

Schlussbericht

ZE: Evonik Resource Efficiency GmbH	Förderkennzeichen: 03X3561A
Vorhabensbezeichnung: KOWIND – Entwicklung einer neuartigen Technologie zum Korrosionsschutz an Offshore-Windanlagen Teilprojekt: Entwicklung von Materialien zur Umhüllung und Haftvermittlung für Offshore-Gründungsstrukturen	
Laufzeit des Vorhabens: 01.05.2012 – 31.12.2015	

Ansprechpartner

Evonik Resource Efficiency GmbH
Jan Berger
Paul-Baumann-Straße 1
45772 Marl

Telefon +49 2365 49-6994
Telefax +49 2365-49-806994
Jan.berger@evonik.com

Inhalt

I	Kurze Darstellung	2
I.1	Aufgabenstellung	2
I.2	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	3
I.3	Planung und Ablauf des Vorhabens	5
I.4	Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde	6
I.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	8
II	Eingehende Darstellung	9
II.1	Erzielte Ergebnisse	9
II.2	Zahlenmäßiger Nachweis	19
II.3	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	19
II.4	Nutzen, Ergebnisverwertung	19
II.5	Fortschritt auf dem Gebiet bei anderen Stellen	21
II.6	Veröffentlichungen und Patentanmeldungen	22

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 03X3561A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

I Kurze Darstellung

I.1 Aufgabenstellung

Gesamtziel des Vorhabens war die Entwicklung einer neuartigen Technologie eines ressourceneffizienten Korrosionsschutzes für stahlbauliche Konstruktionselemente (z. B. Rohre oder Verbindungsknoten) feststehender Offshore-Gründungsstrukturen, insbesondere für Windenergieanlagen (WEA). Damit wird eine Schädigung durch Korrosion verhindert und die Standzeit der Windenergiegründungsbauwerke erhöht. Das Projekt hatte das ehrgeizige Ziel, die Lebensdauer der Stahlkonstruktionen durch neuartige Dickschichtumhüllungen auf 25 Jahre bei möglichst geringem Wartungsaufwand zu verlängern. Neben der Verlängerung der Lebensdauer stand der Aspekt der Materialeinsparung im Fokus, weil durch den neuartigen Korrosionsschutz bisher erforderliche Abrostungszuschläge vermieden werden und somit mehrere Tonnen Stahl eingespart werden können.

Die aufgezeigte Anti-Korrosions-Technologie zeichnet sich zudem durch eine besondere Breitenwirkung aus, da sie nicht nur im stark wachsenden Segment der Offshore-WEA sondern darüber hinaus auch in anderen Anwendungen und Märkten (Öl- und Gasindustrie, Verkehrsinfrastruktur) ein großes Potential besitzt.

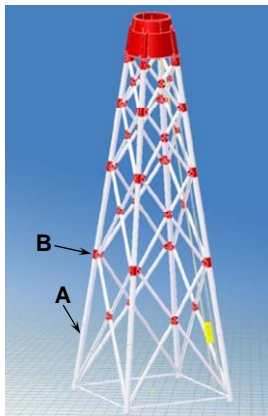


Abb. 1: Schema einer Gründungsstruktur für Offshore-Windenergieanlage für Tiefen > 20 m (Jacket-Struktur), bestehend aus A (weiß): Rohren und B (rot): Knotenpunkten. (Quelle: WeserWind)

Zielsetzung des Projektes war die weitere Optimierung von Offshore-Gründungsstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen in Wassertiefen von mehr als 25 m, wie sie an der deutschen Nordseeküste anzutreffen sind. Eine typische Offshore-Gründungsstruktur ist eine Stahlbaukonstruktion, welche gegen die korrosiven Einflüsse der Seewasserumgebung geschützt werden muss. Im Rahmen des Vorhabens sollten neuartige Beschichtungssysteme und -verfahren entwickelt werden, mit dem Ziel eine höhere Lebensdauer und eine wirtschaftlichere Produktion solcher Offshore-Gründungsstrukturen zu ermöglichen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der hohen zu erwartenden Kosten bei der Wartung und Instandhaltung eines Offshore-Windparks von essentieller Bedeutung.

Mit der neuen Technologie sollten die Rohre und Anbauteile der Gründungsstruktur mit einer thermoplastischen Schutzschicht umhüllt werden (Abb. 1), die einen möglichst wartungsfreien Korrosionsschutz über einen Zeitraum von 25 Jahren gewährleistet. Durch Extrusionsbeschichtung der Rohre, werden zudem Vorteile in der Fertigung im Vergleich zur manuellen Beschichtung erwartet. Dadurch wird ein leistungsfähigerer Materialverbund erreicht, was eine optimierte Bauteilauslegung mit weniger Materialeinsatz und deutlich verlängerten Prüfintervallen bei mindestens gleichen mechanischen Eigenschaften ermöglicht. Zudem sollte eine optimale Bauteilauslegung schon in der Konstruktionsphase durch eine durchgängige Simulation möglich werden.

Die wesentlichen wirtschaftlichen Ziele des Vorhabens leiten sich aus dem übergeordneten Gesamtziel ab, die Gestehungskosten für die erneuerbare Energie aus Offshore-WEA zu senken und umfassen im Einzelnen:

- geringere Investitionskosten durch kostengünstigere Fertigung
- geringere Reparaturkosten durch längere Lebensdauer
- geringere Wartungskosten (Instandhaltungskosten)

Die wissenschaftlich-technischen Ziele bezogen sich auf ein vertieftes Verständnis der Materialeigenschaften in einem extremen Einsatzfeld, das durch die Kombination von Korrosions-, UV- und mechanischen Belastungen einen völlig neuen Lösungsweg erfordert. Hier bestand dringender Forschungsbedarf, um die Materialsysteme hinsichtlich ihrer Funktion im Gesamtsystem besser zu verstehen und gezielt zu verbessern. Die wissenschaftlichen Ziele waren im Einzelnen:

- verbesserter Korrosionsschutz
- verbesserter UV-Schutz
- verbesserte mechanische Eigenschaften gegenüber duroplastischen Systemen

Zur Erreichung der Projektziele kooperierten im Verbundprojekt folgende Partner, wodurch die gesamte Wertschöpfungskette abgedeckt wurde.

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

Das Hauptziel im Teilprojekt des Zuwendungsempfängers Evonik bestand in der Entwicklung eines thermoplastischen Materialsystems, mit dem Stahlrohre für Offshore-Gründungsstrukturen per Extrusion beschichtet und dauerhaft korrosionsgeschützt werden können.

I.2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Bezüglich der Unternehmensausrichtung, Geschäftstätigkeit, Vorkenntnisse und Erfahrungen waren seitens Evonik folgende Voraussetzungen für das Projekt gegeben. Evonik gehört zu den weltweit führenden Unternehmen in der Spezialchemie. Der Bereich erneuerbarer Energien gehört zu den Strategischen Wachstumsfeldern des Unternehmens. Mit insgesamt rund 32.000 Mitarbeitern betreibt Evonik Produktionsanlagen in 28 Ländern (Stand zu Projektbeginn) und

erwirtschaftete im Jahr 2008 einen Umsatz von 11,51 Mrd. € im Geschäftsfeld Chemie (2014: 12,9 Mrd. €).

Die Offshore-Industrie ist ein bedeutender Absatzmarkt des Geschäftsfeldes Chemie mit Anwendungen im Bereich der Ölförderung und des Öl- und Gastransports. Aufgrund der langen Erfahrung mit medienführenden Kunststoffleitungssystemen stellt die Optimierung von Permeationseigenschaften eine der Kernkompetenzen des Bereiches Spezialpolyamide dar. Evonik hat u.a. hochwertige Metallbeschichtungen auf Basis von PA12 (z. B. für Automobilbremsleitungen und Hausgerätetechnik), Haftvermittler etwa im Bereich mehrschichtiger Kraftstoffleitungen sowie Schmelzkleber im Bereich der Textiltechnik entwickelt. Im Projekt KOWIND entwickelt Evonik Umhüllungsmaterialien und Haftvermittlermaterialien für die neue Beschichtungstechnologie für Offshore-Gründungsstrukturen und ist Koordinator des Verbundprojektes.

Eine weitere wesentliche Voraussetzung war die intensive Vernetzung und die enge Zusammenarbeit der Projektpartner, die Komplementarität des Verbundes sowie die klare Aufteilung der Rollen und Verantwortlichkeiten. Die folgende Übersicht der Teilvorhaben der Projektpartner gibt ihre Arbeitsschwerpunkte an und macht auf einen Blick die komplementäre Arbeitsteilung im Verbundprojekt deutlich.

Teilvorhaben der Partner	Verbundprojekt KOWIND Entwicklung einer neuartigen Technologie zum Korrosionsschutz an Offshore-Windenergieanlagen
1. Evonik	Entwicklung von Materialien zur Umhüllung und Haftvermittlung für Offshore-Gründungsstrukturen
2. MLP	Ressourcen- und materialschonende Applikationstechnologie für PA12-Beschichtungen an Offshore-Windenergieanlagen
3. TIB	Flüssige Beschichtungssysteme zur Nachumhüllung von Schweißnähten an Offshore-Windenergieanlagen
4. WW	Fertigungsprozesse und Qualitätssicherung von Stahlbaustrukturen für Offshore-Windenergieanlagen
5. BELLMER	Design der Demonstratoren, Beanspruchungskollektive und Simulation der Belastungen von Tragwerken für Offshore-Windenergieanlagen
6. IFINKOR	Korrosionsschutzprüfungen von neuartige Beschichtungssystemen für Offshore-Windenergieanlagen
7. IWES	Material- und Bauteilprüfungen unter Offshore-Bedingungen
8. IPE	Konzipierung eines Extrusionsprozesses zur Beschichtung von Offshore-Bauteilen

I.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Gemäß Planung des Verbundprojekts KOWIND gliedern sich die Arbeiten in insgesamt **6 Arbeitspakete** (AP 1-6), die sich durch eine enge Vernetzung auszeichnen (Abbildung 2). Entsprechend der Ausrichtung des Projektes an neue Umhüllungsmaterialien und im Einklang mit der materialwissenschaftlichen Ausrichtung der Ausschreibung MatResource stellt die Materialentwicklung das zentrale Arbeitspaket dar. Dies ist auch das Arbeitspaket, in dem Evonik wie geplant hauptsächlich tätig war. Darüber hinaus waren in geringem Maße noch Beiträge zu den Arbeitspaketen 2 und 3 geplant.

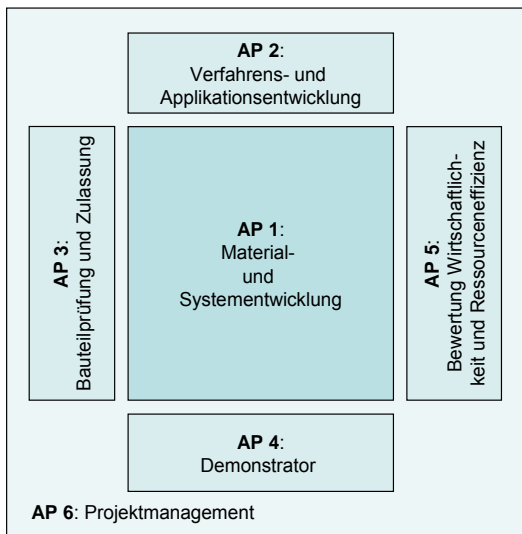


Abb. 2: Die 6 Arbeitspakete des Verbundprojekts KOWIND.

AP 1, Material- und Systementwicklung, ist das zentrale Arbeitspaket des Projekts. Die wissenschaftliche Herausforderung im AP 1 besteht in der Entwicklung und Optimierung neuer und gut aufeinander abgestimmter Materialsysteme, die den extremen Herausforderungen im Hinblick auf Korrosions- UV- und mechanischer Langzeitbeständigkeit erfüllen. Um einen dauerhaften Schutz der Stahlkonstruktion durch Kunststoffschichten zu gewährleisten muss das Umhüllungsmaterial beständig gegenüber UV-Strahlung, Seewasserbelastungen sowie mechanischer Belastung ausgerüstet werden. In AP 1 werden zwei Gruppen von Materialklassen entwickelt, die erst in ihrer Gesamtheit das komplette System darstellen.

Dabei geht es zum einen um thermoplastische Umhüllungsmaterialien und Pulvermaterialien von EVONIK (1, 2 und 3 in Abbildung 3) und zum anderen um Materialien des Partners TIB, die für die Nachumhüllung optimiert werden (4 in Abbildung 3). Erst beide Systeme zusammen stellen das aufeinander abgestimmte Korrosionsschutzsystem dar.

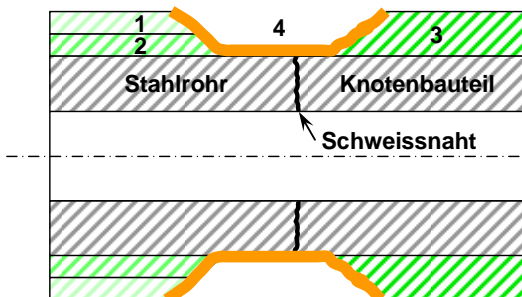


Abb. 3: Aufbau (nicht maßstäblich) der Rohrumhüllung, mit Stahlrohr (links) und Knotenbauteil (Anbauteil, rechts) im Bereich der Fügestelle (Schweißnaht). Die Rohrbeschichtung besteht aus dem Umhüllungsmaterial (1), das auf eine thermoplastischen Haftvermittlerschicht (2) extrudiert wird. Die Anbauteile, die nicht mit Umhüllungsmaterial extrudiert werden können, werden pulverbeschichtet (3). Der Bereich der Fügestelle wird mit dem Nachumhüllungsmaterial (4) beschichtet.

Im Einzelnen waren seitens Evonik Arbeiten zu folgenden Teilaufgaben geplant.

AP 1.1: Erstellung eines Lastenheftes für die zu entwickelnden Materialien

AP 1.2: Materialentwicklung für die Extrusionsbeschichtung

AP 1.3: Entwicklung eines Haftvermittlers für das Umhüllungsmaterial

AP 1.4: Entwicklung eines Beschichtungssystems für Knotenpunkte

AP 1.6: Korrosionsprüfung der entwickelten Schutzsysteme

AP 2.1: Grundlagenuntersuchungen Extrusionsverarbeitung

AP 3.2: Herstellung geeigneter Bauteile für die Prüfung

Alle Projektarbeiten der Evonik wurden gemäß Planung durchgeführt. Zudem beinhaltete die Planung einen zentralen Meilenstein, welcher auch erfüllt worden ist, da sogar mehr als eines der zehn angesetzten Materialsysteme die Mindestkriterien erfüllt hat.

In den Arbeitspaketen AP 3 und AP 4 gab es Verzögerungen im Vergleich zur ursprünglichen Zeitplanung. Sie betreffen die Auslagerungsversuche von beschichteten Stahlproben in der Nordsee und die mechanischen Lastwechseltests am Demonstrator (Knotenelement eines Stahljackets). In beiden Fällen handelt es sich um Langzeitversuche, die mehrere Monate dauern.

Da die Ergebnisse dieser Versuche wesentlich für das AP 5 sind, für das außerdem weitere Ergebnisse und Kenntnisse aller Partner notwendig sind, wurde für alle Projektpartner eine Verlängerung der Projektlaufzeit beantragt und im März 2015 genehmigt. Das Projektende wurde von ursprünglich 30. April 2015 auf den 31. Dezember verschoben.

Anfang 2015 ist die WeserWind GmbH aus dem Projektkonsortium wegen Insolvenz ausgeschieden. Die Auswirkungen auf KOWIND und insbesondere auf das AP 5 wurden bei der Beantragung der Projektverlängerung berücksichtigt.

I.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Zu Beginn des Projekts war der technische Stand dadurch gekennzeichnet, dass in Europa in den letzten Jahren eine Reihe von Windparks realisiert wurde, die hauptsächlich Schwerkraftfundamente und Monopiles nutzen und bei einer Nennleistung von ca. 2-3 MW in einer **Wassertiefe** von **ca. 10 m** installiert worden sind. Der Monopile bildet aufgrund seiner Einfachheit und der Erfahrungen aus dem Onshore-Turmbau eine überschaubare Technologie. Die Entwicklung der Offshore-Windparks zeigt, dass Monopiles eine wirtschaftliche Lösung für Standorte mit einer Wassertiefe **bis ca. 20 m** darstellen. Die in Deutschland und in Großbritannien in der dritten Runde geplanten Windparks nutzen jedoch Wassertiefen von **mehr als 25 m** und Anlagen mit einer Nennleistung von bis zu 6 MW. Dadurch wird die Anwendung **anderer Gründungstypen**, vornehmlich aufgelöste Strukturen – wie der Tripod und das Jacket – erforderlich. Dies findet sich unter anderem auch in der Gestaltung des deutschen Offshore-Testfelds Alpha Ventus wieder, in dem ausschließlich Tripods und Jackets als Offshore-Gründungsstrukturen Anwendung fanden¹. Das vorliegende Projekt adressiert den Korrosionsschutz an Jackets, wobei sich die erarbeiteten Konzepte grundsätzlich übertragen lassen.

Diese stahlbaulichen Strukturen werden zum Schutz gegen Korrosion sowohl durch Beschichtungssysteme, als auch durch kathodischen Korrosionsschutz im Unterwasserbereich geschützt. Im Bereich der salzhaltigen Atmosphäre, in der sog. Splash-Zone, und bis zu einer Tiefe von 7 m unterhalb des Wasserspiegels finden hierbei Beschichtungen auf Farbbasis Anwendung.

Diese Beschichtungssysteme werden mit Sprühverfahren oder dem Pinsel aufgebracht. Sie bestehen, je nach den örtlichen und kundenspezifischen Vorgaben, aus 3 bis 4 Schichten mit Dicken zwischen 600 und 2.000 µm. Der Prozess ist kostenintensiv und die beschichteten Oberflächen sind empfindlich gegenüber Beschädigung. Die entsprechenden Wartungs- und Reparaturarbeiten im Windpark werden heute ausschließlich händisch durchgeführt (Abbildung 4) und sind zum einen mit erheblichen Risiken für die Mitarbeiter und zum anderen mit erheblichen Kosten verbunden.



Abb. 4:
*Wartungsarbeiten an
einem Offshore-
Bauwerk.ⁱⁱ*

Der Gewährleistungsrahmen der Hersteller für diese konventionellen Beschichtungssysteme liegt bei maximal 5 Jahren. Danach ist der Betreiber selbst für den Zustand seines Korrosionsschutzes der Anlage verantwortlich. Da die Lebensdauer der Offshore-Gründungsstrukturen in der Regel auf eine Lebensdauer zwischen 20 und 25 Jahren ausgelegt wird, kommt es bei der erforderlichen Erneuerung der Beschichtung innerhalb der Lebensdauer zu Off-shore-Wartungsarbeiten, die mit extremen Kosten verbunden sind. Diese führen unmittelbar zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten von Offshore-Windstrom. Daraus ergibt sich ein dringender Bedarf an Beschichtungssystemen mit Lebensdauern im Bereich von 25 Jahren, der Offshore-Arbeiten im Idealfall komplett überflüssig macht.

Speziell bezüglich des Teilvorhabens der Evonik im Verbundprojekt war der Stand der Wissenschaft und Technik folgendermaßen:

Mehrschichtige thermoplastische Umhüllungssysteme werden zum Schutz von unterirdisch verlegten Rohrleitungssystemen eingesetztⁱⁱⁱ, neuerdings werden auch Polyamid 12 basierende Umhüllungssysteme eingesetzt, insbesondere bei Verwendung nicht konventionellen Verlegeverfahren (sandbettfrei, pflügende Verlegung, HDD-Verlegeverfahren)^{iv}.

Korrosionsschutzsysteme für Offshore Windenergieanlagen basieren heutzutage auf zumeist mehrschichtigen duroplastischen Beschichtungssystemen auf Basis von Epoxidharz oder Polyurethanharz. Diese weisen eine Beschichtungsdicke von bis zu 1 mm auf und werden nach der Fertigung der Stahlkonstruktion per Hand aufgetragen. Wesentliche Nachteile der heutigen 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.^v

Bei den Projektarbeiten wurde auf die Evonik-eigenen Polyamid 12 – Materialien und den damit zusammenhängenden Erfahrungen aufgebaut.

Fachliteratur, Informations- und Dokumentationsdienste

Der Stand der Wissenschaft und Technik im relevanten Fachgebiet wurde und wird weiterhin regelmäßig verfolgt und recherchiert. Dies erfolgt insbesondere durch Patentrecherchen, Fachliteratur (z.B. KORROSIONSSCHUTZ VON OFFSHORE – WINDENERGIEANLAGEN, GfKorr, ISBN 978-3-935406-61-1), und Fachtagungen (z.B. Eurocorr, September 2016, Montpellier; Korrosionsschutz in der maritimen Technik, Januar 2017, Hamburg; NACE Corrosion 2017, März 2017, New Orleans).

I.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Neben der in Abschnitt I.2 beschriebenen Zusammenarbeit mit den Verbundpartnern wurde mit den Unternehmen IBEDA, Neustadt/Wied, NOV Turboskope, Gladbeck, Strako und DNV GL SE, Hamburg zusammengearbeitet. Es handelt sich um Hersteller von Beschichtungsanlagen (Flammspritz- bzw. Elektrostatik-Verfahren), einen Beschichtungsbetrieb und einen Normungsdienstleister.

Der Demonstrator (Knotenelement) wurde durch Strako mit Flammspritzgeräten der IBEDA beschichtet.

Im Anschluss an das Projekt wird jetzt eine Zulassung beim DNV-GL angestrebt. Dazu haben SMLP und Evonik den DNV-GL kontaktiert und das System vorgestellt, die nächsten Schritte werden momentan besprochen.

II Eingehende Darstellung

II.1 Erzielte Ergebnisse

Beschichtung von Nullproben für die Offshore Auslagerung

Um die Eignung und den Optimierungsbedarf für bestehende Formmassen, die bei der Beschichtung erdverlegter Pipeline-Systeme Verwendung finden, zu untersuchen wurde eine Nullserie von Beschichtungsproben hergestellt und im Hafen von Helgoland ausgelagert. Dazu wurden durch den Projektpartner SMLP Stahlrohre beschichtet, die anschließend durch Evonik zu Segmenten einer für Auslagerungsversuche (IWES) geeigneten Größe umgearbeitet wurden. Die Beschichtung auf der Frontseite der Probenplatten ist teilweise (oben und unten) entfernt worden und durch TIB mit einem für den Pipelinebau optimierten Nachumhüllungssystem beschichtet worden, ebenso wie die Rückseiten, und mit Nuten sowohl im PA12 Beschichtungssystem als auch im Nachumhüllungssystem versehen worden.



Abb. 5: Probe vor der Auslagerung



Abb. 6: beschichtete Probe nach der Auslagerung

Im Laufe der Auslagerung wurde deutlich, dass die inhärenten Eigenschaften des Beschichtungssystems, vor allem der hohen Duktilität und mechanischen Unempfindlichkeit, erhalten blieben, an den Verletzungen wurde aber auch deutlich, dass die Eigenschaften verbessert werden müssen. Die erwartete zu geringe UV-Stabilität konnte in der Auslagerungszeit nicht festgestellt werden. Eine zusätzlich

anfangs beobachtete überraschende Eigenschaft konnte nicht dauerhaft nachgewiesen werden: Anfangs wurde auf dem PA12 Substrat ein deutlich verringerter Bewuchs beobachtet, der sich ab der zweiten Bewuchsperiode aber nicht mehr zeigte. Festgestellt werden konnte dagegen dauerhaft, dass insbesondere Seepocken im Gegensatz zu Lack-Systemen keine Beschädigungen der Beschichtung bewirken konnten und auch sehr leicht wieder entfernt werden können.

Entwicklung einer Extrusionsformmasse für die Rohrbeschichtung

In einem ersten Schritt wurden zehn systematisch unterschiedliche Ansätze für Formmassen entwickelt und im Technikumsmaßstab produziert. Dazu wurden fünf Polyamid-Compounds hergestellt, von denen vier auf Polyamid 12 und eins auf Polyamid 612 basierten. Die Haftungsmechanismen basierten auf verschiedenen zuvor bei Evonik entwickelten Systemen. In diesem Schritt wurde nur die Eignung als Beschichtungssystem untersucht, die passende Farbe, eine umfassende UV Stabilisierung und die Optimierung der Extrusionseigenschaften ist erst im zweiten und dritten Schritt vorgesehen, wenn das am besten geeignete Haftungsprinzip identifiziert worden ist. Um die Eignung sowohl mit als auch ohne Haftvermittlersystem beurteilen zu können wurden die fünf Systeme jeweils mit und ohne Haftvermittler aufgetragen. Die wesentlichen Haftungsmechanismen basierten auf unterschiedlichen Additiven, die (1) eine Adhäsion des Beschichtungsmaterials auf dem Stahlsubstrat begünstigen, (2) die mechanische Verkrallung durch niedrigviskose Polymer-Anteile begünstigen oder (3) die chemische Verbindung des Beschichtungsmaterials, dann vor allem mit Primersystemen, begünstigen.

Um eine Beurteilung der Haftung zu ermöglichen, sowohl vor als auch nach Alterung, wurde eine Beschichtungsanlage entworfen und gebaut, mit der die einfache Beschichtung von Stahlbändern als Probe ermöglicht wurde. Diese Beschichtungsanlage ist notwendig, weil nur so die bei einer Versuchsproduktion erzielten Produktmengen für einen Beschichtungsversuch inklusive Alterungsprüfungen ausreichend sind. Abbildung 7 zeigt den Aufbau der entsprechenden Beschichtungsanlage, im Vordergrund ist das zu beschichtende Stahlband mit einer Breite von 10 mm zu sehen.



Abb. 7: Extrusions-Beschichtungsanlage

Dieses Stahlband läuft anschließend in einen speziell entwickelten und gefertigten Beschichtungskopf, in dem die eigentliche Beschichtung stattfindet. Abbildung 8 zeigt

das fertig beschichtete Stahlband, wie es aus dem Beschichtungskopf und in das Kühlbad läuft.

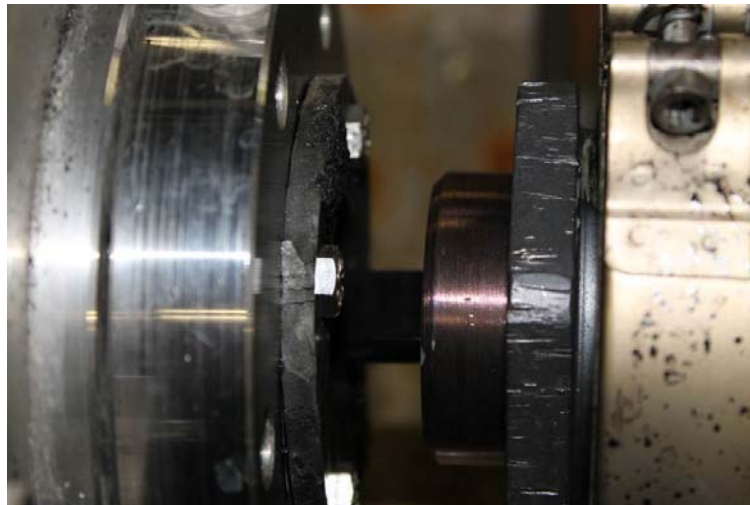


Abb. 8: beschichtetes Stahlband und Extrusionsbeschichtungskopf

Da das Stahlsubstrat erwärmt sein muss, um gute Beschichtungsergebnisse zu erzielen wurde das Band vor dem Einlaufen in die Extrusionsanlage mit einem Ringbrenner erhitzt. Um Beschädigungen des Primers im Fall der geprimerten Proben zu verhindern, wurden diese indirekt durch ein per Flamme beheiztes Rohr erhitzt. Die so hergestellten Proben wurde dann in einen Temperatur-Seewasser-UV Wechseltest gegeben, bei dem die Enden der Proben bewusst offen gehalten und nicht korrosionsgeschützt waren.

In Abbildung 9 sieht man den Ablauf des Wechseltests nach ISO 20340: 3 Tage UV-Bestrahlung inklusive Betauung werden mit 3 Tage Salzspüh-Test und 1 Tage Lagerung bei -20°C abgewechselt, so werden sowohl die Belastungen durch UV und Seewasser, aber auch die starken Wechselbeanspruchungen durch Temperaturwechsel abgebildet.

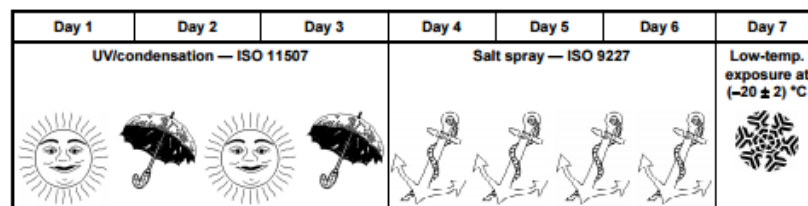


Abbildung 9: Prüfablauf Wechseltest nach ISO 20340

Abbildung 10 zeigt den dazu verwendeten Salzsprühtester und die entsprechenden beschichteten Proben.



Abbildung 10: Salzsprühtester und beschichtete **Stahlproben**

Um die Haftung der Beschichtung vor und nach der Bewitterung überprüfen zu können, wurde eine Haftungsprüfung angelehnt an einen Zugversuch nach ISO 527 entwickelt, der Aufbau wird in Abbildung 11 gezeigt.

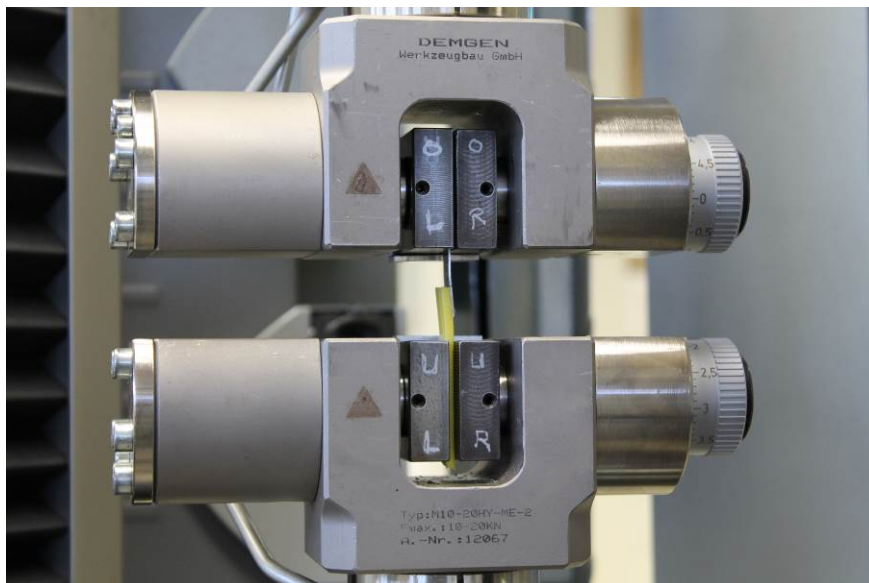


Abbildung 11: Haftungsprüfung

Dazu wurden die Proben so präpariert, dass noch eine Haft-Fläche von 10 mm x 10 mm bestehen bleibt, der Rest der Probe besteht aus einem Stahlband (in der Abbildung oben) und der Beschichtung ohne Stahlband (in der Abbildung unten). Mit diesem Prüfaufbau ist es also möglich, die Haftung des Beschichtungssystems auf definierter Fläche zu prüfen. Als Ergebnis konnten 3 der geprüften Formmassen verworfen werden, da die Haftung nach 25 Wochen ISO 20340 Wechselprüfung, selbst in Kombination mit einem Primer, nicht zufriedenstellend war beziehungsweise keine Haftung mehr aufwies. Die beiden anderen Formmassen zeigten ein gutes Alterungsverhalten und wurden zur weiteren Optimierung ausgewählt.

In dieser zweiten Entwicklungsrunde wurden die Formmassen auf die für See-Bauwerke gewünschte Farbe RAL 1023 (verkehrsgelb) sowie eine möglichst optimale Stabilisierung gegen UV-Einstrahlung hin optimiert. Im Laufe dieser

Optimierungsmaßnahmen wurde schließlich eine Formmasse ausgewählt, die die für die Anwendung vielversprechendsten Eigenschaften aufweist.

In der nunmehr folgenden dritten Entwicklungsrunde wurde das Material an den Extrusionsprozess, insbesondere bei SMLP, hin angepasst. Mit dem bestehenden Material für die Beschichtung erdverlegter Pipeline-Systeme konnte nur ein deutlich verringerter Durchsatz in der Extrusion im Vergleich mit polyolefinischen Standard-Formmassen erreicht werden. Da durch diese langsamere Beschichtung nicht nur die Wirtschaftlichkeit sondern auch die Ressourceneffizienz leidet, wurde eine niedrigere mittlere Viskosität im Extrusionsprozess angestrebt. VESTAMID® BS1607 wurde nach vorhergehenden Pilotproduktionen im Technikumsmaßstab jetzt auch in einer Anlage im Produktionsmaßstab produziert. Diese erste Produktionskampagne hatte einen Umfang von 10 Tonnen und wurde für den ersten Produktionsversuch bei Salzgitter Mannesmann Line Pipe in Hamm verwendet, zur Prozessoptimierung an der Universität Duisburg Essen auf thermische und rheologische Eigenschaften untersucht und bei Evonik zur Erstellung eines Sicherheitsdatenblattes und grundlegender Produktinformationen verwendet. Die zentralen Forderungen an das Extrusionsmaterial konnten erfüllt und übertroffen werden: Deutlich verbesserte Alterungs- und Beständigkeitseigenschaften insbesondere gegenüber UV-Strahlung bei gleichzeitiger Beibehaltung der mechanischen Eigenschaften des Produktes. Auch eine bessere und effizientere Verarbeitbarkeit aufgrund eines geringeren Viskositätsaufbaus beim Extrusionsprozess konnte erzielt werden. Tabelle 1 zeigt einen Vergleich von VESTAMID® BS 1607 im Vergleich zu VESTAMID® NRG 4101, der bereits zuvor von SMLP für den Pipeline-Bau verwendeten Formmasse, die die in dieser Anwendung geforderten extrem hohen Anforderungen erfüllt. Die Eigenschaften dieser Formmasse konnten nahezu erreicht werden.

Materialeigenschaft	Einheit	VESTAMID NRG 4101	VESTAMID BS1607
E-Modul (Zug)	MPa	1300	1400
Streckspannung	MPa	40	38
Reißdehnung	%	180	185
Streckdehnung	%	13	14
Kälteverhalten bei -50°C (nach VW)	-	0 Brüche	0 Brüche
Kerbschlagzähigkeit Charpy 1eA	kJ/m ²	70	50
Viskositätszahl am Rohr	ml/g	280	260

Tabelle 1: mechanische Eigenschaften BS1607 im Vergleich zu Vestamid NRG 4101

Die zusätzlich notwendige Alterungs- und UV Beständigkeit wird eingehend untersucht und zeigt zum Zeitpunkt der Berichtserstellung keine Verschlechterung der Eigenschaften.

Die anschließend bei SMLP beschichteten Rohre wurden für IWES und IFINKOR für ein umfangreiches Prüfprogramm präpariert. Unter anderem die Herstellung der Probekörper für den beim IWES durchgeführten Kombinierten ISO 20340 und Wechsellasttest haben sich als aufwändig erwiesen. Die Wanddicke der Rohrprobe musste reduziert werden, da die Kraft der Prüfmaschine sonst nicht für eine Prüfung der Probe in der sogenannten Offshore-Kammer ausgereicht hätte. Letztendlich wurde diese Reduzierung erreicht, indem die einzelnen Rohrsegmente per Senkerosion bearbeitet wurden.

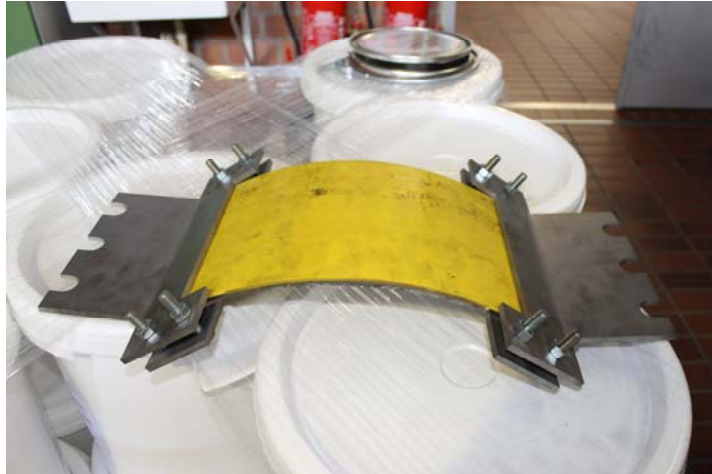


Abbildung 12: Probekörper für Offshore Prüfkammer

Eine weitere Prüfung an diesen Proben war der ΔT Test des IFINKOR. In diesem Test konnte eine deutlich bessere Haftung nach Alterung nachgewiesen werden und das Extrusionsbeschichtungssystem konnte eine teils mehrfach bessere Lebenszeit des Haftsystems aufweisen als die zum Vergleich herangezogenen kommerziellen Systems.

Letztendlich wurde im Projekt ein Materialsystem entwickelt, das gegenüber herkömmlichen Beschichtungssystemen sowohl eine Verbesserung der Haftung und der Verarbeitung zeigt, als auch die für die Verwendung als Offshore Korrosionsschutz Systems notwendigen Verbesserungen im Bereich UV- und Alterungsbeständigkeit zeigt. Die mechanisch überragenden Eigenschaften konnten weitgehend beibehalten werden. Es wurde daher beschlossen, VESTAMID® BS 1607 zu kommerzialisieren und für die Anwendung als Korrosionsschutz-System zuzulassen.

Entwicklung einer Pulverformmasse für die Knotenbeschichtung

Da für die Konstruktionselemente, die als Knoten verwendet werden (siehe Bauteil B in Abb. 1) keine Extrusionsbeschichtung angewendet werden kann, sollte auch ein Beschichtungsverfahren entwickelt werden, mit dem nicht rohrförmige Bauteile beschichtet werden können. Dazu wurden unterschiedliche Beschichtungsverfahren untersucht, die alle auf thermoplastischen Pulver-Formmassen basierten. Neben dem Wirbelsinterverfahren, mit dem unter anderem Spülmaschinenkörbe beschichtet werden, wurde auch das Flamspritzen betrachtet, das insbesondere bei der Beschichtung sehr großer Bauteile Vorteile bei Handling zeigt sowie eine auf dem Elektrostatik-Verfahren basierte Beschichtung. Da bestehende Pulver-Formmassen nicht UV-stabilisiert sind und nicht im geforderten Gelb-Farbtönen zur Verfügung standen, wurde im ersten Schritt eine entsprechende Formmasse entwickelt. Diese wurde auf Stahl-Platten appliziert und bezüglich Alterung untersucht. Schließlich wurden die unterschiedlichen Beschichtungssysteme und ihre Eignung für das KOWIND System verglichen.

Es wurde erreicht, ein sinter- und wirbelfähiges Pulver (entspricht der Grundvoraussetzung von Pulver-Beschichtungsverfahren) mit einer UV-Stabilisierung und einer Farbe entsprechend des Extrusions-Beschichtungsmaterials zu entwickeln. Das entsprechende Entwicklungsprodukt ist VESTOSINT® Z2680. Anschließend wurden Untersuchungen zu einem passenden Primersystem

durchgeführt, das einerseits beständig gegenüber der für die Pulverbeschichtung notwendigen Vorheiztemperatur (250°C) ist, andererseits in Alterungs- und Bewitterungsprüfungen eine lange Lebenszeit ermöglicht. Als Ergebnis wurden zwei Primersysteme in die weitere Überprüfung übernommen: kommerziell erhältliches Novoprim 300 P der Firma Novoplastik, Mannheim, sowie das Epoxy-Primersystem Produtex DRN des Projektpartners TIB Chemicals, Mannheim, das in Versuchen zur Schweißnaht-Nachumhüllung sehr gute Ergebnisse erzielen konnte.

Mit VESTOSINT® Z2680 wurden Beschichtungsversuche im Evonik Technikum (Wirbelsinterverfahren) und bei IBEDA, Neustadt/Wied, durchgeführt. IBEDA ist ein Hersteller von Flamspritzanlagen. Im Flamspritz-Verfahren wird thermoplastisches Kunststoffpulver mit einem Stickstoff-Strom auf ein Bauteil gesprüht und dabei mit einer Flamme aufgeschmolzen, so dass es auf der zu beschichteten, erwärmten, Oberfläche auftrifft und erstarrt. Die Anwendbarkeit des Flamspritzverfahrens mit VESTOSINT Z2671 konnte bei diesen Versuchen nachgewiesen werden.



Abb. 13: Flamspritz-Beschichtungsversuch

Anschließend wurden Beschichtungsversuche mit einer an das Elektrostatik Verfahren (ES) angelehnten Methode bei NOV Turboscope in Gladbeck durchgeführt. Als Ergebnis wurde ermittelt, dass sowohl im Wirbelsinterverfahren als auch im Flamspritzverfahren Beschichtungen appliziert werden können, ohne die ausgewählten Primersysteme zu beschädigen. Dieses Ergebnis konnte durch eine an große Stahlwanddicken, wie sie bei Konstruktionsrohren zum Einsatz kommen, angepasste Prozessführung mit abgesenkten Vorheiztemperaturen erzielt werden. Mit dem ES Verfahren konnten allerdings keine zufriedenstellenden Ergebnisse erzielt werden. Die beschichteten Probekörper (siehe Abbildung 14) wurden anschließend per Stirnabzugversuch sowie per Kreuzschnittversuch vor und nach einer Salzsprüh-Wechselagerung untersucht.



Abb. 14: Beschichtete Stahlprobe mit großer Wandstärke

Die an frischen Proben ohne Primer applizierten Beschichtungen bauen durch diese Bewitterung stark ab, während die mit Primer applizierten Beschichtungen auch nach dieser Bewitterung noch gute Haftung zeigen. Wie im Extrusionsbeschichtungsverfahren zeigten also auch die Pulverbeschichtungen, dass Primer-freie Beschichtungen zwar möglich sind, aber die Alterungsperformance nicht zufriedenstellend ist.

Die Ergebnisse dieser Beschichtungsversuche wurden schließlich auf die Beschichtung eines Demonstratorbauteils übertragen. Mit diesem Bauteil sollte einerseits die Übertragung des Verfahrens, andererseits auch die Wechsellastfestigkeit der Beschichtung überprüft werden. Dazu wurde ein vom Projektpartner Weserwind gefertigtes Knotenbauteil erst mit einem Primer beschichtet (Abbildung 15), anschließend wurde dieser vorbeschichtete Knoten per Flamspritzen mit der Polyamid 12 basierten Pulverformmasse beschichtet. (Abbildung 16).



Abbildung 15: Beschichten des Demonstratorbauteils mit Primersystem



Abbildung 16: Beschichten des Demonstratorbauteils mit PA12-Pulversystem

Es konnte eine gleichmäßige Beschichtung mit einer guten Oberflächenbeschaffenheit erzielt werden, allerdings versprödete das Beschichtungsmaterial in einem nicht erwarteten Ausmaß. Daher müssen nach Abschluss des Projektes erweiterte Entwicklungsarbeiten durchgeführt werden, vor allem im Hinblick auf das Verarbeitungsverfahren.

Im folgenden Wechsellasttest wurde schließlich untersucht, ob das Beschichtungssystem eine Wechsellast-Prüfung bis zum Versagen des Stahlbauteils erträgt, und ob sich auch unter der vergleichsweise dicken Beschichtung des Stahls Beschädigungen detektieren lassen. Diese Untersuchungen wurden im Prüffeld des Projektpartners IWES in Hannover durchgeführt.



Abbildung 17: Wechsellast Prüfaufbau beim IWES

Insgesamt ist die Entwicklung eines PA12-basierten Pulverbeschichtungssystems als erfolgreich zu bewerten, wenn auch noch weiterer Entwicklungsbedarf besteht. Die sehr flexible aber weniger erprobte Flamm-spritz-Beschichtungs-Methode stellt einen äußerst vielversprechenden Ansatz zur Beschichtung großvolumiger Bauteile dar. Qualitativ stellt die Beschichtung im Wirbelsinterverfahren sich als hochwertiger und weniger spröde dar, ist aber aufgrund der benötigten Größe des Beschichtungsbeckens sehr unflexibel und aufwändig. Es sind also noch weitere Entwicklungsarbeiten notwendig, die aber der Kommerzialisierung des Systems nicht im Wege stehen sollten. Eine kurzfristige Beschichtung von Knotenbauteilen mit herkömmlichen Beschichtungssystemen und nur die Beschichtung von Rohren mit einer werksseitig aufgetragenen PA12-Lösung bieten einen sehr guten Kompromiss, einen sehr großen Teil der Gründungsstruktur zu beschichten. Konstruktiv wird dann darauf geachtet, keine Knotenelemente im Bereich der Wechselwasserzone zu verwenden, sondern nur Rohrsegmente. Beim Beschichten kann dadurch, dass nur ein geringer Anteil lackiert werden muss eine deutlich effizientere Beschichtung gewährleistet werden. Mittelfristig bleibt es aber das Ziel, alle Bauteile vorbeschichtet zu verwenden und nur den Schweißnaht-Bereich mit einem Nachumhüllungssystem zu schützen.

Vorbereitung einer Systemzulassung

Als nächster Schritt der Kommerzialisierung des Polyamid 12 Korrosionsschutzsystems streben SMLP und Evonik nun eine Systemzulassung für Offshore Bauwerke an. Dazu wurden generell zwei Wege untersucht: die Erstellung einer allgemeingültigen Norm über das ISO TC 67 Komitee sowie eine Einzelzulassung durch einen Zertifizierer. Nach intensiven Gesprächen mit den entsprechenden ISO

Working Groups wurde entschieden, dass das System noch nicht genug etabliert ist, um zum jetzigen Zeitpunkt in einer Zulassungsnorm beschrieben zu werden. Es wurde daher vorerst empfohlen, den ohnehin angedachten Weg einer Einzelzulassung einzuschlagen. Die Zulassung erfolgt über einen Zertifizierer, etwa DNV-GL.

Der DNV-GL ist bereits kontaktiert worden. In Vorbereitung auf die Zulassung wurde durch SMLP eine Werksnorm entwickelt, die ein umfangreiches Bauteil.-Prüfprogramm darstellt. Durch Evonik wurden Prüfungen durchgeführt, die insbesondere die Materialeigenschaften darstellen - vor allem in Hinblick auf Alterung, mechanische Beständigkeit und die Kombination aus beiden.

Die daraus bisher gewonnenen Ergebnisse (Bewitterungsbeständigkeit nach DIN EN ISO 4892-2 mit anschließender mechanischer Prüfung, Hydrolyse-Beständigkeit nach API 17 TR2 mit anschließender mechanischer Prüfung, Wärmealterungsbeständigkeit) werden dazu mit den durch SMLP ermittelten Systemprüfungen (u.a. Fallhammerprüfmethode, siehe Abb. 18) kombiniert und vorgestellt, um die System-Performance darzustellen und fehlende Prüfungen zu definieren.



Abbildung 18: Fallhammer-Prüfmethode

Vergleich mit den gesetzten Projektzielen

Im Projekt konnten sowohl im Hinblick auf die Entwicklung einer Extrusions-Beschichtungsformmasse als auch im Hinblick auf ein Pulver-Beschichtungssystem äußerst vielversprechende Produkte entwickelt werden, die jetzt kommerzialisiert werden. Beide Systeme bieten keine direkte Anhaftung an Stahl, es ist also nicht gelungen eine primer-freie Lösung zu entwickeln.

Es hat sich gezeigt, dass die Beschichtung mit Hilfe des Flamm-spritzens ein großes Potential bietet, insbesondere aufgrund seiner Flexibilität, dass aber noch Optimierungen des Prozesses notwendig sind, um einen einsetzend thermischen Abbau des Beschichtungspulvers schon bei der Beschichtung zu vermeiden. Diese Arbeiten werden nach Abschluss des Projektes durch Evonik weiter vorangetrieben. Bei der Unterstützung im Bereich der Applikationsentwicklung des Extrusionsprozesses konnte Evonik vor allem durch die Bereitstellung von Materialkennwerten für die Extrusionssimulation unterstützen.

Prüfungen und eine Zulassung des Systems wurden begonnen und werden weitergeführt. Auch Probekörper für anwendungsnahe Prüfkonzepte der wissenschaftlichen Projektpartner wurden hergestellt und in entsprechende Prüfprogramme aufgenommen. Die Beurteilung der Ressourceneffizienz war durch Insolvenz des Projektpartners Weserwind nur bedingt möglich: Eine deutlich effizientere Beschichtungstechnologie, eine effizientere Herstellung von Gründungsstrukturen und ein deutlich verringerter Wartungsaufwand stellen zwar eindrucksvoll dar, welches Potential dieses Beschichtssystem aufweist, eine exakte Quantifizierung war ohne Weserwind aber nicht möglich.

Die Erreichung der gesetzten Projektziele kann somit größtenteils bestätigt werden. Damit ist auch der Nutzen und die Verwertbarkeit der Ergebnisse gemäß Verwertungsplan gegeben (siehe Kapitel II.4).

II.2 Zahlenmäßiger Nachweis

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

II.3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die von Evonik 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 zur Zielerreichung sowohl notwendig als auch angemessen.

II.4 Nutzen, Ergebnisverwertung

Wissenschaftlicher und technischer Nutzen

Der wissenschaftlich-technische Nutzen für Evonik betrifft den Bereich der Metallrohrbeschichtungen und Mehrschichtrohre. Durch die Ergebnisse des Vorhabens konnte das Wissen über realisierbare Material- und

Verarbeitungseigenschaften der Evonik Spezialpolymere auf Basis PA12 deutlich erweitert werden. Erkenntnisse über die Einflüsse von Compoundierzusätzen auf eine Vielzahl von speziellen Eigenschaften (z.B. Seewasserbeständigkeit, Barrierewirkung, UV-Beständigkeit, mechanische Eigenschaften, etc.), Wechselwirkungen und auch unerwünschte Effekte wurden gewonnen.

Diese wissenschaftliche Kompetenzerweiterung stellt für zukünftige Forschungs- und Entwicklungsprojekte der Evonik für weitere Anwendungsmöglichkeiten und innovative Produkte eine wesentliche Basis dar. Zum Beispiel zeichnet sich die erforschte Anti-Korrosions-Technologie durch eine besondere Breitenwirkung aus, da sie nicht nur im stark wachsenden Segment der Offshore-WEA sondern darüber hinaus auch in anderen Anwendungen und Märkten (z.B. Öl- und Gasindustrie, Verkehrsinfrastruktur) ein großes Potential besitzt. Um dieses zu erschließen, sind die in dem Projekt erlangten wissenschaftlichen Kenntnisse eine wichtige Voraussetzung.

Wirtschaftlicher Nutzen

Das entwickelte Polyamid-Haftvermittlersystem stellt eine Erweiterung der Anwendungsmöglichkeiten der bestehenden Produktlinie dar. Dies trägt dazu bei, die Wettbewerbsposition der Evonik im Bereich der Spezialpolymere zu sichern und weiter ausbauen, was z. B. auch zur Sicherung von Arbeitsplätzen beiträgt.

Aus den im Projekt entwickelten Spezialpolymeren und Haftvermittlern ergibt sich für Evonik ein beachtliches Marktpotential. Die Prognosen der European Wind Energy Association (EWEA) gehen von einer Zunahme an Offshore-Nennleistung bis 2030 von über 140 GW, also knapp 8 GW pro Jahr aus. Unter Ansatz einer Anlagennennleistung von 5 MW sind demnach knapp 28.000 Offshore-Anlagen in den nächsten 20 Jahren weltweit zu errichten. Bei Wind auf See sieht das EEG 2016 ein Ausbauziel von 6,5 GW für das Jahr 2020 und von 15 GW für das Jahr 2030 vor. Das Ziel für 2020 wird voraussichtlich um bis zu 1,2 GW überschritten. Um auf einen kontinuierlichen Ausbaupfad zu kommen, wird das BMWi mit jährlichen 730 MW die Ausschreibungsmengen gleichmäßig auf die Jahre 2021 bis 2030 verteilen. Zudem sind sich Bund und Länder darüber einig, dass bei Wind auf See sowohl die Netzanbindung auf See als auch an Land sichergestellt werden muss, aber zugleich für die betroffene Industrie kein "Fadenriss" entstehen darf.

Dies bedeutet alleine für Nord- und Ostsee die Installation von schätzungsweise 3.000 Anlagen. Dadurch entsteht allein für die deutsche See ein potentieller Stahlbedarf von 1,5 bis 2,3 Millionen Tonnen Stahl für Offshore-Gründungsstrukturen^{vi}. Für die Umhüllungsmaterialien (Spezialpolymere) der Evonik ergibt sich daraus ein geschätzter Bedarf von jährlich 270 Tonnen.

Die Extrusionsbeschichtung von Rohren ermöglicht gegenüber den bisher eingesetzten manuellen Verfahren eine gleichbleibend hohe Beschichtungsqualität auf einem großen Teil des späteren Bauwerkes, nur Schweißnahtbereiche werden händisch nachbeschichtet. Insbesondere im Hinblick auf die Anzahl der geplanten Windparks gewinnt die Serienfertigung von Gründungsstrukturen zunehmend an Bedeutung. Korrosionsgeschützte Standardbauteile ermöglichen in einer solchen Serienproduktion kürzere Taktzeiten beim Bau von Gründungsstrukturen und somit eine gesteigerte Produktivität. Der Transport und die Lagerung der Rohre werden durch den vollständigen Korrosionsschutz vereinfacht. Gleichzeitig wird durch die

Umstellung von manueller Fertigung auf eine industrielle Serienfertigung mittels Extrusionsverfahren eine signifikante Steigerung der Prozesssicherheit erreicht.

Die thermoplastischen Beschichtungen des vorgestellten Korrosionsschutzsystems sind deutlich schlagzäher als bestehende Beschichtungssysteme. Diese Eigenschaft hat sowohl beim Transport der Gründungsstruktur zum Aufstellungsort als auch im Einsatz weniger mechanische Beschädigungen zur Folge.

Nutzen in Bezug auf Ressourceneffizienz wird erwartet durch die effizientere Herstellung, durch besseren Korrosionsschutz bedingten reduzierten Stahleinsatz, weniger Reparaturen der Beschichtung und längere Lebensdauer der Gründungsstruktur.

Da der Einsatz dieser Technologie auf eine Reduzierung von Investitions-, Instandhaltungs- und Wartungskosten abzielt, wird die Konkurrenzfähigkeit auch in preislicher Hinsicht erwartet.

Verwertung der Ergebnisse

Durch die Projektergebnisse werden weiterführende wissenschaftliche Entwicklungsaktivitäten als auch wirtschaftliche Folgeaktivitäten bei Evonik möglich. Im Einzelnen werden zusätzliche F&E-Aktivitäten sowohl im Bereich der Haftvermittlertechnologie als auch im Bereich des PA12-basierten Umhüllungsschutzes folgen. Neue Anwendungsfelder, etwa im Bereich Automobil- und Elektronikindustrie, erfordern weitere Forschungsaktivitäten, da mit den spezifischen Anwendungen stets auch Materialentwicklungen verknüpft sind, um die jeweiligen Anforderungen zu erfüllen.

Zu erwartende wirtschaftliche Anschlussaktivitäten sind die Übertragung der Ergebnisse in die betriebliche Praxis. Dies beinhaltet die Weiterentwicklung und Optimierung des Flammstutz-Beschichtungsprozesses und die Zulassung des Systems durch einen Zertifizierer. Hinzu kommt das Scale-up der Beschichtungsmaterialien sowie die weitere kundenspezifische Optimierung. Voraussetzung dafür ist ein Hersteller von Gründungsstrukturen, der die neue Beschichtungstechnik erstmals einzusetzen beabsichtigt, voraussichtlich zunächst in Form eines Demonstrationsprojekts.

Die Anschlussaktivitäten entsprechen weitgehend dem ursprünglichen Verwertungsplan, ergänzt um die Zulassungsaktivitäten und die Weiterentwicklung der Flammstutzbeschichtung. Die zeitliche Umsetzung hängt davon ab, wie schnell ein Hersteller von Gründungsstrukturen gewonnen werden kann.

II.5 Fortschritt auf dem Gebiet bei anderen Stellen

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

Die positive Resonanz auf Vorträge, z. B. bei der i-Wing Konferenz im April 2015 zeigt weiterhin das hohe allgemeine wissenschaftliche Interesse an der Projektthematik.

II.6 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
- Poster für “Stahl Innovationspreis 2015”, Düsseldorf, Januar 2015
- www.facebook.com/EvonikHP (Dez. 2013)
- Flyer für Hamburg WIND Messe (September 2014)
- Produktinformation VESTAMID® BS 1607
- Artikel „KOWIND“ - längeres Leben für Windenergieanlagen“ in „besser lackieren“, 13.06.2016 (www.besserlackieren.de)
- Der Schlussbericht wird bis zum 30.09.2016 bei der Technischen Informationsbibliothek (TIB), Hannover zur Veröffentlichung eingereicht. [s. <https://www.tib.eu/de/>]

Die im Projekt entwickelten Formmassen sind bereits durch zwei bereits vor Projektbeginn vorhandene und breit angelegte Patente (Background) abgedeckt. Weitere Schutzrechtsanmeldungen für Projektergebnisse sind daher nicht vorgesehen.

ⁱ Aktuelle Informationen zu Alpha Ventus finden sich auf: <http://www.alpha-ventus.de/>.

ⁱⁱ Olaf Dostalek, Methoden und Techniken der Oberflächeninstandsetzung und -reparatur an Offshore-Windkraftanlagen AMBAU Windservice GmbH, Bremen.

ⁱⁱⁱ DIN 30670: Umhüllung von Stahlrohren und –formstücken mit Polyethylen; 04-1991

^{iv} M.Hartmann, K.-H. Kocks: Polyamid: ein neuer Werkstoff für die Umhüllung von Stahlleitungen; 3R international Magazin 4-5/2011; Seite 2-8

^v K. Mühlberg: Korrosionsschutz an Offshore-Windrädern; Erneuerbare Energien 1/2010; Seite 40 - 45

^{vi} EWEA: *Pure Power - Wind energy targets for 2020 and 2030*; A report by the European Wind Energy Association – 2011; (http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Pure_Power_III.pdf)