwierig. Die konventionelle Zyklusprüfung nach ISO 20340 wird nach einem 25fachen Durchlaufen der Prüfphasen abgeschlossen. Wird der Prüfkörper zusätzlich wechselnd mechanisch beansprucht, kann vorzeitig ein Ermüdungsversagen auftreten, und die Prüfung hierdurch beendet werden. Dies ist auch bei der Beurteilung der vorgestellten Ergebnisse zu berücksichtigen. Bei den TIB-Proben wirkte mit etwa acht Bewitterungszyklen das Belastungskollektiv etwa doppelt so lange wie bei den Referenzproben. Damit hatte auch die Unterwanderung doppelt so lange Zeit voranzuschreiten. Darüber hinaus trat, wie in Abb. 44 gezeigt, bei einigen Proben ein Bruch im nicht beschichteten Bereich an der Einspannung auf. Bedingt durch dieses Durchrostern im eingespannten Bereich erhielten die betroffenen Probenplatten keine Biegung mehr. Zu welchem Zeitpunkt dies geschehen ist bzw. wie lange diese Probekörper keine Biegung erhalten haben, konnte nicht ermittelt werden. Auch aus diesem Grund ist eine lineare Extrapolation der Ergebnisse in keinem Fall sinnvoll. Tendenzen können aber dennoch aufgezeigt werden.



Abb. 44 links: Durchgerostete Probenenden; rechts: durch Korrosionsfortschritt geschwächte Probe

Versuchsserie mit bauteilähnlichen Prüfkörpern

Um auch Rohrsegmente als Probekörper in der Offshore-Klimakammer prüfen zu können, musste ein Konzept zum einen für eine realitätsnahe Beschichtung und zum anderen für eine sinnvolle mechanische Belastung in der Kammer entwickelt werden. In Zusammenarbeit mit Evonik wurde daher ein Probekörperdesign realisiert, auf denen zunächst das Polyamid-Produkt extrudiert und anschließend eine Nachbeschichtung mit dem TIB-Produkt erfolgte. Besonders im Fokus stand wiederum der Übergang zwischen beiden Beschichtungssystemen.

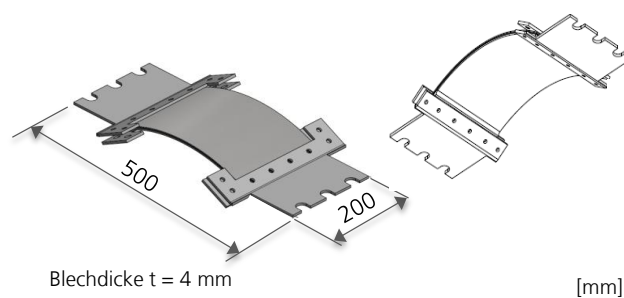


Abb. 45 Probekörper in isometrischer Darstellung

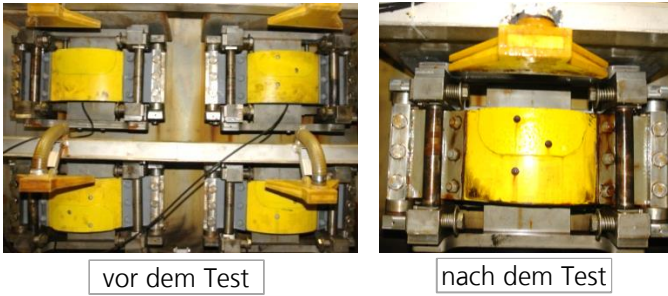


Abb. 46 Probekörper eingebaut in der Offshore-Klimakammer; links: frisch eingebaut, rechts: nach einem Monat Bewitterung mit mechanischer Last

Eingehende Darstellung

Im Anschluss an die Bewitterung wurde die Unterwanderung bestimmt. Gezielte Vorschädigungen wurden in unterschiedlich beschichteten Bereichen des Probekörpers eingebracht: Im nachbeschichteten Bereich (Abb. 47 (1)), im Übergangsbereich (Abb. 47 (2)) und im Bereich der im Extrusionsverfahren aufgetragenen Beschichtung (Abb. 47 (3)). In Abb. 47 ist in den Schädigungsstellen ebenfalls dunkles Polyethylen zu erkennen. Dabei handelt es sich um eine Probe auf der zunächst eine Lage Polyethylen aufgebracht und anschließend eine weitere Lage Polyamid extrudiert wurde. Weiterhin wurden Proben ohne Polyethylen ausgeführt.



Abb. 47 Bezeichnung der Schädigungsstellen

- 1 in der Nachbeschichtung
- 2 am Übergang zwischen beiden Produkt
- 3 in der extrudierten Beschichtung auf Polyamid-Basis

Um die Unterwanderung zu messen, wurde das Beschichtungsmaterial wieder bis zum nicht korrodierten Bereich entfernt. Abb. 48 stellt die gemessenen Werte als Relation von Durchmesser des oxidierten Substrates zum Durchmesser der ursprünglichen Bohrung dar.

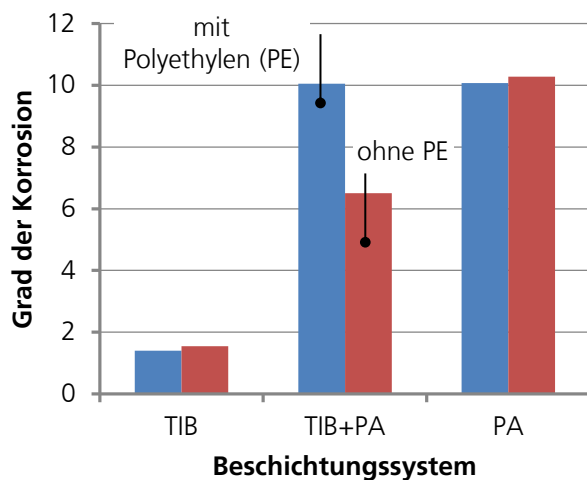


Abb. 48 Unterwanderung an der Bohrung

Weiter wurde die Haftfestigkeit ermittelt. Die Werte sind in nachfolgender Tabelle aufgeführt und können für alle Bereiche als hoch bezeichnet werden. Der Bruch erfolgte bei allen Brüchen am Prüfstempel selbst, im Klebstoff oder in der UV-Deckschicht. Die Korrosionsschutzwirkung war nicht betroffen. In Abb. 49 ist die Position der Stempel dargestellt.



Abb. 49 Haftabzug

- 1 in der Nachbeschichtung
- 2 am Übergang zwischen beiden Produkt
- 3 in der extrudierten Beschichtung auf Polyamid-Basis

Abb. 50 Haftabzug

Beschichtungssystem	Prüfstempel	Zugfestigkeit [MPa]	Adhäsion [%]	Kohäsion [%]
Protegol 36/10703 (6,2mm) - TIB (UV-Deck- Lack RAL 1023)	1 a	9,14	60 35 5	-
	1 b	-	-	-
DRN (430 µm) - PA - Protegol 36/10703 (6,2mm) - TIB (UV-Deck- Lack RAL 1023)	2 a	7,62	85	15
	2 b	9,87	100	-
DRN (430µm) - PA	3 a	-	-	-
	3 b	15,65	100	-

2.2

Erprobung des Beschichtungssystem unter realitätsnahen Bedingungen (Arbeitspaket 4)

2.2.1

Wahl einer charakteristischen Tragstruktur und eines entsprechenden Konstruktionsdetails als Demonstrator (AP 4.1)

Wahl des Konstruktionsdetails

Tragstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen sind wechselnden Beanspruchungen aus Wind, Wellen und Anlagenbetrieb ausgesetzt. Ein wesentliches Bemessungskriterium ist daher der Nachweis der Ermüdungsfestigkeit. Unter dem Begriff der Materialermüdung wird dabei der Steifigkeitsabfall durch das Fortschreiten von Rissen unter wechselnder Beanspruchung verstanden. Risse werden dabei in den meisten Fällen an Stellen lokaler Spannungserhöhungen, sogenannten Kerben, eingeleitet. Diese Spannungsspitzen treten innerhalb der Struktur dort auf, wo der Kraftfluss maßgeblich gestört wird. Dies kann beispielsweise durch Variation der Geometrie durch Löcher oder Dickensprünge, an Werkstoffübergängen und Verbindungen erfolgen. Da Schweißen im Bereich des Stahlbaus eine wirtschaftliche, schnelle und effiziente Verbindungstechnik darstellt, ist der Anteil geschweißter Verbindungen bei diesen Bauwerken sehr groß. Schweißverbindungen verursachen jedoch Spannungserhöhungen sowohl als geometrische als auch als strukturelle Kerbe. Schweißnähte gehören damit zu den besonders ermüdungskritischen Details einer Konstruktion. Bedingt durch den Fügeprozess unterscheiden sich geschweißte und nicht geschweißte Strukturteile wesentlich. Gewichtige Unterschiede sind dabei Werkstoffinhomogenitäten aus Zusatzwerkstoff und Gefügeänderungen, mögliche Schweißfehler und Schweißimperfektionen sowie Schweißbeigenspannungen bzw. -verzug. Nahtübergang oder -wurzel sind damit häufig der Ausgangsort für eine Schädigung unter wechselnder Beanspruchung. Wird nun ein räumliches Fachwerk aus Hohlprofilen betrachtet, wirkt sich bei den geschweißten Knoten neben der strukturellen Kerbe besonders die ungleichmäßige Steifigkeitsverteilung entlang der Verschneidung spannungserhöhend aus und mindert damit die Ermüdungsfestigkeit des Konstruktionsdetails.

Innerhalb der Struktur kommen Hohlprofilknoten im Wesentlichen in fünf Anschlussvarianten vor, dem T-, Y-, N-, K- und X-Knoten. Dabei kann der T-Knoten auch als Y-Knoten mit einem Strebenwinkel von 90° aufgefasst werden. Gleiches gilt für den N-Knoten, der eine Sonderform des K-Knotens ist, bei dem eine Strebe mit einem Winkel von ebenfalls 90° angeschlossen wird. Die Bezeichnung des Knotens richtet sich allerdings weniger nach seinem Aussehen, sondern vielmehr nach seiner Belastung.

Wird beispielsweise wie in Abb. 52 (a) die Normalkraft durch Biegung (und Schub) im Gurt abgetragen, wird der Anschluss als Y-Knoten bzw. bei einem Strebenwinkel von 90° als T-Knoten bezeichnet. Weitere Varianten für die Belastung von Strebe und Gurt sind in Abb. 51 und Abb. 52 dargestellt.

Ein Blick auf die räumlichen Fachwerke in Abb. 53 zeigt, dass bis auf den X-Knoten die Anschlüsse ebenfalls in ihrer räumlichen Variante vorliegen und infolge Wind und Wellen räumlich, mit wechselnden Normalkräften und Biegemomenten aus und in der Ebene beansprucht werden.

Abb. 51 Anschlussstypen und Belastung für Kreishohlprofile in Anlehnung an Zhao et al. (2002)

Anschluss		Belastung Strebe			Belastung Gurt	
		Normalkraft	Biegung in der Ebene	Biegung aus der Ebene	Normalkraft	Biegung in der Ebene
T- bzw. Y	eben	ja	Ja	ja	nein	nein
X	eben	ja	Ja	ja	nein	nein
K mit Spalt	eben	ja	Nein	nein	ja	ja
YY oder DY	räumlich	ja	Ja	ja	ja	nein
KK oder DK	räumlich	ja	Nein	nein	ja	ja

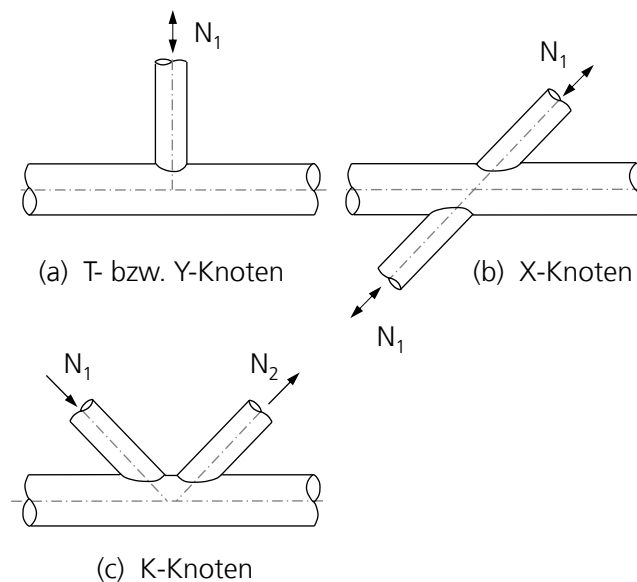


Abb. 52 Grundlegende ebene Anschlussvarianten Y-, T-, X- und K-Knoten

In der Offshore-Windenergie kommt das Jacket als räumliches Fachwerk überwiegend in der drei- bzw. vierbeinigen Variante vor, (siehe auch Abb. 53). Aktuelle Studien von Chew et al. (2014) sehen dabei die dreibeinige Variante als zukunftssträchtige Alternative zur vierbeinigen Lösung, da im direkten Vergleich die erforderliche Stahlmasse verringert und die Anzahl der geschweißten Hohlprofilanschlüsse um ein Viertel reduziert werden kann. Basierend auf den Vorgaben des „UpWind reference jackets“ aus dem Validierungsprojekt OC 4 (Vorpahl et al. (2013)) wurde anhand einer Auswahl bemessungsrelevanter Lastfälle sowohl für den Grenzzustand der Tragfähigkeit (ULS) als auch für den Grenzzustand der Ermüdung (FLS) die dreibeinige Jacketvariante optimiert und besonders die Sensitivität für unterschiedliche Wind- und Wellenangriffsrichtungen untersucht. Im Ergebnis wurde festgestellt, dass auch die dreibeinige Variante so ausgelegt werden kann, dass sie sich ähnlich wie die vierbeinige Variante verhält und eine ähnliche Richtungsabhängigkeit aufweist. Aufgrund der oben genannten Vorteile hinsichtlich einer Reduktion der Knotenanzahl und einer Massenersparnis kann diese Variante damit als sinnvolle Alternative bezeichnet werden.

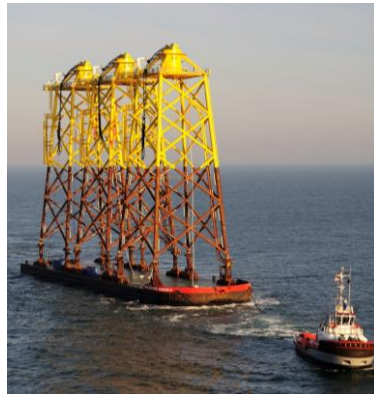


Abb. 53 links: Dreibeinige Variante mit Suction Bucket – Prototyp im Windpark Borkum Riffgrund I (©: DONG Energy A/S); rechts: vierbeinige Variante im Windpark alpha ventus (© Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE | DOTI | Matthias Ibeler, 2009)

Eingehende Darstellung

Im Projektverlauf und in Abstimmung mit dem Projektpartner WeserWind wurde daher ein Doppel-K-Knoten aus dem unteren Bereich eines dreibeinigen Jackets gewählt. Dieser Knoten am Übergang zum Meeresboden wurde auch durch Chew et al. (2014) als bemessungsmaßgebend identifiziert. Der DK-Knoten als Demonstrator ist in Abb. 54 liegend dargestellt. Dies entspricht der Anordnung im Versuchsaufbau. Die gewählten Abmessungen für Strebe und Gurt bilden eine reale Struktur annähernd im Maßstab 1 : 2 ab. Entsprechend der Anordnung aus Abb. 54 wurde im Schwingversuch nun eine der unter 35° abgehenden Streben lotrecht mit einer sinusförmigen Amplitude F_a belastet. Daraus resultieren als Elementarlastfälle zum einen ein Normalkraftanteil in der Strebe sowie zum anderen Biegung des Gurtes in der Ebene und durch die leichte Exzentrizität der Strebe von 71 mm Biegung aus der Ebene heraus. Da der Gurt unbelastet bleibt und die Belastung der Strebe allein über Gurtbiegung bzw. Schub abgetragen wird, kann der Knoten gemäß Abb. 51 als ebener Y-Knoten bezeichnet und in der Folge auch so vereinfacht modelliert werden. Der Einfluss der weiteren Streben auf die Steifigkeit der Gesamtkonstruktion ist vernachlässigbar. Weitere Informationen zur Versuchsplanung und -durchführung folgen im Abschnitt 2.2.2.

Seitenansicht

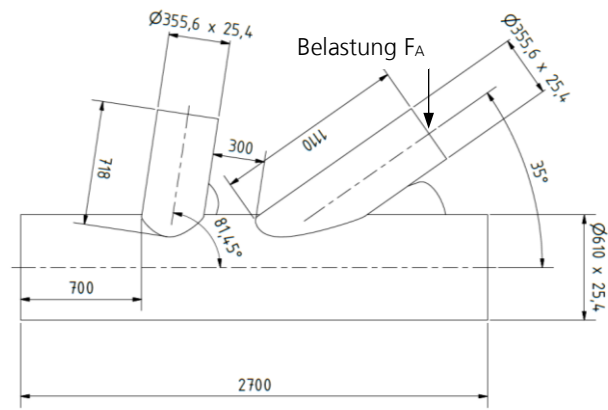
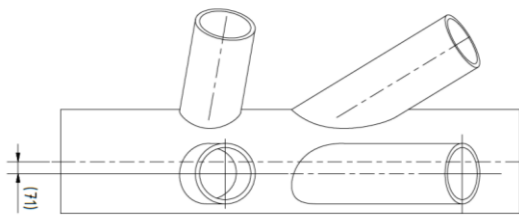


Abb. 54 Darstellung des Demonstrators mit Abmessungen in mm

Draufsicht



Räumliche Darstellung



2.2.2

Simulation des Demonstrators und Versuchsplanung (AP 4.2)

Eingehende Darstellung

2.2.2.1 Randbedingungen für den Entwurf des Demonstrators

Beim Entwurf räumlicher Fachwerke sind die Variationen hinsichtlich Anschlussgeometrie und deren Abmessungsverhältnissen vielfältig. Im Rahmen der Bemessung eines Tragwerks sind grundsätzlich unterschiedliche Anforderungen, wie Tragfähigkeit, Stabilität oder Ermüdung gegenüber einer wirtschaftlichen Herstellung und Wartung abzuwägen. Häufig stehen diese Anforderungen im Gegensatz zueinander, und ein Optimum ist zu finden. Aus Sicht der Fertigung gibt es einige Randbedingungen, die zwar die Tragfähigkeit des Anschlusses verringern im Gegenzug aber die schweißtechnische Umsetzung erleichtern. Folgende Aufzählung fasst sowohl die Angaben der Norm DIN EN 1993-1-8:2005 als auch die in den Veröffentlichungen von Zhao et al. (2002), Wardenier (2003), Kuhlmann und Euler (2010) und Wardenier et al. (2011) benannten Randbedingungen zusammen.

- Strebenwinkel $\theta \geq 30^\circ$, um Zugänglichkeit im Bereich der Kronenferse zu gewährleisten und damit fehlerfreie Nähte zu ermöglichen
- Strebendurchmesser $d_1 < \text{Gurtdurchmesser } d_0$, um wirtschaftliche Anschlüsse zu ermöglichen
- Verhältnis von Strebenwanddicke zu Gurtwanddicke $t_1 / t_0 \text{ min. } 0,5$, um hohen Ausnutzungsgrad der Knotentragfähigkeit zu erreichen und erforderliche Schweißquerschnitte zu minimieren
- Direktes Aufsetzen der Streben auf den Gurt, Knoten mit Spalt, zwar geringere Tragfähigkeit, allerdings geringer Aufwand für die Nahtvorbereitung der Rohrenden; verdeckte Nähte sind besser zu vermeiden
- Spaltmaß $g \geq 2 \cdot t_1$ bzw. $t_1 + t_2$, um ausreichend Platz für die Schweißnähte zu haben, wobei die Knotentragfähigkeit mit geringerem Spaltmaß zunimmt

Die Abmessungen des Demonstrators wurden auf diese Randbedingungen hin überprüft.

- Strebenwinkel $\theta = 35^\circ$, *unkritisch*
- Verhältnis der Durchmesser von Strebe zu Gurt
 $d_1 / d_0 = 355,6 / 610 \text{ mm} = 0,58$, *typisch*
- Verhältnis von Strebenwanddicke zu Gurtwanddicke
 $t_1 / t_0 = 1$, *untypisch*
- Spaltmaß $g = 300 \geq 2 \cdot t_1 = 50,8 \text{ mm}$, *typisch*

Die Wahl gleicher Wanddicken für Streben und Gurt ist untypisch und nicht maßstäblich für Offshore- und Brückenbauwerke. Besonders bei Offshore-Jackets werden die Gurte im Vergleich zur Strebe dickwandig ausgeführt und Verhältnisse für τ von deutlich unter 0,5 erreicht. Mit Blick auf die Beschichtung kann für die hier getroffene Wahl allerdings begründet werden, dass unter Versuchsbelastung möglichst große Verformungen gewünscht waren, um die Haftung und damit die Dauerhaftigkeit der Beschichtung unter größtmöglicher mechanischer Dehnung zu prüfen.

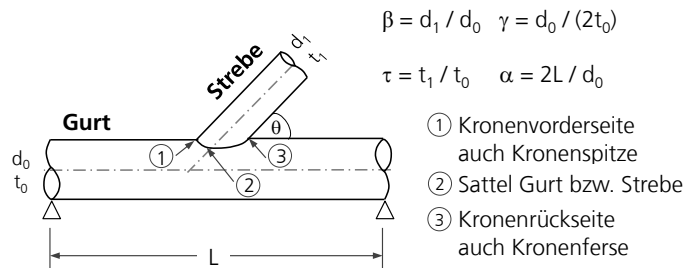


Abb. 55 Ebener Y-Anschluss

2.2.2.2 Fertigung des Demonstrators

Der Doppel-K-Knoten wurde aus Kreishohlprofilen (CHS) mit Gurtabmessungen von $\varnothing 610 \times 25,4$ mm und Strebenabmessungen von $\varnothing 355,6 \times 25,4$ mm durch den Projektpartner WeserWind gefertigt. Für die Streben kam dabei die Stahlgüte S355 J2H und für den Gurt die Güte S355 J0H zum Einsatz. Der Zuschnitt der Rohre sowie die Schweißkantenvorbereitung erfolgten mittels Brennschnitt. Der Strebeanschluss wurde zunächst am Kran ausgerichtet, vermessen, dann Fixierungsbleche zur Positionierung angeschweißt und schließlich die Wurzellage gefügt. Über eine mehrlagig ausgeführte MAG-Schweißung wurde der Anschluss fertiggestellt. Die anschließende zerstörungsfreie Schweißnahtkontrolle durch Sichtprüfung, 100 %ige Ultraschall- und 100 %ige Magnetpulverprüfung waren ohne Befund. Genauere Informationen zur Fertigung können dem Abschlussbericht des Projektpartners WeserWind entnommen werden.



Abb. 56 a) zugeschnittene Rohre; b) Demonstrator während der Fertigung bei WeserWind

Charakteristisch für Hohlprofilanschlüsse sind die komplexen Verschneidungskurven, die eine über den Verlauf der Schnittlinie wechselnde Nahtform erfordern. Eine gute Schweißbarkeit ist dabei von besonderer Bedeutung, um durch eine kerbarme Ausführung die Zuverlässigkeit und durch eine für die zerstörungsfreie Prüfung günstige Anordnung die Sicherheit der Hohlprofilerschweißanschlüsse zu gewährleisten. Die Schweißnaht kann umlaufend als HV-Naht ausgeführt sein oder aber von einer HV-Naht an der Kronenspitze zu einer Kehlnaht im Bereich der Kronenferse wechseln. Letztgenannte Ausführung erleichtert besonders für geringere Strebenwinkel $< 45^\circ$ die Nahtvorbereitung und auch das Schweißen, ist aber nach derzeitigen Offshore-Normen unzulässig. Hiernach muss die Naht umlaufend als vollaufgeschweißte HV-Naht ausgeführt werden, wenn nicht die Möglichkeit besteht, die Wurzel von der Gegenseite zu schweißen. Bei den hier betrachteten Hohlprofilverbindungen ist diese Anforderung fertigungstechnisch bisher nicht zu erfüllen. Aus dieser Vorgabe resultieren entlang der Verschneidung die in Abb. 57 schematisch dargestellten Nahtquerschnitte. Ist der Strebenwinkel und damit die Zugänglichkeit besonders im Bereich der Kronenferse gering, können daraus Flankenbindefehler und eine unzureichende Wurzel durchschweißung folgen. Aufgrund der geringeren Nahtqualität kann auch für diese vermeidlich durchgeschweißte Stumpfnäht die Ermüdungsfestigkeit der Schweißnahtwurzel geringer als die der Schweißnahtübergänge bewertet werden. Besonders vor dem Hintergrund, dass diese Fehler auch mit zerstörungsfreien Prüfverfahren nur schwer detektierbar sind und möglicherweise auch unerkannt bleiben.

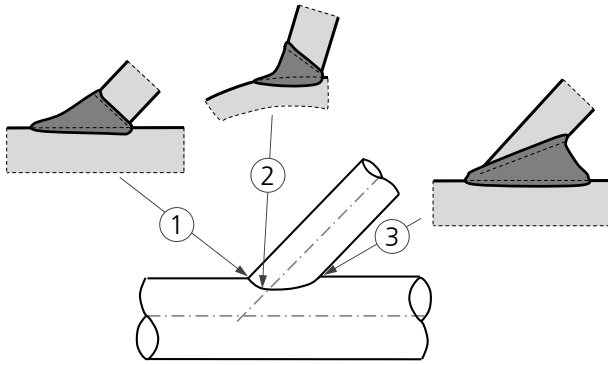


Abb. 57 Schweißnahtform entlang der Verschneidung; Ausführung als HV-Naht

Eingehende Darstellung

Im Sinne einer Fertigungserleichterung wäre daher in der Praxis eine Kombination aus HV- und Kehlnaht erstrebenswert, ist aber bisher durch die normative Vorgabe einer umlaufenden ausgebildeten HV-Naht nicht möglich. Der Projektpartner WeserWind schlug daher vor, den Demonstrator entgegen der Normvorgabe mit einem Wechsel zu einer Kehlnaht im Fersenbereich zu fertigen. Die experimentelle Datengrundlage über die Auswirkung einer unzureichenden Durchschweißung bzw. eines Kehlnahtanschlusses im Bereich der Kronenferse ist bisher zu gering, um zu einer endgültigen Aussage zu gelangen. Bisher durchgeführte Schwingversuche an Hohlprofilknoten zeigen jedoch, dass unabhängig von der Nahtform ein Versagen überwiegend vom Schweißnahtübergang und nicht von der Wurzel ausgehend erfolgt.

Auch das Schweißnahtprofil am versagenskritischen Ort bestimmt die Ermüdungsfestigkeit des Anschlusses. Die meisten Normen geben Empfehlungen für eine grundsätzlich kerbungünstige Geometrie des Nahtquerschnitts. Nach den Vorgaben der API RP 2A-WSD werden zwei SN-Kurven für Hohlprofilknoten definiert: Kurve X ($\Delta\sigma_{ref} = 100 \text{ N/mm}^2$ bei 2 Mio. Lastzyklen, $m = 4,4$) bei flachen Nahtübergängen und konkavem Nahtquerschnitt und Kurve X' ($\Delta\sigma_{HS} = 79 \text{ N/mm}^2$ bei 2 Mio. Lastzyklen, $m = 3,7$) für kerbungünstige Nahtquerschnitte.

Die Nahtoberflächen der belasteten Strebe verbleiben im Schweißzustand. Das Schweißnahtprofil des Demonstrators variierte im Bereich der Kronenferse von einem konkaven über einen konvexen im Bereich des Sattels bis hin zu einem flachen Profil im Bereich der Kronenspitze (siehe auch Abb. 58).

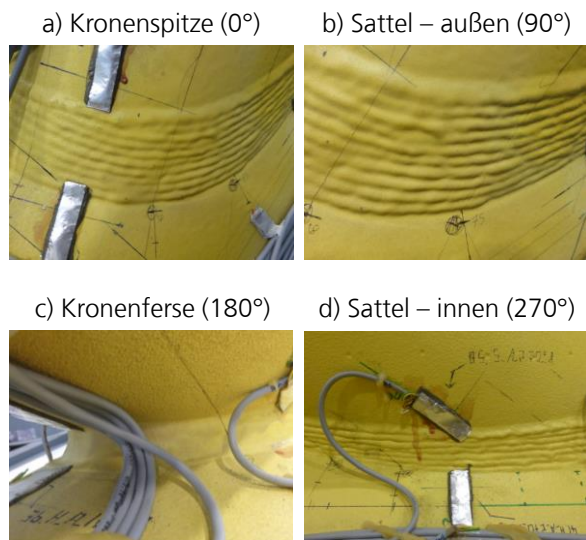
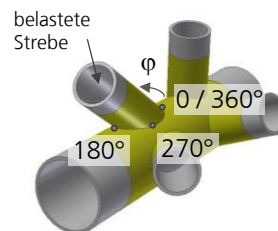


Abb. 58 Schweißnahtprofil entlang der Verschneidung

Übersicht



Demonstrator

Nach Abschluss der schweißtechnischen Fertigung wurde der Prüfkörper hinsichtlich möglicher Abweichungen von der Sollgeometrie und Achsabweichungen vermessen. Die festgestellten Differenzen bewegten sich im Rahmen der Toleranzen gemäß DIN EN ISO 13920 „Schweißen-Allgemeintoleranzen“.

Für die Beschichtung wurden die Oberflächen entsprechend vorbereitet. Um mögliche Unterschiede hinsichtlich der Beschichtungseigenschaften herauszuarbeiten, wurden die Nahtanschlüsse zweier Streben blecheben geschliffen. Die Beschichtung wurde zweischichtig aufgetragen. Zunächst wurde durch den Projektpartner TIB Chemicals AG ein sogenannter Primer als Haftvermittler auf die Stahlstruktur aufgebracht. Anschließend wurde mittels Flamspritstechnologie die von Evonik im Rahmen des Projekts entwickelte Beschichtung PA 12 auf Pulverbasis aufgebracht. Dabei stellte sich ein gleichmäßiges Erwärmen des vergleichsweise massigen Hohlprofilknotens als große Herausforderung dar. Durch unterschiedliches Aufschmelzen des Pulvers variierte die Schichtdicke recht stark und die geforderten mechanischen Eigenschaften der Beschichtung konnten stellenweise nicht realisiert werden. Besonders an den Strebenenden platzte die Beschichtung spröde ab. Primer und aufgespritzte Pulverbeschichtung gingen hier keine Verbindung ein. Im Bereich der Kronenferse, d.h. bei einem Winkel in Umfangsrichtung von etwa 180°, konnte nach dem Einrichten des Demonstrators auf dem Prüffeld ein Riss im Bereich des Nahtüberganges zum Gurt festgestellt werden. Abb. 59 zeigt den Riss von mehreren Zentimetern Länge. Da dieser Riss in der Folge auch unter Beanspruchung nicht weiter fortschritt, kann vermutet werden, dass er sich auf die Beschichtung beschränkte und nicht auch auf die Stahlstruktur erstreckte. In diesem Bereich, der durch den spitzen Winkel zwischen Strebe und Gurt nur schlecht zugänglich ist und somit erhöhte Anforderungen an die Beschichtungstechnologie stellt, war die Beschichtung besonders dick ausgeführt.

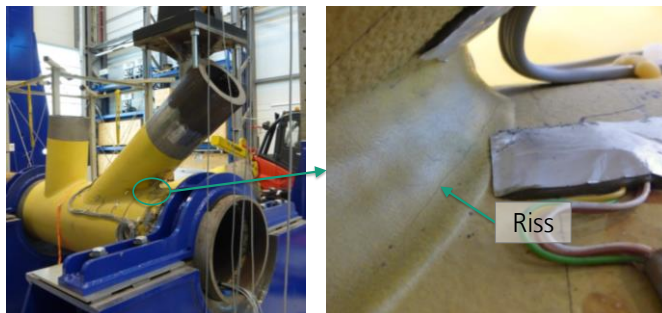


Abb. 59 Riss in der Beschichtung im Bereich der Kronenferse

Da die Anwendung des PA 12 auf Kleinproben und auch auf Rohre sehr positive Ergebnisse geliefert hat, kann erwartet werden, dass dies auch auf großvolumige Stahlstrukturen zutrifft, wenn eine gleichmäßige und dauerhafte Erwärmung der Struktur während des thermischen Aufbringens des Pulvers möglich ist. Die Machbarkeit konnte durch diesen ersten Versuch in jedem Fall aufgezeigt werden. Für weiterführende Informationen und Details wird auch auf den Bericht des Teilprojekts von Evonik Industries AG verwiesen.

2.2.2.3 Vorbemessung

Im Stahlbau kann für viele Strukturelemente und Konstruktionsdetails der Nachweis der Ermüdungssicherheit gemäß Nennspannungskonzept erfolgen. Zur Anwendung dieses Konzeptes sind zwei Voraussetzungen zu erfüllen: Zum einen muss die Nennspannung im Querschnitt bestimmbar sein, und zum anderen muss das betrachtete Konstruktionsdetail klassifizierbar, d.h. einem katalogisierten Kerbfall und damit einer Bemessungswöhlerlinie zuzuordnen sein. Für Hohlprofilknoten sind diese beiden Voraussetzungen aufgrund des über den Anschluss variierenden Spannungsverlaufes und der

vielfältigen Varianten, die jeweils eine Vielzahl experimentell ermittelter Wöhlerlinien erfordern würden, nicht erfüllt. Für sie ist in den meisten Fällen zum Nachweis der Ermüdungssicherheit das Strukturspannungskonzept heranzuziehen.

Das Strukturspannungskonzept (auch Hot-Spot Konzept) hat seinen Ursprung in der Auslegung meerestechnischer Konstruktionen. Es wird darüber hinaus auch im Behälter- und Schiffbau angewendet. Grundsatz dieses Konzeptes ist, dass für hochbeanspruchte Punkte des Anschlusses, den sog. Hot Spots, eine fiktive Spannung ermittelt wird, die zwar bei gegebener Belastung die Spannungserhöhung aus der Knotengeometrie enthält nicht aber die Erhöhung aus der lokale Schweißnahtgeometrie, siehe auch Abb. 60. Mit dieser sogenannten Strukturspannung als Eingangsparameter wird dann über normativ festgelegte Strukturspannungs-Wöhlerlinien die Lebensdauer abgeschätzt.

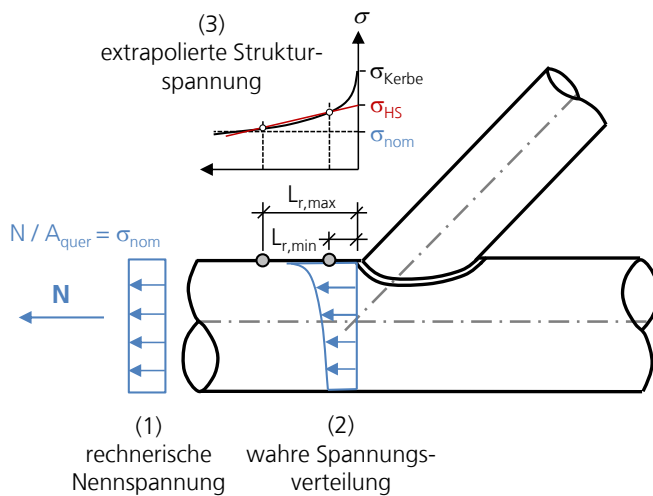


Abb. 60 Spannungsverteilung am Hohlprofilknoten mit Anwendung des Strukturspannungskonzeptes (angelehnt an Darstellung in Kuhlmann und Euler (2010))

Die Spannungserhöhung kann für einfache Knotengeometrien, d.h. ebene Knoten ohne Überlappung, mit Hilfe analytischer Formeln, z.B. nach Efthymiou (1988) oder Smedley und Fisher (1991) (Llyod's Register), berechnet werden. Eine Zusammenfassung der bis dato entwickelten Formeln findet sich in HSE-OTH 354 (1997). Weiterhin kann die Spannungserhöhung auch numerisch ermittelt werden. Hierfür ist in Standards und Richtlinien festgelegt, mit welchem Abstand zum Nahtübergang die örtlichen Spannungen zu berechnen sind und wie diese zur Hot-Spot-Spannung extrapoliert wird.

Prognose der Lebensdauer auf Basis analytisch bestimmter Spannungskonzentrationsfaktoren (SCF)

Da die Formeln nach Efthymiou oder auch Llyod's Register eine gute Übereinstimmung zu gemessenen Werten darstellen, werden sie auch nach den Richtlinien des DNV GL empfohlen. Sie kamen auch für den Demonstrator zu Anwendung, um die Lebensdauer abzuschätzen. Die Versuchsbelastung, die eine Lebensdauer N_f von mindestens 100.000 Lastzyklen garantiert, wurde durch das Ingenieurbüro Prof. Bellmer Ingenieurgruppe GmbH, das ebenfalls als Partner in das Projekt involviert war, bestimmt. Diese FE-basierte Berechnung ergab unter Berücksichtigung der Prüfrandbedingungen eine Prüfkraftamplitude von $F_a = 92$ kN bei einem Verhältnis von Unter- zu Oberspannung von $R = -1$.

Abb. 61 Abmessungen des Demonstrators**Abmessungen**

Gurtlänge L_0	[mm]	2000,0
Außendurchmesser Gurt D	[mm]	610,0
Außendurchmesser Strebe d	[mm]	355,6
Wanddicke Gurt T	[mm]	25,4
Wanddicke Strebe t	[mm]	25,4
Neigungswinkel der Strebe θ	[°]	35,0

Eingangsparameter für die SCF nach Efthymiou (1988)

$\alpha = 2 L_0 / D$	6,56	$4 \leq \alpha \leq 40$	zulässig
$\beta = d / D =$	0,58	$0,2 \leq \beta \leq 1,0$	zulässig
$\gamma = D / (2 T) =$	12,01	$8,0 \leq \gamma \leq 32,0$	zulässig
$\tau = t / T =$	1,0	$0,2 \leq \tau \leq 1,0$	zulässig
$\theta =$	35°	$20^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$	zulässig

Die maximalen Schnittgrößen wurden am Stabwerk mit einer Belastung von $F_a = 92$ kN ermittelt. Das Eigengewicht der Hohlprofile wurde dabei vernachlässigt. Der Knoten wurde biegesteif angenommen. Daraufhin wurde die Lebensdauer entsprechend des von der CIDECT vorgeschlagenen Vorgehens, das in Zhao et al. (2002) beschrieben ist, überschlägig abgeschätzt. Die Spannungskonzentrationsfaktoren wurden anhand der parametrisierten Formeln von Efthymiou (1988) berechnet.

Abb. 62 Abschätzung der Lebensdauer

Schnittgröße	Strebe	Gurt
Normalkraft N	$N = 53$ kN	$N = 0$ kN
Moment in der Ebene M_{ipb}	$M_{ipb} = 105,5$ kNm	$M_{ipb} = 106,4$ kNm
Moment aus der Ebene M_{opb}	$M_{opb} = 6,5$ kNm	$M_{opb} = 0$ kNm
Beanspruchung σ_{nom} bzw. S_r		
$S_{r,axial-force}$	$S_{r,ax-in-brace} = 1,9$ N/mm ²	$S_{r,ax-in-chord} = 0$ N/mm ²
$S_{r,ipb}$	$S_{r,ipb-in-brace} = 46,6$ N/mm ²	$S_{r,ipb-in-chord} = 1,5$ N/mm ²
$S_{r,opb}$	$S_{r,opb-in-brace} = 2,9$ N/mm ²	$S_{r,opb-in-chord} = 0$ N/mm ²
SCF nach Efthymiou (1988)		
N , Sattel	$SCF_{ax-in-brace-as} = 2,68$	$SCF_{ax-in-chord-as} = 5,12$
N , Krone	$SCF_{ax-in-brace-ac} = 2,51$	$SCF_{ax-in-chord-ac} = 4,26$
M_{ipb}	$SCF_{ipb-in-brace-ac} = 3,38$	$SCF_{ipb-in-chord-ac} = 2,57$
M_{opb}	$SCF_{opb-in-brace-as} = 2,57$	$SCF_{opb-in-chord-as} = 4,02$

Strukturspannung σ_{rHS} bzw. S_{rHS}

Eingehende Darstellung

$F_a = 92 \text{ kN}$	$S_{rHS,brace} = 169,1 \text{ N/mm}^2$	$S_{rHS,chord} = 173,0 \text{ N/mm}^2$
-----------------------	--	--

$\Delta F = 184 \text{ kN}$	$S_{rHS,brace} = 338,2 \text{ N/mm}^2$	$S_{rHS,chord} = 346,0 \text{ N/mm}^2$
-----------------------------	--	--

Lebensdauer N_f

für $F_a = 92 \text{ kN}$	$N_f = 363.000 \text{ Zyklen}$
---------------------------	--------------------------------

für $\Delta F = 184 \text{ kN}$	$N_f = 48.800 \text{ Zyklen}$
---------------------------------	-------------------------------

Die verschiedenen Belastungsanteile werden dabei jeweils für Gurt und Strebe gemäß folgenden Formeln überlagert

(a) G U R T

$$S_{rHS} = SCF_{ax-in-brace} \cdot S_{r,ax-in-brace} + SCF_{ipb-in-brace} \cdot S_{r,ipb-in-brace} + SCF_{opb-in-brace} \cdot S_{r,opb-in-brace} + SCF_{ax-in-chord} \cdot S_{r,ax-in-chord} + SCF_{ipb-in-chord} \cdot S_{r,ipb-in-chord}$$

(b) S T R E B E

$$S_{rHS} = SCF_{ax-in-brace} \cdot S_{r,ax-in-brace} + SCF_{ipb-in-brace} \cdot S_{r,ipb-in-brace} + SCF_{opb-in-brace} \cdot S_{r,opb-in-brace}$$

Die Nennspannungsschwingbreiten der verschiedenen Beanspruchungsanteile, Normalkraft, Biegung in der Ebene sowie Biegung aus der Ebene können wie folgt ermittelt werden

$$S_{r,ax} = \frac{P_{ax}}{A} \quad S_{r,ipb} = \frac{M_{ipb}}{W_{ipb}} \quad S_{r,opb} = \frac{M_{opb}}{W_{opb}}$$

Aus einer Belastungsschwingbreite von $\Delta F = 184 \text{ kN}$ folgt damit eine maximale Strukturspannungsschwingbreite von $S_{rHS} = 346 \text{ N/mm}^2$ im Bereich der Gurtkrone. Unter Annahme der S_{rHS} - N-Ermüdungsfestigkeitskurve gemäß Zhao et al. (2002) folgt eine konservative Abschätzung der Lebensdauer von $N_f = 48.800$ Lastzyklen.

$$\log(S_{rHS}) = \frac{1}{3} \cdot (12,476 - \log(N_f)) + 0,060 \cdot \log(N_f) \cdot \log\left(\frac{16}{t}\right) \quad \text{für } 10^3 < N_f < 5 \cdot 10^6$$

$$\log(S_{rHS}) = \frac{1}{5} \cdot (16,327 - \log(N_f)) + 0,402 \cdot \log(N_f) \cdot \log\left(\frac{16}{t}\right) \quad \text{für } 5 \cdot 10^6 < N_f < 10^8$$

Die Berechnung der Lebensdauer wurde zusätzlich nach den Vorgaben der DNV GL-RP-C203 „Fatigue Design of Offshore Steel Structures“ durchgeführt. In acht Schnitten entlang der Verschneidung werden die Strukturspannungen anhand angegebener Formeln ermittelt. Hierin werden die Spannungsanteile und die analytisch ermittelten SCF berücksichtigt. Die maximal ermittelte Strukturspannung wird dabei maßgebend. Die maximale Strukturspannung wurde für die Strebenkrone zu $S_{rHS} = 322 \text{ N/mm}^2$ ermittelt. Der maximal ermittelte Wert für den Gurt lag bei $S_{rHS} = 252 \text{ N/mm}^2$. Für Hohlprofilknoten ist die Ermüdungskurve ‚T‘ anzusetzen. Sie liegt leicht unterhalb der Kurve gemäß CIDECT und berücksichtigt eine dickenbedingte Abminderung für Blechdicken $t > 32 \text{ mm}$. Wird nun die Lebensdauer ermittelt, ergibt sich eine Bemessungslebensdauer von etwa 43.900 Lastzyklen. Beide Kurven sind mit entsprechender Markierung der Strukturspannung und der resultierenden Lebensdauer in Abb. 63 dargestellt.

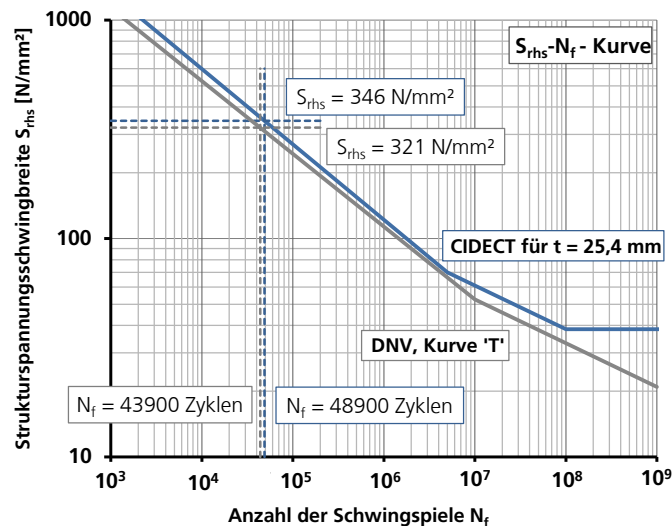


Abb. 63 Strukturspannungs-Wöhlerlinie nach Zhao et al. (2002) (CIDECT) und DNV GL

Beide Bemessungswerte der Ermüdungsfestigkeiten sind nahezu identisch. Aufgrund der stark vereinfachenden Annahmen liegen beide deutlich unterhalb der prognostizierten Lebensdauer von 100.000 Lastzyklen.

Bei diesen Wöhlerlinien handelt es sich um Bemessungskurven. Dies bedeutet im Falle der Richtlinie nach DNV GL es wird eine Lebensdauer mit einer 97,7 %igen Überlebenswahrscheinlichkeit berechnet. Bei Annahme einer Gaußschen Log-Normalverteilung ergibt sich die Bemessungswöhlerlinie aus dem Mittelwert plus zweimal der Standardabweichung. Möchte man nun auf den Mittelwert schließen, ist die Angabe der Standardabweichung notwendig. Grundsätzlich ist dies schwierig. Sie wird in den Kommentaren der DNV-GL RP-C203 für die angegebenen Bemessungskurven mit $s_{\log N} = 0,2$ beziffert. Wird hieraus jetzt auf den Mittelwert geschlossen, ergibt sich eine mittlere Lebensdauer von etwa $N_{50\%} = 110.000$ Lastzyklen.

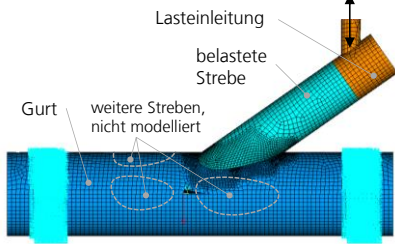
2.2.2.4 Prognose der Lebensdauer auf Basis numerischer Berechnungen

Beschreibung des FE-Modells

Neben den Lebensdauerberechnungen des Projektpartners Prof. Bellmer Ingenieurgruppe GmbH wurde unter der gegebenen Belastungssituation zur Veranschaulichung des Lastabtrags, zur Detektion hochbeanspruchter Bereiche und für einen Abgleich der gemessenen Dehnungen ein reduziertes FE-Modell aufgebaut. Wie oben bereits beschrieben, orientiert sich die Bezeichnung der Hohlprofilverbindung an der Belastungssituation von Gurt und Strebe. Unter den gegebenen Randbedingungen ist der Demonstrator daher als Y-Knoten aufzufassen. Die unbelasteten Streben werden daher nicht berücksichtigt.

Mit dem FE-Programmsystem ANSYS® wird ein Schalenmodell des Hohlprofilknotens parametrisiert aufgebaut. Alternativ kann auch ein vereinfachtes Modell mit Volumenelementen (20 Knoten, SOLID186) gewählt werden. Die Lasteinleitung in die Strebe wird über eine Balkenspinne und die Auflagersituation mit den Klemmbügeln ideal durch eine Restriktion der translatorischen Freiheitsgrade abgebildet. Es wurde das vollintegrierte 8-Knoten-Schalenelement SHELL281 verwendet. Die Schalenelemente repräsentieren die Mittelebene der Hohlprofile. Die Materialeigenschaften wurden rein linear-elastisch definiert. Die Schweißnaht wurde nicht modelliert. Das Modell mit den definierten Randbedingungen ist in Abb. 64 dargestellt.

Vorderansicht



Seitenansicht

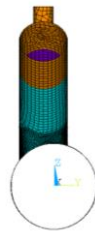
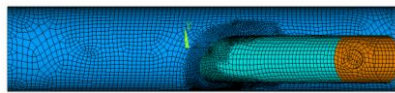


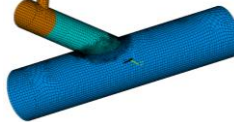
Abb. 64 FE-Modell

Eingehende Darstellung

Draufsicht



Isometrie



Für eine erste Plausibilitätsprüfung wurde eine Belastung von 90 bzw. -90 kN an der Strebe aufgebracht. Die resultierende Wegdifferenz an der Strebe betrug $\Delta u = 1,6$ mm. Im Versuch ergab sich eine Prüfwegdifferenz von etwa 1,9 mm. Das Modell reagierte aufgrund der Idealisierungen an Auflager und Lasteinleitung steifer. Die Nachgiebigkeit des Versuchsaufbaus wurde ebenfalls nicht abgebildet. Die Ergebnisse entsprechen damit den Erwartungen. Weiterhin wurden für Gurt und Strebe die Dehnungen ausgewertet, um Stellen der maximalen Beanspruchung zu lokalisieren und diese mit den gemessenen Dehnungen zu vergleichen. Entsprechend der applizierten Dehnungsmessstreifen wurden für den Gurt die Dehnungen in radialer Richtung für ein Koordinatensystem mit Ursprung im Schnittpunkt der Strebenachse in der Gurtoberfläche ausgewertet. Um auch für die Strebe einen Vergleich zu den gemessenen Dehnungen zu ermöglichen, wurden sie in Richtung der geneigten Strebe betrachtet, da auch die uniaxialen DMS auf der Strebe in diese Richtung orientiert sind. Die Ergebnisse sind in den folgenden Abbildungen jeweils für Gurt und Strebe dargestellt. Gurt und Strebe sind dabei freigeschnitten und zeigen die Dehnungsverteilung für den jeweiligen Belastungsfall von $F_a = +90$ bzw. -90 kN. Die freigeschnittene Strebe wird dabei so orientiert, dass sie mit den bisherigen Betrachtungen übereinstimmt.

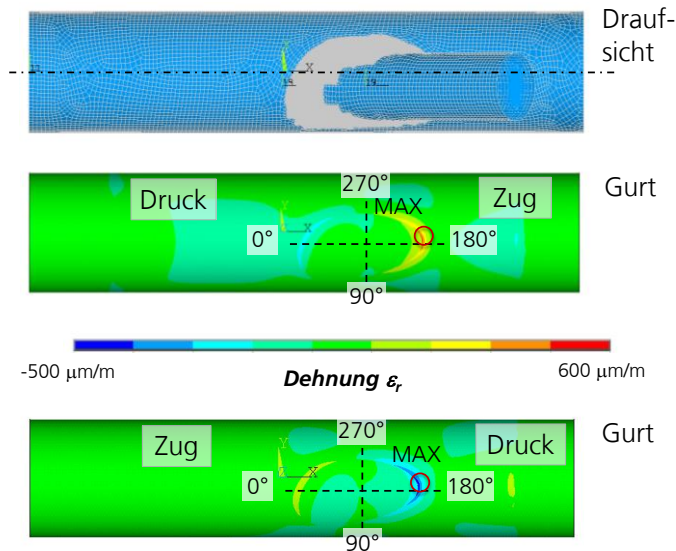
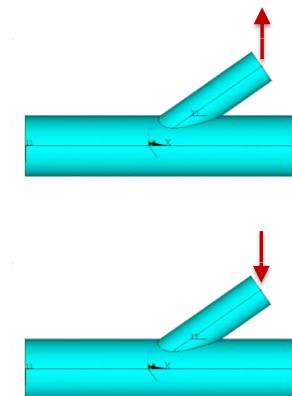


Abb. 65 Gurt, Spannungen in radialer Richtung; Ergebnisse des Schalenmodells



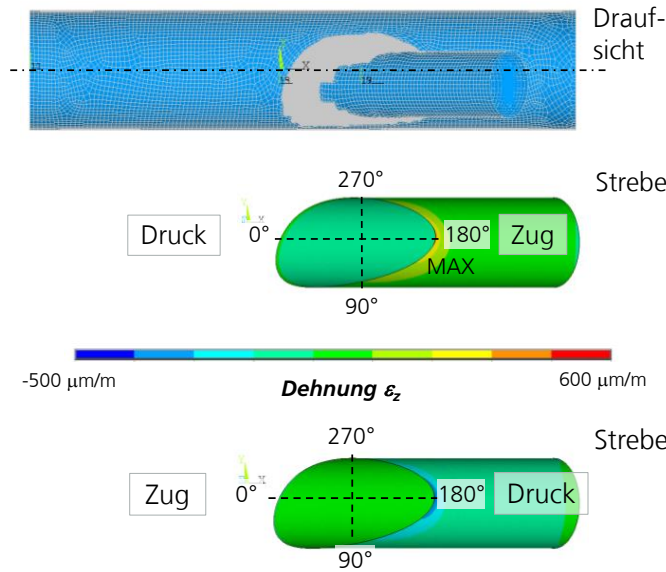
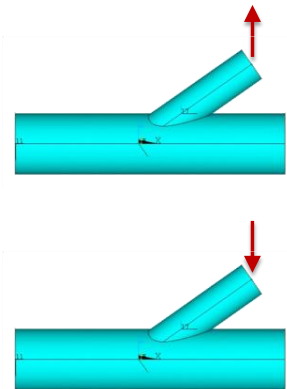


Abb. 66 Strebe, Spannungen in Strebenlängsachse; Ergebnisse des Schalenmodells



Bei einem ersten Vergleich mit den gemessenen Dehnungen aus Abb. 78 zeigt sich, dass die grundsätzlichen Verläufe übereinstimmen. Auch in der Simulation ist die Beanspruchung für die Kronenferse auf Seiten des Gurtes geringfügig höher als auf Seiten der Strebe. Wie auch bei den gemessenen Gurtdehnungen ist das Maximum leicht in Richtung der benachbarten Strebe verschoben. Um den räumlichen Spannungszustand zu berücksichtigen, ist in nachfolgender Abbildung zusätzlich die Vergleichsspannung nach von Mises ausgewertet. Das Maximum der Vergleichsspannung ist ebenfalls im Bereich der Kronenferse auf Seiten des Gurtes auszumachen. Der Anriss unter Ermüdungsbeanspruchung kann aufgrund der Geometrie und Abmessungen des Hohlprofilknotens in diesem Bereich erwartet werden.

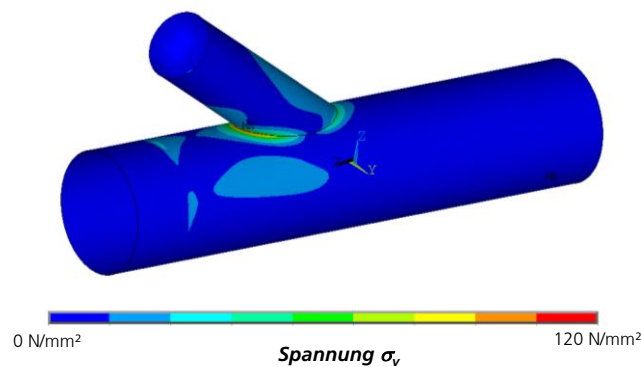
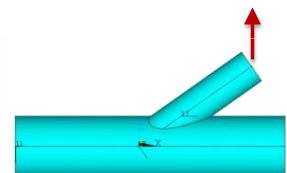


Abb. 67 Vergleichsspannung; Ergebnisse des Schalenmodells



Vergleich FE-Modell und Messung

Um die Beanspruchung von Modell und Versuch zu vergleichen, ist eine Position zu wählen, die möglichst nicht durch Lasteinleitungen, Lagerung, Schweißnähte oder Abmessungsveränderungen beeinflusst ist. Hierfür wurden zunächst die Dehnungsmessstreifen an der Strebe in der 0 und 180°-Position betrachtet und mit den berechneten Werten verglichen. Folgende DMS-Positionen wurden entlang der Strebe für einen Pfad mit Position an der Kronenvorder- und -rückseite betrachtet:

0°: Abstand x zur Einbrandkerbe = 5, 15, 50, 700 mm (Kronenvorderseite)
 180°: Abstand x zur Einbrandkerbe = 5, 15, 50, 180 mm (Kronenrückseite)

 Eingehende Darstellung

Die uniaxialen DMS geben dabei Aufschluss über die Dehnungen in Strebenlängsrichtung. Die folgenden Diagramme zeigen einen Vergleich zwischen numerisch berechneten und experimentell gemessenen Werten. Für den Pfad entlang der Strebenachse der Kronenrückseite in der Position 180°, dargestellt in Abb. 69, liegen die gemessenen Werte mit Ausnahme des ersten DMS unterhalb der numerisch ermittelten Dehnungen. Der erste DMS befindet sich mit $x = 5$ mm in geringem Abstand zur Schweißnaht und spiegelt die nahtbedingte Spannungserhöhung wider. Da die Naht nicht modelliert wurde, kann die Kerbspannung nicht abgebildet werden. Die Abweichungen zwischen Modell und Versuch lagen dabei im Durchschnitt bei etwa 15 %. Zusätzlich ist der Dehnungsverlauf ermittelt am Stabwerk dargestellt. Hier gab es für die Position Kronenferse eine gute Übereinstimmung zum numerischen Modell können damit als annehmbar bezeichnet werden. Für den Pfad auf der Strebe entlang der Kronenvorderseite waren die Abweichungen zwischen Modell und Versuch deutlich größer. Die Klemmung wurde zunächst als ideale Festhaltung Gurt umlaufend modelliert. Um den Einfluss der Randbedingungen zu untersuchen, wurde diese voll umlaufende Klemmung auf ein Rohrsegment von 10° jeweils unten und oben reduziert. Diese Verläufe sind als numerisch, RB red. in den Diagrammen der Abb. 68 bis Abb. 71 dargestellt. Der Einfluss dieser Reduzierung ist besonders für die Pfade entlang der Kronenspitze erkennbar, führt aber nicht zu einer Annäherung der gemessenen an die simulierten Dehnungen.

Um das Tragverhalten weiterhin zu beurteilen, wurden auch die Dehnungen des Gurtes betrachtet. Wie auch bei Betrachtung der Strebe wurden für den Gurt Pfade entlang der Längsachse an der Kronenspitze und -ferse ausgewertet. Wie schon für die Pfade der Strebe ist auch für den Gurt die Übereinstimmung der Dehnungen entlang der Kronenferse erheblich besser. Wohingegen die Dehnungen an der Kronenspitze durch das Modell deutlich überschätzt werden.

Abschließend kann daraus geschlossen werden, dass die komplexen Randbedingungen nur mit deutlich höherem Modellierungsaufwand abzubilden sind. Gerade für die Kronenspitze werden die Dehnungen gegenüber den gemessenen Werten deutlich überschätzt.

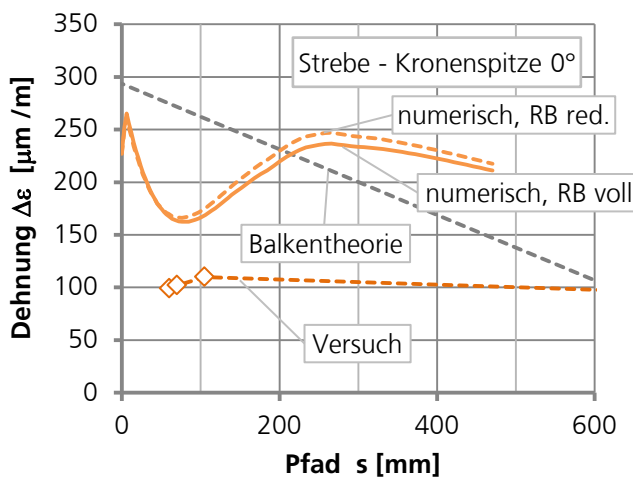
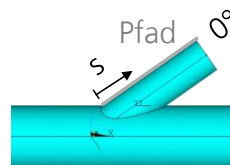


Abb. 68 Dehnungen entlang der Strebenlängsachse; $\Delta F = 180$ kN, Position Kronenspitze; Ergebnisse des Schalenmodells



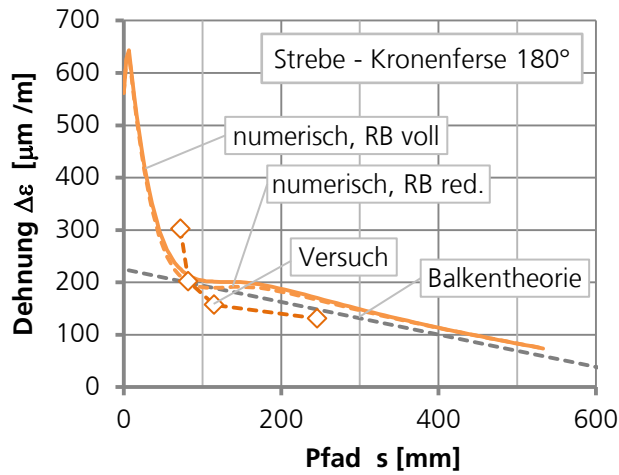


Abb. 69 Dehnungen entlang der Strebenlängsachse, Position Kronenferse; $\Delta F = 180$ kN, Ergebnisse des Schalenmodells

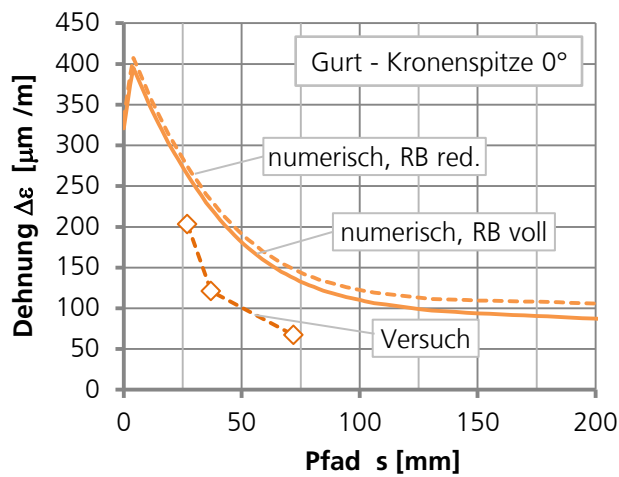
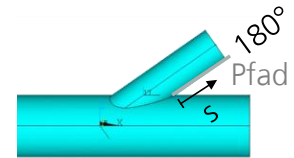


Abb. 70 Dehnungen entlang der Gurtlängsachse; $\Delta F = 180$ kN, Position Kronenspitze; Ergebnisse des Schalenmodells

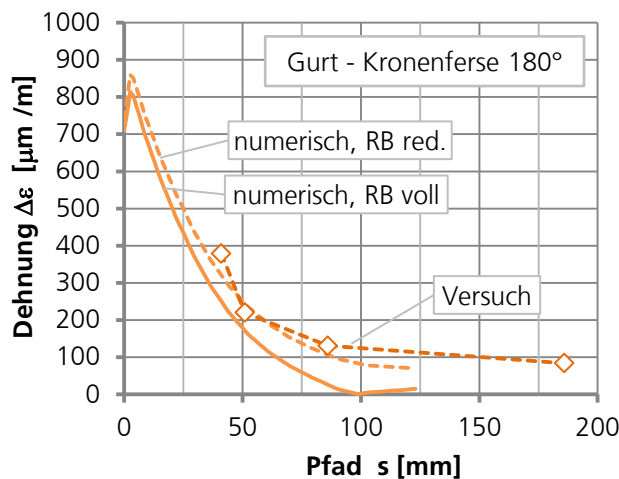
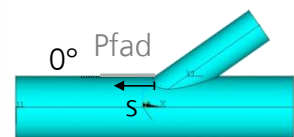
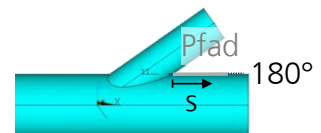


Abb. 71 Dehnungen entlang der Gurtlängsachse, Position Kronenferse; $\Delta F = 180$ kN, Ergebnisse des Schalenmodells



Nachweis der Ermüdungsfestigkeit auf Basis der Strukturspannung

Eingehende Darstellung

Durch die Verschneidung der beiden Rohre kommt es für die Ergebnisgrößen an der Schnittkante zu einer Unstetigkeit, deren Abbildung sehr stark vom Vernetzungsgrad abhängig ist und damit das Berechnungsergebnis beeinflusst. Auch weil die Auswertung der Kerbspannung die Abbildung der Kerbgeometrie erfordert, wird durch Extrapolation von normativ definierten Stützpunkten auf den Schweißnahtfußpunkt eine lokale Bezugsspannung, die sogenannte Strukturspannung, errechnet. Diese Strukturspannung kann zum einen messtechnisch abgebildet werden und verhindert zum anderen, dass numerisch ermittelte Spannungen verwendet werden, die noch von der Unstetigkeit beeinflusst sind.

Das bereits vorgestellte Schalenmodell wurde nun für die Berechnung der Strukturspannung für die gegebene Belastung herangezogen. Für die höchstbeanspruchten Bereiche der Gurt- und Strebenkrone wurden die Strukturspannungen auf Basis der Hauptspannungen ausgewertet. Die Abstände für eine lineare Extrapolation wurden gemäß den Vorgaben des DNV-GL für Rohrknöten zu

$$a_{Gurt} = 0,2 \cdot \sqrt{r \cdot t} = a_{Strebe}$$

$$b_{Gurt} = 0,4 \cdot \sqrt[4]{r \cdot t \cdot R \cdot T}; b_{Strebe} = 0,65 \cdot \sqrt{r \cdot t}$$

gewählt. Aus der Auswertung der Pfade am Ort der maximalen Spannungen folgt die Strukturspannung für die Strebe zu $S_{rhs,Strebe} = 98 \text{ N/mm}^2$ und für den Gurt zu $S_{rhs,Gurt} = 247 \text{ N/mm}^2$. Wird die Kurve T für Hohlprofilverbindungen des DNV-GL angesetzt folgt hieraus eine rechnerische Lebensdauer von $N = 97.000$ Lastzyklen bei einer Überlebenswahrscheinlichkeit von $97,7 \%$. Analog zum Vorgehen beschrieben in Kapitel 2.2.2.3 folgt daraus mit einer Standardabweichung $s_n = 0,2$ eine mittlere Lebensdauer von 244.000 Lastzyklen.

2.2.3

Durchführung des Schwingversuchs (AP 4.4)

Versuchsdurchführung

Die Schwingprüfung erfolgte servohydraulisch unter Verwendung eines Prüfzylinders mit einer maximal möglichen Prüflast von $F = \pm 500 \text{ kN}$. Die Prüffrequenz betrug $f_{Prüf} = 1 \text{ Hz}$. Die Belastung wies zeitabhängig einen sinusförmigen Verlauf mit konstanter Amplitude F_a auf. Der Prüfaufbau mit Lasteinleitung ist in Abb. 72 dargestellt. Der massiv ausgeführte Lasteinleitungsadapter ermöglichte eine gleichmäßige Lastverteilung innerhalb der Strebe. Der Gurt wurde jeweils an seinen Enden auf Böcken gelagert. Eine torsionssichere Lagerung war über Bügel, die über Klemmung mit vorgespannten Schrauben eine Verbindung zu den Böcken herstellte, gewährleistet.



Abb. 72 Versuchsaufbau mit Lasteinleitung

Monitoring

Die Detektion des Anrissbeginns und die Dokumentation des Rissfortschritts parallel zur Durchführung der Schwingprüfung stellen eine der wichtigsten Aufgaben dar. Bei kleinmaßstäblichen Schwingversuchen- beispielsweise an Schweißproben- ist nach Detektion des ersten Anrisses die Phase des Rissfortschritts im Verhältnis zur Gesamtlebensdauer gering, da kaum Möglichkeiten für eine Spannungsumlagerung bestehen. Bei Hohlprofilknoten ist dies gegeben und die verbleibende Lebensdauer nach Feststellung eines Anrisses ist nennenswert. Daher sind mehrere Abbruchkriterien denkbar.

- N1: Die Schwingspielzahl, bei der eine Veränderung der Dehnungsamplitude von 15 % an einem rohrseitig applizierten DMS in direkter Nachbarschaft senkrecht zum ersten Anriss aufgetreten ist
- N2: Die Schwingspielzahl, bei der ein Riss zum ersten Mal visuell wahrnehmbar ist
- N3: Die Schwingspielzahl, bei der die Hohlprofilwandung einen Durchriss aufweist
- N4: Die Schwingspielzahl, bei der der Bruch bzw. der Abriss erfolgt

Aufgrund der sicheren und objektiven Detektion legen Normen und Richtlinien in der Regel das Abbruchkriterium N3 zugrunde. Denn das Kriterium N1 hängt maßgeblich von der Vorhersagegenauigkeit des Hot-Spots und damit vom Applikationsort des DMS ab. Wohingegen das Kriterium N2 stark von der Methode der Rissdetektion bzw. der subjektiven Wahrnehmung bestimmt ist. Dagegen wird das Kriterium N4 nicht bemessungsrelevant, da die großen Verformungen zu diesem Zeitpunkt die Lasteinleitung durch zusätzlich wirksame, große Biegeanteile stören und das Ergebnis damit nicht aussagekräftig ist.

Eine Rissdetektion an der Oberfläche eines beschichteten Bauteils ist mit einigen Schwierigkeiten verbunden, da auftretende Ermüdungsrissse von der Beschichtung verdeckt werden, Wackerbauer et al. (2007). Die nachfolgende Tabelle zeigt einen Vergleich der jeweiligen Prüfverfahren.

Prüfverfahren	Verfahrensgrenzen	Anwendbarkeit
VT Sichtprüfung	optische Hilfsmittel, Beschichtung muss entfernt werden	Ungeeignet
PT Eindringprüfung	Riss müssen zu Oberfläche offen sein, Beschichtung muss entfernt werden	Ungeeignet
MT Magnetpulverprüfung	Beschichtung > 100 µm muss entfernt werden	Ungeeignet
UT Ultraschallprüfung	Detektion von inneren Störungen	Ungeeignet
RT Durchstrahlungsprüfung	beidseitige Zugänglichkeit, Kehlnähte können nicht geprüft werden, sehr aufwändig	Ungeeignet
ET Wirbelstromprüfung	einfache Geometrien, raue Schweißnähte, Vergleichskörper notwendig	geeignet, aber störanfällig

Abb. 73 Vergleich der zerstörungsfreien Prüfverfahren nach Wackerbauer et al. (2007)

Ohne die Beschichtung zu entfernen, ist bis auf die Wirbelstromprüfung kein Messverfahren geeignet, oberflächennahe Risse festzustellen. Daher wurde im Folgenden die SLV Hannover beauftragt, versuchsbegleitend, und punktuell die Wirbelstromprüfung durchzuführen. Darüber hinaus wurde durch das Institut für Instandhaltung und Korrosionsschutztechnik GmbH (IFINKOR), ebenfalls Projektpartner, die Machbarkeit der optisch angeregten Lockin-Thermografie zur Detektion eines Ablösens der Beschichtung während der Schwingbeanspruchung untersucht. Aufgrund der schwierigen Reproduzierbarkeit des Messaufbaus zwischen jeweils zeitlich getrennten Messaufbauten wurden lediglich zwei Messungen zu Beginn des Schwingversuchs durchgeführt. Für weiterführende Informationen wird auf den Abschlussbericht des Projektpartners verwiesen.

Wirbelstromprüfung

Die Wirbelstromprüfung ist ein Verfahren zum Nachweis von Oberflächenfehlern. Entscheidend für eine Anwendung auf beschichteten Oberflächen ist, dass es keiner besonderen Präparation bedarf und direkt angewendet werden kann, ohne die Beschichtung zu entfernen.

Prüfprinzip ist, dass der Sensor - eine Messspule - von Wechselstrom durchflossen und so ein wechselndes Magnetfeld erzeugt wird. Dies wiederum induziert im Messvolumen Wirbelströme. Weist die Oberfläche Fehler auf, so wird an dieser Stelle die Wirbelstromverteilung gestört, woraus eine Veränderung der Wirbelstromdichte folgt. Diese veränderte Wirbelstromdichte führt zu einer Änderung des Wechselstromwiderstands der Spule, womit auch auf die Größe des Fehlers geschlossen werden kann. Der Sensor wird dabei, wie in Abb. 74 dargestellt, von Hand über die Schweißnaht und die angrenzende Wärmeeinflusszone geführt. Die Ausgabe erfolgt über einen Handgerät. Defektanzeigen sind durch den Prüfer zu dokumentieren.



Abb. 74 Durchführung der Prüfung; Führung des Sensors und Darstellung auf dem Handmonitor

Gemäß Prüfnorm wurde als minimale Fehlergrenze und damit Bewertungsgrundlage der Ausschlag, der beim Überfahren einer erodierten Nut mit einer Tiefe von 1,0 mm auftritt, definiert. Wird während der Messung am Bauteil diese Schwelle überschritten, deutet dies auf eine mögliche Unregelmäßigkeit mit Abmessungen > 1 mm hin. Um die Beschichtung zu simulieren, wurde diese Nut während der Kalibrierung mit Justierfolien mit Dicke der Beschichtung abgedeckt. Da die Beschichtungsdicke des Rohrknotens variierte, wurde eine mittlere Beschichtungsdicke von 1 mm angenommen. Alle Signale, die während der Prüfung diese Schwelle erreichten oder überschritten, wurden protokolliert. Insgesamt wurde gemäß nachfolgender Tabelle an acht Terminen eine Wirbelstromprüfung der gesamten Umfangsnaht vorgenommen, wobei die ersten beiden Termine zur Darstellung des Ausgangszustandes vor Beginn der Schwingprüfung dienten.

Abb. 75 Zeitpunkt der Wirbelstromprüfung

Termin	Anzahl der Lastzyklen
1	Nullmessung vor Prüfbeginn
2	Ausgangszustand, nach Vorversuchen und vor Beginn der Schwingprüfung
3	ca. 58 000 Zyklen (Laststufe I)
4	ca. 100 000 Zyklen (Laststufe I)
5	ca. 210 000 Zyklen (Laststufe I)
6	ca. 380 000 Zyklen (Laststufe I)
7	ca. 500 000 Zyklen (Laststufe I) + 10 000 Zyklen (Laststufe II)
8	ca. 500 000 Zyklen (Laststufe I) + 100 000 Zyklen (Laststufe II) + 100 000 Zyklen (Laststufe III)

Trotz des Einsatzes eines speziellen Schweißnahtsensors kann während der Prüfung eine Änderung des Abstandes zwischen Schweißnaht und Sensor nicht komplett vermieden werden. Dies wird in der Fachliteratur als Liftoff-Effekt bezeichnet. Gerade im Sattelpunkt innenliegend ($225^\circ < \varphi < 315^\circ$) ist die Schweißnahtoberfläche sehr unregelmäßig und führte dadurch zu stark variierenden Messergebnissen. Weiterhin war

der Bereich der Kronenferse ($\varphi = 180^\circ$) aufgrund des geringen Strebenwinkels mit dem handgeführten Sensor nur schwer zugänglich und daher nicht prüfbar.

Bei einem Vergleich der Prüfergebnisse der einzelnen Messungen waren diese nur in Teilen reproduzierbar, dadurch schwer zu interpretieren und kaum für eine Rissdetektion verwendbar. Erschwert durch die schwankenden Beschichtungsdicken und die komplexe Schweißnaht konnte dieses Verfahren in diesem speziellen Fall nicht für eine Rissdetektion herangezogen werden.

Eingehende Darstellung

Kontinuierliche Erfassung der Dehnungen

Um das Verformungsverhaltens des Demonstrators während des Versuchs zu erfassen, wurden uniaxiale Dehnungsmessstreifen (DMS) der Fa. TML (Tokyo Sokki Kenkyujo Co. Ltd.) sowohl auf dem Gurt als auch auf der Strebe appliziert. Es wurden DMS mit einer Messgitterlänge von 10 mm verwendet. Neben der Aufzeichnung von Prüfkraft und –weg standen damit ausführliche Messdaten zur Verfügung, um zum einen die numerischen Simulationen zu validieren und zum anderen Verformungsänderungen infolge einer Rissinitiierung bzw. –fortschritts kontinuierlich zu dokumentieren.

Um ein durch Schädigung verändertes Verformungsverhalten zu erkennen, wurden Gurt und Strebe umfangreich mit Dehnungsmessstreifen (DMS) ausgestattet. Die Anordnung erfolgte entsprechend folgender Tabelle. Die angegebenen Abstände x beziehen sich dabei auf die Einbrandkerbe der Schweißnaht. Die DMS auf dem Gurt wurden senkrecht zum Nahtübergang appliziert. Die Messstreifen auf der Strebe wurden entsprechend der Strebenneigung orientiert. Die Gradeinteilung entlang der Verschneidung leitet sich vom Umfang der Strebe ab und kann Abb. 77 entnommen werden. Die Abstände der DMS vom Nahtübergang wurden für alle Messorte gleich gewählt.

Wie schon beschrieben variiert die Prüfkraft sinusförmig mit einer mit einer Frequenz von $f_{\text{prüf}} = 1$ Hz. Prüfkraft und –weg sowie Dehnungsdaten wurden mit einer Messfrequenz von 100 Hz erfasst und mit einer Frequenz von 25 Hz abgespeichert. Um die Datenmengen zu reduzieren, wurden für Zeitspannen von jeweils 90 s die Minima und Maxima aller Messkanäle ausgewertet und gesondert abgespeichert. Auf Grundlage dieser komprimierten Daten wurden Prüfweg und Dehnungsdaten des Schwingversuchs ausgewertet.

Bauteil	Winkel φ	Abstand x
Gurt – innen (29 DMS)	alle 15	5 mm
	0°	15 und 50 mm
	180°	15, 50 und 150 mm
Gurt – außen (13 DMS)	alle 45°	5 mm
	0°	15 und 50 mm
	180°	15, 50 und 150 mm
Strebe – außen (14 DMS)	alle 45°	5 mm
	0°	15, 50 und 700 mm
	180°	15, 50 und 180 mm

Abb. 76 Übersicht der applizierten DMS mit Angabe des Abstandes x zur Einbrandkerbe

DMS Gurt und Strebe

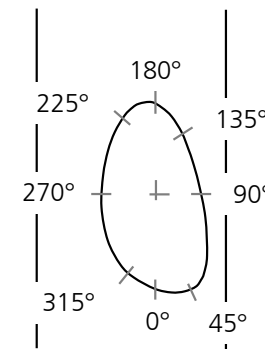


Blick 270° - 0° - 90°
(Kronenspitze)



Blick 90° - 180° - 270°
(Kronenferse)

Draufsicht
Schnittlinie Gurt-Strebe



Abstand x

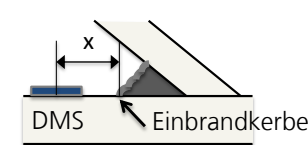


Abb. 77 Anordnung der DMS

Statische Vorversuche

Zunächst wurde der Demonstrator statisch bis zu einer Ober- bzw. Unterlast von ± 50 kN belastet. Die hierbei gemessenen Dehnungsverläufe wurden im ersten Schritt herangezogen, um die Funktionsfähigkeit der Messensorik und die grundsätzliche Plausibilität zu überprüfen.

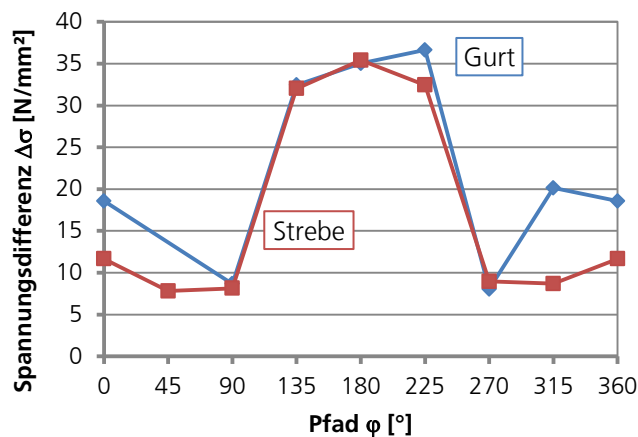
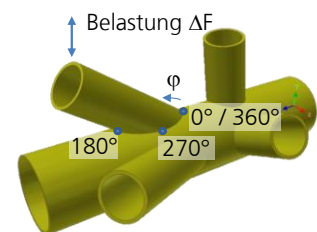


Abb. 78 Gemessene Spannungsdifferenz entlang des Pfades φ sowohl für die DMS auf der Strebe als auch auf dem Gurt



Über die Spannungsdifferenz, die gurt- und strebenseits in einem Abstand von 5 mm entlang der Schweißnaht ausgewertet wurde, konnten bereits maximale Dehnungswerte lokalisiert werden (siehe auch Abb. 78). Sie zeigten sich für den Gurt im Bereich von 225°, d. h. im Bereich der Kronenferse auf der zur benachbarten Strebe zugewandten Seite. Gleiches gilt für die Strebe. Hier konnten die Maxima ebenfalls bei 180° im Bereich der Kronenferse festgestellt werden. Wie anhand der Prüfkonzellation erwartet, erfolgte der Lastabtrag im Wesentlichen über die Kronenferse direkt ins Auflager. Da die Biegebeanspruchung gegenüber dem geringen axialen Anteil überwiegt, wurden

im Bereich der neutralen Faser bei etwa 90° bzw. etwa 270° kaum nennenswerte Dehnungen gemessen.

Um die Strukturspannung zu ermitteln, sind DMS entsprechend den normativ geforderten Abständen zum Nahtübergang zu applizieren. Am Kronen- und Sattelpunkt der Strebe und des Gurtes wurden DMS mit unterschiedlichen Abständen appliziert. Die Dehnungsmessstreifen waren jedoch nicht so angeordnet, dass ein direkter Rückschluss auf die Strukturspannung möglich war. Die Abstände entsprechen nicht den normativ geforderten Extrapolationsvorschriften $L_{r,\min}$ und $L_{r,\max}$.

Gurt:	$L_{r,\min} = 0,4 \cdot T =$	10,2 mm	
	$L_{r,\max} = 0,4 \cdot (R \cdot T \cdot r \cdot t)^{0,25} =$	29,9 mm	(Krone)
Strebe:	$L_{r,\min} = 0,4 \cdot t =$	10,2 mm	
	$L_{r,\max} = 0,65 \cdot (r \cdot t)^{0,5} =$	42,1 mm	(Krone und Sattel)

Das Beanspruchungsmaximum konnte nach den Dehnungsmessungen im Kronenbereich des Gurtes für den DMS bei etwa 225° ausgemacht werden. Benachbart hierzu auf der 180°-Position befinden sich DMS, die für die Ermittlung der Strukturspannung herangezogen wurden. Zunächst wurde die Last statisch auf das Prüfniveau ersten Laststufe von $F_A = 90$ kN gesteigert. Gemäß linearer Extrapolation der Dehnungen am Stützpunkt $x_1 = 5$ mm von $\varepsilon_1 = 380$ $\mu\text{m/m}$ und für $x_2 = 15$ mm von $\varepsilon_2 = 220$ $\mu\text{m/m}$ ergab sich eine Strukturdehnung von $\varepsilon_{\text{rsh}} = 460$ $\mu\text{m/m}$. Daraus folgt eine Strukturspannung bei einer Prüfamplitude $F_a = 90$ kN von $S_{\text{rsh}} = 97$ N/mm². Linear hochgerechnet für die 225°-Position ergibt sich eine Spannung von $S_{\text{rsh}} = 102$ N/mm². Angemerkt sei an dieser Stelle, dass diese Strukturspannung vor dem Hintergrund der nicht normenkonformen Ermittlung mit Vorsicht zu betrachten ist und deutlich von den berechneten Strukturspannungen abweicht.

Zyklische Beanspruchung

Nach Abschluss der statischen Vorversuche wurde mit dem ersten Belastungsblock also einer Prüfamplitude $F_a = 90$ kN begonnen. Auch nach 500.000 Lastzyklen konnte in den Dehnungsverläufen weder ein Anstieg noch ein Abfall der Dehnungen beobachtet und visuell kein Riss detektiert werden. Auch die regelmäßig durchgeführte Wirbelstromprüfung ließ keinen Rückschluss auf eventuelle Schäden zu. Daher wurde die Prüfkraftamplitude F_a kontinuierlich nach jeweils 100.000 Lastzyklen gemäß Abb. 79 gesteigert. Wie ebenfalls in Abb. 79 dargestellt nehmen die mittleren Dehnungsschwingweiten am Ort der maximalen Beanspruchung (Gurt bei $\varphi = 225^\circ$, $x = 5$ mm) dabei in gleichem Maße zu. Mit der 4. Laststeigerung auf $F_a = 335$ kN konnte eine leicht überproportionale Zunahme der Dehnungen auf $\Delta\varepsilon = 1220$ $\mu\text{m/m}$ und damit $\Delta\sigma = 256$ N/mm² registriert werden. In der Folge konnte während der Schwingprüfung auf dieser Laststufe ein signifikanter Abfall der Dehnungen an diesem DMS erfasst und ein Riss von etwa 15 mm Länge visuell detektiert werden.

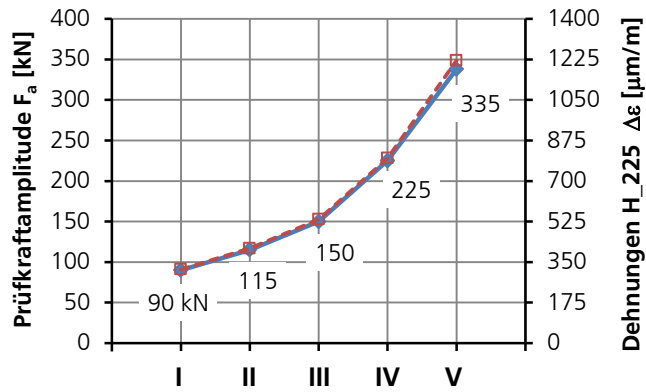


Abb. 79 Laststeigerung und maximale Dehnungsdifferenz des DMS am Gurt bei $\varphi = 225^\circ$, $x = 5$ mm
 Block I: 500.000 LZ
 Block II-IV: 100.000 LZ

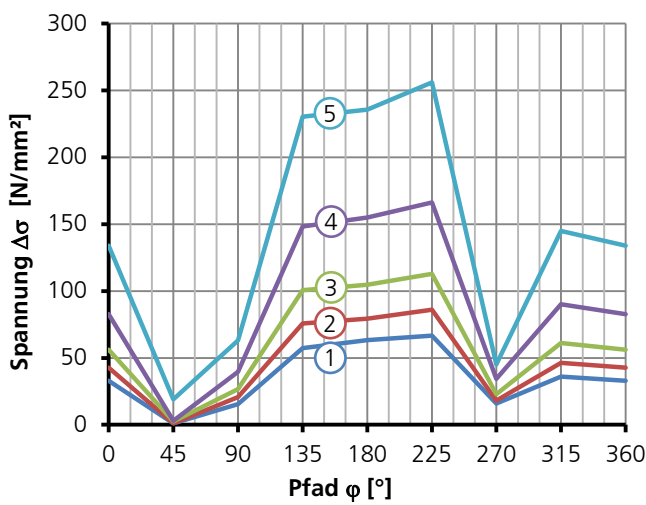


Abb. 80 Spannungsschwingbreiten entlang der Verschneidung – Gurt außen
 Stufe 1: $\Delta F = 180$ kN
 Stufe 2: $\Delta F = 230$ kN
 Stufe 3: $\Delta F = 300$ kN
 Stufe 4: $\Delta F = 450$ kN
 Stufe 5: $\Delta F = 670$ kN

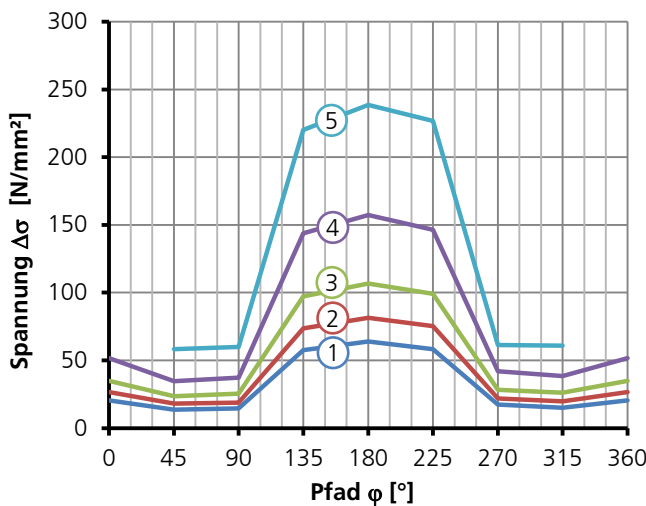
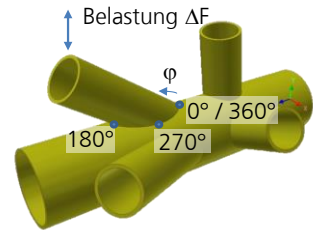
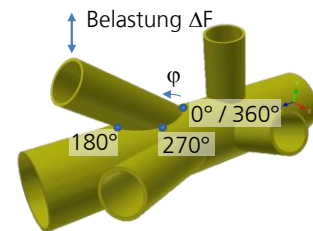


Abb. 81 Spannungsschwingbreiten entlang der Verschneidung – Strebe außen
 Stufe 1: $\Delta F = 180$ kN
 Stufe 2: $\Delta F = 230$ kN
 Stufe 3: $\Delta F = 300$ kN
 Stufe 4: $\Delta F = 450$ kN
 Stufe 5: $\Delta F = 670$ kN



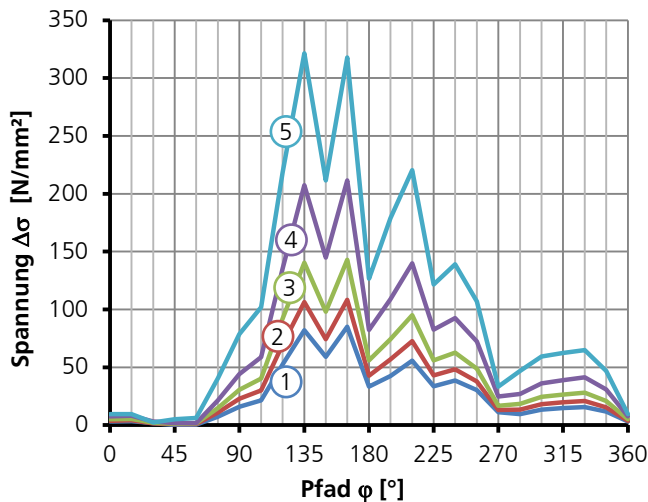
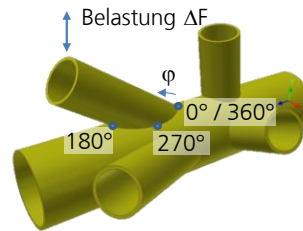


Abb. 82 Spannungsschwingbreiten entlang der Verschneidung – Gurt innen
Stufe 1: $\Delta F = 180 \text{ kN}$
Stufe 2: $\Delta F = 230 \text{ kN}$
Stufe 3: $\Delta F = 300 \text{ kN}$
Stufe 4: $\Delta F = 450 \text{ kN}$
Stufe 5: $\Delta F = 670 \text{ kN}$



 Eingehende Darstellung

Für die jeweiligen Lastblöcke wurden die Dehnungs- bzw. Spannungsschwingbreiten des Gurtes außen und innen und die Werte der Strebe ausgewertet. Die Verläufe der Abb. 80 und Abb. 81 verdeutlichen wiederum, dass sich das Beanspruchungsmaximum im Bereich der Kronenferse befindet und ein Anriss hier zu erwarten ist. Dabei ist das Spannungsmaximum des Gurtes durch die leichte Exzentrizität der Strebe geringfügig zur benachbarten, unbelasteten Strebe hin verschoben.

Die Applikation der Dehnungsmessstreifen im Gurtinnern sind an der Verschneidungslinie orientiert. Diese wurde als theoretische Schnittlinie konstruiert. Die DMS wurden ebenfalls in einem Abstand von $x = 5 \text{ mm}$ senkrecht zu dieser Schnittlinie angeordnet. Zwischen den DMS wird der Abstand umlaufend auf 15° verringert. Sind die Verläufe für Gurt und Strebe außen recht gleichmäßig, ist der gemessene Verlauf in Abb. 82 für die DMS im Gurtinnern unregelmäßiger. Ist außen durch die Schweißnaht und deren Einbrandkerbe eine Anordnung der DMS vorgegeben, fehlt dies im Gurtinnern. Die konstruierte Schnittlinie kann vom Verlauf der realen der Verschneidung und Schweißnaht abweichen, sodass die DMS im Innern kein genaues Abbild der DMS außen darstellen. Aber auch diese Auswertung zeigt, dass sich das Beanspruchungsmaximum im Bereich der Kronenferse befand.

Mit zunehmender Beanspruchung zeigen alle Diagramme, mit lokal stärker zunehmenden Dehnungen auch eine zunehmende Ausprägung der Maxima. Besonders für die letzte Laststeigerung ist dies deutlich erkennbar.

Belastungsblock I ($F_{a,1} = 90 \text{ kN}$, $R = -1$, $N_1 = 500.000$ Lastzyklen)

Nach Abschluss der statischen Vorversuche wurde mit dem ersten Belastungsblock nach Vorgabe des Projektpartners Ingenieurbüro Prof. Bellmer Ingenieurgruppe GmbH begonnen. Wie schon beschrieben, konnten auf dieser Laststufe keine Schäden am Demonstrator – Beschichtung inbegriffen - festgestellt werden.

Die Differenz des Prüfweges betrug dabei im Mittel etwa $\Delta u = 1,9 \text{ mm}$. Der sägezahnartige Verlauf des maximalen Prüfweges ist typisch für kraftgeregelte Versuche. Jeder Anstieg steht für das wiederholte Starten des Versuchs. Unter zyklischer Beanspruchung akkumulieren sich die Dehnungen und die Hysterese verschiebt sich in Richtung höherer mittlerer Dehnungen, was sich in einer Zunahme der maximalen und minimalen Prüfwege zeigt. Dies wird als Ratcheting bezeichnet. Die maximalen Ausschläge im Dehnungsverlauf zeigen ein leichtes Überschwingen während der ersten Lastwechsel nach erneutem Versuchsstart. Dies konnte im weiteren Prüfverlauf deutlich reduziert werden. In den folgenden Diagrammen sind jeweils die drei DMS mit einem Abstand von $x = 5 \text{ mm}$ zur Einbrandkerbe mit den maximalen Dehnungsschwingbreiten darge-

stellt. Dies sind zwei DMS auf dem Gurt, einer direkt in der Kronenferse bei $\varphi = 180^\circ$ und ein weiterer leicht geschoben zur benachbarten Strebe bei $\varphi = 225^\circ$. Auf der Strebe wies der DMS in der Kronenferse bei $\varphi = 180^\circ$ die größte Dehnungsschwingbreite auf. Sie betrug etwa $\Delta\varepsilon = 320 \mu\text{m/m}$, was einer Spannungsschwingbreite von $\Delta\sigma = 67 \text{ N/mm}^2$ entspricht und vermuten lässt, dass die Belastung damit im Bereich der Dauerfestigkeit liegt. Die Schwingergebnisse bestätigten dies. Diese deutliche Abweichung zu den berechneten Ergebnissen ist in der Folge zu hinterfragen.

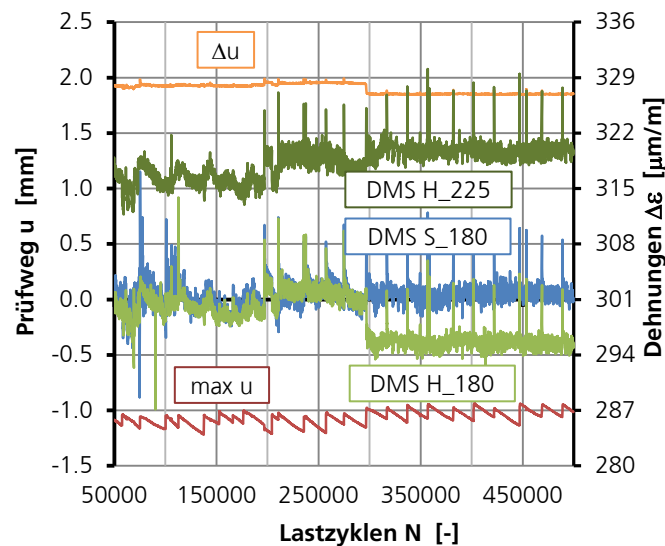
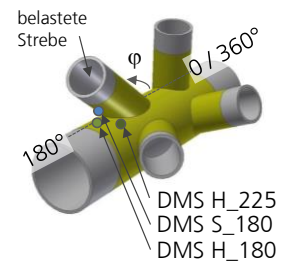


Abb. 83 Aufzeichnung des maximalen Prüfweges sowie der Dehnungsschwingbreiten der DMS H_180 und 225 auf dem Gurt sowie des DMS S_180 auf der Strebe



Belastungsblock II ($F_{a,2} = 115 \text{ kN}$, $R = -1$, $N_2 = 100.000$ Lastzyklen)

Nach Abschluss des ersten Belastungsblocks wurde die Prüfkraft um etwa 30 % auf $F_a = 115 \text{ kN}$ gesteigert. Die Prüfwegdifferenz betrug dabei im Mittel etwa $\Delta u = 2,3 \text{ mm}$. Die maximal gemessene Dehnungsschwingbreite am DMS H_225 lag bei etwa $\Delta\varepsilon = 409 \mu\text{m/m}$, was einer Spannungsschwingbreite $\Delta\sigma = 86 \text{ N/mm}^2$ entspricht und damit proportional zur Steigerung der Prüfkraft war. Eine Schädigung konnte auch in diesem Lastblock nicht festgestellt werden.

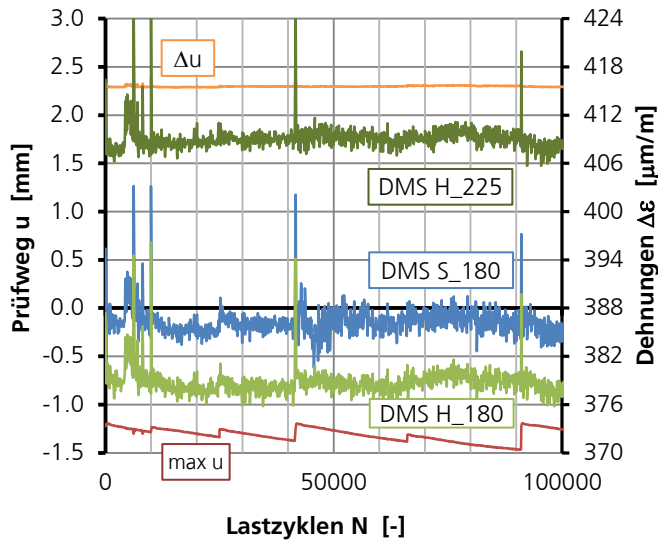
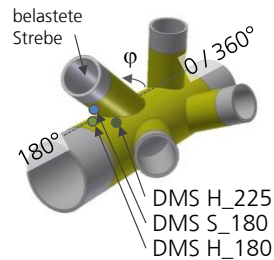


Abb. 84 Aufzeichnung des maximalen Prüfweges sowie der Dehnungsschwingbreiten der DMS H_180 und 225 auf dem Gurt sowie des DMS S_180 auf der Strebe

Eingehende Darstellung



Belastungsblock III ($F_{a,3} = 150 \text{ kN}$, $R = -1$, $N_3 = 100.000$ Lastzyklen)

Mit der nächsten Laststufe wurde ein Prüfkraftamplitude von $F_a = 150 \text{ kN}$ definiert, was wiederum einer Steigerung von etwa 30 % zur vorherigen Stufe darstellt. Die Prüfwegdifferenz nahm um weitere 0,6 mm auf $\Delta u = 2,9 \text{ mm}$ zu. Die maximale Dehnungsschwingbreite betrug auf dieser Stufe jetzt $\Delta \epsilon = 534 \mu\text{m/m}$, d.h. einer Spannungsschwingbreite von $\Delta \sigma = 112 \text{ N/mm}^2$. Der leichte sprunghafte Anstieg der Dehnung bei etwa 40.000 Lastzyklen kann durch ein Nachziehen der Schrauben an der Lasteinleitung begründet werden. Eine Rissinitiierung konnte auch hier nicht beobachtet werden.

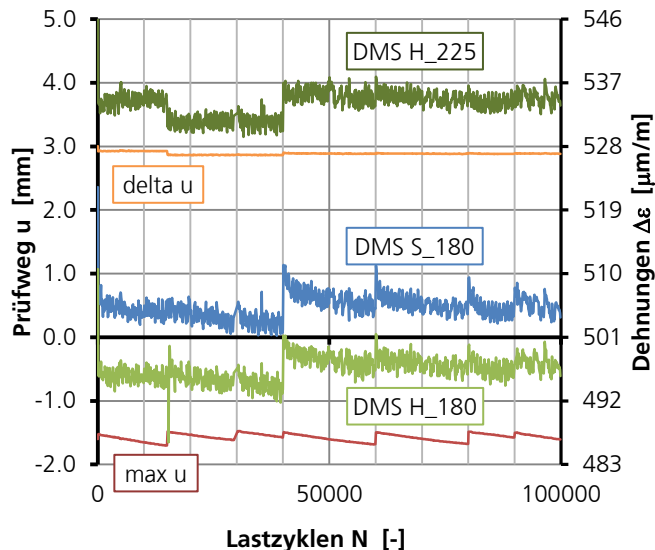
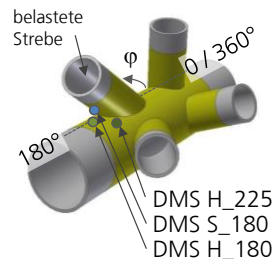


Abb. 85 Aufzeichnung des maximalen Prüfweges sowie der Dehnungsschwingbreiten der DMS H_180 und 225 auf dem Gurt sowie des DMS S_180 auf der Strebe



Belastungsblock IV ($F_{a,4} = 225 \text{ kN}$, $R = -1$, $N_4 = 100.000$ Lastzyklen)

Mit der nächsten Laststeigerung um weitere 50 % auf $F_a = 225 \text{ kN}$ konnte ein Anstieg des Prüfweges auf $\Delta u = 4,2 \text{ mm}$ registriert werden. Während des Versuchs ist der Prüfweg des Zylinders jetzt eindeutig visuell wahrnehmbar. Die maximale Dehnungsschwingbreite lag jetzt bei $\Delta \varepsilon = 798 \text{ } \mu\text{m/m}$ und entspricht damit einer Spannungsschwingbreite von $\Delta \sigma = 168 \text{ N/mm}^2$. Der sinusförmige Beanspruchungszeitverlauf weist im Bereich der Belastungsmaxima hohe Gradienten auf. Die ausgewerteten Maximalwerte variieren dadurch bei einer Speicherrate von 25 Hz deutlich. Ein Nachziehen der Klemmbügel an den Lagerböcken zeigte sich in einem leichten Dehnungsanstieg bei etwa 52.000 Lastzyklen. Auch im Verlauf dieser Laststufe konnte noch keine Rissbildung festgestellt werden.

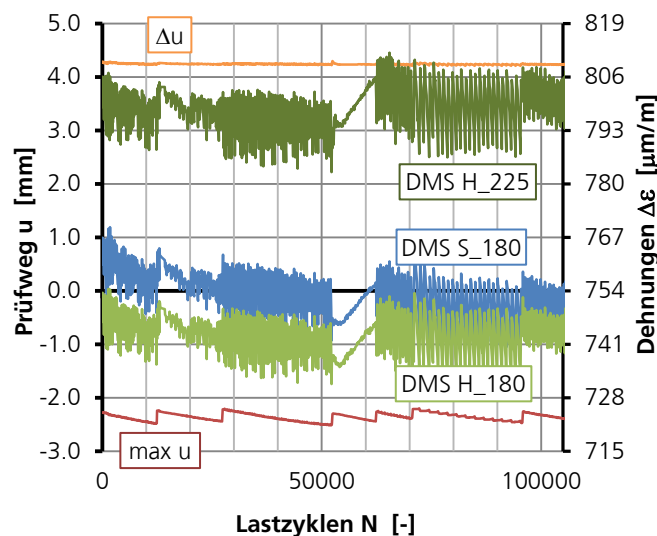
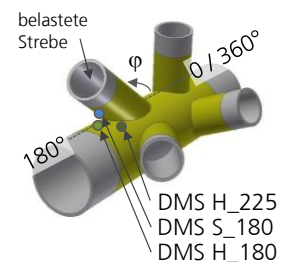


Abb. 86 Aufzeichnung des maximalen Prüfweges sowie der Dehnungsschwingbreiten der DMS H_180 und 225 auf dem Gurt sowie des DMS S_180 auf der Strebe



Belastungsblock V ($F_{a,5} = 335 \text{ kN}$, $R = -1$, $N_1 = 50.000$ Lastzyklen)

Mit der nächsten deutlichen Laststeigerung wurde die Prüffrequenz von $f = 1,0 \text{ Hz}$ auf $f_{\text{neu}} = 0,5 \text{ Hz}$ reduziert. Bereits nach etwa 10.000 Lastzyklen zeigte sich am DMS H_225 ein Dehnungsabfall, der bereits nach etwa 26.500 Lastwechseln mehr als 15 % betrug und damit das Kriterium N1 (Dehnungsabfall am DMS in direkter Nachbarschaft zum Riss > von 15%) erreichte. In der Folge fiel die an diesem DMS gemessene Dehnung immer weiter ab und erreichte bei etwa 41.600 Lastzyklen einen dehnungsfreien Zustand. Ob zu diesem Zeitpunkt ein kompletter Wanddurchriss vorlag, könnte nur durch nachfolgendes Zerlegen des Prüfkörpers überprüft werden. Da das Untersuchungsziel mit einer Rissinitiierung in der Stahlstruktur und der Beschichtung erreicht war, wurde der Versuch an dieser Stelle abgeschlossen.

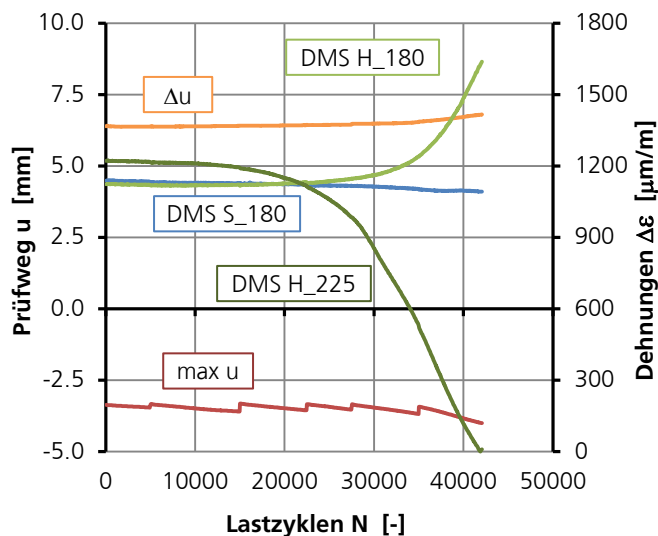
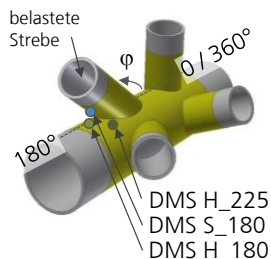
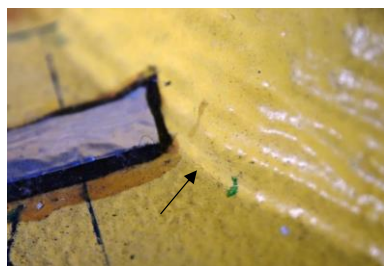


Abb. 87 Aufzeichnung des maximalen Prüfweges sowie der Dehnungsschwingbreiten der DMS H_180 und 225 auf dem Gurt sowie des DMS S_180 auf der Strebe

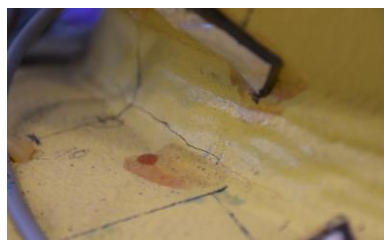
Eingehende Darstellung



Bereits mit Beginn des Dehnungsabfalles bei etwa 12.500 Lastzyklen konnte ein Riss visuell in direkter Nachbarschaft des DMS H_225 detektiert werden. Er hatte eine an der Oberfläche sichtbare Länge von etwa 15 mm. Obwohl der Dehnungsabfall rapide war, schritt der Riss nur geringfügig fort. Im Bereich der Kronenferse DMS H_180 zeigte sich nach etwa 28.000 Lastzyklen ein weiterer schnell fortschreitender Riss, der wie in Abb. 88 zu sehen, schnell eine beachtliche Länge erreichte.



1. Riss im Bereich 225° nach 17.000 Lastzyklen



2. Riss im Bereich 180- 210° nach 30.000 Lastzyklen

Draufsicht
Schnittlinie Gurt-Strebe

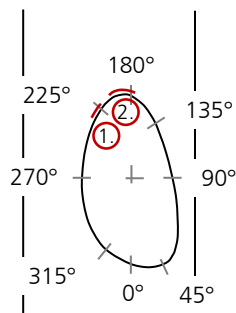


Abb. 88 Visuell detektierte Risse in Lastblock V

Bei der Dehnungsmessung eines beschichteten Bauteils, d. h. der DMS ist auf der Beschichtung appliziert, kann ein Dehnungsabfall und damit auch eine Rissinitiierung festgestellt werden. Mit Verzögerung ist der Riss dann auch in der Beschichtung sichtbar. Um sicherzustellen, dass DMS, die auf der Beschichtung appliziert waren, auch gleiche Dehnungen erfassen wie DMS, die auf der unbehandelten Stahloberfläche geklebt waren, wurden an drei Messstellen DMS sowohl auf der Stahloberfläche, als auch auf dem Primer als auch auf der Deckschicht angeordnet. Nennenswerte Unter-

schiede, d.h. Differenzen $> 1\%$, konnten über die gesamte Versuchslaufzeit nicht festgestellt werden. Während der gesamten Versuchsdurchführung konnte visuell kein Ablösen der Beschichtung festgestellt werden.

Einordnung der Versuchsergebnisse

Auch wenn das maßgebliche Augenmerk des Schwingversuchs auf dem Verhalten und der Lebensdauer der Beschichtung lag, soll ein Versuch unternommen werden, die Ergebnisse des Schwingversuchs einzuordnen. Der Schwingversuch hat gezeigt, dass der Knoten eine deutlich höhere Lebensdauer aufwies als berechnet. Die Bemessung ist damit konservativ. Doch in diesem Fall lagen die Ergebnisse sehr stark auf der sicheren Seite. Nachfolgende Tabelle fasst die berechneten Lebensdauern für die erste Laststufe $F_A = 90\text{ kN}$ nochmals zusammen.

Abb. 89 Zusammenfassung der Ergebnisse

		Strukturspannung S_{rhs}	Bemessungswert der Lebensdauer N_f
analytisch – ECCS	Strebe	338 N/mm ²	52.200 Zyklen
	Gurt	346 N/mm ²	48.800 Zyklen
analytisch – DNV-GL	Strebe	321 N/mm ²	43.800 Zyklen
	Gurt	252 N/mm ²	90.900 Zyklen
FEM - Schalenmodell	Strebe	97 N/mm ²	1.568.000 Zyklen
	Gurt	247 N/mm ²	97.300 Zyklen
Versuch (1. Laststufe)*	Gurt	102 (117)** N/mm ²	1.375.000 Zyklen

* Anordnung der DMS nicht zur Norm konform

** HSE-Bericht OTH 354, zur Berücksichtigung der Hauptspannung (Multiplikation mit dem Faktor 1,15)

Zunächst sah der Vorschlag des Ingenieurbüros Prof. Bellmer Ingenieurgruppe GmbH eine reine Wechsellast, d. h. ein Spannungsverhältnis $R = -1$, vor. Dies bedeutet, dass die Kronenbereiche der Verschneidung jeweils im Wechsel gedrückt bzw. gezogen werden. Inwieweit sich diese Druckbeanspruchung positiv auf die Ermüdungsfestigkeit auswirkt, ist nicht eindeutig. Für Schweißverbindungen wird allgemein unterstellt, dass die Ermüdungsfestigkeit aufgrund des herstellungsbedingten Zugeigenspannungszustandes unabhängig vom Spannungsverhältnis und damit mittelspannungsunabhängig zu bewerten ist. Für diesen Schweißigenspannungszustand wird angenommen, dass er die Streckgrenze erreicht und in Überlagerung mit einer Beanspruchung im Zugbereich zu lokalem Plastizieren führt. Auch bei einer äußeren Belastung mit Spannungsschwingbreiten kleiner der Fließgrenze, würde die maximale Oberspannung im Bereich der Streckgrenze und damit komplett im Zug- und damit rissöffnenden Bereich angenommen werden. Geschweißte Konstruktionsdetails werden daher nach geltenden Standards und Normen rein auf Grundlage der Spannungsschwingbreite bewertet. Die Einordnung des Eigenspannungszustandes in die Kategorien gering, mäßig oder hoch ist in der Praxis schwierig. Eigenspannungen erschweren auch die Beurteilung der Ergebnisse einer Schwingprüfung. Kleinmaßstäblichen Schweißproben werden häufig aus dem Zuschnitt einer größeren Schweißprobe gewonnen. Mit dem Schnitt werden die Eigenspannungen in Verformungen gelöst. Im Ergebnis weisen diese Proben nur noch geringe Eigenspannungen auf. Bei einer Schwingprüfung dieser Proben ist daher ein Spannungsverhältnis von $R > 0$ sinnvoll, um über eine Beanspruchung im Zugbereich auch den Zugeigenspannungszustand einer realen Schweißkonstruktion abzubilden. Nach DNV GL RP-C203 werden sehr hohe R-Verhältnisse $> 0,5$ empfohlen.

Der Demonstrator als kompletter Schweißknoten bildet den realen Schweißeigenstresszustand lokal, d.h. innerhalb des Knotens, realitätsnah ab. Im Unterschied zu einem Fachwerk fehlen jedoch die globalen Einflüsse aus der schweißtechnischen Fertigung der benachbarten Knoten. Aufgrund der vergleichsweise geringen Gurtsteifigkeit – Strebe und Gurt verfügen über die gleiche Wanddicke – wird sich der Gurt während des Anschweißens der Strebe leichter lokal verformen, und die Höhe der Eigenstressungen im Vergleich zum Realbauteil geringer sein. Der Eigenstresszustand kann damit nicht eindeutig beurteilt werden und verbleibt als Unbekannte bei der Einordnung der Versuchsergebnisse. Ein gewisser begünstigender Mittelspannungseinfluss kann jedoch bei einem Spannungsverhältnis von $R = -1$ unterstellt werden. Auf Basis umfangreicher Ermüdungsversuche fassen Kuhlmann et al. (2014) den positiven Effekt einer Wechsel- gegenüber einer Zugschwellbeanspruchung mit folgender Formel zusammen:

$$S_{\text{rhs}}^{R=0} = \frac{S_{\text{rhs}}^{R=-1}}{1,125}$$

Für die numerischen Berechnungen der Strukturspannungen im Gurt würde sich eine modifizierte Strukturspannung von $S_{\text{rhs}} = 197,6 \text{ N/mm}^2$ und damit eine Lebensdauer von $N_f = 190.000$ Lastzyklen ($N_{f,50\%} = 477.000$ Lastzyklen) ergeben. Auch diese Berechnung liegt deutlich auf der sicheren Seite, da auf dieser Laststufe auch nach 500.000 Lastzyklen noch keine Schädigung festgestellt werden konnte.

Um das Ergebnis im Kontext anderer Ermüdungsversuche an Hohlprofilknoten zu betrachten, können ebenfalls die Ergebnisse des AiF-Vorhabens FOSTA P815 – Ermüdungsgerechte Fachwerke aus Rundhohlprofilen mit dickwandigen Gurten - herangezogen werden. Diese Ermüdungsversuche sind als Mittelwertkurve in Kuhlmann et al. (2014) zusammengefasst. Die Referenzwanddicke t_{ref} beträgt 16 mm. Die Wanddicke des Demonstrators beträgt $t = 25 \text{ mm}$. Für einen Vergleich ist damit über folgende Formel ein Bezug zur Referenzwanddicke herzustellen.

$$S_{\text{rhs}}^{t=16} = S_{\text{rhs}}^{t \neq 16} \cdot \left(\frac{16}{t}\right)^{-0,06 \cdot \log N}$$

Um weiterhin die günstige Wirkung des Spannungsverhältnisses $R = -1$ zu berücksichtigen, ist außerdem die bereits beschriebene Abminderung der Schwingweite vorzunehmen. Auf Basis der gemessenen Werte würde sich nach oben beschriebener Modifizierung eine Strukturspannungsschwingweite von etwa $S_{\text{rhs}} = 115 \text{ N/mm}^2$ ergeben. Hieraus folgt gemäß Abb. 90 eine mittlere Lebensdauer von $N_{f,50\%} \approx 4 \text{ Mio.}$ Lastzyklen.

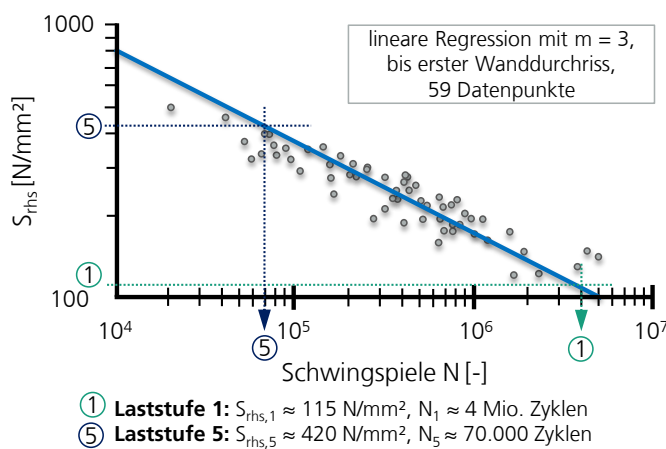


Abb. 90 Ermüdungsversuche aus Kuhlmann et al. (2014) ergänzt um eigene Versuchsergebnisse

Wird jetzt die letzte Laststufe betrachtet, resultiert hieraus eine Lebensdauer $N_f = 70.000$ Lastzyklen. Diese liegt damit in der Größenordnung des Versuchsergebnisses. Allerdings sei nochmals darauf verwiesen, dass die Strukturspannung nicht auf Basis der normativen Extrapolationsvorschriften erfolgte. Eine Vorschädigung aus vorangegangenen Laststufen ist ebenfalls nicht auszuschließen aber nur schwer nachvollziehbar. Ob zu Versuchsende ein kompletter Wanddurchriss erfolgte, wurde ebenfalls nicht untersucht.

Diese Einordnung zeigt jedoch, dass die analytisch ermittelten Ergebnisse deutlich auf der sicheren Seite liegen, gleiches gilt für die numerisch bestimmten Strukturspannungen. Dass sich die Schwingergebnisse dennoch ins Gesamtbild der experimentellen Datenbasis aus Kuhlmann et al. (2014) einordnen lassen, kann durch diese übersichtliche Berechnung durchaus gezeigt werden.

2.2.4 Zusammenfassung

Das Arbeitspaket 3 setzte sich mit dem entwickelten, neuartigen Beschichtungsmaterial auf Polyamidbasis sowie der zugehörigen Beschichtungstechnik auseinander. Diese Applikationstechnik unterscheidet sich grundlegend von der konventionellen Beschichtungstechnik mit Pinseln, Rollen oder Airless-Spritzen bei schweren Korrosionsschutzprodukten. Hinzu kommt eine Materialdicke, die handelsübliche Korrosionsschutzsysteme übersteigt. Unter Mitwirken von INFINKOR, WeserWind, Evonik, TIB und Mannesmann Salzgitter wurden die endgültigen Systemvorgaben erarbeitet. Der Stand der Technik wurde auf das neue System abgebildet, die Prüfanforderungen entsprechend definiert und nach Abstimmung mit INFINKOR finalisiert.

In den Untersuchungen kristallisierte sich heraus, dass zum einen die Schichtdicke und zum anderen Eigenspannungen, die sich durch unterschiedliche Wärmeausdehnungskoeffizienten von Beschichtung und Stahlsubstrat während des thermischen Beschichtungsprozesses im System aufbauen, eine zusätzliche Anforderung darstellen. Weiter ist die hohe Schichtdicke des Nachumhüllungssystems wie auch das Zusammenspiel der beiden Systeme im Überlappungsbereich von elementarer Bedeutung.

Die Beobachtungen an den ersten Probensätzen, die im Feld ausgelagert wurden, führten zu einer Veränderung der Spezifikation beim Extrusionsprozess der Industriepartner. Als Referenz wurde das Verhalten bei mechanischer Belastung an handelsüblichen Produkten getestet, die dem Offshore-Klimakammer-Lastkollektiv ausgesetzt wurden. Weiterhin wurden für die entwickelten Systeme die Schichtdicken variiert. Bei Schichtdicken über 2200 μm konnten eine Veränderung des Bruchverhaltens und des Brucherscheinungsbildes beim Haftabzug festgestellt werden.

Typische Rohrsegmente wurden daraufhin um eine Grundbeschichtung ergänzt und im Zusammenspiel mit dem Nachumhüllungssystem erneut im Freifeld ausgelagert. Zur Fertigung der Probekörper wurden Rohrabschnitte in Schalen getrennt, Schädigungsstellen eingebracht und anschließend die Hälfte mit dem Nachumhüllungssystem verschlossen und weitere sechs Monate ausgelagert. Zusätzlich wurden ähnliche Segmente in der Offshore-Klimakammer demselben Belastungskollektiv ausgesetzt wie die bereits getesteten Proben. Im Feld wurde nach 6 Monaten keine nennenswerte Unterwanderung festgestellt. Nach dem Test in der Offshore-Klimakammer wurden auch für diese Proben hohe Haftfestigkeitswerte festgestellt. Dies gilt für alle drei Bereiche: Im reinen Polyamidssystem, im reinen Nachumhüllungssystem als auch im Mischsystem der beiden im Überlappungsbereich. Schäden durch UV-Belastung oder Fouling konnten visuell nicht festgestellt werden. In Zukunft ist an der Optimierung des Systems zu arbeiten, um die Wirksamkeit und Haltbarkeit, die es unter Beweis gestellt hat, zu steigern.

Das Arbeitspaket 4 bildete mit einer Anwendung auf ein großmaßstäbliches Realbauteil den Abschluss der Forschungsarbeiten und sollte die Leistungsfähigkeit der neuen Technologie zusätzlich bestätigen. Neben Monopiles sind derzeit Jackets die in erster

Linie angewandte Gründungsstruktur. Neben der viergurtigen Variation ist auch eine dreigurtige möglich, die für das Demonstratordesign als Vorbild diene. Angelehnt an diese Struktur wurde daher ein Hohlprofilknoten als Doppel-K Konfiguration im maßstäblichen Bereich von 1 : 1,5 bis 2,5 gewählt.

Unter der Mitwirkung des Ingenieurbüros Bellmer und WeserWind wurden die Abmessungen festgelegt und weiterführende Simulation durchgeführt. In der Verantwortung des Projektpartners WeserWind lag daraufhin die Fertigung des Hohlprofilknotens. Die von Evonik entwickelte Beschichtung wurde daraufhin im Flammgespritzverfahren aufgebracht. Im Testzentrum Tragstrukturen Hannover wurde der Versuchstand ausgelegt und installiert sowie ein Inspektionsprogramm definiert. Zum einen wurden kontinuierlich die Dehnungen über Dehnungsmessstreifen, die an 80 Stellen rund um die Verschneidung in unterschiedlichen Abständen zur Schweißnaht appliziert wurden, gemessen. Weiterhin wurde die Schweißnaht zu bestimmten Zeitpunkten, d. h. insgesamt an neun Terminen, mit dem Wirbelstromverfahren zerstörungsfrei auf eine mögliche Rissinitiierung hin untersucht. Vorteilhaft bei diesem Verfahren ist, dass es auch bei beschichteten Bauteilen angewendet werden kann. Nachdem für die ursprünglich festgelegte Prüfkraftamplitude von $F_A = 90$ kN auch nach 500.000 Lastzyklen keine Schädigung erfolgte, d.h. Schweißnaht und Beschichtung intakt waren, wurde die Last kontinuierlich gesteigert. Für 100.000 Lastzyklen wurde die Belastung jeweils konstant gehalten und so ein Belastungsblock definiert. Während des 5. Belastungsblocks, dies bedeutet bei einer Amplitude $F_A = 330$ kN, konnte ein rapider Dehnungsabfall im Bereich der Kronenferse am Gurt festgestellt werden. In direkter Nachbarschaft zum DMS war daraufhin visuell ein Riss detektierbar. Nach wenigen weiteren Lastzyklen öffnete sich zusätzlich ein zweiter größerer Riss. Nachdem der DMS in direkter Nähe zum ersten Riss nahezu dehnungsfrei war, wurde die Prüfung beendet. Damit konnte gezeigt werden, dass ein Monitoring über DMS auch für dieses beschichtete Bauteil möglich ist.

Aufgrund der Prüfkonstellatation konnten die Ermüdungsergebnisse nur schwer in den Kontext der experimentellen Datengrundlage eingeordnet werden. Der Fokus dieses Arbeitspaketes lag allerdings auch weniger auf der experimentellen Ermittlung der Ermüdungsfestigkeit des Hohlprofilknotens. Das maßgebliche Ziel war vielmehr die Untersuchung des Verformungsverhaltens der Beschichtung und deren Monitoring an einer komplexen, großmaßstäblichen Komponente. Dieser Nachweis konnte in Teilen erbracht werden. In Bereichen, in denen optimale Bedingungen für den Flammgespritzprozess realisiert werden konnten, ist auch die Beschichtung qualitativ hochwertig. In den Bereichen, wo das Bauteil nicht gleichmäßig erwärmt werden konnte, war die Schichtdicke unregelmäßig und das Verformungsvermögen der Beschichtung gering. Der Prozess des Beschichtens ist daher weiter zu optimieren, um die bestmöglichen mechanischen Eigenschaften zu erreichen. Nur wenn das Bauteil gleichmäßig erwärmt und das Pulver PA 12 gleichmäßig aufgebracht werden kann, sind eine gleichmäßige und damit optimale Schichtdicke, Haftfestigkeit, Oberflächenstruktur und Farbgebung über die komplette Struktur zu erreichen.

2.2.5 Verwendete Literatur

Normen und Richtlinien

- BSH Standard Konstruktive Ausführung von Offshore – Windenergieanlagen, 12. Juni 2007.
- BSH Standard Konstruktion – Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), 2015.
- DIN EN 1993-1-8:2005 – Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-8: Bemessung von Anschlüssen.
- DNVGL-RP-0005:2014-06 – RP-C203: Fatigue design of offshore steel structures.
- API RP 2A-WSD: Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design. American Petroleum Institute (API), 2005.
- IEC 61400-1: Wind turbines– Part 1: Design requirements
- IEC 61400-3: Wind turbines– Part 3: Design requirements for offshore wind turbines
- ISO 20340:2003 Paints and varnishes - Performance requirements for protective paint systems for offshore and related structures
- ISO 12944: Paints and varnishes - Corrosion protection of steel structures by protective paint systems - Part 5: Protective paint systems
- ISO 16805: Bindemittel für Beschichtungsstoffe - Bestimmung der Glasübergangstemperatur
- DIN EN ISO 4628 1- 7: 10 Beschichtungsstoffe - Beurteilung von Beschichtungsschäden- Bewertung der Menge und der Größe von Schäden und der Intensität von gleichmäßigen Veränderungen im Aussehen
- DIN EN ISO 8044: Korrosion von Metallen und Legierungen – Grundbegriffe
- DIN EN ISO 8289: Niedrigspannungsprüfung zum Nachweis und Lokalisieren von Fehlstellen
- DIN EN ISO 14713 1 – 2: Zinküberzüge - Leitfäden und Empfehlungen zum Schutz von Eisen- und Stahlkonstruktionen vor Korrosion
- DIN EN ISO 16276 1 – 2: Korrosionsschutz von Stahlbauten durch Beschichtungssysteme - Beurteilung der Adhäsion/Kohäsion (Haftfestigkeit) einer Beschichtung und Kriterien für deren Annahme
- DIN 50900-2: Korrosion der Metalle – Begriffe
- DIN 50986: Beschichtungsstoffe - Bestimmung der Trockenschichtdicke mit dem Keilschnittverfahren (Ritz- und Bohrmethode)
- DIN 55670: Beschichtungsstoffe - Prüfung von Beschichtungen auf Poren und Risse mit Hochspannung
- DIN 55945: Beschichtungsstoffe und Beschichtungen - Ergänzende Begriffe zu DIN EN ISO 4618
- DIN EN ISO 1461: Durch Feuerverzinken auf Stahl aufgebrachte Zinküberzüge (Stückverzinken) - Anforderungen und Prüfungen
- DIN EN ISO 2178: Nichtmagnetische Überzüge auf magnetischen Grundmetallen - Messen der Schichtdicke – Magnetverfahren
- DIN EN ISO 2360: Nichtleitende Überzüge auf nichtmagnetischen metallischen Grundwerkstoffen - Messen der Schichtdicke – Wirbelstromverfahren
- DIN EN ISO 2409: Beschichtungsstoffe – Gitterschnittprüfung
- DIN EN ISO 2808: Beschichtungsstoffe - Bestimmung der Schichtdicke
- DIN EN ISO 3882: Metallische und andere anorganische Überzüge - Übersicht über Verfahren zur Schichtdickenmessung
- DIN EN ISO 4618: Beschichtungsstoffe – Begriffe
- DIN EN ISO 4624: Beschichtungsstoffe - Abreißversuch zur Beurteilung der Haftfestigkeit

ASTM D 4752: Bestimmung der MEK-Beständigkeit von Zinkethylsilikat-Grundbeschichtungen (anorganisch) durch Abreiben mit Lösemittel
 DIN EN ISO 8501 1 – 4: Vorbereitung von Stahloberflächen vor dem Auftragen von Beschichtungsstoffen
 DIN EN ISO 8502 2 – 6: 9 Vorbereitung von Stahloberflächen vor dem Auftragen von Beschichtungsstoffen - Prüfungen zum Beurteilen der Oberflächenreinheit
 DIN EN ISO 8503 1 – 4: Vorbereitung von Stahloberflächen vor dem Auftragen von Beschichtungsstoffen - Rauheitskenngrößen von gestrahlten Stahloberflächen
 DIN EN ISO 8504: Vorbereitung von Stahloberflächen vor dem Auftragen von Beschichtungsstoffen
 NORSOK STANDARD M-501: Surface preparation and protective coating, Edition 6, February 2012.
 Germanischer Lloyd: Klassifikations- und Bauvorschriften VI Ergänzende Vorschriften und Richtlinien, 10 Korrosionsschutz, GL Ausgabe 2010.

Selbst erstelltes Bildmaterial ausgewertet aus den Offshore-Windparks

Meerwind Süd/Ost, Nordsee Ost, GlobalTech 1, Bard Offshore 1, Borkum West II, alpha ventus, Borkum Riffgat, Robin Rigg, Egmond aan Zee, Prinses Amaliawindpark, Eneco Luchterduinen, Samsung Demonstrator Firth of Forth

Studien und Präsentationen

WIND ENERGY update, WEU Offshore Foundations Report 2013; Erfahrungsbericht aus der Sicht eines Offshore-Windanlagenherstellers und -betreibers
 Neue Bauteile – neue Werkstoffe – neue Techniken; Instandhaltung in der Nordsee – Reparatur unter schwersten Bedingungen W. Friese Cuxhaven Steel Construction GmbH, Cuxhaven / D 3-Länder-Korrosionstagung 25.April 2013
 Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland, Prognos AG Berlin, August 2013
 Korrosionsschutz von Offshore-Windenergieanlagen Einteilung, Normung und praktische Erfahrungen Oliver Heins, Torsten Krebs, Manfred Baumann, Dr. Günter Binder HTG-Tagung 2011
 Technology Roadmap Wind energy 2013 edition International Energy Agency
 A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance May 2013 Scottish Enterprise / The CROWN ESTATE
 Gutachten / Track-Report - Zustandsfeststellung Korrosionsschutz - Inspektion Fino 1 26.02.2013 Stellungnahme Helmut Müller

Spezifikationen und Systemkomponenten

Coatings for Wind Power Onshore Wind, Offshore Wind and Substations
www.international-pc.com, AKZONOBEL 2012
 Rising to the Offshore Challenge, Jotun Offshore Wind presentation / 2012
 Beatrice - Wind Farm Demonstrator - Project Scoping Report TALISMAN Energy – www.beatricewind.co.uk
 FACT-SHEET alpha ventus stand Juli 2012 Katharina Selinger
 Kentish Flats Vattenfall Stand 18.02.2013
 Utgrunden 1, Homepage © Vattenfall, 2010
 Alpha ventus, Anhold, Beatrice Wind Farm, Belwind, Docking Shoal, Donghai Bridge, Greater Gabbard, Kentish Flats, Lincs, London Array, Nysted, Omonde, Sherigahm Shoal; Wikipedia
 Baltic Sea Offshore Wind energy projects, January 2013

EUROPEAN OFFSHORE WIND ENERGY PROJECTS windenergie agentur, 2012.
BAW - Liste der zugelassenen Systeme II, Stand Juni 2012.
BAW - Liste der empfohlenen Systeme für den Stahl Wasserbau, Juli 2007
RWE - Spezifikationen - Tower: Corrosion Protection and Surface Treatment Requirements, Daniel Bartminn, 2011.
EnBW - Spezifikationen - Requirements for Coating of WTG Tower and Foundation Structure
EWE - Spezifikationen - Korrosionsschutz
GDF-SUEZ E&P NEDERLAND B.V. - Specification for Painting and Coating, Spezifikation 525 Revision 15.
GDF-SUEZ E&P NEDERLAND B.V. - Specification for Maintenance Coating Offshore (Supplement to Spezifikation 525) Revision 0.

Interviews

mit FROSIO Beschichtungsinspektoren mit Windparkerfahrung, Müller, Friese, (Dymel, Bartels)
Gespräch mit DNV GL

Veröffentlichungen und Beiträge

- Chew et al. (2014) Chew, K.H., Ng, E.Y., Tai, K., Muskulus, M., Zwick, D.: Offshore Wind Turbine Jacket Substructure: A Comparison Study Between Four-Legged and Three-Legged Designs. Journal of Ocean and Wind Energy, Vol. 1, No.2, May 2014, pp. 74-81.
- Efthymiou (1988) Efthymiou, M.: Development of SCF Formulae and Generalised Influence Functions for use in Fatigue Analysis. Recent Developments in Tubular Joint Technology, OTJ'88, October 1988, London.
- Hoops und Paschold (2013) Hoops, K., Paschold, R.: Schweißtechnische Produktion von Großkomponenten für Offshore-Windenergieanlagen. Beitrag im Jahrbuch Schweißtechnik 2014, DVS Media GmbH, Düsseldorf, 2013.
- Kuhlmann et al. (2014) Kuhlmann, U., Bucak, Ö., Mangerig, I., Kranz, B., Euler, M., Hubmann, M., Fischl, A., Hess, A., Herrmann, J., Zschech, R.: Ermüdungsgerechte Fachwerke aus Rundhohlprofilen mit dickwandigen Gurten. Stahlbau 84 (2015), Ernst & Sohn GmbH & Co. KG, Berlin, Heft 1, S. 38-51.
- Kupferschmidt et al. (2012) Kupferschmidt, C., Huhn, H., Schnars, H.: Umweltsimulation und Feldversuche zur Entwicklung offshore tauglicher Sensorik und verbessertem Korrosionsschutz zur Erhöhung der technischen Zuverlässigkeit von Offshore-WEA, GUS-Symposium "Produktqualifikation - Wirkungen auf Produkte", Nürnberg, Mai 2012.
- Lesny (2006) Lesny, K. : Gründung von Offshore-Windenergieanlagen – Entscheidungshilfen für Entwurf und Bemessung. Bau-technik 85 (2008), Heft 8.
- Michels und Brauser (2014) Michels, G., Brauser, S.: Supply chain concept for industrial assembling of Offshore-Wind-Jackets. Beitrag auf der International Wind Engineering Conference (IWEC) 2014, Hannover, 2014.

Mühlberg (2004) Mühlberg, K.: Corrosion Protection for Windmills Onshore and Offshore, Hempel, summary, August 2004.

Seidel (2014) Seidel, M.: Substructures for offshore wind turbines – Current trends and developments. Beitrag in der Festschrift Peter Schaumann, Hannover, 2014.

Smedley und Fisher (1991) Smedley, P.; Fisher, P.: Stress Concentration Factors for Simple Tubular Joints. Llyod's Register, 1st International Offshore and Polar Engineering Conference, 11 – 16 August 1991. International Society of Offshore and Polar Engineers, Edinburgh, UK August 1991.

Vorpahl et al. (2013) Vorpahl, F., Popko, W., Kaufer, D.: Description of the 'UpWind reference jacket' for code comparison in the OC4 project unter IEA Wind Annex 30. Technical Report, 2013.

Wackerbauer et al. (2007) Wackerbauer, G., Nentwig, A., Wetzler, K.: Rissprüfung verzinkter Bauteile mit Hilfe der modifizierten Wirbels-tromprüfung (UCET), 2007.

Wardenier (2003) Wardenier, J.: Stahlbau-Hohlprofile in Theorie und Praxis. CIDECT (Hrsg.), 2003.

Wardenier et al. (2011) Wardenier, J., Kurobane, Y., Packer, Y.A., van der Vegte, G.J., Zhao, X.-L.: Berechnung und Bemessung von Verbindungen aus Rundhohlprofilen unter vorwiegend ruhender Belastung. CIDECT, Konstruieren mit Stahlhohlprofilen, 2011.

Zhao et al. (2002) Zhao, X.-L., Herion, S., Packer, J.A., Puthli, R.S., Sedlacek, G., Wardenier, J., Weynand, K., van Wingerde, A.M., Yeomans, N.F.: Geschweißte Anschlüsse von runden und rechteckigen Hohlprofil unter Ermüdungsbeanspruchung. Herausgeber CIDECT, TÜV Verlag GmbH, Köln, 2002.

Eingehende Darstellung

Forschungsberichte und Studien

BVG Associates (2012) BVG Associates: Offshore wind cost reduction pathways technology work stream. The Crown Estate. London, 2012. <http://www.thecrownestate.co.uk/media/5643/ei-bvg-owcrp-technologyworkstream.pdf>.

HSE-OTH 354 (1997) Llyod's Register of Shipping: Stress Concentration Factors for Simple Tubular Joints - Assessment of Existing and Development of New Parametric Formulae. Health and Safety Executive (HSE) - Offshore Technology Report, 1997.

Kuhlmann und Euler (2010) Kuhlmann, U., Euler, M.: Empfehlungen für geschweißte KK-Knoten im Straßenbrückenbau. Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt), Brücken- und Ingenieurbau Heft B71, 2010.

Nüsse (2014) Nüsse (Hrsg.), Autorenkollektiv: FOSTA P 815 - Ermüdungsgerechte Fachwerke aus Rundhohlprofilen mit dickwandigen Gurten. Forschungsvereinigung Stahlanwendungen, Verlag und Vertriebsgesellschaft, Düsseldorf, 2014.

OGOWin (2011) Verbundprojekt OGOWin-Optimierung aufgelöster Gründungsstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen., Laufzeit 01.08.2006 - 31.07.2010, gefördert vom BMU, Schlussbericht, 2011.

2.3 Zahlmäßiger Nachweis

Folgende Tabelle fasst die wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises zusammen.

Kosten	bewilligt [€]	IST [€]
Personal	507'005	569'332
Reisen	18'000	10'554
Sachmittel	37'000	15'440
Sonstige (z. B. für Auslagerungsprüfstände)	45'000	12'905
GESAMT	607'005	608'231

Ein detaillierter zahlenmäßiger Nachweis wurde in Form des Vordrucks „Verwendungsnachweis“ eingereicht.

2.4 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die vom Fraunhofer IWES im Projekt geleisteten Arbeiten richteten sich nach den Projektzielen sowie den daraus abgeleiteten wissenschaftlichen und technischen Teilzielen. Dabei beeinflussten die Zwischenergebnisse jeweils das konkrete weitere Vorgehen. Die durchgeführten Projektarbeiten waren für ein Erreichen der Ziele sowohl notwendig als auch angemessen.

Die Arbeitsziele dieses Teilvorhabens können wie folgt zusammengefasst werden:

1. Datenerhebung zur Ermittlung des Standes der Technik, Herausarbeitung der Innovation des Systems und Bewertung in einer SWOT-Analyse
2. Durchführung des Prüfprogramms in Labor- und Feldversuchen vor dem Hintergrund einer späteren Zulassung als Korrosionsschutz
3. Erststellung und Festlegung eines Demonstratordesigns
4. Simulation der Demonstratorprüfung
5. Erstellung eines Versuchsplans für die Demonstratorprüfung
6. Durchführung der mechanischen Belastungsprüfung am Demonstrator

Nach der Darstellung der Projektergebnisse in Abschnitt 2.1 und 2.2 kann ein Erreichen der gesetzten Projektziele bestätigt werden. Damit ist auch der Nutzen und die Verwertbarkeit der Ergebnisse gemäß dem ursprünglichen Verwertungsplan gegeben (siehe Abschnitt 2.5).

2.5 Nutzen, Ergebnisverwertung

2.5.1 Wissenschaftlicher und technischer Nutzen

Die im Verbundprojekt gewonnenen Erkenntnisse und Erfahrungen im Bereich der kombinierten Schadwirkung eines Offshore-Lastkollektivs auf Korrosionsbeschichtungen werden nach Beendigung des Projektes für weitere Forschungs- und Entwicklungskooperationen genutzt.

Für die Durchführung der Demonstratorprüfung wurden außerdem die notwendigen Großversuchsanlagen des Testzentrums Tragstrukturen Hannover (TTH) in Betrieb genommen und die hydraulische Prüfeinrichtung erstmals für wissenschaftliche Untersuchungen genutzt. Es konnte dabei gezeigt werden, dass das Fraunhofer IWES mit der Infrastruktur des TTH und seiner verwendeten Messtechnik in der Lage ist, eine effektive Versuchsumgebung zur Verfügung zu stellen, mit der eine Schwingprüfung an großmaßstäblichen Strukturen möglich ist. Die Wettbewerbsfähigkeit zu anderen Prüflaboren bzw. -dienstleistern konnte damit unter Beweis gestellt werden.

2.5.2 Wirtschaftlicher Nutzen

Das Fraunhofer IWES ist ein junges, stark wachsendes Institut, das stetig um den Aufbau weiterer Kompetenzen und Arbeitsplätze bemüht ist. Die Durchführung dieses Projektes trägt dazu bei, notwendiges Schwerpunktwissen am IWES zu bündeln. Hieraus können zeitnah weitere direkte Industrienaufträge und bilaterale Forschungsvorhaben akquiriert werden.

Mit der erfolgreichen Durchführung des großmaßstäblichen Demonstrationsversuchs konnte Know-how zur Kompetenzerhaltung und Steigerung der wissenschaftlichen und damit auch wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit geschaffen werden.

Nur durch diese unmittelbare anwendungsorientierte Forschung können neue Geschäftsbereiche erschlossen, Industrienaufträge akquiriert und Arbeitsplätze geschaffen werden.

2.5.3 Verwertung der Ergebnisse

Die positiven Projektergebnisse können zeitnah für die Initiierung eines Forschungsvorhabens genutzt werden. Durch den Demonstrationsversuch wurde das Potential für eine Anwendung des neuartigen Beschichtungssystems auf großvolumige Bauteile aufgezeigt, eine industrietaugliche Umsetzung des Beschichtungsprozesses auf Komponenten, wie beispielsweise Hohlprofilknoten, steht noch aus. Eine sinnvolle Integration in den Fertigungsprozess, möglicherweise durch eine Verknüpfung des Beschichtens mit einer Wärmebehandlung des geschweißten Hohlprofilknotens, bietet Raum für neue Entwicklungen. Die gewonnenen Erkenntnisse aus den Versuchen in der Offshore-Klimakammer und den Naturauslagerungen können direkt in aktuelle Forschungsarbeiten, z. B. in das vom BMWi geförderte Projekt „DegradO - Degradation von Offshore-Windenergieanlagen“ (FKZ: 0325516), einfließen.

Der Demonstrator wird außerdem im Rahmen von Führungen im Testzentrum Tragstrukturen Hannover interessierten Besuchern präsentiert.

Weiterhin waren und sind die Forschungsarbeiten Basis für Studien- und Semesterarbeiten sowie wissenschaftliche Abschlussarbeiten (Bachelor, Master, Diplom).

2.6

Fortschritt auf dem Gebiet bei anderen Stellen

Ein wesentlicher Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen ist uns nicht bekannt geworden.

2.7

Veröffentlichungen und Patentanmeldungen

- Vortrag und Poster, I-WING –Konferenz, 28. Apr. 2015
- Vortrag: „KOWIND - Entwicklung einer neuartigen Technologie zum Korrosionsschutz an Offshore-Windenergieanlagen“, BMBF-Forum MatRessouce, 25. Sep. 2014
- Vortrag: „Next Generation of Coating/Lining Systems for Oil and Gas Industry“, ISO-Workshop OGP, London, März 2014
- Beitrag in der Firmenzeitung Line Pipe Global „Wartungsfreier Korrosionsschutz für Gründungsstrukturen“, Salzgitter Mannesmann Line Pipe, Ausgabe April 2016.
- Der Schlussbericht wird bei der Technischen Informationsbibliothek (TIB), Hannover zur Veröffentlichung eingereicht.

Patentanmeldungen des Fraunhofer IWES erfolgten nicht und sind nicht zu erwarten.

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel KOWIND – Entwicklung einer neuartigen Technologie zum Korrosionsschutz an Offshore-Windenergieanlagen Teilprojekt: Material- und Bauteilprüfungen unter Offshore-Bedingungen	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Kranz, Oliver Collmann, Mareike Hofmann, Daniel	5. Abschlussdatum des Vorhabens Dezember 2015
	6. Veröffentlichungsdatum geplant
	7. Form der Publikation Forschungsbericht (TIB)
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Fraunhofer IWES Nordwest Am Seedeich 45 27572 Bremerhaven	9. Ber. Nr. Durchführende Institution
	10. Förderkennzeichen 03X3561H
	11. Seitenzahl 76
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 53170 Bonn	13. Literaturangaben
	14. Tabellen
	15. Abbildungen
16. Zusätzliche Angaben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)	
18. Kurzfassung Korrosionsschutzsysteme für Offshore-Windenergieanlagen basieren bisher auf zumeist mehrschichtigen duroplastischen Beschichtungssystemen auf Basis von Epoxidharz oder Polyurethanharz. Wesentliche Nachteile dieser Beschichtungssysteme sind hohe Kosten durch einen hohen Anteil von Handarbeit, geringe Beschichtungsdicken und somit geringere mechanische Belastbarkeit sowie die Möglichkeit unregelmäßiger Schichtdicken durch den manuellen Auftrag der Beschichtung. Die Forschungsarbeiten dieses Teilvorhabens konzentrierten sich im Wesentlichen auf die Prüfung der entwickelten Korrosionsschutzsysteme unter offshore-typischen Bedingungen. Durch die weitreichenden Unterschiede des neuentwickelten Beschichtungssystems gegenüber der konventionellen Technik waren zunächst Prüfprogramme zu definieren. Die durchgeführten Prüfungen umfassten dann sowohl Labor- als auch Feldversuche. Durch die Projektpartner wurden hierfür unterschiedlichste Proben- und Applikationsvarianten bis hin zu einer großmaßstäblichen Komponente zur Verfügung gestellt. Bei den Untersuchungen standen neben den Naturauslagerungen auch Versuche in der Offshore-Klimakammer im Mittelpunkt. Als Besonderheit dieser Klimakammer können Proben neben einer beschleunigten Umweltsimulation auch mechanisch belastet werden. Für den großmaßstäblichen Demonstrationsversuch wurde als typisches Detail einer Offshore-Tragstruktur ein Hohlprofilknoten eines Jackets gewählt. Um die Leistungseigenschaften der Beschichtung unter mechanischer Beanspruchung zu demonstrieren, wurde diese Knotenverbindung im Ermüdungsversuch bis zum Versagen belastet. Dieser Versuch wurde im Testzentrum Tragstrukturen Hannover realisiert. Insgesamt konnte durch die positiven Prüfergebnisse aus Naturauslagerungen, Labortests und großskaligem Ermüdungsversuch die Wirksamkeit und Haltbarkeit des Beschichtungssystems belegt und dessen Potential aufgezeigt werden.	
19. Schlagwörter Korrosion, Offshore-Windenergie, Naturauslagerung, Umweltsimulation, Hohlprofilkonstruktionen, Schwingprüfung	
20. Verlag	21. Preis