

TIMS – Technical-Integrity-Management-System für einen sicheren und effizienten Anlagenbetrieb am Beispiel eines Untertage-Gasspeichers

TIMS – Technical Integrity Management System for the Safe and Efficient Operation of Facilities Using the Example of an Underground Gas Storage

Von S. PISKUN und R. FERRARI*

Abstract

Operators of gas-related facilities are legally obliged to guarantee integrity of their gas facilities. The Technical Integrity Management System (TIMS) developed by Veenker helps to continuously guarantee the faultless condition, the integrity of gas-related facilities. The TIMS minimises risks, gives safety for planning and permits efficient control of measures in view of increasing cost pressure. A TIMS assesses the condition of gas facilities and shows the need for repair and rehabilitation together with specific recommendations in time. Instead of having to carry out planned maintenance work according to a prescribed framework, the operator invests directly in safe operating of gas-related facilities by means of condition-based maintenance and risk-based prioritisation. Surface facilities above an underground gas storage reservoir are taken as an example for the overview of work steps, structure, contents, aims and advantages of a TIMS.

As a result, integrity of the gas facility is continuously verified. This enables the operator to plan medium-term and long-term rehabilitation and replacement of its facilities and to ensure future integrity of the facility. Thereby, Veenker's expertise brings with it a decisive competitive advantage. A TIMS must meet diverse requirements: It has to consider all significant data from data management systems, the operator's experience and other sources. These data are assessed: Limit values and weightings are determined, risk matrices for cost effectiveness, safety and the environment are worked out and applied. Based on the findings obtained weak points are identified and concrete plans for measures are worked out in accordance with a condition-based maintenance. By means of this, inspection and maintenance intervals, for example, can be optimally controlled and the spare part management can be improved. A further advantage that cannot be ignored: All decisions are objective and comprehensible.

* S. Piskun, R. Ferrari, Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH, Hannover/Leipzig, E-Mail: Svetlana.Piskun@veenkermbh.de. Vortrag, gehalten anlässlich der DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung am 5./6. April 2017 in Celle.

0179-3187/17/11 DOI 10.19225/171106
© 2017 EID Energie Informationsdienst GmbH

Kurzfassung

Betreiber gastechnischer Anlagen sind gesetzlich zur Gewährleistung der Integrität ihrer Gasanlagen verpflichtet. Das von Veenker entwickelte Technical-Integrity-Management-System (TIMS) trägt dazu bei, den einwandfreien Zustand, also die Integrität von gastechnischen Anlagen kontinuierlich sicherzustellen. Das TIMS minimiert Risiken, gibt Planungssicherheit und ermöglicht eine effiziente Steuerung von Maßnahmen angesichts zunehmenden Kostendrucks. Das TIMS bewertet den Zustand von Gasanlagen und zeigt rechtzeitig den Reparatur- und Sanierungsbedarf mit konkreten Empfehlungen an. Statt mit planmäßiger Instandhaltung nach vorgeschriebenem Raster zu arbeiten, wird mit zustandsorientierter Maintenance und risikobasierter Priorisierung gezielt in den sicheren Betrieb investiert. Am Beispiel von Übertageanlagen eines Untertage-Gasspeichers wird ein Überblick über Arbeitsschritte, Aufbau, Inhalte, Ziele und Vorteile eines TIMS gegeben. Ergebnis ist der kontinuierliche Nachweis der Integrität der Gasanlage. Der Betreiber wird befähigt, mittel- und langfristige Planungen zur Ertüchtigung und Erneuerung seiner Anlage aufzustellen und umzusetzen und die Integrität der Anlage künftig sicherzustellen. Das Know-how von Veenker bringt damit einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil. Die Anforderungen an das TIMS sind vielfältig. Es berücksichtigt alle relevanten Daten aus Datenmanagementsystemen, Betreibererfahrungen und sonstigen Quellen. Diese Daten werden bewertet, Grenzwerte und Wichtungen werden festgelegt, Risikomatrizen für Wirtschaftlichkeit, Sicherheit und Umwelt erarbeitet und angewendet.

Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse werden Schwachstellen identifiziert und gemäß zustandsorientierter Instandhaltung konkrete Maßnahmenpläne erarbeitet. So lassen sich z. B. Prüf- und Wartungsintervalle optimal steuern und das Ersatzteilmanagement verbessern. Und ein nicht zu vernachlässigender Vorteil: Alle Entscheidungen sind objektiv und nachvollziehbar.

Einführung

Nach den gesetzlichen Vorschriften ist jedes Versorgungsunternehmen verpflichtet, seine technischen Anlagen in

einem ordnungsgemäßen und sicherheitstechnisch einwandfreien Zustand zu halten, damit jederzeit das erforderliche Maß an Betriebssicherheit und Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Diese Forderungen zielen darauf ab, die Integrität der Anlagen sicherzustellen.

Für den Eigentümer bzw. den Betreiber einer technischen Anlage liegt es auf der Hand, auf der Unternehmensebene ein Integritätsmanagementsystem einzuführen und umzusetzen. Erste Vorgaben zur Entwicklung und Einführung eines Sicherheitsmanagementsystems für die gesamte Infrastruktur eines Transportsystembetreibers sind in der Norm DIN EN 16348 [1] zusammengestellt. Infrastrukturanlagen für den Erdgastransport sind dabei Onshore-Leitungen einschließlich Schieberstation, Verdichterstation, Mess- und Druckregelanlagen. Vergleichbar dazu sind auch für Einrichtungen der untertägigen Bohrungen der Erdöl- und Erdgasindustrie Leitlinien eines Well-Integrity-Management-Systems (WIMS) im Norm-Entwurf DIN EN ISO 16530-1 [3] und in der Technischen Regel DIN CEN ISO/TS 16530-2 [4] zusammengestellt. Für die Übertageanlagen von Untertage-Gasspeichern liegt eine solche Norm für ein Technical-Integrity-Management-System (TIMS) noch nicht vor. Aufgrund der engen Verknüpfung und der Ähnlichkeiten der technischen Übertageanlagen von Untertage-Gasspeichern mit der Infrastruktur für den Erdgastransport empfiehlt es sich, auch für Gasspeicher ein Storage-Integrity-Management-System (SIMS) als Teil von TIMS zu entwickeln und einzuführen. In diesem Beitrag werden die Entwicklung und der Ausbau eines SIMS als Teil eines TIMS beschrieben.

Risikobasierte Bestandsaufnahme und Erstbewertung

Die technischen Übertageanlagen von Untertage-Gasspeichern bestehen in der Regel aus Hauptanlagen zur Einhaltung der geforderten Spezifikation beim Ein- und Ausspeichern sowie aus weiteren erforderlichen Nebenanlagen, die sich wie folgt gliedern:

Hauptanlagen zum Einspeichern in den Speicherhorizont:

- Flüssigkeits- und Feststoffabscheidung
- Gasverdichtung
- Gaskühlung
- Leitungssystem zum Transport und zur Verteilung.

Hauptanlagen zum Ausspeichern aus dem Speicherhorizont:

- Ausrüstungen zur Verhinderung der Hydratbildung
- Feststoff- und Flüssigkeitsabscheidung
- Druckregelung und ggf. zugehörige Gasvorwärmung
- Gastrocknung und ggf. Gasaufbereitung zur Reduktion von Verunreinigungen (z. B. H₂S, CO₂)
- Gasverdichtung im Bedarfsfall und ggf. zugehörige Gaskühlung
- Ausrüstungen zur Aufbereitung von gefördertem Wasser aus dem Speicherhorizont.

Nebenanlagen:

- Brenngassystem
- Instrumenten- und Steuerluftsystem
- Stromversorgung
- Solanlagen für Salzkavernen
- etc.

Diese Aufzählung zeigt, dass auf den Übertageanlagen vielfältige Ausrüstungstypen wie Rotationsmaschinen, mechanische Ausrüstungen (Prozessbehälter, Kessel, Lagerbehälter, Leitungen etc.), Ausrüstungen der Elektroenergietechnik sowie der Sicherheitstechnik und Prozesssteuerung einschließlich Armaturen vorhanden sind. Bestandsaufnahme und Erstbewertungen dienen dazu, den aktuellen Zustand von Anlagen, Ausrüstungen und Komponenten zu ermitteln und zu prognostizieren und daraus – im Allgemeinen durch Abgleich mit einem Grenzwert – Handlungsbedarf abzuleiten. Zu bewerten ist dabei der Zustand im Hinblick auf die geforderten spezifizierten Merkmale der Funktion,

Leistung bzw. sicherheitstechnischen Anforderungen. Die technische Integrität stellt dabei als Referenz den unbeschädigten bzw. hinreichenden Zustand unter Berücksichtigung von Toleranzen dar. Nach der Errichtung von Übertageanlagen und der Inbetriebnahme einschließlich Beseitigung von »Kinderkrankheiten« kann in der Regel von einer bestimmungsgemäßen Integrität der Anlage ausgegangen werden. Im Zuge des Anlagenbetriebs kommt es zwangsläufig zu einem Abbau der Integrität. Dabei spielen je nach Ausrüstungstyp unterschiedliche Faktoren eine Rolle, wie z. B. Abnutzung, Verschleiß, Materialermüdung, Korrosion, Alterung etc. Abhängig von den vorherrschenden Abbau- bzw. Degradationsmechanismen gibt es verschiedene deterministische Verfahren für eine Integritätsbewertung. Darüber hinaus gibt es auch Bewertungsverfahren, die übergreifend über die verschiedenen Ausrüstungstypen und Degradationsmechanismen hinweg eine einheitliche Methodik bieten und zu denen insbesondere die risikobasierten und probabilistischen Bewertungsverfahren zählen.

Bei der risikobasierten Bewertung werden Eintrittswahrscheinlichkeit und Konsequenzen von Ausfallereignissen betrachtet, bei denen die Integrität verloren geht, weil die spezifizierte Funktionalität auf Anforderung nicht erreicht wird bzw. im Betrieb verloren geht. Das Maß des Risikos setzt sich dabei wie folgt zusammen:

$$Risk = POF \times COF$$

wobei die erwartete Ausfallhäufigkeit POF (Probability of Failure) mit der Ausfallauswirkung COF (Consequence of Failure) verknüpft wird. Risikobasierte Bewertungsmethoden bieten mit diesem Ansatz gegenüber den deterministischen Methoden den Vorteil, dass sie auch zukünftige zufallsbasierte Aspekte des Anlagenbetriebs und der Degradationsmechanismen berücksichtigen können. In rein probabilistischen Bewertungen werden Ausfall-

häufigkeiten bzw. Ausfallwahrscheinlichkeiten in Berechnungsmodellen ermittelt. Probabilistische Erhebungen und Bewertungen sind immer dann möglich, wenn sämtliche Eingangsgrößen in ihrer statistischen Verteilung bekannt sind, sodass auch das Ergebnis (z. B. Ausfallhäufigkeit) als statistische Größe ermittelt werden kann. Die Ermittlung der wirklichen Verteilung der Eingangsdaten und die Erstellung der Berechnungsalgorithmen stellen eine Herausforderung dar. Das Ergebnis ist dann allerdings von hoher Aussagekraft, da es mit Grenzwerten verglichen werden kann, die im verbindlichen Regelwerk festgelegt sind.

Bei der Bewertung von Übertageanlagen sind probabilistische Verfahren nur dann möglich, wenn die o. a. Bedingungen gegeben sind. Das ist immer dann der Fall, wenn es sich um Rohrleitungskomponenten handelt oder Komponenten, die einer statistischen Berechnung bzw. einer Lebensdauerermittlung zugänglich sind. Weil die Rohrleitungskomponenten nur einen Teil der Übertageanlagen darstellen und der überwiegende Teil der übrigen Ausrüstungen unterschiedlichen Degradationsmechanismen unterliegt, kommt das aus der probabilistischen Betrachtungsweise abgeleitete Verfahren der Risikomatrix für die Bewertung zur Anwendung. Das Arbeiten mit Risikomatrizen führt gegenüber probabilistischen Verfahren zu größeren Einteilungen und unter Einbeziehung der Betreibererfahrung zur Berücksichtigung subjektiver Aspekte. Es lassen sich allerdings bei Verwendung entsprechender Literatur und branchenspezifischer Schadensstatistiken recht präzise Bewertungen aufstellen, die zudem bezüglich der Eintrittshäufigkeit und der Auswirkungen mit den Erfahrungen und dem Fachwissen der Betreiber abgeglichen werden können. In Abbildung 1 ist beispielhaft eine Risikomatrix für die Betrachtung der Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit dargestellt. Darüber hinaus kommen Risikomatrizen zur Betrachtung der Auswirkungen in Bezug auf Umwelt und Sicherheit zum Einsatz.

Die Risikomatrizen werden im Allgemeinen für eine Erstbewertung zur Ermittlung des jeweiligen Status eingesetzt. Diese Erstbewertung über den kompletten Bestand der Übertageanlagen liefert eine Zustandsbewertung nach objektiven und nachvollziehbaren Maßstäben. Die Bewertung ist zur Beantwortung verschiedener Fragestellungen und durch das einheitliche Bewertungsverfahren zum Aufzeigen und zur Priorisierung daraus resultierender Maßnahmen geeignet. Es ist möglich, alters- und betriebsbedingte Änderungen in der Anlage sowie Schäden an wichtigen Komponenten rechtzeitig zu erkennen und lückenlos aufzuzeichnen, Folgeschäden zu vermeiden und Maßnahmen zur Optimierung und Verbesserung einzuleiten.

			Eintrittswahrscheinlichkeit						
			≤ 1:30.000	1 : 3.000	1 : 300	1 : 30	1 : 3	> 3 : 1	
			≤ 3E-5	3E-4	3E-3	3E-2	3E-1	3E+0	
Risikogruppe			vernachlässig	sehr gering	niedrig	mittel	hoch	sehr hoch	
Wirtschaftlichkeit									
Auswirkung	1	sehr hoch	COF > 1 Mio. €	A4	B4	C4	D4	E4	F4
	2	hoch	100.000 € < COF < 1 Mio. €	A3	B3	C3	D3	E3	F3
	3	mittel	10.000 € < COF < 100.000 €	A2	B2	C2	D2	E2	F2
	4	niedrig	COF < 10.000 €	A1	B1	C1	D1	E1	F1
			<div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-bottom: 5px;"> technisch integer – geringes Risiko </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-bottom: 5px;"> bedingt technisch integer – mittleres Risiko </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> nicht integer – hohes Risiko </div>						

Abb. 1 Beispielhafte Risikomatrix für Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit

Konzept der regelmäßigen Bewertung

Grundsätzlich ist es möglich, eine regelmäßige Bewertung allein durch wiederkehrende Bewertungen analog zur Erstbewertung zu gewährleisten, wobei je nach Bedeutung der einzelnen Ausrüstungen Gruppen mit festgesetzten Prüffristen gebildet werden. Dieses Konzept ist jedoch nicht angemessen für Komponenten, die eine große Bedeutung für den Speicherbetrieb haben und deren Ausfall zu relevanten Kapazitätseinbußen führt und bei denen ein kurz- bis mittelfristiger Abbau der technischen Integrität zu erwarten ist oder nicht ausgeschlossen werden kann. Für solch kritische Komponenten wird ein Bewertungsverfahren erforderlich, das gegenüber der in der Erstbewertung angewandten Risikomatrix das mögliche Ausfallverhalten differenzierter betrachtet. Ein hierfür geeignetes Bewertungsverfahren stellt die Failure Mode and Effect Analysis (FMEA) dar. Ein zugehöriges angemessenes Gesamtkonzept für eine regelmäßige Bewertung ist in Abbildung 2 skizziert und sieht eine wiederkehrende Regelmäßige Bewertung mit gestaffelten Bewertungsfristen bzw. eine Regelmäßige Bewertung auf Grundlage der FMEA vor. Die Auswahl der geeigneten Bewertungsmethode für die Regelmäßige Bewertung der einzelnen Ausrüstungen erfolgt anhand der Zuordnung in die folgenden drei Komponentengruppen:

- Systemrelevante Komponenten, die als kritisch in den Erstbewertungen erkannt werden. Dies sind in der Regel Komponenten mit einem mittleren bis hohem Risiko (gelb bis rot, Abb. 1).
- Systemrelevante Komponenten, die zwar unkritisch sind, aber einer Überwachung bedürfen, da ihr Ausfall oder ihre wesentliche Änderung zu kritischen Zuständen für wichtige Anlagenteile oder der gesamten Anlage führen können.
- Unkritische Komponenten, deren Ausfall oder Verschlechterung keinen relevanten oder einen zu vernachlässigenden Einfluss auf die Anlagenintegrität haben.

Die Zuordnung in die vorgenannten Komponentengruppen wird im Zuge des Prozesses der Regelmäßigen Bewertung laufend geprüft.

Bei der für die Regelmäßige Bewertung von ausgewählten Ausrüstungen vorgesehenen FMEA handelt es sich um ein genormtes Verfahren [2], das der Anwen-

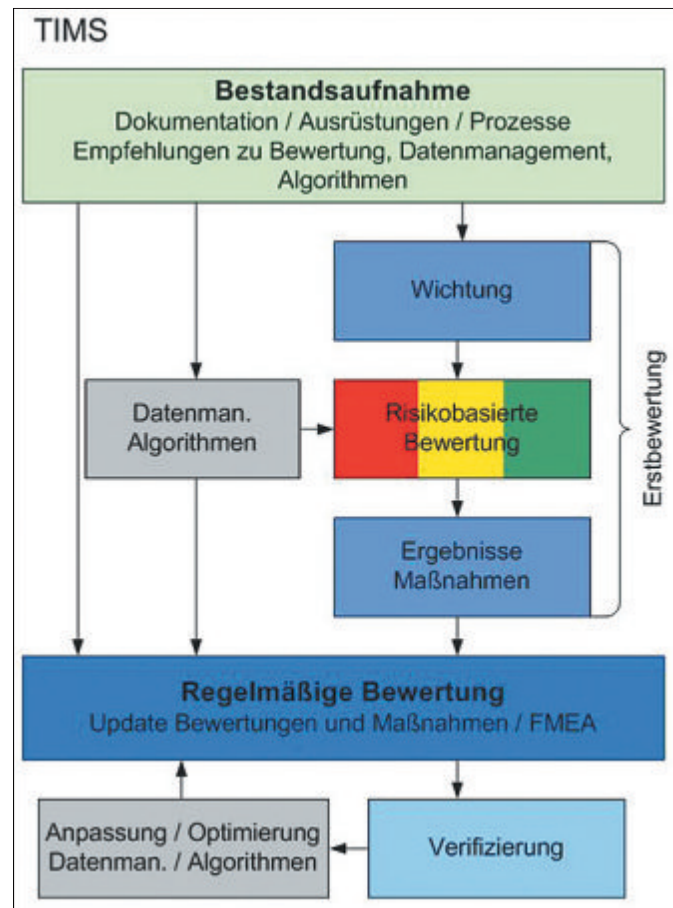


Abb. 2 Beispiel eines Konzepts für eine angemessene regelmäßige Bewertung

derung von Risikomatrizen sehr ähnlich ist, weil auch hier Eintrittshäufigkeiten und Auswirkungen betrachtet werden. Die Methodik der FMEA zeigt ein systematisches Vorgehen der Analyse eines Systems auf, um potenzielle Fehlzustandsarten, ihre Ursache und ihre Auswirkungen auf das Systemverhalten zu ermitteln. Dabei bezeichnet der Begriff System einen Satz von in Wechselbeziehung oder Wechselwirkung stehenden Elementen. Ein System ist durch eine beabsichtigte Funktion, festgelegte Betriebs- und Einsatzbedingungen, eine definierte Begrenzung und durch eine hierarchische Struktur gekennzeichnet. Von der historischen Entwicklung her wurde die FMEA Anfang der 1960er-Jahre erstmals von der NASA in der Raumfahrt eingesetzt. Im anschließenden Einsatz der Methodik in der Luft- und Raumfahrt und der Kerntechnik wurde sie 1977 von der Ford Motor Company schließlich in den Automobilbau eingebracht. Seit 1980 ist die FMEA in Deutschland mit der DIN EN 60812 [2] bzw. deren Vorgängernorm DIN 25488 genormt. Die Weiterentwicklung der Methode wird insbesondere durch die Automobilindustrie betrieben. Es finden sich erste Ansätze zur Anwendung der FMEA in der Gasindustrie. Die Grundsätze zur Anwendung der FMEA auf Anlagen der Gasindustrie sind in der DIN EN ISO

14224 [5] genormt. Die Notwendigkeit, hier mit vorgegebenen Formularen zu arbeiten und die Ergebnisse aus mehreren Teams zusammenzufassen, macht dieses Verfahren weitgehend objektiv und lässt auch eine Detailbewertung von Teilkomponenten zu.

Das Verfahren ist geeignet, in kontinuierlichen Prozessen wiederholt angewandt zu werden (Regelmäßige Bewertung).

Ausblick

Bei einem großen ostdeutschen Speicherbetreiber wurden bereits erfolgreich an mehreren Standorten Bestandsaufnahmen und Erstbewertungen durchgeführt und die Methodik der FMEA für eine Regelmäßige Bewertung entwickelt und auf einen Prototyp an einem Standort angewandt. Nunmehr steht an, das aufgezeigte Konzept der Regelmäßigen Bewertung an allen Standorten auszubauen. Verbunden hiermit sind auch technische Optimierungen, insbesondere in der IT-Struktur, die aus den bisherigen Erfahrungen abgeleitet sind und aus denen auch Synergieeffekte für

zukünftige Fragestellungen zu erwarten sind. ■

Literatur

- [1] DIN EN 16348: Gasinfrastruktur – Sicherheitsmanagementsystem (SMS) für die Gastransportinfrastruktur und Rohrleitungsintegritätsmanagementsystem (PIMS) für Gastransportleitungen – Funktionale Anforderungen; Deutsche Fassung EN 16348:2013, Ausgabe 09/2013.
- [2] DIN EN 60812: Analysetechniken für die Funktionsfähigkeit von Systemen – Verfahren für die Fehlzustandsart- und -auswirkungsanalyse (FMEA); Deutsche Fassung EN 60812:2006, Ausgabe 11/2006.
- [3] E DIN EN ISO 16530-1: Erdöl- und Erdgasindustrie – Bohrungsintegrität – Teil 1: Leitlinien zur Lebenszykluslenkung, Normentwurf, Ausgabe 02/2016.
- [4] DIN CEN ISO/TS 16530-2; DIN SPEC 91087 : Bohrungsintegrität – Teil 2: Bohrungsintegrität für die Betriebsphase, Technische Regel, Ausgabe 05/2016.
- [5] DIN EN ISO 14224: Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie – Sammlung und Austausch von Zuverlässigkeits- und Wartungsdaten für Ausrüstungen; Englische Fassung EN ISO 14224:2016, Ausgabe 04/2017.