

Digitalisierung von Instandhaltungsinformationen (DigMa)

Arbeitspaket 1.1 – Stand der Technik

Stand der normativen Grundlagen in der Erfassung, Vorhaltung und Kommunikation von Instandhaltungsdaten im Betrieb und der Instandhaltung von Windenergieanlagen

Autoren: Johannes Schmidt, Sebastian Pfaffel, Katharina Klingan, Uwe Graichen, Volker Marschner, Holger Pieper, Falko Feßer, Alisa Staack und Marc-Alexander Lutz

Stand: 21.11.2022

Status: Entwurf

Abstract

Maßnahmen der Instandhaltung stellen einen wesentlichen Aufgabenbereich in der Betriebsphase einer Windenergieanlage dar. Für die effiziente Gestaltung der Instandhaltungskommunikation sind gemeinsame Festlegungen notwendig. Diese betreffen insbesondere die Verantwortungsbereiche und Kompetenzen der beteiligten Partner, die eingesetzten IT-Systeme, die auszutauschenden Informationen, Dokumente und Daten und die Prozesse der Instandhaltung. Grundannahme im Projektvorhaben Digitalisierung von Instandhaltungsinformationen (DigMa) ist, dass Normen und Standards helfen können, die zwischenbetriebliche Instandhaltungskommunikation zu verbessern. Dieser Bericht zeigt, dass eine umfangreiche und ausreichende Basis an Standards vorliegt, um eine effiziente IT-unterstützte Instandhaltungskommunikation zu gewährleisten. Die nur zögerliche Anwendung von Normen und Standards in der Windbranche und die teilweise hemmenden Nutzungslizenzen stellen jedoch im Projekt eine Herausforderung dar.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

1	Ziele des Dokuments.....	3
2	Einführung.....	3
2.1	Windindustrie in Deutschland	3
2.2	Instandhaltung von Windenergieanlagen.....	4
2.3	Beteiligte	6
2.4	Informationssysteme in der Instandhaltung	10
3	Stand der Technik	13
3.1	Anlagenstruktur	13
3.2	Prozesse und Tätigkeiten	15
3.3	Dokumente.....	17
3.4	Daten	19
3.5	Datenaustausch zur Instandhaltung	21
4	Kritische Bewertung	23
4.1	Reflektion auf die Arbeitspakete im Vorhaben	23
4.2	Herausforderung	27
5	Abkürzungen.....	29
6	Begriffe.....	31
6.1	Betreiber	31
6.2	Anlagenverantwortlicher	32
6.3	Arbeitsverantwortlicher	32
6.4	Koordinator	33
7	Literatur.....	34

1 Ziele des Dokuments

Im Forschungsprojekt DigMa soll die Instandhaltungskommunikation bei Windenergieanlagen (WEA) verbessert und eine Interoperabilität von Instandhaltungsdaten und zugehörigen Prozessen erreicht werden. Um diese Ziele erreichen zu können, fasst dieses Dokument den Stand der Technik – insbesondere normative Grundlagen – zusammen und gibt Empfehlungen zur Anwendung und deren Weiterentwicklung. Weiterhin erfolgt eine kritische Bewertung, um Hemmnisse und Herausforderungen in der Instandhaltungskommunikation zu identifizieren sowie Empfehlungen zur Lösung dieser zu geben. Die Arbeiten der weiteren Arbeitspakete des Forschungsprojektes sollten auf den Empfehlungen dieses Dokumentes aufbauen.

Hierzu dokumentiert das vorliegende Dokument die folgenden Schritte:

- Ermittlung der an der Instandhaltung von WEA beteiligten Stakeholder und deren Rollen im Instandhaltungsprozess sowie deren Bedarfe an die Instandhaltungskommunikation;
- Ermittlung und Beschreibung der bei der Instandhaltung und hiermit eng verbundenen Betriebsführung eingesetzten Informationssysteme und deren Funktionalitäten im Hinblick auf die Instandhaltungskommunikation;
- Schaffung einer Übersicht zu den zwischen Stakeholdern ausgetauschten Daten und Dokumenten und deren Kategorisierung;
- Recherche und Diskussion der für die Instandhaltungskommunikation notwendigen normativen Grundlagen in den Themenfeldern Anlagenstruktur, Prozesse und Tätigkeiten, Dokumente, Daten, Datenmanagement und Datenaustausch;
- Kritische Bewertung und Erarbeitung von Empfehlungen für die Arbeitspakete im Forschungsvorhaben und für den Einsatz und die Weiterentwicklung der notwendigen Normen und Richtlinien;

Bei neuen Erkenntnissen im Laufe des Fortschritts des Projektes soll das Dokument ergänzt, erweitert und/oder korrigiert werden.

2 Einführung

2.1 Windindustrie in Deutschland

Die Windenergie ist die wichtigste Technologie zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland [1]. Mit Stand Juni 2020 stellen insgesamt ca. 1500 Offshore- [2] und ca. 29 500 Onshore-Anlagen [3] eine Leistung von 62 178 MW bereit. Das aktuelle Anlagenportfolio umfasst eine Vielzahl an Anlagentypen von unterschiedlichen Anlagenherstellern und bildet die technischen Entwicklungen der letzten 20 Jahre ab [4].

Die Windenergie zeichnet sich durch eine Fülle von verschiedenen Akteuren im Vergleich zu anderen Energieerzeugungsarten aus. Innerhalb der Branche kooperieren eine Vielzahl an Unternehmen in einem komplexen Wertschöpfungsnetz. Der Bundesverband für Windenergie e.V. (BWE) gliedert Unternehmen im aktuellen Branchenreport [5] in die Kategorien:

- Aus- & Weiterbildung;
- Betrieb & Service;
- Direktvermarktung;
- Finanzen & Recht;

- Gutachter;
- Hersteller;
- Planung;
- Sektorkopplung;
- Sonstige Dienstleistungen;
- Stromdienstleistungen;
- Transport & Logistik;
- Verbände & öffentliche Institutionen;
- Zulieferer elektrische und elektronische Komponenten;
- Zulieferer Großkomponenten und
- Zulieferer mechanische Komponenten.

Typischerweise gliedert sich das Leben einer WEA in die groben Phasen Planung, Errichtung, Betrieb und Rückabwicklung (ggfs. auch Weiterbetrieb) (vgl. auch [6]). Die Planungsphase kann sich über mehrere Jahre erstrecken. Die Betriebsphase ist mit ca. 20 Jahren die längste Lebensphase. Die Instandhaltung ist Teil der Betriebsphase.

Die Koordinierung der Instandhaltungsmaßnahmen erfolgt durch den Anlagenbetreiber oder den beauftragten Betriebsführer [7]. Dies hängt auch damit zusammen, dass die Eigentümerstruktur der deutschen WEA sehr kleinteilig ist. Rund 39 % der WEA sind beispielsweise im Besitz von Privatpersonen [8]. Instandhaltungsdienstleistungen werden von unabhängigen Servicedienstleistern (ISP) oder dem Anlagenhersteller angeboten, welche nachfolgend gemeinsam als Serviceunternehmen adressiert werden. Beauftragungen von Dienstleistungen (siehe auch DIN SPEC 91310 [9]) können bedarfsgerecht erfolgen oder es werden umfassende Serviceverträge (sog. Full-Service-Verträge) geschlossen. Die Qualität der Serviceleistungen wird durch den BWE in jährlichen Umfragen zur Servicezufriedenheit erfasst und bewertet [10].

2.2 Instandhaltung von Windenergieanlagen

Nach DIN 31051 (basierend auf DIN EN 13306 [11]) stellt der Begriff Instandhaltung die „Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements während des Lebenszyklus [...] eines Objekts [...] dar], die dem Erhalt oder der Wiederherstellung ihres funktionsfähigen Zustands dient, sodass es die geforderte Funktion [...] erfüllen kann“ [12, Begriff 3.1.1]. Die Instandhaltung gliedert sich in die sog. präventive Instandhaltung, die korrektive Instandhaltung sowie Verbesserungen (vgl. Abbildung 1). Zur präventiven Instandhaltung zählen etwa Grundmaßnahmen wie Inspektionen und Wartungen sowie voraussagende oder zustandsorientierte Instandsetzungen vor Eintritt eines Fehlers. Korrektive Instandhaltungsmaßnahmen werden durch das Auftreten eines Fehlers ausgelöst und können sofort oder aufgeschoben erfolgen.

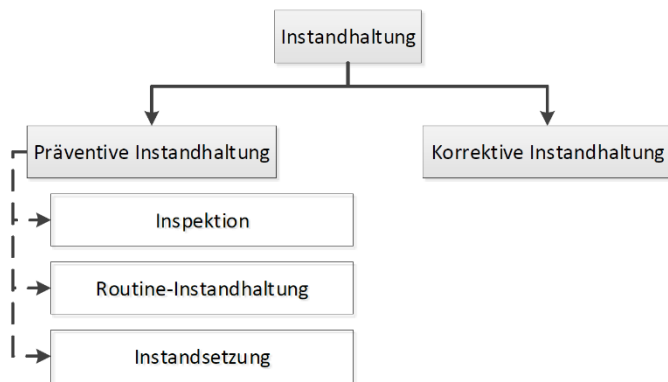


Abbildung 1: Systematik zur Einordnung von Instandhaltungsmaßnahmen nach der Instandhaltungsart und -tätigkeit entsprechend der DIN EN 13306 [11] und DIN EN ISO 14224 [13].

Instandhaltungsmaßnahmen und Fehler beziehen sich auf Objekte. Ein Objekt ist ein „Teil, Bauelement, Gerät, Teilsystem, Funktionseinheit, Betriebsmittel oder System, das/die für sich allein beschrieben und betrachtet werden kann“ [12, Begriff 3.2.1]. Im Kontext dieses Vorhabens stellt die WEA ein Objekt dar. Objekte können in untergeordnete Objekte gegliedert sein. So kann sich eine WEA in Komponenten, Bauteilgruppen und Bauteile unterteilen. Auch Software kann als Objekt oder Bestandteil eines Objektes verstanden werden. Da in einer WEA eine Vielzahl an Softwaresystemen integriert ist, sollten diese für den sicheren Betrieb als Objekt betrachtet und entsprechend in der Instandhaltung berücksichtigt werden. Weitere wichtige generelle Begriffe der Instandhaltung sind der DIN EN 13306 [11] zu entnehmen.

WEA werden im Gegensatz zu konventionellen Großkraftwerken dezentral und unbemannt betrieben, was sich auch auf die Planung und Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen auswirkt. Die Überwachung der Anlagen erfolgt i.d.R. 24/7 durch die Leitwarte der Betriebsführung [14]. Durch diese werden nicht nur regelmäßige Wartungsmaßnahmen und Inspektionen geplant und veranlasst, sondern durch die Fernüberwachung auch Fehler an den WEA identifiziert und korrektive Instandhaltungseinsätze ausgelöst. Geplante und ungeplante Stillstände müssen an den Direktvermarkter und entsprechend der System Operation Guideline (SO GL) [15] zukünftig auch an den Netzbetreiber gemeldet werden. Entsprechende Instandhaltungsmaßnahmen werden je nach Vertragskonstellation durch als Serviceunternehmen agierende Anlagenhersteller oder ISP durchgeführt. Die hieraus resultierenden Instandhaltungsinformationen werden als Instandhaltungsberichte neben vielen weiteren Dokumenten in der Lebenslaufakte [16, 17] abgelegt.

Weitere grundlegende Festlegungen zur Instandhaltung von WEA finden sich in FGW TR7 Rubrik A [18]. Die Delegation und Wahrnehmung der Verantwortlichkeiten sind in der FGW TR7 Rubrik A1 [19] definiert.

Zur Senkung der Stromgestehungskosten ist ein wesentliches Ziel der Instandhaltung von WEA die Reduktion des Anlagenstillstands bzw. die Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit [20, 21] bei gleichbleibenden oder sinkenden Instandhaltungskosten. Hierzu sind u.a. korrektive Instandhaltungsmaßnahmen durch eine präventive Instandhaltung zu verhindern. Hierbei kommen unter dem Stichwort „Predictive Maintenance“ zum Beispiel Condition-Monitoring-Systeme (CMS) [22] zum Einsatz, um die Entwicklung des Abnutzungsvorrats zu beurteilen und Fehler an Hauptsystemen frühzeitig zu erkennen. Ergänzt werden diese Systeme durch Methoden zur Anomalieerkennung [23, 24], welche i.d.R. auf Betriebsdaten basieren und ohne die Installation zusätzlicher Sensoren auskommen. Sowohl CMS als auch eine Anomalieerkennung sind zur kontinuierlichen Verbesserung der Erkennungsraten auf zuverlässige Instandhaltungsinformationen angewiesen.

Für die Planbarkeit von Instandhaltungsmaßnahmen, Ersatzteilen und Logistik sind Zuverlässigkeitskennwerte zu Objekten bzw. Komponenten einer WEA eine wichtige Grundlage. Aufgrund der Heterogenität in der Windbranche ist die hierzu notwendige Datengrundlage für einzelne Unternehmen nur schwer zu erreichen. Eine Vielzahl abgeschlossener oder noch laufender nationaler und internationaler Initiativen (siehe auch [25] für weitere Details) zielt daher auf den Aufbau unternehmensübergreifender Erfahrungsdatenbanken, welche die Bestimmung von Zuverlässigkeitskennzahlen und Zuverlässigkeitsbenchmarks ermöglichen sollen ab. Entsprechende Ansätze sind auf unternehmensübergreifend einheitlich strukturierte Instandhaltungsinformationen angewiesen.

2.3 Beteiligte

In den Lebensphasen einer WEA kooperiert eine Vielzahl an Akteuren aus verschiedenen Fachbereichen und Gewerken miteinander. Zu den wesentlichen Akteuren in Instandhaltungsprozessen gehören:

- Hersteller und Zulieferer von Anlagen und Anlagenteilen,
- Betreiber (und Anlagenbetreiber),
- Technische Betriebsführung (Koordinator),
- Serviceunternehmen (in der Rolle des Anlagen-, Arbeitsverantwortlichen, Arbeitsteam),
- Dienstleister (Gutachter und Sachverständige),
- Netzbetreiber,
- Versicherungen und
- Direktvermarkter.

In den folgenden Abschnitten werden die Akteure mitsamt ihren Aufgabenbereichen und Pflichten kurz vorgestellt. Die Begriffsdefinitionen sind nach Möglichkeit aus Normen und Richtlinien entnommen. Genauere Bestimmungen zu deren Pflichten und Aufgaben finden sich in Abschnitt 6. Anschließend erfolgt eine erste Bewertung der Kommunikationsbeziehungen anhand der Aufgabenfelder der Beteiligten.

2.3.1 Betreiber

2.3.1.1 Betreiber

Der Betreiber trägt als Besitzer der Betriebseinrichtung sowohl die wirtschaftliche Verantwortung als auch die Organisations- und Auswahlverantwortung für den sicheren Betrieb der gesamten Erzeugungsanlage (EZA) bzw. Erzeugungseinheit (EZE) [19, 26]. Ohne eine Delegation an Dritte (die über die entsprechenden Qualifikationen verfügen, die der Betreiber nicht besitzt) ist der Betreiber automatisch der Anlagenbetreiber [19].

2.3.1.2 Anlagenbetreiber

Der Anlagenbetreiber ist „für den sicheren Betrieb und den ordnungsgemäßen Zustand“ [19] der WEA „dauerhaft und durchgängig (24 Stunden/7 Tage)“ [19] verantwortlich.

Die Rolle des Anlagenbetreiber fällt nicht automatisch mit der der technischen Betriebsführung zusammen, da der Anlagenbetreiber nicht notwendigerweise die erforderlichen Fachkenntnisse für den vollumfänglichen und sicheren Betrieb von EZA/EZE besitzt [19]. In diesem Fall

kann der Anlagenbetreiber diese Pflichten an Fachunternehmen, wie z.B. Serviceunternehmen oder technische Betriebsführer übertragen. [19]

2.3.2 Betriebsführung / Betriebsführer

Die Betriebsführung gliedert sich in die kaufmännische und technische Betriebsführung (vgl. auch [14]).

2.3.2.1 Kaufmännische Betriebsführung

„Tätigkeitsschwerpunkte der kaufmännischen Betriebsführung sind das Management der (Fonds-)Gesellschaft und die Betreuung der Investoren/Anleger sowie deren Interessensvertretung. Hierzu zählen insbesondere die Durchführung der Gesellschafterversammlungen und das laufende Liquiditäts- und Finanzmanagement während der Betriebsphase des Windparks.“ [14, S. 239]

2.3.2.2 Technische Betriebsführung

Die technische Betriebsführung bildet die übergeordnete Schnittstelle zwischen den Akteuren, die an Instandhaltungsmaßnahmen beteiligt sind. [7] Der technischen Betriebsführung kommt die „Sicherstellung eines störungsfreien und optimalen Betriebes [...] über den gesamten Lebenszyklus“ sowie die „Abdeckung der Schnittstelle zwischen Betreiber [...] und Instandhaltern, Planern, Herstellern, Netzbetreibern, Behörden, Errichtern, Verpächtern, Versicherungs- und Finanzinstituten, Gutachtern und der Öffentlichkeit“ [9] zu. Prinzipiell kulminieren alle Kommunikationswege der Instandhaltung in der Person, die die Aufgabe der technischen Betriebsführung wahrnimmt. Dabei gilt, dass die „tatsächliche Durchführung der Instandhaltungsmaßnahmen [...] nicht im Aufgabenbereich der technischen Betriebsführung“ [9] liegt. „Die technische Betriebsführung ist für die Planung, Steuerung, Begleitung, Kontrolle und Prüfung der Maßnahmen verantwortlich. Dazu zählt ebenfalls die Verwaltung von Ressourcen, Aufträgen und Terminen. Veranlasst werden die Koordinationsdienstleistungen beispielsweise durch Störungen im Anlagenbetrieb oder Gewährleistungsfälle und Versicherungsanforderungen“. [9]

Das Buch „Windenergie Betriebsführung“ des BWE liefert einen praxisorientierten Überblick über die Aufgabenbereiche, Kommunikationsbedarfe und Schnittstellen der Betriebsführung in der Windenergiebranche mit dem Fokus auf Onshore-WEA [14]. Darüber hinaus werden die Ziele, Instrumente, Koordinierungsaufgaben und die Zusammenarbeit der technischen Betriebsführung mit Dienstleistern beschrieben. Die genauen Leistungen werden in der Regel individuell zwischen Betreiber und Betriebsführung abgestimmt. [14]

Eine umfassende Darstellung der Tätigkeiten der technischen Betriebsführung liefert DIN SPEC 91310 [9] in Form einer Klassifikation, die die Aufgabenbereiche über den gesamten Lebenslauf in Ebenen klassifiziert. Auf Ebene 2 umfassen die Aufgaben Anlagenmanagement (Instandhaltungscoordination), Anlagenüberwachung und -steuerung, Daten- und Informationsmanagement und Inspektion. Diese Aufgaben „werden durch Systeme zur automatischen Überwachung und Steuerung oder zur Daten- und Informationsverarbeitung unterstützt“ [9] (siehe hier auch Abschnitt 2.4).

2.3.3 Serviceunternehmen

Die Serviceunternehmen können die Aufgaben und Pflichten des Anlagenverantwortlichen, Arbeitsverantwortlichen, Arbeitsteams und des Koordinators wahrnehmen.

„Das Serviceunternehmen übernimmt entsprechend der vertraglichen Regelungen im Auftrag des Eigentümers oder Betriebsführers bzw. des Herstellers Tätigkeiten der Instandhaltung oder Reinigung an Betriebsmitteln.“ [27]

2.3.3.1 Anlagenverantwortlicher

„Der Anlagenverantwortliche übernimmt während der Durchführung von Arbeiten die unmittelbare Verantwortung für den sicheren Betrieb der elektrischen Anlage bzw. der Anlagenteile, die zur Arbeitsstelle gehören. Ihm obliegen die erforderlichen sicherheitstechnischen Anweisungen im Verhältnis zu Mitarbeitern oder Fremdunternehmen. Im Gegensatz zur Unternehmer- bzw. Betreiberverantwortung handelt es sich hier um eine zeitlich begrenzte Verantwortung.“[19]

2.3.3.2 Arbeitsverantwortlicher

„Der Arbeitsverantwortliche ist die Person, die beauftragt ist, die unmittelbare Verantwortung für die Durchführung der Arbeiten zu tragen. Erforderlichenfalls können einige mit dieser Verantwortung einhergehende Verpflichtungen auf andere Personen übertragen werden“. [19]

2.3.3.3 Arbeitsteam

„Das Arbeitsteam steht immer unter der Verantwortung des Arbeitsverantwortlichen, der vor Beginn der Tätigkeiten festgelegt wird. Ein Arbeitsteam kann aus EFK [Elektrofachkraft], EuP [elektrotechnisch unterwiesenen Person] oder auch aus elektrotechnischen Laien im Sinne der DIN VDE 0105-100 oder aus einer Kombination von diesen bestehen.“ [19] (siehe auch [26]).

2.3.3.4 Koordinator

„In der Praxis hat sich ergänzend zur DIN VDE 0105-100 die Einsetzung eines Koordinators im Fall von komplexen Anlagenstrukturen, wie sie häufig in dezentralen Erzeugungsanlagen vorkommen, bewährt. Dem Koordinator obliegt die organisatorische Koordination der verantwortlichen Akteure (z.B. Anlagenverantwortlichen, Verantwortliche nicht elektrotechnischer Gewerke). Er hat den Gesamtüberblick über die EZA/EZE und besitzt Informationen über geplante Arbeiten, Netzabschaltungen, vom Normalzustand abweichende Anlagenzustände, Defekte oder Zusatzeinbauten im gesamten Bereich der EZA/EZE.“ [19] (siehe auch [26]).

2.3.4 Dienstleister in der Instandhaltung

2.3.4.1 Gutachter

„Der Begriff „Gutachter“ ist nicht als Berufsbezeichnung sondern als eine berufliche Funktion zu verstehen. Ein Gutachter ist eine Person, die über eine besondere Sachkunde auf einem bestimmten Fachgebiet verfügt und mit überdurchschnittlichem Fachwissen eine tatsächliche Beurteilung eines Geschehens oder Zustands aus ihrem Fachgebiet abgibt.“ [18]

2.3.4.2 Sachverständiger

„Sachverständiger ist eine Person, die aufgrund ihrer fachlichen Ausbildung und Erfahrung über eine besondere Sachkunde und ein überdurchschnittliches fachliches Expertenwissen auf einem gewissen Gebiet verfügt. Er unterstützt Entscheidungsprozesse, wirkt aber an der eigentlichen Entscheidung nicht mit. Die Bezeichnung „Sachverständiger“ ist in Deutschland nicht geschützt.

Geschützte Bezeichnungen sind jedoch:

- Akkreditierter Sachverständiger nach DIN / ISO 17024,
- staatlich anerkannter Sachverständiger (Begriff gesetzlich geschützt),
- öffentlich bestellter und vereidigter Sachverständiger (Begriff gesetzlich geschützt),
- anerkannter Sachverständiger,
- freier Sachverständiger,
- Behörden als Sachverständige“ [18] [27]

2.3.5 Direktvermarkter

„Direktvermarktung bezeichnet den Verkauf von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen an einen möglichen Großabnehmer oder an der Strombörse. Die Grundidee bei der Einführung der Direktvermarktung bestand darin, eine schrittweise Heranführung der Erneuerbaren Energien an die Gegebenheiten des internationalen Stromhandels zu realisieren und so auf ihre zukünftig tragende Rolle im Strommix vorzubereiten.“ [14, S. 319]

2.3.6 Netzbetreiber

„In Regelwerken und Verträgen sind verschiedene Parameter vereinbart, um unzulässige Rückwirkungen auf das Netz bzw. weiterer daran angeschlossener Anlagen zu vermeiden. Der jeweils für den Anschluss an das Stromnetz und das Einspeisen in das Stromnetz zuständige Netzbetreiber gibt mit seinen individuellen „Technischen Anschlussbestimmungen“ (TAB) den Rahmen vor. Die TAB spezifizieren die VDE Anwendungsregeln, wobei sie in den wesentlichen Grundzügen identisch sind. Im Wesentlichen sind daher die Anforderungen der VDE-AR-N 4105 bei $P_{\max} < 135\text{kW}$ sowie Anforderung der VDE-AR-N 4110 bei $>135\text{kW}$ heran zu ziehen.“ [FGW TR7 Rubrik B2 „Prüfung elektrischer Arbeits- und Betriebsmittel“, in Arbeit]

„Mit dem Nachweis der Prüfung der elektrischen Arbeits- und Betriebsmittel soll der Anlagenbetreiber den Netzbetreibern eine ordnungsgemäße Instandhaltung und Parametrisierung der Komponenten und Funktionen dokumentiert (siehe [TR7 A Beiblatt](#)).¹ [FGW TR7 B2 „Prüfung elektrischer Arbeits- und Betriebsmittel“, in Arbeit]

2.3.7 Kommunikationsbedarfe der Akteure

In der Praxis arbeiten je nach Art der Instandhaltungsmaßnahme verschiedene Akteure zusammen. Dies hängt von den jeweiligen Instandhaltungskonzepten und Verträgen sowie den tatsächlichen fachlichen Qualifikationen der Beteiligten ab. Verschiedene Kompetenzen und Aufgaben können in einem Unternehmen oder in einer Person gebündelt sein. In der Praxis ergeben sich oft Personalunionen aus den einzelnen Akteuren. Abhängig von dem Leistungsspektrum der beteiligten Unternehmen können die durch die Akteure wahrgenommenen Rollen sowohl von einzelnen oder mehreren Personen aus verschiedenen Unternehmen als auch die Aufgaben von einer Person bzw. von einem Unternehmen ausgeführt werden. So ist beispielsweise eine Personalunion aus Anlagenbetreiber, Anlagenverantwortlichem und Arbeitsverantwortlichem möglich. Beispiele zur Umsetzung der Verantwortung finden sich in [19].

Aus Praxissicht (in Abstimmung mit dem AK Anlagenverantwortung der FGW) ergeben sich daher die folgenden Kommunikationsbedarfe zwischen den Akteuren der Instandhaltung, die

¹ https://wind-fgw.de/wp-content/uploads/2020/11/201103_TR7_A0_Rev1_Pruefung_in_Betriebsphase.pdf, abgerufen am 17.02.2021

in Abbildung 2 als Matrix dargestellt sind. Ein x indiziert, dass im Rahmen der Instandhaltung kommuniziert wird. Weder die Richtung der Kommunikation noch die Abhängigkeit der Kommunikationspartner sind zu erkennen (daher eine symmetrische Darstellung). Für eine qualifizierte Betrachtung der Kommunikation ist zu untersuchen, welche Beteiligten wann und bei welchen Anlässen welche Informationen (Dokumente und Daten) austauschen. Diese Untersuchungen sind Teilaufgaben in Arbeitspaket 1.2 und Arbeitspaket 2 (und auch Abschnitt 4).

	Betreiber	Betriebsführung	Serviceunternehmen	Dienstleister	Hersteller & Zulieferer	Netzbetreiber	Versicherungen	Direktvermarkter
Betreiber		x						
Betriebsführung	x		x	x	x	x	x	x
Serviceunternehmen		x						
Dienstleister		x						
Hersteller & Zulieferer		x						
Netzbetreiber		x						x
Versicherungen		x						
Direktvermarkter		x				x		

Abbildung 2: Kommunikationsbeziehungen zwischen den Akteuren der Instandhaltung (eigene Darstellung).

2.4 Informationssysteme in der Instandhaltung

Eine moderne Betriebsführung und Instandhaltung von WEA ist ohne den Einsatz von IT-Systemen nicht denkbar. In der Praxis kommt eine Vielzahl an (spezialisierten) IT-Systemen zum Einsatz. In [14] sind diese Systeme aus Sicht der Praxis beleuchtet. Die Bedeutung von Betriebsdaten ist in den letzten Jahren stark gestiegen. Diese Daten müssen mit anderen Informationen zum Betrieb und zur Instandhaltung integriert werden.

Eine allgemeine Übersicht zu Anwendungssystemen bei (konventionellen) Energieversorgern ist in [28] zu finden.

SCADA-Systeme (Supervisory Control and Data Acquisition) dienen der Steuerung und Erfassung von Betriebsdaten zu WEA. Condition Monitoring Systeme (CMS) werden in WEA bei komplexen bzw. wichtigen Komponenten eingesetzt, um frühzeitig auf einen Fehler reagieren zu können. Eine Übersicht zu Methoden der Überwachung findet sich in [29]. Häufig kommen CMS zur Schwingungsanalyse oder zur Ölanalyse zum Einsatz. DIN EN 61600-25-6 [30] befasst sich mit Daten, die in CMS erhoben werden.

Informationssysteme für die Instandhaltung dienen der Informationsversorgung der Beteiligten (siehe Abschnitt 2.3) auf Grundlage einer gemeinsamen Datenbasis. Diesen Informationsempfängern sollen je nach Erfordernis für ihre eigene Aufgabenerfüllung ursprüngliche oder aufbereitete Informationen bereitgestellt werden.

Informationssysteme für die Instandhaltung unterstützen die unterschiedlichen Instandhaltungsmaßnahmen (siehe Abschnitt 3.2). Sie dienen dem Zweck, Daten zu sammeln, zu verdichten, zu analysieren und in aufbereiteter Form den Adressaten zur Verfügung zu stellen. Die Informationen stammen aus unterschiedlichen Quellen und können digital oder analog vorliegen. Diese gilt es zusammen zu führen und – wo möglich – in ein einheitliches Format zu bringen. Die Vielzahl von Adressaten, die häufige Notwendigkeit einer zeitnahen Informationsbereitstellung sowie mögliche zukünftige Szenarien der Informationsaufbereitung machen eine digitale Informationsform erforderlich. Das eröffnet weiterhin die Möglichkeit, Datenredundanzen zu erkennen und weitestgehend zu vermeiden bzw. zu dokumentieren.

Die VDI-Richtlinie VDI 4603 Blatt 2 „Betriebsmanagementsysteme für Windkraft- und Fotovoltaikanlagen“ [31] nennt Betriebsmanagementsysteme als Mittel der Wahl für die Verarbeitung von Instandhaltungsinformationen. „Informationen von Betriebsmanagementsystemen werden für die Überwachung, Optimierung sowie Steuerung von Prozessen und deren Arbeitserhaltung genutzt.“. Für das Instandhaltungsmanagement trifft die Richtlinie Anforderungen für

- Instandhaltungsmaterial und Ersatzteile;
- Instandhaltungsstrategie;
- Instandhaltungs- und Umbaumaßnahmen und
- technische und wirtschaftliche Analysen.

VDI 4603 Blatt 2 weist darauf hin, dass ein Betriebsmanagementsystem nicht für sich alleinsteht. Es muss Schnittstellen zu anderen Informationssystemen aufweisen, um Daten aus unterschiedlichen Quellen beziehen zu können und interne wie externe Adressaten mit entsprechenden Informationen zu bedienen.

Abbildung 3 zeigt am Beispiel eines Betriebsmanagementsystems (Windpark Management System WONDER der Deutsche WindGuard Systems GmbH), wie sich solch eine Software in die relevanten Informationssysteme für die Instandhaltung einfügt.

Auf der einen Seite stehen dabei die Datenquellen, die einerseits aus den Produktionsanlagen, z.B. SCADA-Systeme der WEA, und andererseits aus ergänzenden bedeutungsvollen Informationsquellen wie zusätzlichen Messquellen, z.B. Windmesseinrichtungen, oder anderen Überwachungssystemen bestehen.

Dem gegenüber stehen Softwaresysteme, die verdichtete bzw. aufbereitete Informationen entgegennehmen und ihren Anwendern relevante Informationen zur Verfügung stellen.

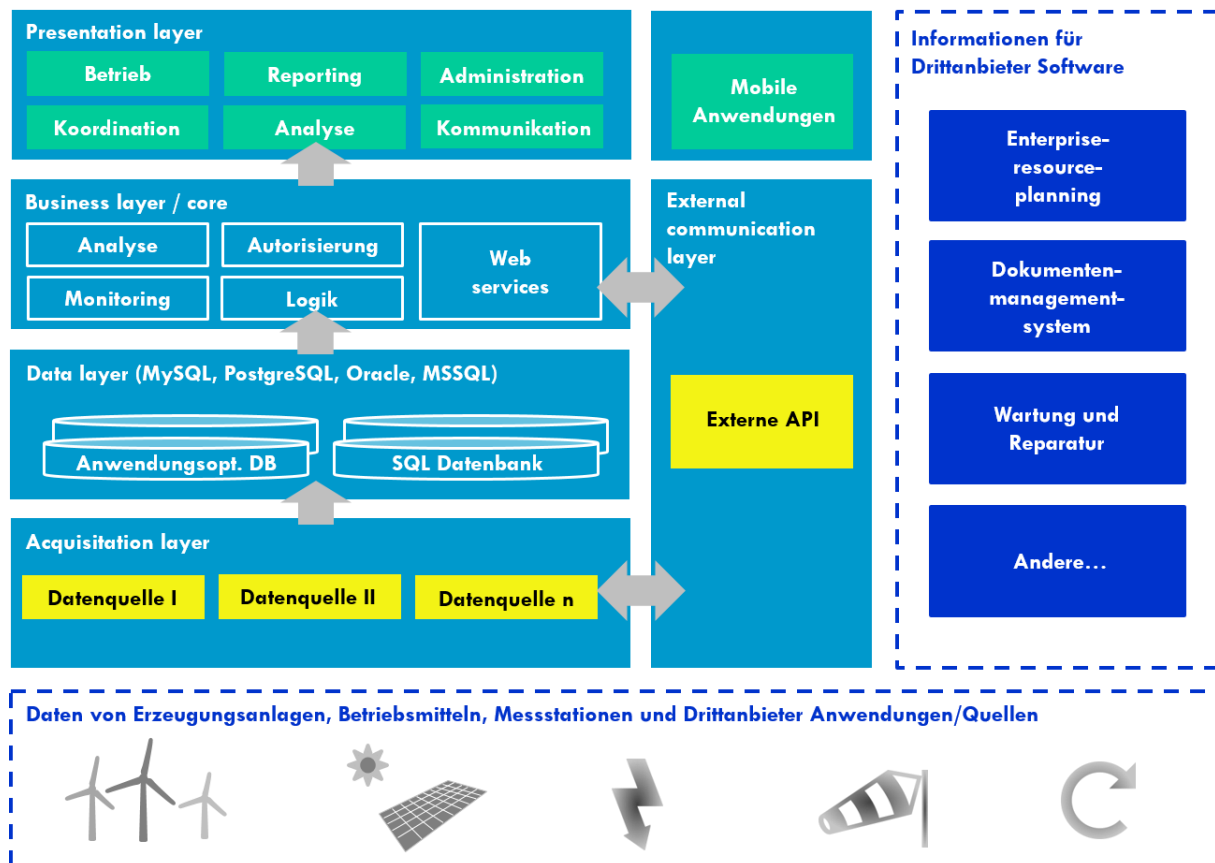


Abbildung 3: Integration eines Betriebsmanagementsystems in die Landschaft der Informationssysteme für die Instandhaltung am Beispiel der Software WindGuard WONDER (Quelle: DGWS)

Das Betriebsmanagementsystem übernimmt dabei die Aufgaben, die Informationen als Rohdaten zu sammeln, aufzubereiten und gemeinsam mit den aufbereiteten Daten zu speichern, zu präsentieren bzw. über Schnittstellen zur Verfügung zu stellen.

An einigen Beispielen soll im Folgenden dargestellt werden, inwieweit ein Betriebsmanagementsystem Rohinformationen unterschiedlicher Datenquellen konsolidiert. Nach der Entgegennahme der Rohdaten aus SCADA-Systemen der WEA geht es darum, diese Informationen in eine einheitliche Form zu überführen:

1. Verschiedene Hersteller von WEA verwenden teilweise unterschiedliche Datenformate oder Datenbezeichnungen.
2. Die Zeitstempel der einzelnen WEA können zum Teil unterschiedliche Abweichungen zur Normalzeit aufweisen.
3. Anlageneigene Messeinrichtungen (z.B. der Windgeschwindigkeit) können unterschiedliche Grundeinstellungen, z.B. durch fehlende Eichung, aufweisen.
4. Prüfberichte von Dienstleistern wie Sachverständigen liegen nur in Papierform vor und darin enthaltene Anforderungen, Empfehlungen oder Termine stehen nicht in einem übergeordneten System für alle Adressaten zu Verfügung.

Diese Unterschiede in der Datenqualität oder Informationsverfügbarkeit gilt es durch ein Betriebsmanagementsystem aufzuheben bzw. zu minimieren. Am Beispiel des oben erwähnten Windpark Management Systems WONDER soll hier erläutert werden, wie diese Unstimmigkeiten bereinigt werden können:

- Zu 1. Betriebsdaten werden in die Taxonomie des Kommunikationsstandards IEC 61400-25 (vgl. Teil 1 der Normenreihe [32]) überführt
- Zu 2. Zeitstempel werden auf die koordinierte Weltzeit (UTC) normalisiert und auf die Normalzeit des Benutzers zurückgerechnet und ausgegeben.
- Zu 3. Vertrauenswürdige Messwerte, z.B. Windgeschwindigkeiten eines im Windpark vorhandenen Windmessmasts mit geeichten Messeinrichtungen werden in die Leistungsbeziehung einbezogen.
- Zu 4. Anforderungen, Empfehlungen oder Termine, die aus einer Prüfung resultieren und in Papierform vorliegen werden in das Betriebstagebuch und die Anlagendokumentation übernommen, um daraus Handlungsanweisungen und Möglichkeiten zur Terminverfolgung zu generieren. Weiterhin wird das Dokument digitalisiert mit entsprechenden Verweisen im Dokumentenmanagement gespeichert.

3 Stand der Technik

WEA sind technisch komplexe Objekte. Die technischen Anforderungen und Best-Practices sind teilweise bei On- und Offshore-WEA unterschiedlich. Im Folgenden werden wichtige normative Grundlagen vorgestellt. Die Recherche zum aktuellen Stand der Technik bezieht sich vorwiegend auf den Anwendungsbereich der Instandhaltung. Da Tätigkeiten in der Betriebsphase aber auch von Informationen aus vorgelagerten Phasen abhängig sind, werden diese Phasen berücksichtigt.

Dieser Abschnitt gliedert sich anhand der Bezugsobjekte zur Instandhaltung und den damit verbundenen Maßnahmen und Tätigkeiten sowie Informationen und Daten.

3.1 Anlagenstruktur

WEA sind technisch komplexe Objekte, die kontinuierlichen Veränderungen und Verbesserungen unterliegen (siehe auch [33]). Aufgrund dieser Komplexität ist es notwendig, für Prozesse der Instandhaltung oder auch zur Zuordnung von Informationen das Objekt „WEA“ in weitere Objekte zu gliedern. In der Praxis werden physische Objekte häufig hinsichtlich ihres Produktaufbaus hierarchisch gegliedert (nachfolgend strukturiert genannt). Eine derartige Struktur berücksichtigt nicht die unterschiedlichen Informationsbedürfnisse oder Betrachtungsweisen der unterschiedlichen Beteiligten aus verschiedenen Gewerken und Disziplinen. Gleichzeitig existieren in der Praxis je nach Anlagendesign unterschiedliche technische Ausgestaltungen zur Realisierung vergleichbarer Funktionalitäten, die bei einer rein hierarchischen Struktur nicht miteinander verglichen werden können. Nachteilig ist weiterhin, dass keine Objekte betrachtet werden können, die physisch nicht existieren (z.B. Software) und zur besseren Strukturierung sinnvoll wären.

Zur Anlagestrukturierung hat sich international die Normenreihe DIN EN 81346 etabliert. In der DIN EN 81346-1 [34] werden die grundlegenden Prinzipien eingeführt. Der Objektbegriff wird sowohl für physische Objekte (Instanzen) als auch nicht-physische Objekte angewendet. Grundannahmen sind die verschiedenen Betrachtungsweisen (Aspekte) zu einem Objekt. Die wichtigsten Betrachtungen ergeben sich hinsichtlich der Funktion, des Orts, des Typs und des Produktes, wobei mehrere Aspekte relevant sein können. Der Vorteil einer solchen Strukturierung besteht darin, Beziehungen zwischen Objekten aus unterschiedlichen Betrachtungsweisen darzustellen. Durch die Standardisierung der Aspekte und die Anwendung einer einheitlichen Klassifikation von Systemarten und Produkttypen (siehe hierzu DIN EN 81346-2 [35]) kann ein gemeinsames Verständnis zum Aufbau eines Objektes erreicht werden.

In den ersten Teilen der DIN EN 81346 werden allgemeine Festlegungen getroffen. Diese werden in weiteren Teilen der Norm für einzelne Anlagenarten konkretisiert. DIN EN 81346-10 [36] legt Kennzeichnungen für Kraftwerke (Reference Designation System for Power Plants) fest. Hierauf aufbauend hat VGB PowerTech die Richtlinie VGB-S-823-32 [37] zur Kennzeichnung von WEA (RDS-PP[®]) veröffentlicht. Damit steht ein internationales Regelwerk für die Anlagenkennzeichnung von WEA zur Verfügung. Eine kurze Übersicht zur Funktionsweise von RDS-PP[®] mit praktischen Beispielen findet sich in [38] (mit explizitem Bezug auf die Windenergie in [39]).

Parallel zum RDS-PP[®] des VGB PowerTech befindet sich im Rahmen der Weiterentwicklung der ISO/IEC 81346-10:2021 eine Konkretisierung der Grundnorm für den Energiesektor und im spezifischen für die Windbranche in Arbeit. Diese bzw. die in Erstellung befindlichen Klassifikationstabellen werden Reference Designation System for Power Systems (RDS-PS) bezeichnet. Die entsprechenden Klassifikationstabellen sollen als Open-Source veröffentlicht werden. Es wird eine Veröffentlichung im Jahr 2021 angestrebt. Entwurfsversionen der Klassifikationstabellen sind über die Webseite www.81346.com erreichbar [40].

RDS-PP[®] für Windkraftwerke liegt seit 2014 als finale Richtlinie vor. Bis heute setzt sich jedoch diese Art der Anlagenstrukturierung nur langsam in der Windindustrie durch. In einem aktuellen Positionspapier rufen Mitglieder des VGB PowerTech zu einer weiteren Anwendung der Richtlinie auf und motivieren deren grundlegende Vorteile [41, 42]. Nach Richnow et.al. hat ein solches Regelwerk die nachfolgenden Vorteile [39]:

- Eindeutige Identifizierung von Objekten ist für alle Beteiligten möglich;
- Kennzeichen (Codes) sind unabhängig von der natürlichen Sprache der Beteiligten;
- Strukturierungsprinzip ist im gesamten Anlagenleben anwendbar;
- Bezugnahme von Informationen, Signalen und Daten ist möglich.

Diese Vorteile adressieren unmittelbar Eigenschaften von Kommunikation (zur Instandhaltung) und stellen wichtige Grundlagen für die Digitalisierung (der Instandhaltung) dar [42, 43]. Anfang der 2010er Jahre gab es verschiedene Initiativen, den Strukturierungsstandard ASD S1000D[®] [44] für WEA zu etablieren. Die Windbranche hat diesen Standard nicht aufgegriffen. Andere Ansätze versuchen, den Aufbau einer Anlage mit Hilfe von Ontologien und Taxonomien zu beschreiben. In [45] beschreiben Nguyen et.al. eine Ontologie für Objekte von Offshore-WEA basierend auf dem Kommunikationsstandard IEC 61400-25 (vgl. Teil 1 der Normenreihe [32]) für Betriebsdaten.

IEA Wind leitet in seinen „Recommended practices“ [46] aus DIN ISO 14224 [13] eine Taxonomie zur Gliederung von WEA ab: Anlage (Plant), System, Sub-System, Baugruppe (Assembly), Instandhaltungsobjekt (Maintainable item) und Teil. Diese Taxonomie dient der grundsätzlichen Gliederung der WEA in Ebenen. Sie ist aber nicht geeignet, um den konkreten Aufbau einer Anlage zu beschreiben. Für die Anlagenkennzeichnung bzw. die Anlagenstrukturierung einer WEA referenziert der Bericht [46] der IEA Wind auf RDS-PP[®] und NERC GADS [47].

NERC-GADS (Generating Availability Data System) [47] bildet die Grundlage für ein in den USA verpflichtendes Berichtswesen zur Performance und Zuverlässigkeit von großen Windparks. Ergänzend zum Richtlinien-text werden Typen von (Haupt-)Komponenten für WEA festgelegt, um ein übergreifendes und einheitliches Reporting zu ermöglichen². GADS ist auf

² Siehe https://www.nerc.com/pa/RAPA/gads/GADS_Wind_DRI_DL/GADS_Wind_Component_Codes_20200505.xlsx, abgerufen am 08.01.2021

grundlegendes Berichtswesen ausgelegt und insbesondere aufgrund der geringen Granularität nach aktueller Einschätzung nicht für eine umfassende Referenzkennzeichnung geeignet.

In wissenschaftlichen Publikationen wird die im EU-Forschungsprojekt RELIAWIND [48, 49] entwickelte Work Breakdown Structure (WBS) häufig verwendet, welche eine WEA hierarchisch in ihre Haupt- und Sub-Systeme untergliedert. Da dem WBS für detaillierte Zuordnungen die nötige Granularität fehlt, es nicht weiterentwickelt wird und nicht ausreichend dokumentiert und zugänglich ist, erscheint es für eine zukünftige Nutzung in der Instandhaltungskommunikation wenig geeignet.

3.2 Prozesse und Tätigkeiten

DIN 31051 [12] betrachtet die vier Grundmaßnahmen der Instandhaltung auf einem hohen Abstraktionsniveau. Die Norm DIN EN 17007 [50] konkretisiert diese Prozesse gruppiert nach Managementprozessen, Umsetzungsprozessen und Unterstützungsprozessen.

Managementprozesse

- MAN Management der Instandhaltung

Umsetzungsprozesse

- PRV Vermeidung unerwünschter Ereignisse durch Vermeidung von Ausfällen und Fehlern
- COR Wiederherstellung der Objekte in ihren geforderten Zustand
- ACT Präventive und/oder korrektive Behandlung der instandzuhaltenden Objekte
- IMP Verbesserung der Objekte

Unterstützungsprozesse

- HSE Sicherstellung des persönlichen Gesundheitsschutzes und der Sicherheit von Personen und dem Schutz der Umwelt bei der Instandhaltung
- BUD Budgetpflege der Objekte
- DOC Lieferung der betrieblichen Dokumentation
- DTA Managen der Daten
- IST Bereitstellung der benötigten Infrastrukturen
- MRQ Lieferung der Instandhaltungsanforderungen bei der Auslegung und Modifikation der Objekte
- OPT Verbesserung der Ergebnisse
- RES Bereitstellung interner Arbeitskräfte
- SER Bereitstellung von externen Instandhaltungsdienstleistungen
- SPP Lieferung von Ersatzteilen
- TOL Lieferung der Werkzeuge, der unterstützenden Einrichtungen und des Informationssystems

Die einzelnen Tätigkeiten sind auf Grund des allgemeinen Anwendungsbereichs der Norm generisch gehalten. Es werden sowohl Kontrollflüsse als auch Informationsflüsse betrachtet. In Abbildung 4 sind die Informationsflüsse als Pfeile dargestellt. Der Pfeil → gibt an, dass ein Prozess Informationen aus einem anderen nutzt; ← zeigt an, dass Informationen bereitgestellt werden. Der Doppelpfeil ↔ symbolisiert, dass ein wechselseitiger Informationsfluss zwischen

zwei Prozessen existiert. Die Informationen weisen unterschiedliche Granularitäten auf. Für die Klassifikation von Dokumenten wird keine Dokumentenartenklassifikation angewendet. Es werden auch keine Verantwortlichkeiten für einzelne Rollen festgelegt. Die Prozessqualität wird anhand von sog. Leistungskennzahlen bewertet.

			Umsetzung				Unterstützung										
		MAN	PRV	COR	ACT	IMP	HSE	BUD	DOC	DTA	IST	MRQ	OPT	RES	SER	SPP	TOL
	MAN		→	→		↔	↔	↔	↔	→	→	↔	↔	↔	↔	→	→
Umsetzung	PRV	←				←			←			←	↔				
	COR	←			→				←				↔				
	ACT						↔		←	→			←	↔	↔	↔	↔
	IMP	↔	→						→	←			←			→	→
Unterstützung	HSE	↔			↔				←	↔			←				
	BUD	↔								←			←				
	DOC	↔	→	→	→	←	→			→		←	←			←	
	DTA	↔			←	→	↔	→	←			→	↔	→	→	↔	←
	IST	←											←				→
	MRQ	↔	→						→	←			←			→	→
	OPT	↔	↔	↔	→	→	→	→	→	↔	→	→		→	→	→	→
	RES	↔			↔					←			←				
	SER	↔			↔					←			←				
	SPP	←			↔	←			→	→		←	←				
	TOL	←			↔	←				→		←	←				

Abbildung 4: Informationsflüsse zwischen den Prozessen der Instandhaltung nach DIN EN 17007; eigene Darstellung

DIN SPEC 91310 [9] beschreibt eine Klassifikation für technische Dienstleistungen für Erneuerbare-Energie-Anlagen. Die Inspektion, die nach DIN 31051 [12] eine Grundmaßnahme der Instandhaltung ist, wird in dieser SPEC als Teil der technischen Betriebsführung betrachtet. Einige Dienstleistungen der Kategorie „1.3 Daten- und Informationsmanagement“ beziehen sich auf die Instandhaltung bzw. stellen wesentliche Informationsgrundlagen für Instandhaltungsprozesse sicher. Die Beschreibung der Dienstleistungen verdeutlicht die enge Integration und gegenseitige Abhängigkeit der Betriebs- und Instandhaltungsprozesse bzw. deren Dienstleistungen.

Ein einfacher Abstimmungs- und Berichtsprozess zur Planung und Durchführung einer Instandhaltungsmaßnahme an einer WEA ist in FGW TR7 Rubrik D3 zu finden [27, S. 25].

Im Forschungsprojekt „SystOP Offshore Wind“ wurden im Ergebnisdokument „German Wind Power Plant Model: Referenzprozessmodell für den Lebenszyklus von Offshore-Windparks“ [51] im Jahr 2014 die beteiligten Akteure und ihre Schnittstellen samt den Material-, Personal- und Informationsflüssen im Hinblick auf die Optimierung von Offshore Windparks erfasst. Die getroffene Strukturierung auf erster Ebene umfasst die Lebenszyklusphasen, wobei für DigMa besonders die Phase „Operate“ (Betrieb) Potentiale zum Zugang für Prozessverbesserungen offenlegt. Ebene 2 enthält Prozesslandkarten, die eine Grobplanung bzw. eine Übersicht über den chronologischen Ablauf von Instandhaltungsmaßnahmen abbilden. Ebene 3 enthält die Prozessmodelle. Die im Bericht vorgeschlagene Analyse von Prozessen (Ebene 3) durch Veranschaulichung der Prozessmerkmale anhand ihres Strukturierungsgrads in einer Art „Spider Diagramm“ bietet den Vorteil, Optimierungspotentiale sowie Hindernisse leichter zu erkennen. Als Prozessmerkmale wurden Informations-/Datenintensität, Wiederholungsfrequenz, Umfang, Dauer und Schnittstellenintensität gewählt. Folgende Prozesse der Instandhaltung von Offshore-WEA wurden erfasst:

- Instandhaltungsmaßnahme mit WEA-Herstellern abstimmen,
- Instandhaltungsmaßnahme planen und erfassen/aktualisieren,
- Entstörungsmaßnahme einleiten,
- Tageseinsatz ausführen und überwachen und
- Wartungs- und Inspektionspläne erfassen.

Die Optimierungspotentiale betrafen verhältnismäßig häufig die Einführung von Automatisierung.

DIN SPEC 91295 [52] beschreibt Prozesse und grundlegende Informationen im Lebenszyklus von Maschinen. Es werden vorwiegend Prozesse in frühen Lebensphasen aus Sicht der Hersteller und Zulieferer betrachtet: Angebotsbearbeitung, Projektierung, Konstruktion, Auftragserstellung, Einkauf, Materialwirtschaft, Fertigung, Montage, Versand, Inbetriebnahme und Projektüberwachung. Das Datenmodell in der DIN SPEC ist informell beschrieben.

3.3 Dokumente

Dokumente sind wichtige Wissensträger für die Organisation der Instandhaltung. Sie enthalten grundlegende technische Informationen zu Objekten (Produktdokumentation, Technische Dokumentation) und geben Hinweise zu Maßnahmen der Instandhaltung im Sinne von Nutzerinformationen. Nach DIN EN 82079-1 sind Informationen zur Fehleridentifizierung und -lokalisierung sowie zu Entstörungen und Inspektionen verpflichtende Bestandteile von Anleitungen für Objekte [53]³.

Zur Sicherstellung eines einheitlichen Verständnisses zu Dokumenten können genormte Dokumentenartenklassifikationen eingesetzt werden. DIN EN 61355-1 [54] ist eine umfassende und in der Normung weit verbreitete Klassifikation für Dokumente. Die Norm legt 12 Hauptklassen für Dokumente fest, die sich in weitere Unterklassen unterteilen. Eine Dokumentenart beschreibt den „Typ eines Dokuments, definiert im Hinblick auf seinen festgelegten Informationsinhalt und die Darstellungsform“ [54, Begriff 3.6]. Dokumente der Instandhaltung sind berücksichtigt. Eine Datenbank zu den Dokumentenarten stellt die IEC in englischer Sprache frei zur Verfügung⁴. VGB PowerTech hat diese Klassifikation erweitert und als Richtlinie VGB-S-832-00 [55] veröffentlicht. Darin finden sich weit mehr Beispieldokumente für Dokumentenunterarten als in DIN EN 61355-1.

Abschnitt 5 und der informative Anhang A in DIN EN 13460 [56] listen verschiedene Dokumente mit Bezug zur Instandhaltung auf und legt Mindestanforderungen an die Inhalte der Dokumente fest. Die Dokumentenartenklassifikation nach DIN EN 61355-1 wird nicht aufgegriffen. Für das Vorhaben DigMa sind nach erster Einschätzung die Festlegungen zu den folgenden Dokumenten relevant:

- 5.3 Instandhaltungshandbücher
- 5.4 Liste der Bauelemente und Ersatzteilliste
- 5.14 Prüfbericht

³ IEC/IEEE 82079-1:2019 wurde bisher nicht durch die DKE / DIN als deutsche Norm bereitgestellt. Zu DIN EN 82079-1 ist seit 2018 nur ein Entwurf verfügbar. DIN EN 82079-1;VDE 0039-1:2013-06 wird aktuell noch als gültige Norm geführt.

⁴ International Electrotechnical Commission: EC 61355 - Collection of standardized and established document kinds, [http://std.iec.ch/iec61355/iec61355.nsf/\\$enFunction?OpenForm](http://std.iec.ch/iec61355/iec61355.nsf/$enFunction?OpenForm), abgerufen am 06.01.2020

- A.3 Instandhaltungsbericht der Einheit
- A.4 Arbeitsauftrag (siehe auch informativen Anhang B in [56])
- A.9 Planungsblatt
- A.10 Terminverfolgungsblatt
- A.13 Personalaufzeichnung
- A.14 Aufzeichnung anderer Hilfsmittel
- A.15 Aufzeichnung der Instandhaltungskosten

Anmerkung: Aus DIN EN 13460 [56] wird deutlich, dass „Dokumente für die Instandhaltung“ sowohl in der Betriebsphase eines Objektes als auch in vorgelagerten Phasen entstehen.

Die Richtlinie VGB-S-029-S-00 [57] von VGB PowerTech befasst sich mit den Informationsbedürfnissen aus Sicht der Instandhaltung. Der Anwendungsbereich der Festlegungen liegt auf konventionellen Kraftwerken. Die Richtlinie gibt eine Orientierung zu den notwendigen Dokumenten für verschiedene Objekte in Kraftwerken. Die Methodik zur Erfassung der Informationsbedarfe kann auch im Vorhaben DigMa angewendet werden.

Festlegungen zum Aufbau von Dokumenten der Elektrotechnik, wie z.B. Schaltplänen, werden in DIN EN 61082 [58] getroffen. Die Norm befasst sich auch mit Informationsarten / Inhalten von Dokumentenarten (nach DIN EN 61355-1 [54]).

Die Richtlinie VGB-S-831-00 [59] trifft mit Hilfe von Dokumentenarten umfassende Festlegungen für die Lieferung von Dokumentationen bei Kraftwerken. Anhang H der Richtlinie betrachtet die zu liefernde Dokumentation für Systeme von WEA (siehe auch RDS-PP®).

Der Betriebsführerbeirat im BWE arbeitet an einer Liste mit Dokumenten(arten) für die Betriebsführung. Die Dokumente sind in die Kategorien Projektdokumentation, Technische Dokumentation und Betriebsdokumentation unterteilt. Eine Veröffentlichung wird für das Jahr 2021 angestrebt.

In der Windindustrie wird das Anlagenleben häufig in Form von Lebenslaufakten dokumentiert. Bisher hat sich noch kein einheitliches Verständnis zu den Mindestanforderungen einer Lebenslaufakte durchgesetzt. In einigen Fällen wird die Lebenslaufakte ausschließlich zur Dokumentation in der Instandhaltung genutzt [60], oder die Lebenslaufakte dokumentiert im Wesentlichen ausschließlich Änderungen des Anlagenzustands. Einen ganzheitlichen Ansatz für die lebenszyklusorientierte Dokumentation verfolgt die Lebenslaufakte für technische Anlagen nach DIN 77005-1⁵ [17]. Sie soll ein einheitliches Informationsmanagement im gesamten Anlagenleben ermöglichen und den bedarfsgerechten Zugriff auf Dokumente und Daten zur Anlage sicherstellen. Aktuell wird eine Norm zur digitalen Lebenslaufakte als Teil 2 der Normenreihe entwickelt.

Der intelligent information Request and Delivery Standard (iiRDS) [61] von der tekcom trifft Festlegungen zu Metadaten von technischen Informationsprodukten. Neben Dokumenten werden auch sog. Topics und Fragments berücksichtigt. Der Standard unterscheidet zwischen administrativen Metadaten, Produktmetadaten und Funktionsmetadaten. Mit Hilfe von iiRDS kann man wichtige Inhalte aus Dokumentationen maschinenlesbar bereitstellen und bedarfsgerecht abfragen. Eine Markierung von Abschnitten in einem Dokument, die z.B. Gefahrenhinweise enthalten, ist möglich. Der Standard nutzt RDF-Schema für die Datenmodellierung.

⁵ Mit Veröffentlichung der Norm wurde DIN SPEC 91303 „Lebenslaufakte für Erneuerbare-Energie-Anlagen“ [16] zurückgezogen. Wesentliche Inhalte aus der DIN SPEC wurden in die Normungsarbeit zu DIN 77005 eingebracht.

Im Jahr 2006 hat der VDMA ein Einheitsblatt für Metadaten von technischen Dokumentationen im Maschinen- und Anlagenbau herausgegeben. Diese Metadaten sollen im gesamten Anlagenleben anwendbar sein. Als Format wurde XML-Schema angewendet, um einen einfachen Informationsaustausch zwischen Anlagenherstellern, Zulieferern und Betreibern zu ermöglichen. In der Windindustrie wurde dieser Standard nicht aufgegriffen.

Die Zusammenstellung der normativen Grundlagen zu Dokumenten zeigt, dass umfassende Regelwerke existieren, die den Informationsaustausch über Dokumente und die Benennung von Informationsbedarfen erleichtern. In der Windindustrie werden jedoch nicht in allen Projekten derartige Standards aufgegriffen. Der Informationsaustausch erfolgt in der Regel auf Grundlage von bilateralen Abstimmungen und Verträgen. Es kann in der Praxis vorkommen, dass ein Betriebsführer von zwei baureihengleichen Anlagen zweier Betreiber stark unterschiedliche Dokumente vorliegen hat. Dies kann z.B. daher resultieren, dass verschiedene Serviceunternehmen die Anlagen betreuen. Die Dokumentationen können sich hinsichtlich ihrer Struktur und ihres Inhaltes (auch Vollständigkeit) stark unterscheiden. Ansätze zur strukturierten Verwaltung von dokumentenbezogenen Metadaten sind in der Windindustrie wenig verbreitet.

3.4 Daten

Für die effiziente Planung, Abstimmung, Durchführung und Nachbereitung von Instandhaltungsmaßnahmen sind Daten (Stammdaten zur Anlage und ihren Komponenten, Betriebsdaten, Fehlerdaten, Zustandsdaten usw.) notwendig (siehe auch DTA Prozess in DIN EN 17007 [50]). Die Anlagenüberwachung und die damit verbundene Erfassung von Betriebsdaten und Alarmen wird aber in der Regel nicht dem Bereich der Instandhaltung zugeordnet.

Es werden verschieden Arten von Daten unterschieden. IEA Wind schlägt vier Datenkategorien vor [46, S. 8, 62]: Anlagendaten (Equipment Data, ED, beschreibende Metadaten zu Anlagen und ihren Teilen), Betriebsdaten und Messwerte (Operating Data, OD), Fehlerdaten (Failure Data, FD) und Instandhaltungsdaten (Maintenance & Inspection Data, MD). Eine umfassende Definition dieser Datenarten erfolgt nicht. Sie werden lediglich an Beispielen (siehe [46, Abschnitt 7.1]) und durch eine Zuordnung von Normen erläutert:

- ED: RDS-PP® [37], NERC GADS [47], ISO 14224 [13]
- OD: NERC GADS [47], ZEUS [63], IEC 61400-25 [32], IEC 61400-26 [20, 21]
- FD: ISO 14224 [13], ZEUS [63]
- MD: NERC GADS [47], ISO 14224 [13], ZEUS [63]

Der Beitrag von Papatzimos et al. gibt eine Übersicht und Empfehlungen zur Erfassung von Daten zur Unterstützung der Instandhaltung bei Offshore-WEA [64]. Motiviert wird der Beitrag durch die Herausforderungen bei Projekten, die über verschiedene Betreiber hinweg eine einheitliche Datenbank für die Zuverlässigkeit von WEA aufbauen wollen. Diese Initiativen kombinieren allgemeine Stammdaten zu den Anlagen und ihrer Anlagenstruktur, zusammenfassende Verfügbarkeitsinformationen, Daten zu den Wartungsmaßnahmen und ggf. Fehler- und Betriebsdaten der Anlagen, um Analysen zur Verfügbarkeit (von einzelnen Anlagenteilen) durchzuführen. Herausfordernd ist weiterhin, dass Daten sowohl strukturiert als auch unstrukturiert vorliegen und harmonisiert bzw. integriert werden müssen. Tabelle 2 in [64] listet als unmittelbare normative Grundlagen auf:

- RDS-PP® [37] zur Klassifikation der Anlagenbestandteile;
- IEC 61400-25 [32] und die zugrundeliegende Normenreihe IEC 61850 für Betriebsdaten und zur Klassifikation von Anlagenbestandteilen;

- ZEUS [63] für den Anlagenzustand;
- NERC GADS [47]
- IEC 61400-26 als Klassifikation für Betriebszustände;
- PD ISO/IEC TR 10032 als Referenzmodell zur Datenverwaltung

Daneben geben die Autoren auch Empfehlungen für Normen aus dem Bereich Petrochemie, die adaptiert werden können:

- ISO 14224 [13] insbesondere zum Austausch von Daten zur Planung und Durchführung von Wartungsmaßnahmen
- PD ISO/TS 15926-4

Für die Steuerung und Auswertung aber auch Planung von Instandhaltungsmaßnahmen sind Kennzahlen von großer Bedeutung. Die Verwendung und Definition von Kennzahlen ist in der Windbranche bisher weitgehend abhängig von den jeweiligen Akteuren und den vertraglichen Regelungen. Zwar existieren Standards und Richtlinien, diese werden jedoch nur unzureichend angewendet. DIN EN 17007 [50] und VDI 2893 [65] befassen sich mit allgemeinen Kennzahlen für die Instandhaltung. VGB-S-002-05 [66] legt Kennzahlen für WEA fest. Ein umfassender Überblick zu den verschiedenen in der Windbranche genutzten Kennzahlen ist durch [67, 68] gegeben. Zur Bildung dieser KPIs sind umfassende Informationen aus verschiedenen Quellen notwendig. Nach VDI 2893 sind dies [65, S. 11]:

- IT-Systeme für Betrieb und Instandhaltung (siehe Abschnitt 2.4) und
- Dokumente (Technische Dokumentation, kaufmännische Dokumente, Berichte, Betriebsdaten, Auftragsdaten; siehe Abschnitt 3.3).

Über die vorgenannten Daten und Richtlinien hinaus gibt es in Bezug auf die in Abschnitt 3.3 genannten Dokumente weitere Datenarten bzw. Definitionen, die in das Themenfeld der Instandhaltungsdaten bzw. Instandhaltungskommunikation fallen. Hierzu zählen u.a. folgende Daten:

- Daten von Ölanalysen
- Daten zur Vermessung von Komponentenausrichtungen (Triebstrang, Rotorblätter)
- Daten/Berichte von Wiederkehrenden Prüfungen (WKP)

Zur Bewertung des Betriebszustands einer WEA können mehrere Standards herangezogen werden. Die IEC 61400-26-1/2 [20, 21] wird zur Bestimmung der zeitbasierten oder erzeugungs-basierten Verfügbarkeit von WEA genutzt. Zur Einordnung jedes Zeitpunkts als „verfügbar“ oder „nicht verfügbar“ erlaubt die IEC 61400-26-1/2 eine Kategorisierung über vier Detail-ebenen hinweg. Eine ähnliche Zielrichtung hat die Technische Richtlinie 10 „Bestimmung der Standortgüte nach Inbetriebnahme“ [69] der FGW e.V., welche u.a. eine Übersetzung der Betriebszustände nach IEC 61400-26-1/2 in die nach dem EEG 2017 zur Bestimmung der Standortgüte geforderten Verfügbarkeitskategorien vornimmt. Der IEC 61400-26-1/2 und der FGW TR 10 ist gemein, dass sie keine Möglichkeit zur Angabe von detaillierteren Informationen zur Ursache bzw. zum verursachenden Ereignis des Betriebszustands bieten. Dies erlaubt hingegen der „Zustands-Ereignis-Ursachen-Schlüssel“ (ZEUS, FGW TR7 Rubrik D2) [63]. ZEUS umfasst zwei Informationsblöcke mit jeweils mehreren Informationskategorien. Der erste Informationsblock beschreibt den Zustand der WEA, über den zweiten Informationsblock kann der Zustand betroffener oder den Zustand auslösender Komponenten und Ereignisse beschrieben werden. Vorgesehenes Einsatzgebiet von ZEUS ist u.a. die Verwendung in Ereignismeldungen, bei Inspektionen oder in Instandhaltungs- bzw. Prüfberichten.

Für die korrekte Beurteilung des Zustandes einer WEA ist die kontinuierliche Erfassung von Betriebsdaten mittels SCADA und CMS unerlässlich. Diese können durch die Messung von Umgebungsbedingungen ergänzt werden. Betriebsdaten umfassen die Teilgruppen Zeitstempel, Messwerte und Betriebszustände. Mittels CMS werden Daten aus Schwingungsanalyse, akustischen Messungen, Ölanalyse, Dehnungsmessungen und Thermografie in regelmäßigen Zeitintervallen zusammengetragen. Betriebs- und Funktionszustände von WEA und von beteiligten Komponenten sind von großer Bedeutung für die Verfügbarkeitsbestimmung und die Beurteilung kritischer Ereignisse. Sie können mittels Status-Codes beschrieben werden. Möglichkeiten für eine WEA-spezifische Klassifizierung der Betriebsdaten bieten IEC 61400-25 [32], IEC 61400-26 [20, 21] und ZEUS [63]. IEC 61400-25 bietet dabei den höchsten Detaillierungsgrad und wird als wichtige Norm in Bezug auf Prozesse der Instandhaltung gesehen [70]. Sie fasst einzelne Messwerte zu sog. LogicalNodes zusammen und beschreibt in einem Informationsmodell deren Beziehungen. Die Node WTUR enthält zusammenfassende Messwerte zur WEA, wie z.B. Zähler für den produzierten Strom. IEC 61400-25 basiert auf den grundlegenden Festlegungen, Modellelementen und Typen aus IEC 61850. Eine umfassende Übersicht und Einführung in diese Normenreihe ist in [71] zu finden. Da sowohl IEC 61400-25 als auch RDS-PP® ein „Modell“ einer WEA beschreiben, stehen diese Ansätze miteinander in Beziehung. Eine erste Diskussion eines Mappings ist in [72] enthalten.

Allgemeine, nur selten geänderte Daten nennt man Stammdaten. Zu den Stammdaten einer WEA zählen z.B. Angaben zum Anlagenhersteller, grundlegende technische Merkmale wie die Nennleistung oder der Standort. Für die Instandhaltungskommunikation sind abgestimmte Stammdaten von großer Bedeutung. Netzbetreiber veröffentlichen Stammdaten zu Erneuerbare-Energie-Anlagen auf ihren Webseiten⁶. Zudem erhebt die Bundesnetzagentur Stammdaten im sog. Marktstammdatenregister⁷.

Beschreibungen zu Anlagen und zu den verbauten Komponenten sind für die Vorbereitung und Dokumentation von Instandhaltungsmaßnahmen wichtig. Je nach Bauteilart können unterschiedliche Merkmale von Interesse sein. Zur Sicherstellung eines einheitlichen Verständnisses zu Merkmalen hat die Normung dieses Thema aufgegriffen. Die Normenreihe DIN EN 61360 befasst sich bspw. mit Merkmalen für elektrische Betriebsmittel [73] (siehe auch elektronische Datenbank für Merkmale der IEC⁸). Ein kommerzielles Klassifikationssystem für Merkmale ist eCI@ss⁹

3.5 Datenaustausch zur Instandhaltung

Der Austausch von Dokumenten und Daten mit Instandhaltungsbezug (Instandhaltungskommunikation) über Unternehmensgrenzen hinweg ist ein in der Windbranche und anderen Branchen üblicher Prozess. An der Windindustrie ist besonders, dass eine Vielzahl an Akteuren und unterschiedliche Unternehmen im Anlagenleben beteiligt sind. Heute ist jedoch noch herausfordernd, dass der Datenaustausch nicht durchgängig ist. In der Praxis finden sich häufig Medienbrüche. Informationen werden oft in Form von Dokumenten ausgetauscht und nicht als strukturierte Dateien, die für eine maschinelle Weiterverarbeitung geeignet sind. Hieraus resultieren z.T. hohe Aufwände für manuelle Verarbeitungstätigkeiten. Logische Verarbeitungsketten, wie z.B. die Weitergabe und Verarbeitung von Daten aus dem Datenerfassungssystem des Instandhaltungsdienstleisters (z.B. Sachverständigen) an die Betriebsführungssoftware in

⁶ Siehe <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>, abgerufen am 24.03.2021

⁷ Siehe <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>, abgerufen am 24.03.2021

⁸ IEC Common Data Dictionary, <https://cdd.iec.ch/cdd/iec61360/iec61360.nsf/TreeFrameset?OpenFrameSet>, abgerufen am 24.03.2021

⁹ Siehe www.eclasscontent.com/, abgerufen am 24.03.2021

der Leitwarte und von hier an den Direktvermarkter sind in der Praxis häufig noch nicht möglich. Für einen solchen Fall bedarf es aufgrund der heterogenen IT-Infrastruktur in der Windbranche allgemein akzeptierter Schnittstellen und Datenaustauschformate.

Das im Jahr 2014 veröffentlichte Globale Service Protokoll (GSP) der FGW befasst sich mit der Informationslogistik bei der Planung und Durchführung sowie dem Berichten von Instandhaltungsmaßnahmen. Die Richtlinie FGW TR7 Rubrik D3 [27] beschreibt die notwendigen Informationen und gliedert diese in sog. Datenblöcke. Für die Bezugnahme auf die Struktur der WEA wird RDS-PP[®] genutzt. Der Anlagenzustand wird mit Hilfe von ZEUS [63] beschrieben. Für die Datenübertragung wird XML genutzt. Die FGW Richtlinie gibt das Austauschformat als XML Schema (XSD) vor. Die Daten werden mitsamt Anhängen (z.B. Dokumente oder Bilder) in einem Container zusammengefasst und zwischen den Beteiligten ausgetauscht. Die Richtlinie betrachtet nicht die eigentliche Datenübertragung. Hierfür sind bilaterale Abstimmungen zwischen den Kommunikationspartnern notwendig.

Mit dem Anreiz, erneuerbaren Strom direkt zu vermarkten, und spätestens mit der Pflicht zur Direktvermarktung, stieg die Bedeutung des Datenaustauschs zwischen den Anlagenbetreibern und Direktvermarktern. Direktvermarkter können die aktuelle Stromproduktion direkt auslesen. Die Meldung von geplanten Instandhaltungsmaßnahmen wird jedoch häufig noch bilateral abgestimmt. Der BWE hat hierzu eine „Schnittstellendefinition zur Nichtverfügbarkeitsmeldung in der Direktvermarktung“ [74] veröffentlicht. Diese Schnittstelle ist einfach gehalten und bezieht sich vorwiegend auf die Meldung von Zeiträumen von Maßnahmen.

Außerhalb der Windbranche gibt es weitere Beispiele, die als Referenz für eine Instandhaltungskommunikation in der Windbranche berücksichtigt werden können:

- Anhang A in DIN EN 81346-1 [34] beschreibt informativ ein Informationsmodell für die Abbildung von Aspekten und deren Beziehungen. Mit Hilfe dieses Modells kann man mehrdimensionale Anlagenstrukturen (wie z.B. RDS-PP[®]) austauschen.
- OASIS-Standards: Umfassen eine Vielzahl zumeist XML basierter Datenaustauschformate für unterschiedliche Anwendungsfälle. Beispiele sind die Universal Business Language Version 2.2 [75], welche die Erstellung von Ausschreibungen und Angeboten, deren Annahme etc. regelt oder das Common Alerting Protocol [76], welches der Alarmierung bei Gefahrenlagen dient.
- ISYBAU-Austauschformate Abwasser (XML) [77]: Dient dem Austausch von Informationen zum Aufbau und Zustand von Abwassernetzen und wird kontinuierlich weiterentwickelt. Das Format umfasst nur Schemadefinitionen (XSD). Es werden keine Prozesse oder Austauschfestlegungen betrachtet. Durch die Unterteilung in mehrere Module/Schemadefinitionen ist es modular.
- myOpenFactory definiert nach DIN PAS 1074 [78] einen Standard zur überbetrieblichen Auftrags- und Projektabwicklung und beruht auf einem standardisierten Prozess- und Datenmodell.
- GAEB DA XML 3.3 (DIN PAS 1067) [79] ermöglicht den Austausch von Informationen über die Durchführung von Baumaßnahmen über verschiedene Bauphasen und Rollen hinweg. GAEB hat dabei eine lange Historie und wird kontinuierlich weiterentwickelt. Aufgrund der Modularität und mehrerer Schemadefinitionen können neue Funktionalitäten leicht hinzugefügt werden. GAEB definiert nur das XML-Format (XSD, XML), jedoch nicht den Prozess oder Datenaustausch im Detail.
- BSI TR-03123 XML-Datenaustauschformat [80] für hoheitliche Dokumente: Ermöglicht den Austausch von Informationen zur Bestellung und Abwicklung von Aufträgen zu hoheitli-

chen Dokumenten (z.B. Personalausweisen). Enthalten ist eine Definition des Austauschformats als XSD-Schemadatei, jedoch keine Festlegung des hiermit verbundenen Prozesses oder des Datenaustauschs.

Die vorgenannten Beispiele zeigen, dass ein Informationsaustausch auf Basis von definierten XML-Dokumenten ein in verschiedenen Branchen übliches Vorgehen ist. Häufig wird dabei lediglich das Austauschformat, jedoch nicht der Prozess oder die Übertragungsart definiert. Weiterhin setzen mehrere der genannten Beispiele auf eine starke Modularisierung des Datenaustauschformats, teils mit mehreren Schemadefinitionen, was die Nutzung für verschiedenen Anwendungszwecke oder Prozessschritte sowie eine einfache Weiterentwicklung bzw. Erweiterung ermöglicht.

Die in XML-Dateien maschinenlesbar und verarbeitbar abgespeicherten Daten werden oft um weitere Dateien (z.B. Bilder, Tonaufnahmen, Messschriebe, etc.) ergänzt. Eine Möglichkeit zur Verknüpfung dieser Dateien ist die Nutzung von ZIP basierten Austausch- bzw. Paketformaten, wie sie auch das GSP nutzt. Zur inhaltlichen Strukturierung einer solchen ZIP-Datei existieren zwei weitverbreitete Standards:

- Das Open Packaging Conventions (ISO/IEC 29500-2) [81], welches primär zum Austausch von Office Open XML (*.docx, *.xlsx,...) Formaten erstellt wurde und mittlerweile auch bei weiteren Anwendungen und Dateiformaten wie dem Autodesk AutoCAD Design Web Format (DWFX) und dem NuGet Package (.nupkg) angewendet wird. In diesem Format sind Signaturen vorgesehen, jedoch keine Verschlüsselung.
- Open Document Format for Office Applications (OASIS bzw. ISO/IEC 26300-3), welches primär für Open Office / Libre Office entwickelt und genutzt wird. Es erlaubt eine Verschlüsselung (der ZIP-Datei) und die Nutzung von Signaturen ist vorgesehen.

Beide vorgenannten ZIP-Formate sind sich im Aufbau und Funktionsumfang ähnlich. Aufgrund der häufigen Nutzung u.a. im Office-Bereich und eine Adaption der Paketformate für weitere Anwendungen ist von einer grundsätzlichen Eignung beider Beispiele für die Windbranche auszugehen.

4 Kritische Bewertung

Für die Arbeiten im Vorhaben DigMa konnte eine umfangreiche Grundlage zum Stand der Technik erarbeitet werden. Die Recherchen waren interdisziplinär ausgelegt, um Best-Practices aus Domänen mit vergleichbaren Herausforderungen berücksichtigen zu können. Im Folgenden werden die Rechercheergebnisse mit den vier Arbeitspaketen in DigMa in Beziehung gesetzt. Weiterhin werden Herausforderungen benannt, die im Projekt berücksichtigt werden müssen.

4.1 Reflektion auf die Arbeitspakete im Vorhaben

4.1.1 Arbeitspaket 1

Arbeitspaket 1.2 befasst sich mit den Prozessen der Instandhaltung bei WEA. Sie dienen zum einen zur Erfassung der zwischenbetrieblichen Beziehungen. Zum anderen geben sie wichtige Hinweise zur Verbesserung durch einen höheren Automatisierungsgrad in der Instandhaltungskommunikation sowie Handlungspunkte für eine engere technische Integration der Beteiligten.

Zur Vorbereitung der Prozesserhebungen sollten die Prozesse des GOWOG [51], GSP [27], DIN SPEC 91295 [52], aus DIN EN 17007 [50] sowie die Dienstleistungsbeschreibungen aus

DIN SPEC 91310 [9] analysiert und mindestens den Grundmaßnahmen nach DIN 13460 [56] zugeordnet werden. Die Aufgaben und Tätigkeiten der beteiligten Rollen aus VDE 0105-0100 [26], TR 7 A1 [19], „Windenergie Betriebsführung“ des BWE [14] und DIN SPEC 91310 [9] sollten berücksichtigt werden. Die in diesem Dokument benannten Beteiligten (vgl. Abschnitte 2.3 und 6) und Informationssysteme (vgl. Abschnitt 2.4) sollten bei der Prozesserhebung vorwiegend betrachtet werden. Bei der Erfassung des Informationsaustauschs ist es wichtig, die Arten der Daten (vgl. auch Abschnitt 3.4) und Dokumentenarten (vgl. Abschnitt 3.3) zu betrachten. Mit der Prozessanalyse soll ein gemeinsames Verständnis im Projekt erarbeitet und möglichst auf bereits definierte Festlegungen zurückgegriffen werden. Mit Ende der Prozesserhebung sollen die Interaktionsmatrizen aus den Abschnitten 2.3.7 und 3.2 erweitert werden. Die Ergebnisse sollten durch den FGW Fachausschuss Betrieb und Instandhaltung (FAIH) evaluiert und aus Sicht der Praxis ergänzt werden.

Arbeitspaket 1.4 wird sich mit der langfristigen Ergebnissicherung der Projektergebnisse befassen. Ziel ist, Schnittstellendefinitionen und Datenstrukturen in die Normungs- und Richtliniendarstellung einzubringen. Das Globale Service Protokoll ist nach aktueller Einschätzung zu überarbeiten und zu erweitern. Während eines Workshops zum GSP wurden von Anwendern die Bedeutung einer gemeinsamen Branchenlösung unter gemeinsamer Entwicklung aller Marktteilnehmenden nachdrücklich betont. Gleichzeitig wurden zur Weiterentwicklung des GSP die Erfüllung der folgenden zusätzlichen Anforderungen gefordert:

- Synchronisierung bzw. Aktualisierungsprozesse (automatisierter Datenaustausch),
- Kategorisierung der Adressaten, z.B. durch eine Kategorisierung in vertrauliche und nicht vertrauliche Informationen,
- Erweiterung auf die komplette Lebenslaufakte (Berücksichtigung des Kommunikationsbedarfs aller Rollen, Phasen und Prozesse),
- Modularisierung des GSP für den Einsatz verschiedener Anwendungszwecke (vgl. auch Abschnitt 3.5)
- Core Use-Cases (Familie von harmonisierenden Teilbereichen, Rollenmodell mit verschiedenen Sichten und Umfängen).

Aufgrund der zunehmenden Internationalisierung in der Windbranche sollte die Digitalisierung der Instandhaltungskommunikation nicht allein auf Deutschland bezogen werden.

Viele Akteure wünschen sich weiterhin Open Source Lösungen, mit denen die Digitalisierung kostengünstig umgesetzt werden kann. Eine internationale Abstimmung der anzuwendenden Richtlinien und Standards bietet die Vorteile, eine Ländergrenzen übergreifende Kompatibilität in der Instandhaltungskommunikation zu erreichen und effektiv alle bestehenden Interessen zu bündeln. Für ISO-, IEC- oder IEA-Richtlinien ist eine entsprechende Internationalisierung bereits erfolgt und es muss lediglich die international einheitliche Anwendung sichergestellt werden. Für relevante deutsche Richtlinien, wie sie mit ZEUS [63] und GSP [27] etwa von der FGW herausgegeben werden, steht die notwendige Internationalisierung noch aus. Anknüpfungspunkte für einen kurzfristigen Austausch sind der Task 43 „Wind Energy Digitalization“ [82] der IEA Wind und die in den USA gegründete ENTR-Alliance [83], welche sich eine Einführung von Datenstandards in der Betriebsführung und in der Instandhaltung von WEA zum Ziel gesetzt hat und entsprechende Definitionen unter einer Open Source Lizenz (hier MIT-Lizenz) frei zugänglich machen möchte.

4.1.2 Arbeitspaket 2

Für die Analyse der Schnittstellen und IT-Systeme in Arbeitspaket 2.1 sollten die Datenarten aus Abschnitt 3.4 angewendet werden. Die Auswertungen zu den Schnittstellen stehen in enger Verbindung zu den Use-Cases aus Arbeitspaket 4 sowie den Prozesserhebungen in Arbeitspaket 1.2 und sollten entsprechend abgestimmt sein.

Für den Anwendungsfall der Integration zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter kann die BWE Direktvermarkterschnittstelle [74] eine gute Grundlage darstellen.

4.1.3 Arbeitspaket 3

In Arbeitspaket 3 sollten für die automatisierte Auswertung von Dokumenten der Instandhaltung die Festlegungen aus DIN EN 13460 [56], VGB-S-029-S-00 [57] oder auch DIN EN 61082 [58] näher untersucht werden. Die vorliegenden Dokumente der Anwendungspartner sind hinsichtlich der Konformität zu den Festlegungen zu bewerten. Es sollte angestrebt werden, mindestens die normativ festgelegten Informationsinhalte aus den Dokumenten zu extrahieren (vgl. Abschnitt 3.3).

Für den Use-Case 6 „Erzeugung von Metadaten für instandhaltungsrelevante Dokumente“ könnte der iIRDS-Standard [61] interessant sein, um Inhaltsobjekte von Dokumenten automatisch in Form von Metadaten bereitzustellen (vgl. Abschnitt 3.3).

Informationen aus Berichten sollten möglichst automatisiert Objekten zugeordnet werden können (siehe DIN EN 81346, RDS-PP® [37] und IEC 61400-25 [32]).

Bei der Extraktion von Daten aus Dokumenten sollen im Projekt einheitliche Datenkategorien verwendet werden (vgl. Abschnitt 3.4).

Der Anlagenzustand sollte möglichst durch ZEUS [63] beschrieben werden. Durch die Verwendung aller ZEUS Blöcke (vgl. Abschnitt 3.4) kann eine Kombination von Schlüsseln (IDs) vergeben werden. Der Zustand der Anlage ist damit eindeutig bestimmt und beschrieben.

In Tabelle 1 werden Service-Berichte verschiedener Serviceunternehmen hinsichtlich ihres Informationsgehaltes verglichen. Es ist erkennbar, dass keiner der betrachteten Berichte auf einen bestehenden Standard aufbaut. Ebenso zeigt sich, dass alle Serviceunternehmen bestimmte Informationskategorien erfassen. Diese Informationen sind:

- Standort,
- WEA-Typ,
- WEA-Nummer,
- Servicenummer (intern),
- Wartungstätigkeit
- Mitarbeiter

Auch der Kunde, der Materialverbrauch, der Wartungszeitraum und die Arbeitszeit wird in den meisten Berichten dokumentiert.

	Standort	Kunde	WEA-Typ	WEA-Nummer	Service-nummer (intern)	Produktion (in kWh)	Betriebszeit (in h)	Wartungsgrund	Windgeschwindigkeit	Wartungstätigkeit	Materialverbrauch	Wartungszeitraum	Offene Wartungspunkte	Bemerkungen	Mitarbeiter	Arbeitszeit	Nächste Wartung	Auftragsstatus
Service-unternehmen 1	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X		X	X	X	X	X
Service-unternehmen 2	X		X	X	X				X	X			X	X	X			
Service-unternehmen 3	X	X	X	X	X			X		X	X	X			X	X		
Service-unternehmen 4	X	X	X	X	X			X		X	X	X			X	X		

Tabelle 1: Vergleich des Informationsgehaltes verschiedener Serviceunternehmen

Die Unterschiede liegen hauptsächlich in der Darstellungsform der relevanten Informationen und in dem notwendigen Vorwissen, um die Informationen in den Berichten ohne Fehler zu interpretieren.

Die Wartungstätigkeit wird zumeist als maschinenlesbarer Freitext dokumentiert. Insbesondere hier wäre die Verwendung von Standards (RDS-PP® [37] und ZEUS [63]) wünschenswert oder eine automatisierte Zuweisung der Standards zu den Freitexten. Der Beschreibungsumfang innerhalb eines Unternehmens variiert nach Art der Wartung, aber vor allem auch nach Mitarbeiter, der den Bericht verfasst hat. Von den untersuchten Berichten arbeitet Serviceunternehmen 2 nicht mit Freitexten sondern mit Wartungspunkten, die nach der Bearbeitung abgehakt werden. Diese Wartungspunkte sind unterschiedlich für unterschiedlichen Anlagentypen und können dabei mehrere Revisionen aufweisen. Eine Interpretation ist daher nur mit entsprechender Schulung und Vorwissen möglich.

Einige Serviceberichte weisen noch Zusatzinformationen auf, wie zum Beispiel die Windgeschwindigkeit zum Zeitpunkt der Wartung, die Stromproduktion der Anlage in kWh, die Betriebszeit der Anlage in Stunden, noch ausstehende Wartungspunkte, das Datum der nächsten Wartung oder den Auftragsstatus.

Weiterhin ist erkennbar, dass teilweise die Serviceberichtvorlagen nicht konsistent ausgefüllt wurden. So wird zum Beispiel die Stillstandzeit der Anlage selten in den Serviceberichten von Serviceunternehmen 4 ausgefüllt, obwohl die Arbeitszeitstunden genauestens dokumentiert wurden.

Ein Abgleich der Service-Berichte mit den „Recommended practices“ [46] sollte im weiteren Projektverlauf erfolgen. Zudem sollte mit den Anwendungspartnern und deren Dienstleistern beraten werden, ob eine breitere Anwendung der normativen Festlegungen zu Dokumenten aus Abschnitt 3.3 möglich ist.

4.2 Herausforderung

Die Ergebnisse dieses Berichtes zeigen, dass bereits viele wichtige Grundlagen für das Vorhaben DigMa existieren und verfügbar sind. Grundlegend herausfordern ist, dass sich Normen und Standards für den Betrieb und die Instandhaltung in der Windindustrie nur langsam verbreiten. Dies gilt insbesondere für RDS-PP® und GSP.

Der Umgang mit und die Inhalte von Dokumenten variieren in der Praxis stark. So kann es vorkommen, dass ein Dokument „Instandhaltungsbericht“ von zwei Informationsgebern unterschiedliche Informationen mit abweichendem Detaillierungsgrad enthält. Die normativen Festlegungen werden in der Praxis häufig nicht angewendet und die Inhalte der Dokumente regeln häufig bilaterale vertragliche Festlegungen. Dies sollte bei den Arbeiten in Arbeitspaket 3 bei der Digitalisierung und Informationsextraktion beachtet werden und kann sich auf die geplanten Arbeitsaufwände auswirken.

Eine wesentliche Grundannahme im Projekt ist, dass die Wertschöpfungsnetze um WEA komplex sind und sich sowohl innerhalb einer Lebensphase als auch bei Übergängen zwischen Lebensphasen ändern können. Im Laufe des Anlagenlebens kann bspw. der technische Betriebsführer einer Anlage wechseln. Im Bereich der Instandhaltung sind häufiger verschiedene Dienstleister mit Instandhaltungsmaßnahmen betraut. Instandhaltungsdienstleistungen sind wissensintensiv. Die technischen Informationen zum Aufbau der Anlage müssen aktuell und vollständig vorliegen. Ein Referenzkennzeichnungssystem ist für eine modernisierte Instandhaltung und optimierte Informationslogistik nach aktueller Einschätzung unabdingbar. Mit RDS-PP® liegt ein umfassender Standard vor. Herausfordernd ist hierbei, dass die zugrundeliegenden Normen komplex und die Richtlinie des VGB [37] sehr umfassend ist. Akteure in den Betriebsphasen besitzen häufig nicht das notwendige Wissen zum Anlagenengineering. Daher ist die Anwendung des Standards ggf. mit hohen initialen Kosten verbunden.

Die Herausforderungen zur Nutzung von RDS-PP® liegen darin, dass einerseits veröffentlichte typenspezifische Listen zur Codierung fehlen, andererseits die Nutzung mit erheblichen Kosten verbunden ist. Des Weiteren existieren zurzeit verschiedene nationale und internationale Bestrebungen, die Anlagenstrukturierung weiterzuentwickeln. Hinzu kommt, dass viele Anlagenbetreiber den Anlagenherstellern in der Vergangenheit keine Vorgaben zur Anlagenkennzeichnung gemacht haben. Best-Practices der konventionellen Kraftwerke wurden nur selten übernommen (siehe auch [84–86]). Die Anlagenhersteller haben eigene Strukturierungsprinzipien angewendet [6, 139f], die nicht auf den Methoden nach DIN EN 81346-1 basieren. Eine nachträgliche Kennzeichnung einer Anlage oder gar eines Anlagenparks mit unterschiedlichen Anlagentypen ist sehr aufwändig.

Weiterhin sind die Lizenzbedingungen des VGB PowerTech für die Anwendung von RDS-PP® für viele Anlagenbetreiber (und auch Softwareentwickler) herausfordernd bzw. hemmend. Für die Anwendung der Kennzeichen ist eine Lizenzierung notwendig, die mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden sind. Initiativen zur Bereitstellung von Referenzstrukturen für gängige Anlagentypen (sog. Mutterlisten) werden dadurch erschwert.

Für die Implementierung von RDS-PP® in das Datenaustauschformat GSP werden die Codes laut Anhängen 3 und 4 aus VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE verwendet. Es ist aufgrund der aktuellen Lizenzvereinbarungen davon auszugehen, dass dafür wahrscheinlich alle Beteiligten zumindest das Grundwerk des VGB besitzen müssen¹⁰.

¹⁰ <https://www.vgb.org/vgbvs4om.html?dfid=95618> aufgerufen am 13.01.2021,
<https://www.vgb.org/vgbmultimedia/VGBrdsPPwindDupdate112017-p-9004.pdf> aufgerufen am 13.01.2021

Zusätzlich wird die Situation durch die erneute Parallelentwicklung von RDS-PP® durch den VGB und RDS-PS im Rahmen der ISO/IEC 81346-10 verkompliziert. Der für das RDS-PS geplante Open-Source-Ansatz würde die Situation in DigMa und der Windbranche im Allgemeinen durch eine Lösung der Lizenzproblematik vereinfachen. Ob und wann sich RDS-PS gegenüber RDS-PP® durchsetzen wird, ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht absehbar. Obwohl beide Ansätze auf IEC 81346 als Grundnorm basieren, sind die Bezeichnungen in den Klassifizierungstabellen nicht kompatibel und erfordern ein Mapping. Um innerhalb des DigMa-Konsortiums eine Kompatibilität zu erreichen, muss eine gemeinsame Entscheidung über das zu verwendende System getroffen werden.

5 Abkürzungen

ASD	AeroSpace and Defence Industries Association of Europe
BWE	Bundverband Windenergie e.V.
CMMS	Computerized Maintenance Management System
DigMa	Digitalisierung von Instandhaltungsinformationen
DIN	Deutsches Institut für Normung
ED	Equipment Data
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFK	Elektrofachkraft
EuP	Elektrotechnisch unterwiesene Person
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
FAIH	Fachausschuss Instandhaltung in der FGW
FD	Failure Data
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V.
GADS	Generating Availability Data System
GOWOG	German Offshore Wind Operation Guide
GSP	Globales Service Protokoll
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
iiRDS	intelligent information Request and Delivery Standard
ISO	International Organization for Standardization
ISP	unabhängige Instandhaltungsdienstleister
MD	Maintenance & Inspection Data
NERC	North American Electric Reliability Corporation
OD	Operating Data
PAS	Public Available Specification
RDF	Resource Description Framework
RDFS	RDF-Schema
RDS-PP®	Reference Designation System for Power Plants
RDS-PS	Reference Designation System for Power Systems
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SO GL	System Operation Guideline
tekcom	Gesellschaft für Technische Kommunikation e. V.
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VDMA	Verband der Deutschen Maschinen- und Anlagenbauer e.V.
VGB	VGB PowerTech
WBS	Work Breakdown Structure
WEA	Windenergieanlage
WKP	Wiederkehrende Prüfung
XML	Extensible Markup Language

XSD	XML-Schema
ZEUS	Zustand-Ereignis-Ursachen-Schlüssel

6 Begriffe

6.1 Betreiber

„Betreiber ist derjenige, der unter Berücksichtigung sämtlicher konkreter rechtlicher, wirtschaftlicher und tatsächlicher Gegebenheiten bestimmenden Einfluss auf die Errichtung, die Beschaffenheit und den Betrieb der Anlage ausübt. (Ausführlich OVG Münster Az. 8 B 1476/08) Betreiber ist in diesem Sinne das Unternehmen. Der Begriff ist nicht zu verwechseln mit der Klärung, wer die Betreiberpflichten im Rahmen der Geschäftsführungsbefugnis wahrnimmt bzw. in die Funktion eintritt.“ [19]

6.1.1 Anlagenbetreiber

„Der Anlagenbetreiber ist eine natürliche oder juristische Person, die die Unternehmerpflicht für den sicheren Betrieb und den ordnungsgemäßen Zustand der elektrischen Anlage dauerhaft und durchgängig (24 Stunden/7 Tage) wahrnimmt. Sollte der Anlagenbetreiber eine juristische Person sein, so ist davon auszugehen, dass beim personellen Anwendungsbereich der Norm die Unternehmensleitung (z.B. Geschäftsführer, Vorstände, vertretungsberechtigte Gesellschafter) als natürliche Person in die Anlagenbetreiberfunktion eintritt, sie praktisch wahrnimmt und damit auch in der Verantwortung steht. Der Betreiber kann seine Unternehmerpflichten hieraus auch an Dritte delegieren. Ohne eine solche Delegation bleibt der Betreiber automatisch auch der Anlagenbetreiber gemäß DIN VDE 0105-100“. [19]

„Es kann sich auch der Fall ergeben, dass in komplexen Anlagen mehrere Anlagenbetreiber für verschiedene Teilbereiche der EZA zuständig sein können. Des Weiteren müssen Rechte und Pflichten für dessen Ausführung der Anlagenbetreiber selbst über keine ausreichenden Fachkenntnisse verfügt, den entsprechenden Fachunternehmen oder fachkundigen Personen (wie z. B. einer einzelnen Elektrofachkraft, einer internen Organisationseinheit oder einem externen Unternehmen) übertragen werden.“ [19]

Die Aufgaben des Anlagenbetreibers umfassen u.a. laut [19]:

- Erstellung von standort-, objekt- und anlagenbezogenen Gefährdungsbeurteilungen und den daraus resultierenden Betriebsanweisungen und Notfallplänen
- Organisation der Schnittstellen, z.B. Benennung eines Koordinators bei Bedarf
- Organisation und Dokumentation der Anlagenverantwortung
- Auswahl der Mitarbeiter bzw. Serviceunternehmen unter Beachtung der für die Arbeiten und das Arbeitsumfeld notwendigen Qualifikationen
- Organisation von Wartungs-, Inspektions- und Instandsetzungsarbeiten inklusive aller erforderlichen Nachweisprüfungen, z.B. Sachkundeprüfungen oder wiederkehrende Prüfungen
- Festlegung von Prüffristen für die wiederkehrende Prüfung der elektrischen Anlage
- Festlegung von Zugangsregeln zur elektrischen Betriebsstätte unter Beachtung der durchzuführenden Arbeiten und der örtlichen Gegebenheiten
- Stichprobenartige Kontrolle der festgelegten Maßnahmen und ggf. Veranlassung und Dokumentation von erforderlichen Maßnahmen.

6.2 Anlagenverantwortlicher

„Jede elektrische Anlage, an der gearbeitet wird, muss für die Dauer der Arbeiten unter der Verantwortung eines einzelnen Anlagenverantwortlichen stehen. Das gilt auch, wenn für nicht elektrotechnische Arbeiten der Schaltzustand aus Sicherheitsgründen geändert werden muss.“ [26] [19]

Die Aufgaben des **Anlagenverantwortlichen** umfassen u.a. laut [19]:

- die Beurteilung der Auswirkungen der geplanten Arbeiten; dazu muss er die Arbeit entweder selbst planen oder vorab vom Arbeitsverantwortlichen) die geplanten Arbeiten mit Art, Ort und Auswirkungen gemeldet bekommen
- Erstellung oder Bereitstellung aufgabenbezogener Gefährdungsbeurteilungen und der daraus resultierenden Arbeitsanweisungen unter Beachtung möglicher Fernwirktechnik
- Übernahme der Verantwortung für die vorbereitenden Sicherheitsmaßnahmen, insbesondere für das Freischalten der Arbeitsstelle
- Festlegung der Arbeitsstelle
- Festlegung des Arbeitsverfahrens (Arbeiten im spannungsfreien Zustand, unter Spannung und/oder in der Nähe unter Spannung stehender Teile)
- Sicherstellung, dass der Arbeitsverantwortliche aufgabenbezogen in die Arbeitsstelle eingewiesen und über die bestehenden Gefährdungen informiert ist
- Erteilung einer Erlaubnis an den Arbeitsverantwortlichen zu seinem Teil der Anlage zur Durchführung der Arbeiten (Durchführungserlaubnis)
- Fungieren während der Arbeit als Ansprechpartner für den Arbeitsverantwortlichen. Er muss während der Dauer der Arbeiten ständig erreichbar sein
- Zu jedem Zeitpunkt muss er dem Arbeitsverantwortlichen bekannt sein – auch nach einem möglichen Wechsel der Person des Anlagenverantwortlichen
- Weisungsbefugnis gegenüber dem Arbeitsverantwortlichen
- Koordinierung von mehreren Arbeitsverantwortlichen in seinem Verantwortungsbereich
Kommunikation mit dem Anlagenbetreiber, dem Koordinator oder anderen Anlagenverantwortlichen, wenn notwendig.

6.3 Arbeitsverantwortlicher

Die Aufgaben des **Arbeitsverantwortlichen** umfassen u.a. laut [19]:

- Informationen vom Anlagenverantwortlichen einholen (z. B. über Schaltzustand oder Begrenzung der Arbeitsstelle)
- Besprechung der durchzuführenden Arbeiten mit dem Arbeitsteam vor Beginn der Arbeiten
- Einweisung des Arbeitsteams in den Arbeitsbereich
- Freigabe zur Arbeit an das Arbeitsteam
- Gewährleistung einer sicheren und geordneten Durchführung der Arbeiten
- Überwachung der Arbeiten und der einzuhaltenden Sicherheitsfestlegungen

6.4 Koordinator

„Werden Beschäftigte mehrerer Unternehmer oder selbstständige Einzelunternehmer an einem Arbeitsplatz tätig, hat der Unternehmer bei Vergabe von Arbeiten für die gefahrverhütende Koordinierung der Tätigkeiten zu sorgen. (Vgl. § 8 ArbSchG, § 6 DGUV-Vorschrift 1) In Abgrenzung vom Begriff des Koordinators laut DGUV Vorschrift 1, der die betrieblichen Weisungsrechte umfasst, beschreibt die TR7 Rubrik A1: Anlagenverantwortung den Koordinator folgend: Vor allem die mit der Wahrnehmung der Unternehmerpflichten vertraglich betrauten technischen Betriebsführer koordinieren im Falle von Arbeiten an der elektrischen Anlage bzw. abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätte die beauftragten Dienstleister bezüglich Wahrnehmung und Übertragung der Anlagenverantwortung. Insbesondere im Falle komplexer, ggf. auch anlagenübergreifender Arbeiten übernehmen sie häufig die Rolle des Koordinators aufgrund ihrer Kenntnisse der Historie der EZA/EZE, des aktuellen Kraftwerkszustandes und über ggf. parallel stattfindende Arbeiten. Die mit der Wahrnehmung der Unternehmerpflichten von vertraglich betrauten technischen Betriebsführern wird durch den Koordinator sichergestellt.“
[19]

7 Literatur

- [1] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien, *Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland: Stand: 11.01.2021*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/01-2021_agee-stat_monatsbericht.pdf.
- [2] Deutsche WindGuard GmbH, „Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland: Erstes Halbjahr 2020“, Varel, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.wind-guard.de/id-1-halbjahr-2020.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/windenergie-statistik/2020/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus_Halbjahr%202020.pdf. Zugriff am: 5. Januar 2021.
- [3] Deutsche WindGuard GmbH, „Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland: Erstes Halbjahr 2020“, Varel, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.wind-guard.de/id-1-halbjahr-2020.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/windenergie-statistik/2020/Status%20des%20Windenergieausbaus%20an%20Land%20-%20Halbjahr%202020.pdf. Zugriff am: 6. Januar 2020.
- [4] Bundesnetzagentur, *Marktstammdatenregister: Aktuelle Einheitenübersicht*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht> (Zugriff am: 18. Januar 2021).
- [5] BWE Bundesverband WindEnergie e.V., „Windindustrie in Deutschland 2020“, Berlin, BWE Branchenreport, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://publikationen.windindustrie-in-deutschland.de/windindustrie-in-deutschland-2020/62817223>.
- [6] D. Meier und S. Rietz, *Projektmanagement in der Windenergie*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-3-658-27365-1.pdf>
- [7] H. Parbs und J. Pöppelbuß, „Servicetransformation in der Windenergiebranche“ in *Servicetransformation*, M. Bruhn und K. Hadwich, Hg., Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016, S. 773–799, doi: 10.1007/978-3-658-11097-0_33.
- [8] statista, *Verteilung der Eigentümerstruktur der Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2016*. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/803974/umfrage/eigentuemerstruktur-der-windenergieanlagen-in-deutschland/>.
- [9] *Klassifikation von Dienstleistungen für die technische Betriebsführung von Erneuerbare-Energie-Anlagen*, 91310, Deutsches Institut für Normung, Aug. 2014.
- [10] Bundesverband WindEnergie e.V., Hg., „20. Report zur BWE-Umfrage „Servicezufriedenheit“, März 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/06-betrieb/20._BWE_Service_Umfrage.pdf.
- [11] *Instandhaltung - Begriffe der Instandhaltung; Dreisprachige Fassung EN 13306:2017*, DIN EN 13306, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Feb. 2018.
- [12] *Grundlagen der Instandhaltung*, DIN 31051, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Jun. 2019.
- [13] *Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie - Sammlung und Austausch von Zuverlässigkeits- und Wartungsdaten für Ausrüstungen (ISO 14224:2016, korrigierte Fassung 2016-10-01)*, DIN EN ISO 14224, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Apr. 2017.
- [14] H. Thüring, Hg., *Windenergie Betriebsführung: Praxisbuch der technischen und kaufmännischen Betriebsführung - Onshore*. Berlin: Bundesverband WindEnergie, 2014.
- [15] European Commission, *Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (Text with EEA relevance.)*: C/2017/5310. OJ L 220, 25.8.2017, p. 1–120 (BG, ES, CS, DA, DE, ET, EL, EN, FR, HR, IT, LV, LT, HU, MT, NL, PL, PT, RO, SK, SL, FI, SV). [Online]. Verfügbar unter: <http://data.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj>.

- [16] *Bestandteile und Struktur einer Lebenslaufakte für Erneuerbare-Energie-Anlagen*, DIN SPEC 91303 (zurückgezogen), Deutsches Institut für Normung, Berlin, Mrz. 2015.
- [17] *Lebenslaufakte für technische Anlagen - Teil 1: Strukturelle und inhaltliche Festlegungen*, DIN 77005-1, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Sep. 2018.
- [18] *Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten - Teil 7: Instandhaltung von Kraftwerken für Erneuerbare Energien - Rubrik A - Allgemeiner Teil: Definition von Begriffen, Normative Verweisungen und Beschreibungen von Prozessen und Systemaspekten*, FGW TR 7 A, FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien, Berlin, Okt. 2010.
- [19] *Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten - Teil 7 Instandhaltung und Betrieb von Kraftwerken für Erneuerbare Energien - Rubrik A1: Anlagenverantwortung*, FGW TR 7 A1, FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien, Berlin, Jun. 2020.
- [20] *Windenergieanlagen - Teil 26-1: Verfügbarkeit von Windenergieanlagen*, DIN EN IEC 61400-26-1; VDE 0127-26-1, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Apr. 2020.
- [21] *Windenergieanlagen - Teil 26-2: Erzeugungsbasierte Verfügbarkeit von Windenergieanlagen (IEC/TS 61400-26-2:2014); Deutsche Fassung CLC/TS 61400-26-2:2017*, DIN CLC/TS 61400-26-2; VDE V 0127-26-2, Deutsches Institut für Normung, Berlin, 2018.
- [22] S. S. Sheng, „Wind turbine condition monitoring“, *Wind Energ.*, Jg. 17, Nr. 5, S. 671–672, 2014, doi: 10.1002/we.1725.
- [23] B. C. P. Lau, E. W. M. Ma und M. Pecht, „Review of offshore wind turbine failures and fault prognostic methods“ in *2012 Prognostics and System Health Management Conference (PHM)*, Beijing, China, 23.05.2012 - 25.05.2012, S. 1–5, doi: 10.1109/PHM.2012.6228954.
- [24] A. K. Papatzimos, T. Dawood und P. R. Thies, „Operational Data to Maintenance Optimization: Closing the Loop in Offshore Wind O&M“ in *ASME 2018 1st International Offshore Wind Technical Conference*, San Francisco, California, USA, 11042018, doi: 10.1115/IOWTC2018-1058.
- [25] S. Pfaffel, S. Faulstich und K. Rohrig, „Performance and Reliability of Wind Turbines: A Review“, *Energies*, Jg. 10, Nr. 11, S. 1904, 2017, doi: 10.3390/en10111904.
- [26] *Betrieb von elektrischen Anlagen: Teil 100: Allgemeine Festlegungen*, DIN VDE 0105-100 VDE 0105-100:2015-10, Deutsches Institut für Normung; Deutsche Elektrotechnische Kommission, Berlin, 2015.
- [27] *Technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten - Teil 7 Betrieb und Instandhaltung von Kraftwerken für Erneuerbare Energien - Rubrik D3: „Globales Service Protokoll (GSP)“ Einheitliches Datenformat für den elektronischen Austausch von Daten im IH-Prozess*, FGW TR 7 D3, FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien, Berlin, Jan. 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://www.wind-fgw.de/wp-content/uploads/2017/01/TR7_D3_Rev0.pdf
- [28] H.-J. Appelrath und J. M. González, „Informationstechnik in der Energiewirtschaft“ in 12/2010, *Handbuch Energiemanagement*, H.-P. Beck, A. Bauer, E. Meller und C. Salander, Hg., 30 Aufl. Frankfurt am Main: EW Medien und Kongresse GmbH, 2010, S. 10510–10534.
- [29] P. Tchakoua, R. Wamkeue, T. A. Tameghe und G. Ekemb, „A review of concepts and methods for wind turbines condition monitoring“ in *2013 World Congress on Computer and Information Technology (WCCIT)*, Sousse, Tunisia, 062013, S. 1–9, doi: 10.1109/WCCIT.2013.6618706.
- [30] *Windenergieanlagen - Teil 25-6: Kommunikation für die Überwachung und Steuerung von Windenergieanlagen - Klassen logischer Knoten und Datenklassen für die Zustandüberwachung (IEC 61400-25-6:2016); Englische Fassung EN 61400-25-6:2017*, DIN EN 61400-25-6; VDE 0127-25-6:2017-10, Deutsches Institut für Normung, Berlin, 2017.

- [31] *Betriebsmanagementsysteme für Windkraft- und Fotovoltaikanlagen*, VDI 4603 Blatt 2, Verein Deutscher Ingenieure, Berlin, Jan. 2020.
- [32] *Wind turbines - Part 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants - Overall description of principles and models (IEC 61400-25-1:2006)*, 61400-25-1, International Electrotechnical Commission, 2007.
- [33] K. Rohrig et al., „Powering the 21st century by wind energy—Options, facts, figures“, *Applied Physics Reviews*, Jg. 6, Nr. 3, S. 31303, 2019, doi: 10.1063/1.5089877.
- [34] *Industrielle Systeme, Anlagen und Ausrüstungen und Industrieprodukte – Strukturierungsprinzipien und Referenzkennzeichnung – Teil 1: Allgemeine Regeln (IEC 3/1439/CD:2019); Text Deutsch und Englisch*, E DIN EN IEC 81346-1, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Aug. 2020.
- [35] *Industrielle Systeme, Anlagen und Ausrüstungen und Industrieprodukte – Strukturierungsprinzipien und Referenzkennzeichnung – Teil 2: Klassifizierung von Objekten und Kennbuchstaben für Klassen (IEC 813462: 2019); Deutsche Fassung EN IEC 813462: 2019*, E DIN EN IEC 81346-2, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Okt. 2020.
- [36] *Industrielle Systeme, Anlagen und Ausrüstungen und Industrieprodukte - Strukturierungsprinzipien und Referenzkennzeichnung - Teil 10: Kraftwerke (ISO/TS 81346-10:2015)*, DIN ISO/TS 81346-10, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Mai. 2016.
- [37] *RDS-PP Anwendungsrichtlinie Teil 32: Windkraftwerke*, VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE, VGB PowerTech, Essen, 2014.
- [38] Harry Königstein, Heinz Müller, Jörg Kaiser, „Das RDS-PP – Übergang vom KKS zu einer internationalen Norm“, Jg. 87, Nr. 8, S. 64–72, 2007. [Online]. Verfügbar unter: https://www.vgb.org/vgbmultimedia/Artikel+RDS_PP+rev2011_DEU-p-5390.pdf
- [39] J. Richnow, C. Rossi und H. Wank, „Kennzeichnung von Windkraftwerken mit dem Reference Designation System for Power Plants – RDS-PP®“, *VGB PowerTech*, Jg. 94, Nr. 7, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vgb.org/vgbmultimedia/RICHNOWPT714DEU-p-8846.pdf>
- [40] Danish Standard Association, *Über 81346-10:2021 (RDS-PS): RDS-PS soll RDS-PP(C) ablösen und Zusammenhang mit der VGB-Richtlinie*. [Online]. Verfügbar unter: <https://81346.com/german/de/rds-81346/uber-81346-102021/> (Zugriff am: 24. Februar 2021).
- [41] VGB PowerTech, „Use of RDS-PP® as a harmonized designation system for wind power plants: Position paper from the owner’s point of view“, VGB PowerTech. [Online]. Verfügbar unter: https://www.vgb.org/vgbmultimedia/vgb_position_paper_rds_pp20-p-16116.pdf. Zugriff am: 12. Oktober 2020.
- [42] VGB PowerTech, *Anlagenkennzeichnung für die Windenergie: Effizienz steigern mit dem harmonisierten System RDS-PP®*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vgb.org/vgbmultimedia/PMRDSPPPosPaper2020-p-16118.pdf>
- [43] H.-K. Preuß, „Modernes Informationsmanagement (MIM) als Basis für die Industrie 4.0 (effiziente und gesetzeskonforme Betriebsführung) Informationsmanagement für die Industrie 4.0“, *VGB PowerTech*, Jg. 98, Nr. 4, S. 51–61, 2018.
- [44] Aerospace and Defence Industries Association of Europe, „International specification for technical publications using a common source database“, Brüssel S1000D-B6865-01000-00, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://users.s1000d.org/ProductList.aspx>.
- [45] T. H. Nguyen, R. Dunlap, L. Mark, A. Prinz, B. M. Østgren und T. Friisø, „Offshore wind metadata management“, *IJMSO*, Jg. 9, Nr. 4, S. 333, 2014, Art. no. 65445, doi: 10.1504/IJMSO.2014.065445.
- [46] IEA WIND, „17. Wind farm data collection and reliability assessment for O&M optimization“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://community.ieawind.org/HigherLogic/System/DownloadDocumentFile.ashx?DocumentFileKey=7b6fdbfe-9b58-addf-0bc6-78c2d3f4aa5d&forceDialog=0>. Zugriff am: 27. November 2020.

- [47] North American Electric Reliability Corporation, *GADS Wind Turbine Generation: Data Reporting Instructions*. Effective: January 1, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.nerc.com/pa/RAPA/gads/GADS_Wind_DRI_DL/2021_GADS_Wind_DRI.pdf (Zugriff am: 0.01.2021).
- [48] M. Wilkinson, K. Harman, F. Spinato, B. Hendriks und T. van Delft, *Measuring Wind Turbine Reliability - Measuring Wind Turbine Reliability Results of the ReliaWind Project*. [Online]. Verfügbar unter: http://docs.wind-watch.org/Measuring_Wind_Turbine_Reliability_-_ReliaWind.pdf.
- [49] Juan Bueno Gayo, *Final Publishable Summary of Results of Project ReliaWind*. [Online]. Verfügbar unter: http://cordis.europa.eu/publication/rcn/14854_en.html.
- [50] *Instandhaltungsprozess und verbundene Leistungskennzahlen; Deutsche Fassung EN 17007:2017*, DIN EN 17007, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Dez. 2017.
- [51] BTC Business Technology Consulting AG, Hg., „GWPPM, German Wind Power Plant Model: Referenzprozessmodell für den Lebenszyklus von Offshore-Windparks“, 2014.
- [52] *Daten- und Prozessreferenzmodell zur Konfiguration der Produzenten-Lieferanten-Schnittstelle im Maschinen- und Anlagenbau*, DIN SPEC 91295, Deutsches Institut für Normung, Berlin, 2014.
- [53] *Preparation of information for use (instructions for use) of products - Part 1: Principles and general requirements*, IEC/IEEE 82079-1, International Electrotechnical Commission, Berlin, Mai. 2019.
- [54] *Klassifikation und Kennzeichnung von Dokumenten für Anlagen, Systeme und Ausrüstungen - Teil 1: Regeln und Tabellen zur Klassifikation (IEC 61355-1:2008); Deutsche Fassung EN 61355-1:2008*, DIN EN 61355-1; VDE 0040-3, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Mrz. 2009.
- [55] *Dokumentenkennezeichen für Anlagen der Energieversorgung*, VGB-S-832-00, VGB PowerTech, Essen, Apr. 2016.
- [56] *Instandhaltung - Dokumente für die Instandhaltung; Deutsche Fassung EN 13460:2009*, DIN EN 13460, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Aug. 2009.
- [57] *Instandhaltungsgerechte Dokumentationen*, VGB-S-029-S-00, VGB PowerTech, Essen, Mrz. 2012.
- [58] *Dokumente der Elektrotechnik - Teil 1: Regeln (IEC 61082-1:2014); Deutsche Fassung EN 61082-1:2015*, DIN EN 61082-1; VDE 0040-1, Deutsches Institut für Normung, Berlin, Okt. 2015.
- [59] *Lieferung der Technischen Dokumentation (Technische Anlagendaten, Dokumente) für Anlagen der Energieversorgung*, VGB-S-831-00-2015, VGB PowerTech, Essen, Mai. 2015.
- [60] 8.2 Ingenieurbüro Holzmüller Aurich, „Die digitale Lebenslaufakte: Die lebenslange WEA-Akte (Dokumentation der Instandhaltungsarbeiten an der Anlage)“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://windenergietage.de/wp-content/uploads/sites/2/2017/11/26WT0811_F13_8p2_Digitalisierung_Druckfassung_2017.pdf
- [61] *tekcom iIRDS Standard: intelligent information Request and Delivery Standard*, tekcom, Nov. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://iirds.org/fileadmin/iirds_specification/20201103-1.1-release/
- [62] B. Hahn et al., „Recommended practices for wind farm data collection and reliability assessment for O&M optimization“, *Energy Procedia*, Jg. 137, S. 358–365, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.10.360.
- [63] *Technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten - Teil 7: Instandhaltung von Kraftwerken für Erneuerbare Energien - Rubrik D2: Zustands-Ereignis-Ursachen-Schlüssel für Erzeugungseinheiten (ZEUS): Rubrik D2: Zustands-Ereignis-Ursachen-Schlüssel für Erzeugungseinheiten (ZEUS)*, FGW TR 7 D2, FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien, Berlin, Okt. 2013.

- [64] A. K. Papatzimos, T. Dawood und P. R. Thies, „Towards Automated and Integrated O&M Data Collection- Standardising Workflow Processes for the Offshore Wind Industry“ in *Offshore Wind Energy* 2017.
- [65] *Auswahl und Bildung von Kennzahlen für die Instandhaltung*, VDI 2893, Verein Deutscher Ingenieure, Berlin, Nov. 2019.
- [66] *Windenergieanlagen (WEA) – Definitionen und Kennwerte* –, VSB-S-002-05, VGB PowerTech, Essen, Okt. 2015.
- [67] S. Pfaffel, S. Faulstich und S. Sheng, „Recommended key performance indicators for operational management of wind turbines“, *J. Phys.: Conf. Ser.*, Jg. 1356, S. 12040, 2019, doi: 10.1088/1742-6596/1356/1/012040.
- [68] E. Gonzalez et al., „Key Performance Indicators for Wind Farm Operation and Maintenance“, *Energy Procedia*, Jg. 137, S. 559–570, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.10.385.
- [69] *Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten - Teil 10: Bestimmung der Standortgüte nach Inbetriebnahme*, TR 10, FGW, 2018.
- [70] A. Johnsson und L. E. Højholt, „Use of IEC 61400-25 to secure access to key O&M data“, 2007. [Online]. Verfügbar unter: http://use61400-25.com/wp-content/uploads/2016/05/170_Eow2007fullpaper.pdf
- [71] K. Schwarz, Hg., *Offene Kommunikation nach IEC 61850 für die Schutz- und Stationsleittechnik: mit CD-ROM*. Berlin: VDE-Verlag, 2004.
- [72] Rajashekar Reddy und Billam, „Use of Semantic models in Integrated Operations for Oil & Gas and New Energy“. Masterarbeit, Faculty of Technology, Telemark University College, Porsgrunn, 2010. [Online]. Verfügbar unter: https://www.halvorsen.blog/documents/projects/student_projects/master/2010/BazeField/master_thesis_report.pdf
- [73] *Genormte Datenelementtypen mit Klassifikationsschema für elektrische Betriebsmittel - Teil 1: Definitionen - Regeln und Methoden (IEC 61360-1:2017); Deutsche Fassung EN 61360-1:2017*, DIN EN 61360-1, Deutsches Institut für Normung, Berlin, 2018.
- [74] Bundesverband WindEnergie e.V., *BWE-Standard: Schnittstellendefinition zur Nichtverfügbarkeitsmeldungen in der Direktvermarktung*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/betrieb/schnittstelle/> (Zugriff am: 17. Februar 2021).
- [75] OASIS, *Universal Business Language Version 2.2*. [Online]. Verfügbar unter: <http://docs.oasis-open.org/ubl/os-UBL-2.2/UBL-2.2.pdf>.
- [76] OASIS, *Common Alerting Protocol, v. 1.0*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oasis-open.org/committees/download.php/6334/oasis-200402-cap-core-1.0.pdf>.
- [77] *Baufachliche Richtlinien Abwasser: Arbeitshilfen zu Planung, Bau und Betrieb von abwassertechnischen Anlagen in Liegenschaften des Bundes*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bfr-abwasser.de/Materialien/Texte/191212bfr_abwasser.pdf.
- [78] *myOpenFactory: Prozess- und Datenstandard für die überbetriebliche Auftragsabwicklung*, DIN PAS 1074, Deutsches Institut für Normung, Berlin, 2007.
- [79] Gemeinsamer Ausschuss Elektronik im Bauwesen, *GAEB-Datenaustausch XML: Organisation des Austauschs von Informationen über die Durchführung von Baumaßnahmen*. Fachdokumentation. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gaeb.de/wp-content/uploads/2019/04/Fachdokumentation_3.2_2013-10.pdf.
- [80] BSI, *BSI TR-03123 XML-Datenaustauschformat für hoheitliche Dokumente*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/DE/Publikationen/TechnischeRichtlinien/tr03123/TR-03123_node.html (Zugriff am: 9. Dezember 2020).
- [81] ISO/IEC 29500-2, *ISO/IEC 29500-2 Information technology — Document description and processing languages — Office Open XML File Formats: Part 2: Open Packaging Conventions*. [Online]. Verfügbar unter: https://standards.iso.org/ittf/PubliclyAvailableStandards/c061796_ISO_IEC_29500-2_2012.zip.
- [82] IEA WIND, *WIND ENERGY DIGITALIZATION - IEA WIND TASK 43*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ieawindtask43.org> (Zugriff am: 17. Februar 2021).

- [83] C. Henderson, *ENTR ALLIANCE*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entralliance.com/> (Zugriff am: 17. Februar 2021).
- [84] A. Ringhandt, A. Schubert, B. Hahn, V. Schulz und W. Sucrow, „Betriebssicherheit bei minimalen Lebenszykluskosten: Instandhaltung von Windkraftwerken“, *Erneuerbare Energien*, Nr. 3, 34-37, 2007.
- [85] A. Ringhandt, A. Schubert, B. Hahn, V. Schulz und W. Sucrow, „Prozesse der Instandhaltung: Instandhaltung von Windkraftwerken“, *Erneuerbare Energien*, Nr. 4, 41-43, 2007.
- [86] A. Ringhandt, A. Schubert, B. Hahn, V. Schulz und W. Sucrow, „Von den Konventionellen lernen?: Instandhaltung von Windkraftwerken: Können konventionelle Kraftwerke Vorbild sein?“, *Erneuerbare Energien*, Nr. 2, 32–34, 2007.