Sonderausgabe 2018

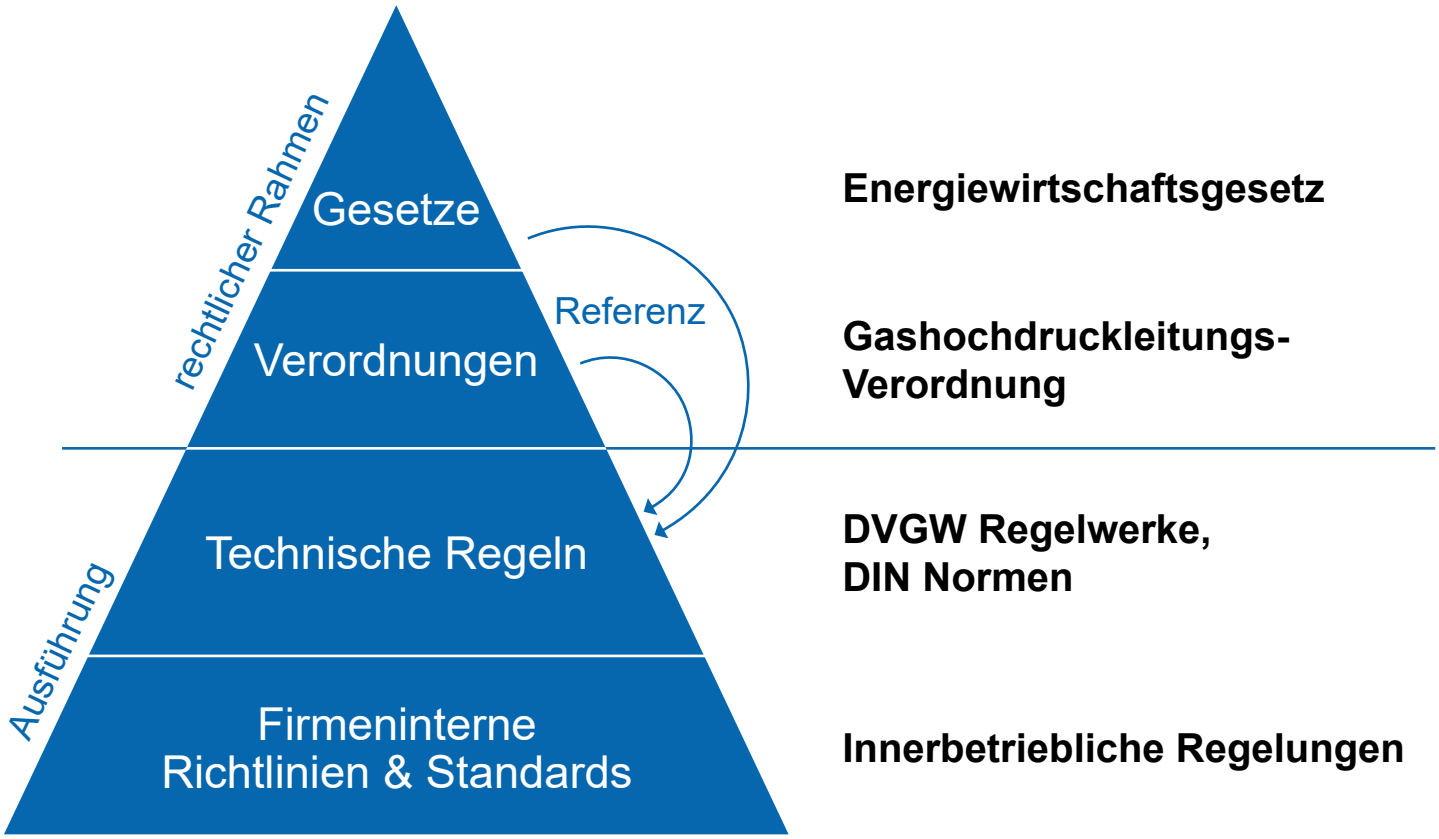
ptj

e Journal

Pipeline Technology Journal

Sonderausgabe:

Pipelinesicherheit in Deutschland



www.pipeline-journal.net

ISSN 2196-4300

Weil es beim Pipelinebau keine Kompromisse gibt: Nur **DENSOLEN®** schützt wie **DENSOLEN®**. Das einzige Korrosionsschutzband mit 40 Jahren bewiesener Haltbarkeit. Und für den Einsatz im Großprojekt: der Wickelautomat **DENSOMAT®-11**. Ihr Garant für präzise Bandwicklung bei höchster Produktivität. Effizienter kann man Schweißnähte nicht sichern. **www.denso.de**

DENSOLEN® Protection for Eternity

made in Germany since 1922

Pipelinesicherheit in Deutschland - Eine Erfolgsgeschichte

Pipelines sind die Lebensadern unserer Gesellschaft und unserer Wirtschaft, daher verdienen sie Aufmerksamkeit, um sicher und zuverlässig arbeiten zu können. Rohrleitungen transportieren Gas, Öl, Wasser und andere Produkte über weite Strecken, meist über Tausende von Kilometern hinweg. Unterwegs durchqueren sie Berge, Seen und sie passieren auch dicht besiedelte Gebiete.

Prof. Dr. Gerald Linke
CEO DVGW

Schäden an Rohrleitungen bedrohen Menschenleben, können hohe Kosten verursachen und der Umwelt schaden. Gleichzeitig durchqueren immer mehr Pipelines Entwicklungs- und Schwellenländer, die nicht über den neuesten technischen Standard verfügen, was ein hohes Risiko darstellt.

Dr. Klaus Ritter
President EITEP

Der internationale Erfahrungsaustausch ist daher unerlässlich, um Wissen darüber zu vermitteln, wie die zuverlässigste und sicherste Technologie eingesetzt werden kann. Dies ist wichtig für alle Schritte entlang der Wertschöpfungskette von Pipelines: Planung, Bau und Betrieb. Gerade bei Gas- und Ölpipelines können Fehler zu katastrophalen Vorfällen mit weitreichenden Folgen führen. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass das Rohrleitungsnetz (Hochdruck) eine Länge von rund 4 Mio. km hat und jedes Jahr um 25.000 km erweitert wird, sind wir zur Vorsicht und Sicherheit verpflichtet.

Die Pipeline Technology Conference (ptc) und ihre Publikation Pipeline Technology Journal (ptj) sind Instrumente zur Förderung des Austauschs von Erfahrungen und bewährten Verfahren. Auf dieser europaweit führenden Pipeline-Konferenz und Ausstellung werden die neuesten technologischen Entwicklungen von Wissenschaftlern, Betreibern, Dienstleistern und Behördenvertretern vorgestellt.

Seit der ersten ptc ist Sicherheit ein Kernthema. Auch auf der 12. ptc im Mai 2017 wurde die Sicherheit wieder intensiv diskutiert. Der DVGW - Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches - wurde gebeten, in einer eigenen Vortragsreihe über sein technisches Regelwerk, seine Umsetzung vor Ort und seine positiven Auswirkungen auf die Praxis zu berichten. Das deutsche Gasversorgungssystem zeichnet sich dabei durch ein hohes Maß an technischer Sicherheit aus, nicht zuletzt durch die ständige Weiterentwicklung der technischen Standards im Rahmen der Arbeit des DVGW am Regelwerk. Im Mittelpunkt dieser Ausgabe des ptj stehen die statistische Auswertung von Schadensfall- und Unfalldaten, die ganzheitliche Sicherheitsmethodik des DVGW und die Weiterentwicklung des Regelwerks unter Berücksichtigung der aktuellen Rechtsprechung und wissenschaftlicher Untersuchungen.

Der Rückgang der Zahl der Vorfälle im deutschen Gasversorgungsnetz in den letzten 30 Jahren um 90% ist ein bemerkenswertes Ergebnis des deutschen Sicherheitsprozesses und führt - obwohl das Leitungsnetz deutlich an Länge gewonnen hat und im gleichen Zeitraum gealtert ist - zur aktuellen Häufigkeit von 0,01 Vorfällen pro 1.000 km und Jahr. Natürlich müssen dennoch dort Verbesserungen umgesetzt werden, wo Vorfälle aufgrund von menschlichem Versagen oder technischem Defekt häufiger auftreten.

Die Fachbeiträge der DVGW-Vortragsreihe zum Thema Sicherheit sind in dieser Sonderausgabe von ptj enthalten. Aufgrund des internationalen Interesses an der oben genannten technischen Sitzung haben wir uns entschieden, diese Ausgabe um zusätzliche Beiträge mit verwandten Themen zu ergänzen.

Die Pipeline Technology Conference wird sich weiterhin mit den neuesten sicherheitsrelevanten technologischen Entwicklungen befassen. Das Pipeline Technology Journal hält Sie darüber auf dem Laufenden.

Dr. Klaus Ritter
President EITEP
Euro Institute for Information and Technology Transfer in Environmental Protection

Prof. Dr. Gerald Linke
CEO DVGW
German Technical and Scientific Association for Gas and Water

Die erste Veröffentlichung dieser Sonderausgabe stieß weltweit auf positive Resonanz. In Deutschland wurde sie gelegentlich für Anhörungen in Genehmigungsverfahren genutzt. Das hat uns veranlasst, die Ausgabe aktualisiert und erweitert in englisch und deutsch erneut zu veröffentlichen.

NEUVERÖFFENTLICHUNG
NOVEMBER 2018

SONDERAUSGABE 2018

INHALTSVERZEICHNIS DIESER AUSGABE

TECHNISCHE FACHAUFSÄTZE

FORSCHUNG / ENTWICKLUNG / TECHNOLOGIE

Gewährleistung der technischen Sicherheit von Gasinfrastrukturen in Deutschland
Alfred Klees / Anika Groos DVGW — 8

Integriertes Sicherheitskonzept des DVGW für die statistische Prüfung von Vorfällen
Frank Dietzsch DVGW — 16

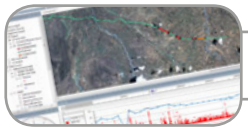
DVGW-Sicherheitskonzept für Errichtung, Betrieb und Instandhaltung von Gaspipelines
A. Groos, M. Kurth, D. Jagozinski, Dr. M. Steiner DVGW, Gasunie, Open Grid Europe — 22

Die Vorteile des DVGW TSM – ein System für technisches Sicherheitsmanagement
Peggy Zeppei ONTRAS Gastransport — 30

Höhere Sicherheit durch Sachverständigenprüfungen
Christian Engel TÜV NORD Systems — 36

BIL – Das Bundesweite Informationssystem zur Leitungsrecherche
Jens Focke / Ingo Reiniger BIL — 40

Pipeline Security: Schutz der kritischen Infrastruktur Gas vor Fremdeinwirkungen
Prof. Dr. Jürgen Schmidt / Natalie Schmidt / Johannes Biernath CSE — 46



Proaktives Risikomanagement für Pipeline-Integrität nutzen
Ricardo Almandoz / Debora Veitia ROSEN Germany — 52

BRANCHENNACHRICHTEN

Schweißnahtumhüllung mit DENSOLEN® auf Erdgashochdruckleitung in Oberbayern, Deutschland
Denso Group Germany — 64

TAL - Transalpine Pipeline nimmt das weltweit erste Rohöl-Pipeline-Kraftwerk in Betrieb
Transalpine Pipeline — 66

MELDUNGEN

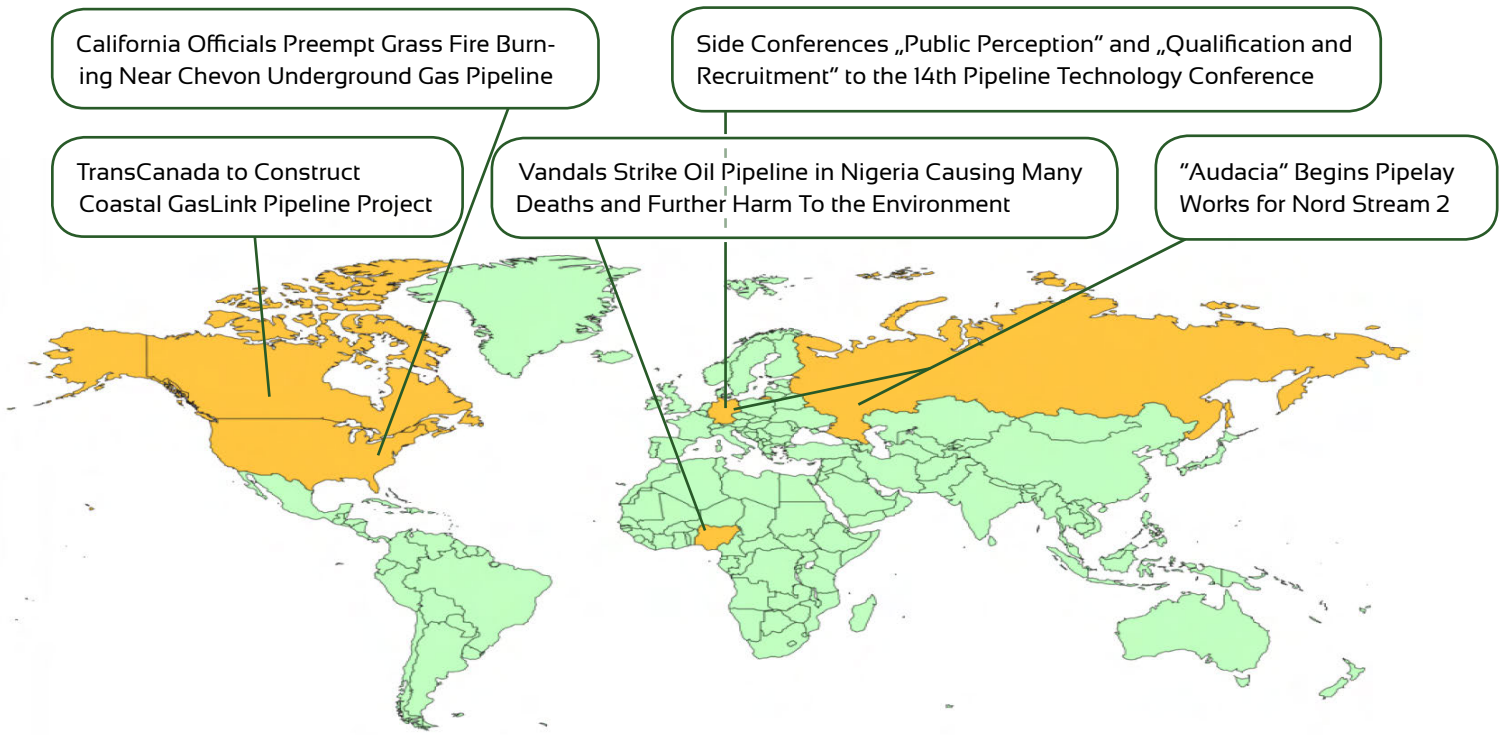
KONFERENZEN / SEMINARE / AUSSTELLUNGEN

Linkedin Showcase
www.twitter.com/pipelinejournal
www.facebook.com/Pipeline.Technology.Conference
www.pipeline-journal.net

ptc 2019 Vorschau 68
ptj Job & Carrer Market 72
Event Kalender 79

Company Directory
Seite 74

WORLD NEWS



Abonnieren

Sie unseren kostenfreien Newsletter und erhalten Sie die neusten Nachrichten aus der weltweiten Pipeline-Branche direkt in Ihr Postfach zugestellt:

www.newsletter.eitep.de

Pipeline Technology Journal
www.pipeline-journal.net
ptj@eitep.de

Herausgeber
Euro Institute for Information and Technology Transfer GmbH
Am Listholze 82
30177 Hannover
Tel: +49 (0)511 90992-10
Fax: +49 (0)511 90992-69
URL: www.eitep.de

Verwendetes Copyright-Material:
P. 8 ©Shutterstock.com/ ndoeljindoel
P. 16 ©Shutterstock.com/ czdast
P. 22 ©Open Grid Europe
P. 36 ©Shutterstock.com/ dreamerb; Voyagerix
P. 46 ©Shutterstock.com/ Dudarev Mikhail
P. 64 ©Denso
P. 66 ©TAL
P. 72 ©Shutterstock.com/ wantanddo; dotshock

Geschäftsführer: Dr. Klaus Ritter
Registergericht: Amtsgericht Hannover
Handelsregisternummer: HRB 56648
Umsatzsteuer-Identifikationsnummer: DE 182833034

Chefredakteur
Dr. Klaus Ritter
E-Mail: eitep@eitep.de
Tel: +49 (0)511 90992-10

Redaktionskomitee
Advisory Committee der Pipeline Technology Conference (ptc)

Redaktionelle Betreuung & Anzeigenberatung
Admir Celovic
E-Mail: celovic@eitep.de
Tel: +49 (0)511 90992-20

Design & Layout
Michael Hasse: hasse@eitep.de

Redaktionelle Mitarbeiter
Dennis Fandrich: fandrich@eitep.de
Mark Iden: iden@eitep.de

Veröffentlichungstermine
Sechs Mal im Jahr, nächste Ausgabe: Dezember 2018
Frist für den Materialeingang: 16. November 2018

Ko
1

Erdgaspipeline

- auch wenn man sie nicht sieht

GEWÄHRLEISTUNG DER TECHNISCHEN SICHERHEIT VON GASINFRASTRUKTUREN IN DEUTSCHLAND

Alfred Klees, Anika Groos > DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

ABSTRACT

Über die weitverzweigten Gasinfrastrukturen erfolgt in Deutschland höchst zuverlässig die Versorgung der Zivilbevölkerung mit Wärme und Strom, der Industrie mit Prozess-/Heizwärme und mit Erdgas als Rohstoff für die organische Chemie, der Kraftwerke mit hocheffizienter Primärenergie sowie des Verkehrssektors mit alternativen umweltschonenden Kraftstoffen (CNG/LNG). Dabei zeichnet sich das deutsche Gasversorgungssystem durch ein sehr hohes technisches Sicherheitsniveau aus, das nicht zuletzt auf die stetige Weiterentwicklung technischer Standards im Rahmen der DVGW-Regelwerksarbeit zurückzuführen ist. Im Mittelpunkt des folgenden Beitrags stehen statistische Bewertungen von Schaden- und Unfallereignissen, das ganzheitliche Sicherheitskonzept des DVGW, die Weiterentwicklung der technischen Regelsetzung unter Beachtung aktueller Rechtsprechung und wissenschaftlicher Untersuchungen sowie die Anpassung der DVGW-Kodifizierungsprozesse. Ergänzend werden Aspekte behandelt, die sich durch die Energiewende für die Gasinfrastrukturen ergeben. Der Beitrag setzt den Startpunkt für eine Reihe von Fachartikeln, die sich mit den sicherheitstechnischen Herausforderungen der Gasinfrastrukturen auseinandersetzen.

Das deutsche Gasnetz umfasst derzeit eine Leitungslänge von rund 550.000km und weist dabei einen hohen Grad an Vermaschung auf – national sind praktisch flächendeckend Gasleitungen vorhanden (Abb. 1). Die dargestellte Struktur wurde in den letzten zwei bis drei Dekaden unter Verwendung modernster Technologien und Materialien auf- und ausgebaut.

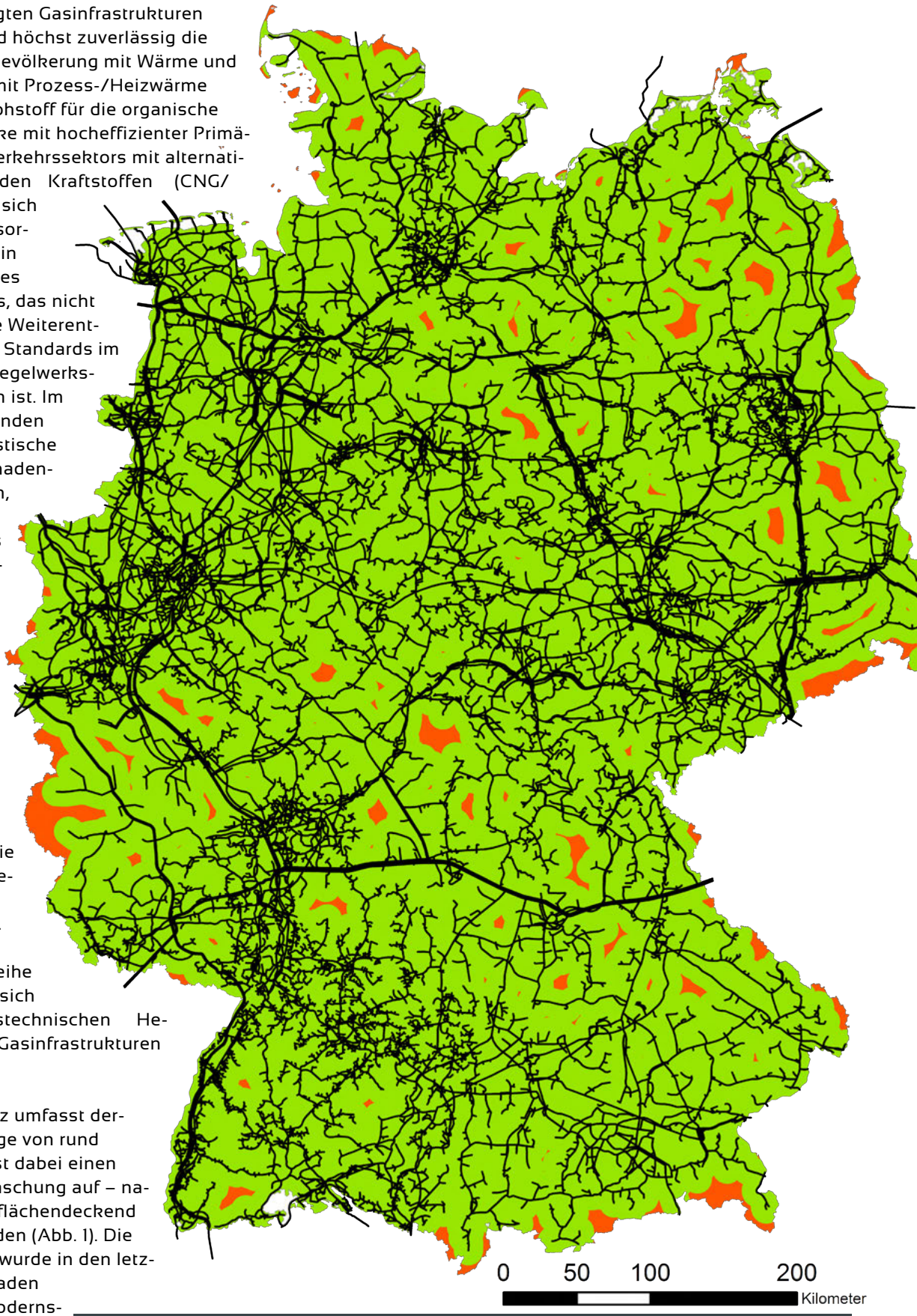


Abbildung 1: In Deutschland ist eine fast flächendeckende Gasinfrastruktur vorhanden, dargestellt in der Druckstufe > 4 bar
Quelle: GeoBasic-DE/BGK 2012/DBI

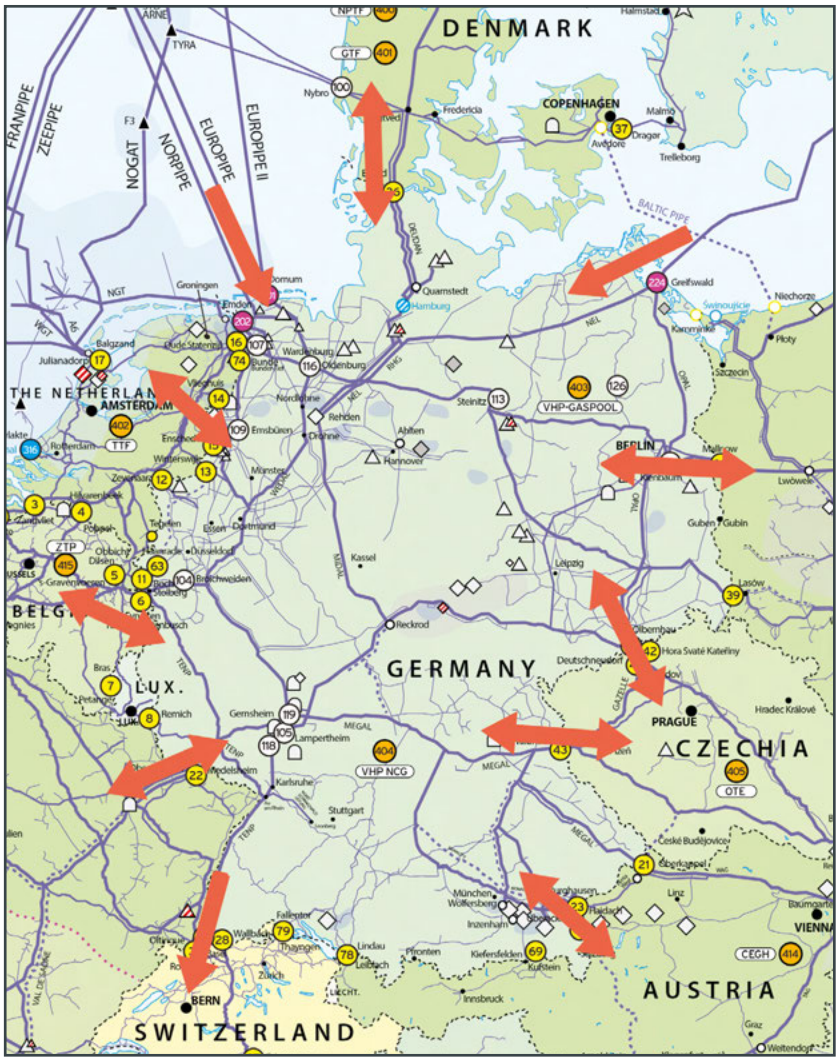


Abbildung 2: Aufgrund seiner zentralen geopolitischen Lage ist Deutschland eine Drehscheibe für Gasim- und exporte Quelle: ENTSOG

Aufgrund der geografischen Lage fungiert Deutschland als eine Art Drehscheibe für Gasim- und -exporte und nimmt somit eine zentrale Rolle im Verbund der europäischen Gasinfrastrukturen ein (Abb. 2). Hierbei erfüllt das deutsche Gasnetz die Aufgabe, sowohl Import- und Exportpunkte als auch Produktions- und Verbrauchsschwerpunkte miteinander zu verbinden. Damit stellt es eine der komplexesten technischen Strukturen in Europa dar.

Der Gasverbrauch unterliegt starken Schwankungen und ist u. a. abhängig von Saison, Tageszeit und ökonomischen Zyklen. Kurzzeitige Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage können direkt im Transportnetz abgefangen werden. Dank seiner geologischen Ausprägung verfügt Deutschland über eine auskömmliche Untertagespeicherkapazität, sodass auch größere Verbrauchsschwankungen problemlos ausgeglichen werden können [5].

ENERGIEDARBIETUNG FÜR DEN INDUSTRIESTANDORT DEUTSCHLAND

In Deutschland besteht derzeit ein jährlicher Primärenergiebedarf von etwa 3.644 TWh (Abb. 3), der durch verschiedene Energieträger gedeckt wird. 21 Prozent der Primärenergie werden über Erdgas bereitgestellt. 13 Prozent der benötigten Energie stammen heute bereits aus erneuerbaren Quellen. Die verbleibenden 87 Prozent fossiler Energien sollen langfristig ersetzt werden. Bereits jetzt ist energiepolitisch geplant, den Primärenergiebedarf bis 2040 über mögliche Energieeinsparungen bzw. Effizienzsteigerungen in allen Sektoren erheblich zu reduzieren. Durch die direkte Erzeugung von Strom über Sonne und Wind entfällt beispielsweise die Abwärme in Kraftwerken, welche in Kohlekraftwerken größer ist als die Menge an erzeugtem Strom.

Unterstellt man Einsparungen von jährlich etwa 3 Prozent, verbleiben weiterhin gut 50 Prozent des aktuellen Primärenergieeinsatzes. Selbst wenn man annimmt, dass gegenüber dem derzeitigen Trend eine 3-prozentige Energieminderung jedes Jahr bis 2040 umgesetzt werden könnte, verbleibt dennoch etwa die Hälfte des heutigen Energieverbrauchs (also etwa 2.000 TWh), welche nachhaltig gedeckt werden müssen [4].

Die aktuell dominierenden Quellen für erneuerbaren Strom sind Windkraft- und Fotovoltaikanlagen, was sich aufgrund der Limitierungen von Biomasse, Wasserkraft und Geothermie auch als zukünftiger Trend abzeichnet.

„Strom" soll energiepolitisch mehr und mehr den Eingang in Anwendungsbereiche wie Haushalte und Industrie finden – es entsteht der Eindruck, dass die (Energie-) Welt auf eine vollständig integrierte Elektrizitätswelt (All-Electric-World) zusteuert: Energie wird dabei als

> *„Das deutsche Gasnetz hat eine doppelte Aufgabe: Erstens, die Verknüpfung von Import- und Exportstellen und zweitens, die Verknüpfung der wichtigsten Produktions- und Verbrauchsstellen. Damit ist sie eine der komplexesten technischen Strukturen in Europa.*
>
> *Anika Groos*

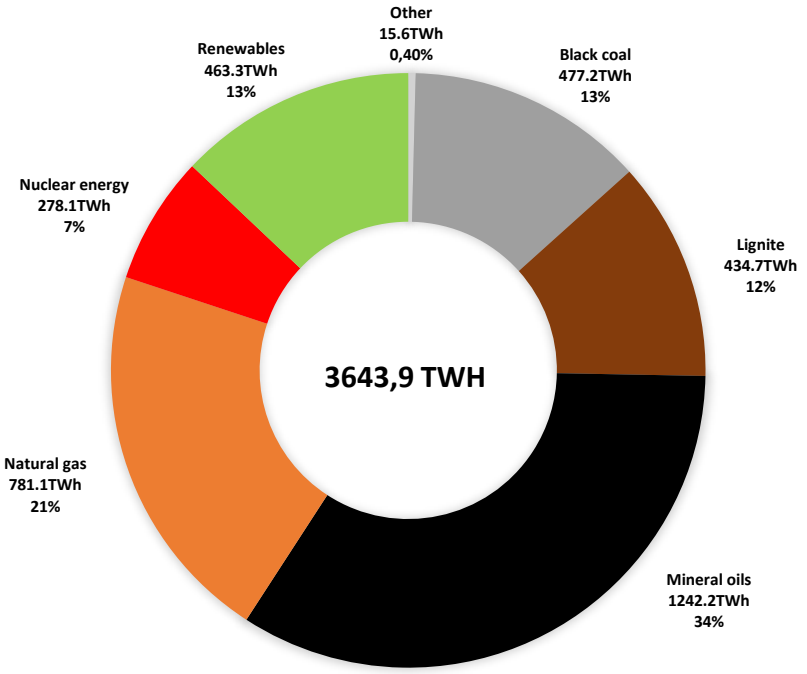


Abbildung 3: Primärenergieverbrauch in Deutschland 2015: 13 % der benötigten Energie stammen bereits aus erneuerbaren Quellen. Die 87 % fossile Energie sollen langfristig ersetzt werden. Quelle: AGEB 2016

Wärmesektor (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme) mit 1.214 TWh etwa die Hälfte, während für Strom (515 TWh) und Verkehr (726 TWh) jeweils deutlich weniger Energie benötigt wird. Bei der Prozesswärme sind die möglichen Energieeinsparungen relativ gering. Zudem ist der Einsatz von Elektrowärmepumpen aufgrund der hier benötigten hohen Temperaturen nur begrenzt möglich. Große Mengen an Energie können hingegen beim Heizwärmebedarf eingespart werden [4].

Mithilfe der erhöhten Anforderungen aus der Wärmeschutzverordnung ist der Heizwärmebedarf bereits beständig kleiner geworden (Abb. 4). Zur weiteren Senkung des Primärenergiebedarfs des Bestands sind noch gewisse Einsparpotenziale über effiziente Gerätetechnik oder Dämmung vorhanden. Einen massiven Beitrag zur Senkung der Emissionen können jedoch insbesondere hocheffiziente Gastechnologien leisten.

Strom erzeugt, transportiert und verbraucht. Alternative Gastechnologien finden allerdings zunehmend Einzug in die energiepolitische Diskussion.

Durch Umwandlungs- und Transportverluste kommen beim Verbraucher von den 3.644 TWh Primärenergie etwa 2.454TWh als Endenergie an. Davon benötigt der

Allein durch die Umstellung veralteter Heizungssysteme auf Gasbrennwertkessel könnten etwa 20 Mio. t CO_2 eingespart werden, damit verbunden wären finanzielle Gewinne, die über die eingesparte Energie erwirtschaftet werden könnten. Zusätzliche Emissionseinsparungen sind über KWK-Technologien und Gas-Plus-Technologien wie die Gaswärmepumpe möglich [7].

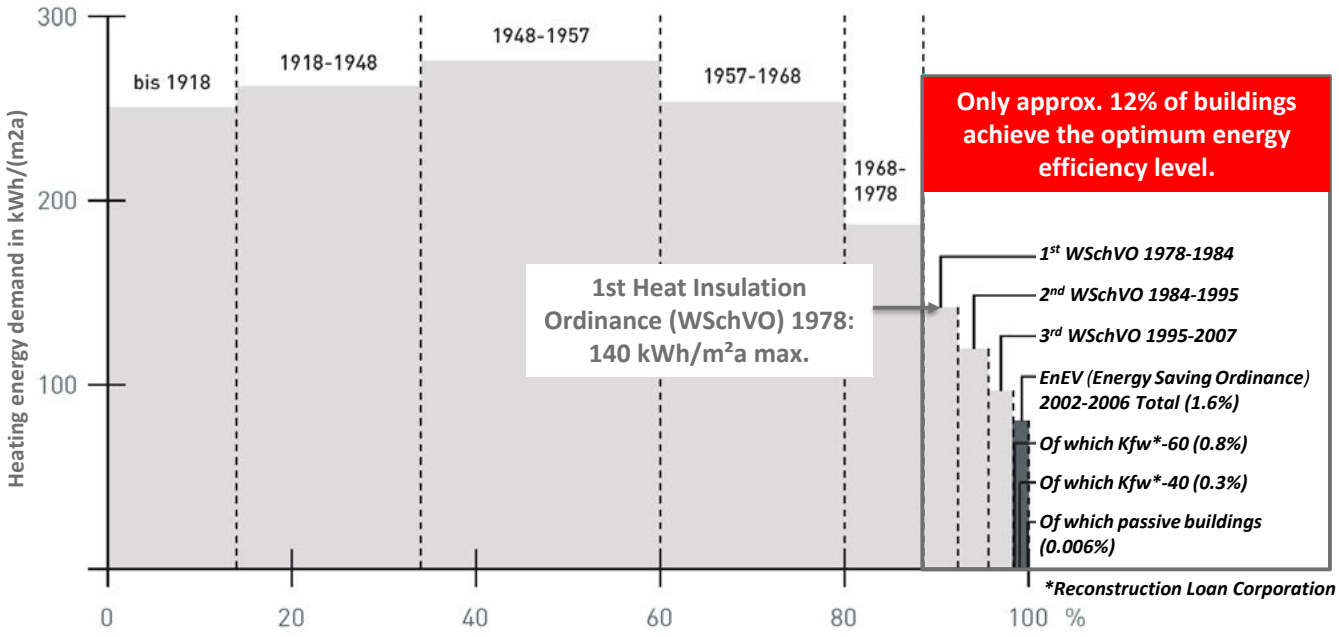


Abbildung 4: Heizwärmebedarf von Gebäuden. Die Energiewende im Wärmemarkt findet im Bestand statt

WIE SICHER SIND DIE GASINFRA-STRUKTUREN DEUTSCHLANDS?

Die Gewährleistung eines hohen technischen Sicherheitsstandards in den Gasversorgungssystemen ist auch im Zuge der fortschreitenden nationalen und europaweiten Regulierung der Gasmärkte, dem aktuellen Strukturwandel in der Unternehmenslandschaft sowie dem grundlegenden Umbau der Energieversorgungssysteme in Deutschland und in Europa das höchste Ziel volks- und betriebswirtschaftlichen Handelns.

Der DVGW hat das Anfang der 1990er Jahre ins Leben gerufene ganzheitliche Sicherheitskonzept weiterentwickelt und damit einen Meilenstein für die Bewertung und Verminderung von Schäden und Unfällen in der Gasversorgung gesetzt. Grundlage für die Erarbeitung des ursachenorientierten Maßnahmenkatalogs ist die statistische/stochastische Analyse von Ereigniserhebungen aus der Schaden- und Unfallstatistik des DVGW. Mit deren Hilfe konnten für jede ursachenrelevante Zielgruppe konkrete Technik- und Verfahrensverbesserungen sowie weitere Schulungs- und informatorische Maßnahmen entwickelt und eingeführt werden, die für ein nachhaltig hohes Sicherheitsniveau in der deutschen Gasversorgung Sorge tragen. Abbildung 5 dokumentiert die daraus resultierende, deutliche Reduktion der spezifischen Unfallrate im deutschen Gasnetz [3].

Die aus den Ereignisanalysen entwickelten Maßnahmen sind Zug um Zug in den über das DVGW-Regelwerk kodifizierten Stand der Technik eingeflossen und gewährleisten einen vergleichsweise hohen Sicherheitsstandard (Abb. 5), hier fokussiert auf Gasfernleitungen. Den Hauptanteil der Ereignisursachen stellen mechanische Fremdeinwirkungen sowie an zweiter Stelle Korrosionsschäden dar (Abb. 5). Materialfehler und unsachgemäßes Arbeiten (z. B. Anbohr-, Montage-, und Baufehler) folgen an dritter Stelle.

„Mit der Weiterentwicklung des Anfang der 90er Jahre entwickelten, umfassenden Sicherheitskonzeptes hat der DVGW einen Meilenstein bei der Bewertung und Reduzierung von Schäden und Vorfällen in der Gasversorgung um 90 Prozent in den letzten 30 Jahren gesetzt....

Alfred Klees

GANZHEITLICHES DVGW-SICHERHEITSKONZEPT

Im Fokus des ganzheitlichen Sicherheitskonzepts des DVGW liegen geeignete Maßnahmen, die in allen korrespondierenden Technikbereichen implementiert werden (Abb. 6). Es erfolgt also keine Beschränkung auf die Regelwerksarbeit. So spielen u. a. die Qualifizierungen und Zertifizierungen von Produkten, Personen, Dienstleistern und Managementsystemen sowie von Unternehmen eine bedeutende Rolle.

Entsprechend den hohen Standards des Regelwerks werden u. a. die nachfolgenden Qualitätsanforderungen formuliert:

- Die Technik der Gasversorgung und Gasanwendung unterliegt strengen gesetzlichen Regelungen wie z. B. dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), der Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtgV), der Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) und der Musterbauordnung (MBO), in denen die Beachtung und Einhaltung des DVGW-Regelwerks als allgemein anerkannte Regel der Technik bzw. als Stand der Technik verankert sind.
- Die in der Gastechnik eingesetzten Produkte, die als Dienstleister tätig werdenden Unternehmen und die für die prüftechnische Abnahme von Gasanlagen eingesetzten Sachkundigen/ Sachverständigen werden auf Basis des DVGW-Regelwerks geprüft und zertifiziert.

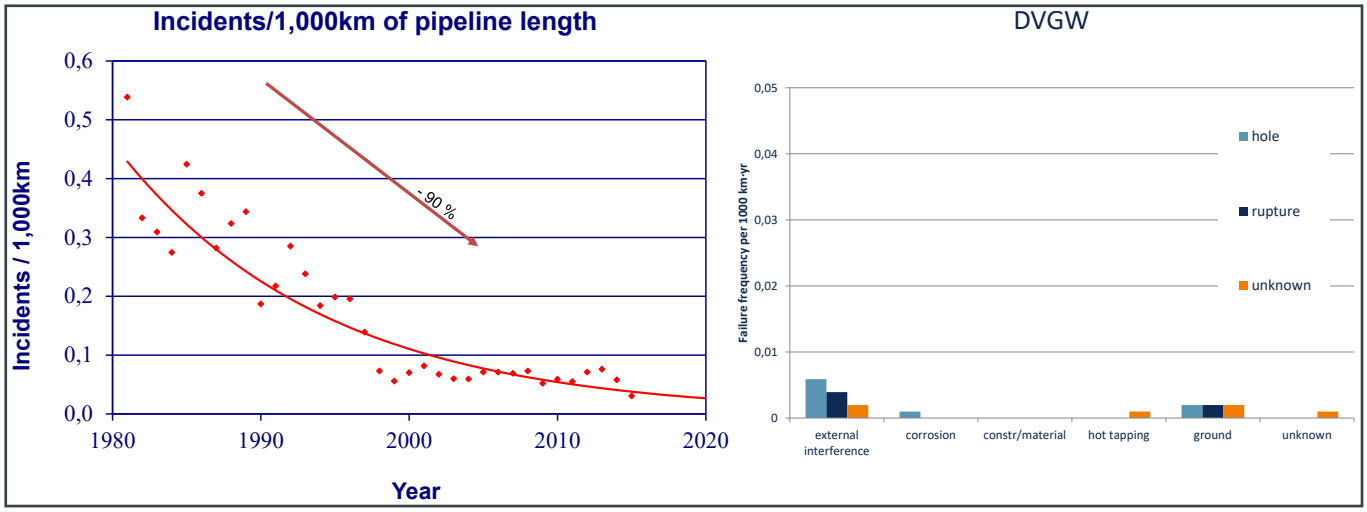


Abbildung 5: Links: Zeitliche Entwicklung von Unfällen an Gasrohrleitungen in Deutschland: Seit 1980 ist die Unfallrate um 90 % gesunken. Rechts: DVGW Unfälle in Abhängigkeit der Ursachen (1.000 km * Jahr)

„... Die statistische / stochastische Auswertung der aus der Schadens- und Unfallstatistik des DVGW gewonnenen Inzidenzdaten dient als Grundlage für die Erstellung eines ursachenorientierten Maßnahmenkatalogs.
Alfred Klees

- Die Arbeiten bei der Erstellung, Änderung und Instandhaltung von Gasleitungen und Gasanlagen dürfen nur durch Unternehmen/Personen durchgeführt werden, die ihre fachliche Qualifikation nachgewiesen haben.
- Ergänzend und zur Überprüfung der Einhaltung der sicherheitstechnischen Anforderungen aus Gesetzen und Technischen Regeln stellt der DVGW der Branche ein praxisorientiertes Technisches Sicherheitsmanagement zur Verfügung (DVGW TSM).

BEACHTUNG VON RECHTSPRECHUNG UND WISSENSCHAFTLICHEN UNTERSUCHUNGEN

Bedingt durch den stetigen technologischen Fortschritt befindet sich das Regelwerk des DVGW in einem kontinuierlichen Entwicklungsprozess, immer mit dem Ziel, den Stand der Technik abzubilden. Auch Entwicklungen in der Rechtsprechung werden in diesen Bewertungen berücksichtigt. Der Eilbeschluss des Niedersächsischen Oberverwaltungsgerichts in Lüneburg (OVG) vom 29. Juni 2011 bewirkte beispielsweise einen sofortigen Baustopp an einigen Abschnitten der Nordeuropäischen Erdgasleitung (NEL). Gleichzeitig bewertete das OVG die Sicherheit von Gasfernleitungen losgelöst von der üblichen Vorgehensweise bei Risiken von technischen Anlagen und verengte die Maßnahmen zur Absicherung dieser Leitungen in einer sicherheitstechnisch bisher nicht bekannten Weise auf Abstände zu Wohngebäuden. Hierzu hat der DVGW in der „DVGW energie | wasser-praxis" 1/2012 mit folgenden Kernaussagen Stellung bezogen:

- Versorgungsleitungen müssen an Lebens- und Wirtschaftsräume herangeführt werden.
- Der Schutz der Leitung ist der effektivste Schutz für die Allgemeinheit.
- Im Schutzstreifen verlegte Leitungen benötigen grundsätzlich keine sonstigen Sicherheitsabstände.
- Nicht nur Abstände, sondern alle technischen Maßnahmen müssen berücksichtigt werden.
- Die Untersuchung der Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM) [1] betrachtet nur Teilaspekte und bezieht sich auf weltweite Unfälle an Pipelines, die nach anderen und teilweise veralteten Standards errichtet und betrieben wurden.

Dementsprechend wird im DVGW-Regelwerk zur Gewährleistung der Sicherheit seit Jahrzehnten v. a. auf zwei Mechanismen gesetzt: den Schutz der Leitungen vor Einwirkungen Dritter und die hohe technische Sicherheitsausstattung der Leitungen. Die Bevorzugung von Sicherheitsabständen gegenüber technischen Sicherheitslösungen entspricht auch deshalb nicht den historischen Erfahrungen des DVGW-Regelwerks, da durch technische Lösungen oft genausoviel oder sogar mehr technische Sicherheit als durch Abstände gewonnen werden kann. In diesem Kontext haben sich besonders folgende primäre Sicherheitsmaßnahmen bewährt:

- Rohrauslegung mit hohem Sicherheitsfaktor (1,6),
- Einbau von Absperrarmaturen,
- 100-%ige Prüfung von Baustellenschweißnähten,
- hydrostatische Dichtheits- und Festigkeitsprüfung der Rohrabschnitte,
- Kennzeichnung des Trassenverlaufs durch Schilderpfähle,
- passiver und aktiver Korrosionsschutz,
- Überprüfung des Umhüllungsschutzes durch sogenannte Intensivmessung,
- kurzer Begehungs- und Befliegungsrhythmus,
- Inspektion mittels moderner Molchtechnologien,
- Dichtheitskontrolle zur Ermittlung von Kleinstleckagen.

Zusätzlich werden beispielsweise folgende Sicherheitsmaßnahmen eingesetzt:

- höhere Überdeckung,
- Verlegung von Trassenwarnbändern,
- hydrostatischer Stresstest.

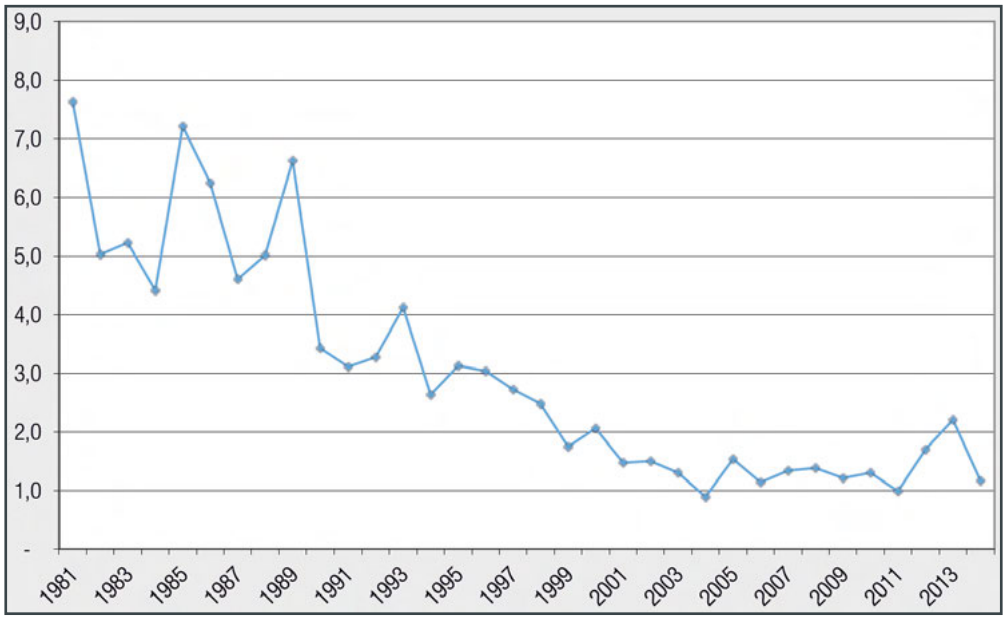


Abbildung 6: Rückgang der Unfälle an Kundenanlagen seit 1981 (in Kundenanlagen pro 1 Mio. erdgasbeheizte Wohnungen)

Auch in vergleichbaren Regelwerken, wie z. B. der TRFL (Technische Regel für Rohrfernleitungen), werden keine Angaben für Mindestabstände zu bebauten Gebieten genannt, wie durch eine Rückfrage des Landtages von Baden-Württemberg an das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) deutlich wird:

(Landtag von Baden-Württemberg, Drs. 14/6687, S. 28): *„In Kenntnis des Forschungsberichtes der BAM wird auch die neue TRFL keine generellen Vorgaben für einzuhaltende Mindestabstände zu Gebieten mit Wohnbebauung enthalten. Das BMU teilte mit, dass die Neufassung der TRFL bewusst auf die Festsetzung von solchen Sicherheitsabständen verzichte. Man müsse im Einzelfall entscheiden, welche konkreten Maßnahmen man ergreife. Einzelfall in diesem Sinne seien Sondersituationen, wie sie in der Nr. 5.2.5 TRFL angesprochen und behandelt werden. Nachdem die in dieser Ziffer genannten Einzelmaßnahmen nicht abschließend („z. B.") aufgeführt seien, könne man die Erhöhung des Abstandes zu diesen Maßnahmen rechnen. Das bedeute, dass im konkreten Einzelfall zu prüfen sei, ob durch eine/mehrere der genannten Maßnahmen das konkrete erhöhte Gefährdungspotential ausgeglichen werden könne/müsse, wobei allein durch die Nähe zur Wohnbebauung noch nicht eine derartige Sondersituation gegeben sei."*

Insgesamt ist damit auch der Stand der Technik im Sinne der TRFL ein anderer, als das OVG in seinen Eilbeschlüssen annimmt.

Weiterhin ist zu beachten, dass im BAM-Forschungsbericht 285 teilweise weit in der Vergangenheit liegende Pipelineunfälle bewertet werden. Höchst bedeutsam ist es daher, dass die meisten der dort ausgewerteten Unfälle mit Leitungen verbunden sind, die nach einem heute überholten Stand der Technik errichtet worden sind. Ein anderer großer Teil der Unfälle wiederum ist im außer europäischen Ausland unter Zugrundelegung anderer Regelwerke vorgekommen. Zudem werden ausschließlich Schadensauswirkungen betrachtet, Unfallursachen oder Schadenseintrittswahrscheinlichkeiten bleiben ausgeblendet. Die Ermittlung von Schadensausmaßen, wie die im Forschungsbericht genannten Gefährdungsradien, oder die Berechnung von Risiken durch den Betrieb von Gasleitungen sind insoweit von sehr begrenzter Aussagekraft [6].

Der Verwaltungsgerichtshof (VGH) Mannheim hat am 14. November 2011 [2] einen Beschluss zu dem BAM-Forschungsbericht erlassen, in dem er sich von der Behauptung, der Forschungsbericht würde konkrete Mindestabstände fordern, distanziert. Außerdem wird in dem Beschluss dargelegt, dass der Stand der Technik auch ohne die Formulierung eindeutiger Mindestabstände sichergestellt werden kann. Ferner hat der VGH Mannheim die grundsätzliche Empfehlung ausgesprochen, nur dann von den Festlegungen des in den Regelwerken niedergelegten Standards abzurücken, wenn gesicherte Erkenntnisfortschritte in Wissenschaft und Technik vorliegen.

Obwohl bereits in der im Jahre 2011 veröffentlichten Stellungnahme des DVGW zum Eilbeschluss des OVG Lüneburg deutlich wird, dass unter Anwendung des DVGW-Regelwerks die Einhaltung des Standes der Technik gewährleistet wird, hat sich der DVGW ergänzend auf wissenschaftlicher Ebene mit der sichertechnischen Bewertung der Integrität von Gasfernleitungen befasst [6].

TECHNISCHE REGELSETZUNG AUF BASIS WISSENSCHAFTLICHER UNTERSUCHUNGEN

Der DVGW-Projektkreis „Sicherheit von Gasfernleitungen" hat die wissenschaftlichen Untersuchungen begleitet und die gewonnenen Ergebnisse für die konkrete Regelsetzungsarbeit der DVGW-Fachgremien verdichtet. Die nachstehend aufgeführten Leitplanken werden zwischenzeitlich im Kontext der technischen Regelsetzung entsprechend beachtet:

- Das deterministische Sicherheitskonzept der Regelsetzung wird beibehalten, wobei probabilistische Ergänzungen möglich sind.
- Der Schutz von Mensch und Umwelt ist durch das Regelwerk zu sichern; heute in der Praxis angewandte Schutzmaßnahmen aus der Anwendungspraxis sind in das Regelwerk aufzunehmen.
- Die Regelwerksdokumente müssen den Stand der Technik wiedergeben und alle Erkenntnisquellen einbeziehen.
- Bei der Regelsetzung sind insbesondere die Ereignisse und Ergebnisse aus Schadensstatistiken (DVGW-Schadens- und -Unfallstatistik (G 410), European Gas pipeline Incident data Group(EGIG) etc.) zu berücksichtigen.
- Das Schadensszenario Worst Case (z.B. Vollabriss) ist zu berücksichtigen.
- Sicherheitstechnische Maßnahmen müssen verbindlich vorgegeben, in ihrer Wirksamkeit, Verfügbarkeit und Genauigkeit bewertet und regelmäßig mit neuen Erkenntnisquellen abgeglichen werden.
- Das potenzielle Risiko muss bei Art, Anzahl und Wirksamkeit der Schutzmaßnahmen berücksichtigt werden.

Damit die Umsetzung der genannten Leitplanken nachvollziehbar dargestellt werden kann, wurde zugleich eine methodische Vorgehensweise entwickelt, bei der die Zielsetzung für jeden Projektkreis, der mit der Bearbeitung eines Regelwerksdokumentes beauftragt wird, verbindlich vorgegeben und durch die Mitglieder bestätigt wird.

Die Leitplanken wurden zusätzlich in die aktuelle Version der Geschäftsordnung GW 100 vom Februar 2016 eingebunden und stellen somit einen verbindlichen Leitfaden für die Gremienarbeit des DVGW dar, in dem insbesondere die Berücksichtigung neuer Erkenntnisquellen fokussiert wird.

KONKRETISIERUNG WISSENSCHAFTLICHER ERKENNTNISSE IM STAND DER TECHNIK

Die DVGW-Regelwerksarbeit speist sich aus dem praktischen Erfahrungsschatz der Unternehmen, den Analysen von Ereignisstatistiken und weiteren einschlägigen Erkenntnisquellen. Gezielte wissenschaftliche Untersuchungen runden das Bewertungsmaterial zur Kodifizierung des Stands der Technik ab. Vor dem Hintergrund verschiedener wissenschaftlicher Untersuchungen, der Fortentwicklung der Technik und daraus gewonnener Erkenntnisse wurde zwischenzeitlich eine Vielzahl von DVGW-Regelwerken angepasst. Beispielhaft werden im Folgenden die grundlegenden Änderungen der DVGW-Arbeitsblätter G 463 und G 495 dargelegt:

Maßgebliche sicherheitstechnische Änderungen im DVGW-Arbeitsblatt G463 „Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Errichtung", Juli 2016:

- Klarstellung im Anwendungsbereich, dass Nennweite und Auslegungsdruck nicht nach oben hin beschränkt sind,
- Erhöhung der Rohrdeckung auf mindestens 1,0 Meter,
- Gastransportleitungen sind grundsätzlich in den kathodischen Korrosionsschutz einzubinden,
- Gastransportleitungen sind molchbar zu bauen,
- einheitlicher Nutzungsgrad von 0,625,
- erhöhte Anforderungen an die Kennzeichnung von Gastransportleitungen in bebauten Gebieten.

Maßgebliche sicherheitstechnische Änderungen im DVGW-Arbeitsblatt G 495 „Gasanlagen – Betrieb und Instandhaltung" November 2016:

- Berücksichtigung der aktuellen Arbeitsschutzvorschriften in Hinblick auf den Betrieb und die Prüfung von Gasanlagen,
- Aufnahme von Anforderungen zur Überwachung von Wärmeträgerkreisläufen in Hinblick auf Korrosion,
- Weiterentwicklung der Anforderungen an die zustandsorientierten Instandhaltung (ZOI) von Gasanlagen und Ausweitung der ZOI auf Hausdruckregelgeräte auf Grundlage der Ergebnisse der entsprechenden Forschungsvorhaben,
- stärkere Berücksichtigung konstruktiver Gegebenheiten, wie z. B. doppelte Auslegung von Geräten und Schienen zur Erhöhung der Eigensicherheit und Reduzierung der Ausfallwahrscheinlichkeit,
- Aufnahme der Anforderungen an den Betrieb von mobilen Gas-Druck-regel- und Messanlagen.

Aus den Jahren 2015 und 2016 stammen darüber hinaus zahlreiche Neuerscheinungen, die bereits unter Anwendung der erwähnten und erweiterten sicherheitstechnischen Leitplanken entwickelt wurden. Die dargestellten Regelwerksüberarbeitungen resultieren u. a. aus wissenschaftlichen Erkenntnissen mehrerer Untersuchungen und sind somit wesentliche Elemen- te für die Fortführung der geplanten Veröffentlichungsreihe zur Gewährleistung der technischen Sicherheit der Gasversorgung Deutschlands. Dementsprechend werden in kommenden Ausgaben der„DVGW energie | wasser-praxis" kontinuierlich Fachveröffentlichungen zum Thema technische Sicherheit und zu den entsprechenden Regelwerken in beliebiger Reihenfolge erscheinen.

Referenzen

[1]. Konersmann, R.; Kühl, C.; Ludwig, J.: Forschungsbericht 285 „Zu den Risiken des Transports flüssiger und gasförmiger Energieträger in Pipelines"; Editor: Federal Institute for Materials Research and Testing (BAM), Berlin 2009.
[2]. Landtag von Baden-Württemberg (Regional Parliament of the Federal State of Baden Württemberg), Drs. 14/6687, p. 28.
[3]. Dietzsch, F., Klees, A. (2011): Weiterentwicklung des Kennzahlensystems und des sicherheitsrelevanten Berichtswesens für die Gasversorgung. In: DVGW energie | wasser-praxis, October 2011.
[4]. Working Group on Energy Balances (AGEB): Evaluation table on the energy balance in Germany from 1990 to 2015, as of July 2016.
[5]. Handbuch der Gasversorgungstechnik, K. Homann, T. Hüwener, B. Klocke, U. Wernekinck, DIV Deutscher Industrieverlag GmbH, 2017, Munich.
[6]. Klees, A., Schwigon, A.: Sicherheit von Gasfernleitungen – das Technische Regelwerk im Licht der aktuellen Rechtsprechung, in: DVGW energie | wasser-praxis, Volume 1/2012.
[7]. ASUE e. V.: Techniknfo CO2-Vermeidung, as of January 2016.

Autoren

Alfred Klees
DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Leiter Gastechnik
klees@dvgw.de

Anika Groos
DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Referentin für Infrastruktur in der Einheit Gastechnik
groos@dvgw.de

INTEGRIERTES SICHERHEITSKONZEPT DES DVGW FÜR DIE STATISTISCHE PRÜFUNG VON VORFÄLLEN

Frank Dietzsch > DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

ABSTRACT

Die Gewährleistung eines hohen Sicherheitsstandards in den Gasversorgungssystemen muss auch im Zuge der fortschreitenden nationalen und europaweiten Regulierung der Gasmärkte, bei dem aktuellen Strukturwandel in der Unternehmenslandschaft sowie den damit zusammenhängenden organisatorischen Änderungen in den Unternehmen das höchste Ziel volks- und betriebswirtschaftlichen Handelns sein [1].

Der DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. hat Anfang der 1990er-Jahre ein ganzheitliches Sicherheitskonzept entwickelt und damit einen Meilenstein für die Bewertung und Verminderung von Schäden und Unfällen in der Gasversorgung gesetzt. Grundlage für die Erarbeitung des ursachenorientierten Maßnahmenkatalogs war die statistische Analyse von Erhebungen aus der Schaden- und Unfallstatistik des DVGW. Mit deren Hilfe konnten für jede ursachenrelevante Zielgruppe konkrete Technik- und Verfahrensverbesserungen sowie weitere Schulungs- und informatorische Maßnahmen entwickelt und eingeführt werden, die nachhaltig für ein hohes Sicherheitsniveau in der deutschen Gasversorgung Sorge tragen.

Die Schaden- und Unfallstatistik wurde im Jahr 2011 durch Herausgabe als Technische Regel (vgl. DVGW G 410 „Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas") in Stand der Technik gemäß § 49 Energiewirtschaftsgesetz gebracht. Sie ist damit verbindlich für alle Gas-Infrastrukturbetreiber anzuwenden. Die jährliche Datenabgabe erfolgt über ein Webportal bzw. eine Web-Schnittstelle (vgl. GaWaS.strukturdatenerfassung.de).

In diesem Artikel werden erste Ergebnisse der Datenauswertung für die Jahre 2011 bis 2014 präsentiert.

ENTWICKLUNG DER SCHADEN- UND UNFALLSTATIK GAS

Das Bundesministerium für Forschung und Technologie hatte im Jahr 1978 die Erstellung einer Studie über „Sicherheit bei kommunalen Gasversorgungsunternehmen für Haushalt und Gewerbe" in Auftrag gegeben [2]. In ihr sollten Vorstellungen und Konzeptionen für eine Verbesserung der Sicherheit öffentlicher Gasversorgungssysteme entwickelt werden. In der Analyse ist versucht worden, eine Korrelation zwischen den Schadens- und Unfallgeschehen einerseits und dem Auftreten von (ungewollten) Gasfreisetzungen anderseits herzustellen. Für die Auswertung lagen zu dem damaligen Zeitpunkt nur Informationen aus heterogenen Datensammlungen, z.B. abgeleitet aus Rohrnetzstatistiken von Ortsgasversorgungsunternehmen oder aus Vierteljahresberichten der Fachserie Gesundheitswesen des Statischen Bundesamtes vor. Eine Übersicht für das gesamte Gebiet der Bundesrepublik Deutschland fehlte gänzlich. Der Sachverständigenkreis „Sicherheit und Brandbekämpfung" des Bundesministeriums für Forschung und Technologie hatte daraufhin im Jahr 1979 empfohlen, eine Schaden- und Unfallstatistik für die öffentliche Gasversorgung zu schaffen. Dieser Empfehlung ist der DVGW nachgekommen und hat seine Mitglieder zur Wahrnehmung der Eigenverantwortlichkeit zur Teilnahme an einer Datenabfrage ab dem 1. Januar 1981 aufgefordert [3]. Diese Quasi-Verpflichtung zur Teilnahme an der DVGW-Statistik bestand bis 2011.

> *„Präzise technische und verfahrenstechnische Verbesserungen sowie Weiterbildungen und Sensibilisierungskampagnen führten zu einem hohen Sicherheitsniveau in der deutschen Gasinfrastruktur."*
>
> *Frank Dietzsch*

Die aktuellen energierechtlichen Rahmenbedingungen sowie die Tatsache, dass sich der Assetbestand von Versorgungsunternehmen fortlaufend um neue Anlagentypen wie z.B. Biogaseinspeise- und/oder -konditionierungsanlagen oder Erdgastankstellen erweitert hat, müssen bei der zukünftigen Ausgestaltung der technischen Regelsetzung in angemessener Form Berücksichtigung finden. Vor diesem Hintergrund sind auch die Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas neu strukturiert worden. Der Empfehlung des Bund-Länder-Ausschusses „Gaswirtschaft" folgend hat der DVGW im Jahr 2011 die seit 1980 bestehende Schaden- und Unfallstatistik in eine technische Regel überführt [1].

Die Bestands- und Ereignisdatenerfassung ist mittlerweile seit dem Jahr 2012 fester Bestandteil des DVGW-Regelwerkes. Die in DVGW-Arbeitsblatt G 410 beschriebenen Datenerfassungskriterien umfassen folgende Berichte (vgl. Abb. 1):

- Bestandsdaten für Gasleitungen, Hausanschlüsse und gastechnische Anlagen,
- Ereignisdaten für Gasleitungen, Hausanschlüsse, gastechnische Anlagen und Kundenanlagen der häuslichen und gewerblichen Gasverwendung,
- Gasgeruchsmeldungen,
- Meldungen zu Versorgungsunterbrechungen nach § 51 EnWG.

	Leitungen	Anlagen	Kunden-anlagen
Bestands-daten	Angabe in spez. Leitungslänge (bei Hausanschlüssen zusätzlich **Anzahl**)	Informationen im Bezug auf **Anzahl**	------
Ereignis-daten	**Detaillierte** Datenerhebung	**Detaillierte** Datenerhebung	**Detaillierte** Datenerhebung
Gasgeruchsmeldestatistik			
Meldungen zur Versorgungsunterbrechung			

Abbildung 1: Datenumfang nach DVGW G 410 (A)

Abbildung 2: Datenerhebung und Berichtswesen nach DVGW G 410 (A)

Alle Betreiber von gastechnischen Energieanlagen im Sinne des EnWG müssen somit ihre Bestandsdaten im jährlichen Turnus an den DVGW melden. Ereignisdaten sind wie bisher sofort nach Ereigniseintritt an den DVGW, die betroffene Energieaufsicht des Bundeslandes und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zu melden. Hiervon ausgenommen sind Ereignisse mit reiner Freisetzung von Gas aus Leitungen oder Hausanschlüssen ohne weitere Konsequenzen, die einmal jährlich zu einem Stichtag gemeldet werden müssen. Die vom Betreiber gelieferten Daten werden vom DVGW vertraulich behandelt (vgl. Abbildung 2).

Der DVGW erstellt in sinnvollen zeitlichen Abständen einen standardisierten Bericht und veröffentlicht diesen. Der Bericht enthält nur aggregierte Daten, die keine Rückschlüsse auf einzelne Betreiber zulassen, wohl aber die allgemeinen Entwicklungen der Branche widerspiegeln. Der Bericht enthält Aussagen über die Entwicklung zum Leitungs- und Anlagenbestand und zu Trends sicherheitstechnischer Kennzahlen. Der erste Bericht wurde im Jahr 2016 veröffentlicht [4].

ERGEBNISSE DER DATENAUSWERTUNG AUS DEN JAHREN 2011 BIS 2014

Bestandsanalyse Leitungen und Hausanschlüsse

Die Erfassung der Daten erfolgte strukturiert nach Hausanschlüssen, Leitungen der Verteilnetzbetreiber (VNB) und Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB). Bei den Leitungen wurde zusätzlich nach den Drücken MOP ≤ 16 bar und MOP > 16 bar unterschieden.

Für die erste Auswertung wurde eine Mittelwertbildung der freigegebenen Daten der Erfassungsjahre 2011 bis 2014 durchgeführt. Ein Vergleich der Summe der Leitungslängen aus der Strukturdatenerfassung des DVGW (Mittelwert 2011 bis 2014: 318.537 km) mit der Summe der Leitungslängen der Netzstrukturdaten 2014 der BNetzA [5] (518.683 km) weist einen Erfassungsgrad von 66 % aus. Bei Leitungen MOP > 1 bar liegt der Erfassungsgrad sogar bei 93 %.

Bei den Hausanschlüssen erfolgt die Unterscheidung nach Druck (MOP), Durchmesser und Werkstoff. Insgesamt sind 7.987.656 Hausanschlüsse mit einer Gesamtlänge von 131.946 km erfasst. Abbildung 1 gibt die prozentuale Aufteilung in den jeweiligen Unterscheidungskriterien wieder. 72 % aller Anschlüsse nutzen PE als Werkstoff. Dies spiegelt den hohen Netzzubau in den letzten Jahrzehnten und einen hohen Erneuerungsgrad an Hausanschüssen in der Gaswirtschaft wider.

Es wurden ca. 300 Tkm Leitungen von VNB erfasst. Auch hier dominiert inzwischen der Anteil an Kunststoff. 54 % der Leitungen bestehen aus PE und 37 % aus Stahl. Grauguss spielt mit 0,8 Promille am Gesamtleitungsbestand keine Rolle mehr. Betrachtet man die Altersstruktur, so kann man feststellen, dass 47 % der Leitungen zwischen 1990 und 2014 errichtet oder erneuert wurden. Das zeugt von einem jungen und modernen Gasnetz, was auch die Werkstoffstruktur mit PE und PE-Umhüllung bereits belegte. Das Durchschnittsalter des Netzes beträgt ca. 30 Jahre.

Die Fernleitungsnetzbetreiber verfügen laut der DVGW-Statistik über einen gemeldeten Leitungsbestand von 21.024 km. Bei den Leitungen im Druckbereich MOP > 16 bar wurde bei den FNB in der Erfassung

„Alle Betreiber gastechnischer Energiesysteme müssen ihre Bestandsdaten jährlich an den DVGW übermitteln. Wie in der Vergangenheit sind die Vorfallsdaten unmittelbar nach Eintritt eines Vorfalls an den DVGW, an den Energiebeauftragten des Landes und an das Bundesministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie zu melden.“

Frank Dietzsch

neben MOP und Baujahr nach Durchmesser, Werkstoff, Wanddicke und Umhüllung unterschieden. Damit ist der DVGW im Sinne der möglichen Vergleichbarkeit den Datenerfassungskriterien der seit 1970 geführten europäischen Statistik EGIG (European Gas pipeline Incident data Group, vgl. www.egig.eu) gefolgt. Das Durchschnittsalter dieser Leitungen liegt ähnlich wie bei den VNB bei etwas über 35 Jahren. Statistisch gesehen liegen bei den Fernleitungen der FNB am häufigsten der Werkstoff StE 480 (40%), eine Wanddicke von mehr als 5 bis zu 10 mm (47,1%) und zu gleichen Teilen PE- oder Teer/Bitumenumhüllung (jeweils ca. 33%) vor.

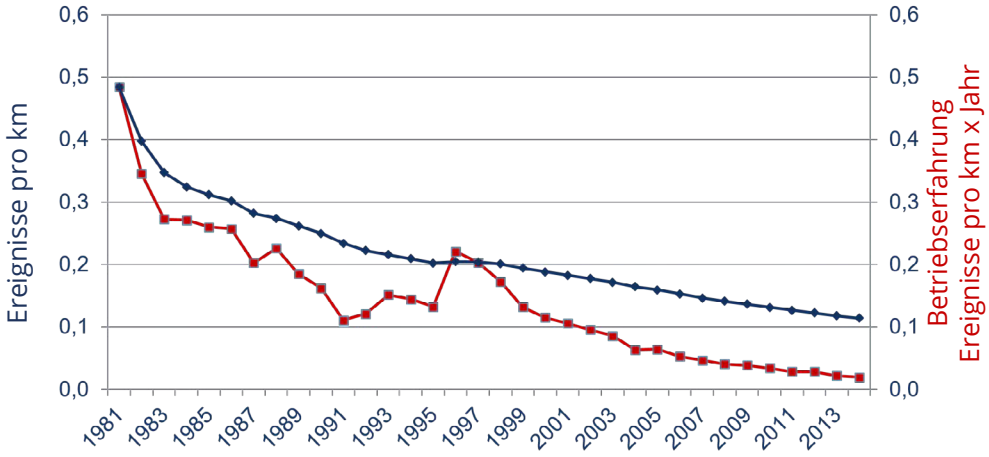


Abbildung 3: Ereignisentwicklungen zwischen 1981 und 2014 an allen Gasleitungen

Ereignisanalysen an Leitungen und Hausanschlüssen

In den Jahren 1981 bis 2010 wurden innerhalb der DVGW Schadens- und Unfallstatistik Undichtheiten und Schäden – unterteilt in sechs Ursachenkategorien – gemeldet. Ab dem Berichtsjahr 2011 gelten die Definitionen aus dem DVGW-Arbeitsblatt G 410, hierbei werden nur Ereignisse gemeldet, bei denen es zu einer ungewollten Gasfreisetzung kam.

Abbildung 3 zeigt, dass sich die Ereignisrate an allen Gasleitungen in den letzten zwei Jahrzehnten um den Faktor zehn verringert hat. Das zwischenzeitliche Ansteigen der Ereignisrate in den späten 1990er Jahren wurde auf eine erhöhte Bruchgefahr bei Grauguss zurückgeführt (siehe auch Abb. 4) und der Entwicklung mit entsprechenden Maßnahmen (bundesweites Graugussrehabilitationsprogramm) entgegengewirkt. Ab dem Jahr 2000 sinkt die Ereigniskurve im Vergleich zu den Vorjahren gleichmäßiger, dies dürfte an einer verbesserten Qualität und Quantität der erhobenen Daten liegen.

Für die Vergleichbarkeit mit der europäischen EGIG-Datenbank [6] wurde die jeweilige Gesamtanzahl der Ereignisse auf die entsprechende gesamte Betriebserfahrung normiert. Der Begriff Betriebserfahrung beschreibt hier die kumulierte gesamte Rohrleitungslänge, die Jahr für Jahr um die aktuelle Gesamt-Rohrleitungslänge ansteigt.

In der Abbildung 4 sind die Ereignisse an Gasrohrleitungen in den Jahren von 1991 bis 2014 werkstoffspezifisch dargestellt. Der bereits erwähnte Graugusspeak ist zwischen den Jahren 1995 und 2000 klar sichtbar. In den letzten Jahren ist eine eindeutige Tendenz der werkstoffspezifischen Schadensraten in dem Bereich von 0,1 Ereignissen pro Kilometer erkennbar (mit der Ausnahme von Duktilguss).

Die Auswertung der Daten ergibt ebenfalls, dass mechanische Fremdeinwirkungen (z.B. Baggerschäden) die Hauptursache bei Ereignissen an Hausanschlüssen und

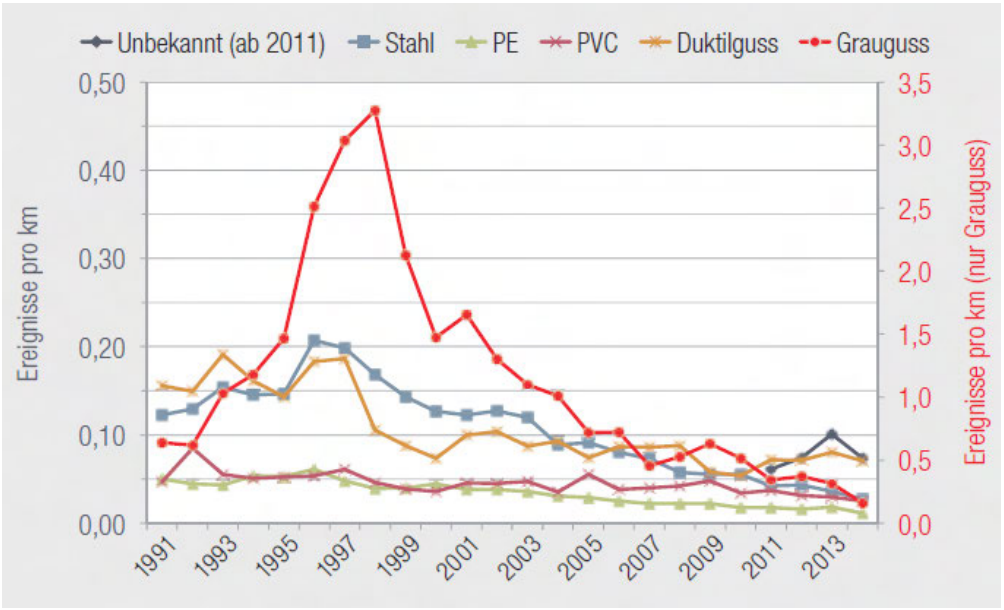


Abbildung 4: Ereignisentwicklung zwischen 1991 und 2014 an allen Gasleitungen nach Werkstoffgruppen Quelle: DVGW

Versorgungsleitungen aus Kunststoff ist. Bei den Hausanschlüssen aus metallenen Werkstoffen ist ein hoher Anteil von Korrosion als Ereignisursache festzustellen. Im Vergleich zu allen anderen Werkstoffen ist die Schadensrate von 0,8 Ereignissen pro Kilometer bei Hausanschlüsse aus Duktilguss (GGG) am höchsten.

Die metallenen Versorgungsleitungen weisen einen erhöhten Anteil an Korrosion als Ursache von Ereignissen auf, der Anteil liegt bei bituminierten Stahlleitungen bei etwa 80 %. Der Anteil liegt bei jüngeren Stahlleitungen mit PE-Umhüllung deutlich niedriger. Im Durchschnitt liegen die Ereignisraten bei Stahlleitungen mit bituminierter Umhüllung und kathodischem Korrosionsschutz (KKS) bei ca. einem Sechstel im Vergleich zu bituminierten Stahlleitungen ohne KKS. Im Vergleich zu den kunststoffummantelten Stahlleitungen ist hier der positive Einfluss des KKS klar erkennbar, was nicht zuletzt eine Folge des höheren Leitungsalters ist. Auch bei den Versorgungsleitungen weist der Werkstoff Grauguss (unbehandelt) die höchste Ereignisrate (0,363 Ereignisse pro Kilometer) auf.

Für Leitungen der FNB liegt die Anzahl der Ereignisse bei nur 2,2 Promille der Anzahl von Versorgungsleitungen der VNB. Daher wird die statistische Auswertung auf die Betrachtung der Ereignisursache beschränkt. Den Hauptanteil der Ereignisursache stellt Korrosion sowie an zweiter Stelle die mechanische Fremdeinwirkung dar. Materialfehler und unsachgemäßes Arbeiten (z.B. Anbohr-, Montage- und Baufehler) folgen gemeinsam an dritter Stelle.

Die Betrachtung der Verteilung aller Ereignisse mit erfasster Leckagegröße ergab für den Betrachtungszeitraum, dass ca. 56 % der Ereignisse eine sehr kleine Größe aufweisen (z.B. Korrosionsleckage), wohingegen nur 1,4 % der Ereignisse mit einem sehr großen Gasaustritt verbunden war. Bei ca. 30 % aller Ereignismeldungen konnte keine qualifizierte Leckagegröße (entspricht unbekannte Leckagegröße) angegeben werden.

„Im Zeitraum von 1981 bis heute ist die Tendenz der absoluten Gesamtzahl der Vorfälle um 90 Prozent gesunken und bewegt sich derzeit auf einem historisch niedrigem Niveau von 0,01 Vorfällen pro 1.000 km pro Jahr.“

Frank Dietzsch

Sofortmeldepflichtige Ereignisse an Eigenanlagen der Netzbetreiber

Der Verlauf der sofortmeldepflichtigen Ereignisse an Eigenanlagen der Netzbetreiber seit 1981 ist in Abbildung 5 dargestellt. Die Rate der sofortmeldepflichtigen Ereignisse zeigt insbesondere für die auf die Betriebserfahrung bezogene Anzahl in den letzten 20 Jahren eine kontinuierliche Verringerung. Für den Betrachtungszeitraum von 2011 bis 2014 liegt als Hauptursache aller sofortmeldepflichtigen Ereignisse die mechanische Fremdeinwirkung mit 39 %, gefolgt von der thermischen Fremdeinwirkung mit 25 %.

Sofortmeldepflichtige Ereignisse an Kundenanlagen

Das Verhältnis der sofortmeldepflichtigen Ereignisse pro Jahr zu der Anzahl der erdgasbeheizten Wohnungen [7] für den Zertraum seit 1981 ist in Abbildung 6 dargestellt. Ebenso wie bei den sofortmeldepflichtigen Ereignisse an Eigenanlagen der Netzbetreiber weisen die sofortmeldepflichtigen Ereignisse an Kundenanlagen eine kontinuierliche Abnahme auf. Insgesamt zeigt sich in den letzten 15 Jahren, das zwischen 1 bis 2 Unfällen pro eine Million erdgasbeheizte Wohnungen je Jahr auftreten.

Für den Zeitraum 2000 bis 2014 verteilen sich die sofortmeldepflichtigen Ereignisse nach den Ursachen auf Mängel an Bauteilen „Technische Mängel“ z. B. Gasleitungsanlage, Gasgerät oder Abgasanlage (34 %), installationsbedingte Mängel „Installationsfehler“ (10 %) und kundenverursachte Mängel wie „Vorsätzliche Eingriffe in die Gasanlage“ (28 %), „Bedienungsfehler/ unterlassene Wartung“ (14 %), „Unsachgemäße Eingriffe in die Gasanlage“ (11 %) und „Unzulässige Veränderungen der Aufstellbedingungen von Gasgeräten“ (3 %). Die kundenverursachten Mängel betragen somit 56 %.

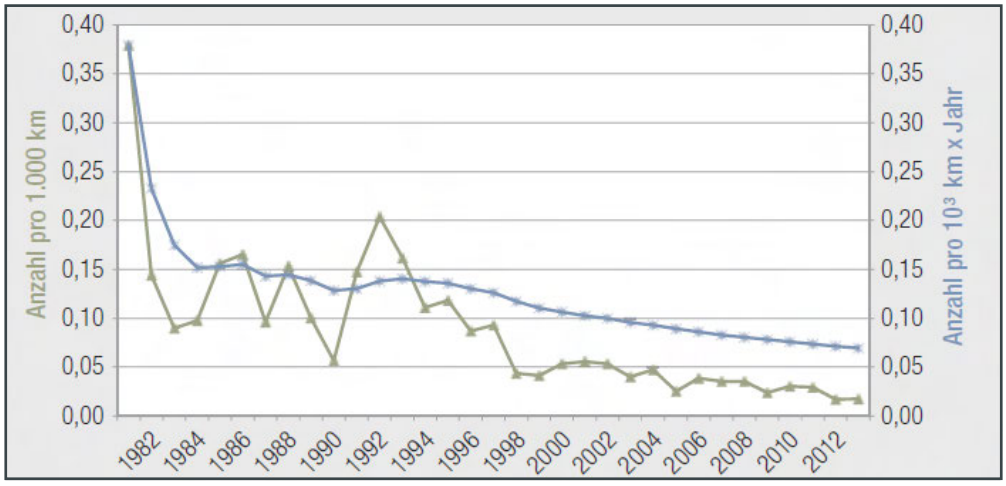


Abbildung 5: Verlauf der sofortmeldepflichtigen Ereignisse seit 1981

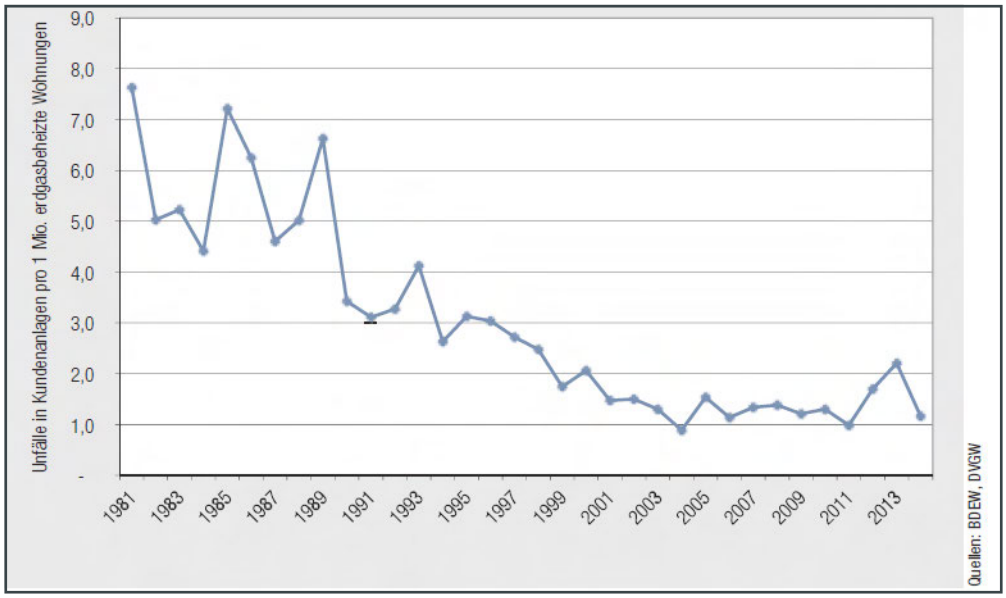


Abbildung 6: Verhältnis der Unfälle in Kundenanlagen bezogen auf eine Million erdgasbeheizte Wohnungen

sehr niedrig, bei nur 2,2 Promille der Rate der Verteilnetzbetreiber, liegt.

Auf Grund der Menge und Qualität der vorliegenden statistischen Daten stellen die vorliegenden Informationen eine wichtige Entscheidungsgrundlage in Rehabilitationsfragen für Gasnetzbetreiber in Deutschland dar. Angelehnt an das DVGW Merkblatt G 403 können die vorliegenden Ereignisentwicklungen mit unternehmenseigenen Daten abgeglichen und ggf. Anpassungen innerhalb der Erneuerungs- und Instandhaltungsstrategie abgeleitet werden.

ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT

Die Tendenz der absoluten Gesamtunfallzahlen ist im Betrachtungszeitraum 1981 bis heute fallend und bewegt sich momentan auf historisch niedrigem Niveau. Die normierten Schadensentwicklungen an Gasrohrleitungen (Transport- und Verteilungsnetz) sind unabhängig von der Druckstufe ebenfalls rückläufig und stagnieren seit den letzten zehn Jahren auf konstant niedrigem Niveau. Dies darf als stetige Steigerung der Qualitäts- und Sicherheitsstandards beim Betrieb von Gasleitungen nach dem DVGW-Regelwerk interpretiert werden.

Der vermehrte Einsatz von Kunststoff als Werkstoff im Rohrleitungsbau der Verteilnetzbetreiber sowie die Rehabilitation der Graugussleitungen stellt einen Grund für das generelle Zurückgehen der Ereignisraten dar. Weiterhin zeigen die Ereignisanalysen eine signifikante Reduzierung der Korrosions-Ereignisse bei Stahlrohrleitungen mit kathodischem Korrosionsschutz (KKS) im Vergleich zu Leitungen ohne aktiven KKS. Hervorzuheben ist die altersspezifische Auswertung der Ereignisse, bei der die Gasleitungen mit Baujahren vor 1970 eine im Vergleich zu den jüngeren Baujahren deutlich höhere Ereignisrate aufweisen.

Die Betrachtung aller sofortmeldepflichtigen Ereignisse zeigt als Hauptursache die mechanische Fremdeinwirkung gefolgt von thermischer Fremdeinwirkung. Hier überwiegt bei den Hausanschlüssen der Anteil der thermischen Fremdeinwirkung. Dagegen dominiert bei Gashochdruckleitungen über 16 bar die mechanische Fremdeinwirkung. Zu berücksichtigen ist hier allerdings, dass der Ereignisanteil der meist großdimensionierten Gasleitungen der Fernleitungsnetzbetreiber

Weiterhin kommt der Kommunikation und dem Berichtswesen neben der Auswertung und Analyse von sicherheitsrelevanten Kennzahlen eine zentrale Bedeutung zu. Das Vorhandensein von zeitnah verfügbaren Informationen, bezogen auf Gasschäden und -unfälle, ist eine wesentliche Anforderung, um gegenüber Marktpartnern, der Öffentlichkeit und Behörden aussagefähig zu sein und Ursachen und fachgerechte Bewertungen vornehmen zu können.

Referenzen

[1] Dietzsch, F./ Klees, A. (2011): Weiterentwicklung des Kennzahlensystems und des sicherheitsrelevanten Berichtswesens für die Gasversorgung. Energie Wasser Praxis, October 2011.
[2] Trepte, Lutz (1978): Sicherheit bei kommunalen Gasversorgungssystemen für Haushalt und Gewerbe. In: Forschungsbericht KT 7705 „Kommunale Technologien" im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie.
[3] DVGW Circular G 5/1980 of 16 July 1980.
[4] Dietzsch, F./ Lange, R./ Schmidinger, J/ Steiner, M. (2016): Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas – Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2014. In: energie | wasser-praxis No. 1/2016.
[5] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Monitoringbericht 2015
[6] EGIG European Gas pipeline Incident data Group, www.egig.eu.
[7] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Gaszahlen – Der deutsche Erdgasmarkt auf einen Blick.

Autor

Frank Dietzsch
DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Technischer Leiter
Gasversorgung
dietzsch@dvgw.de

INTEGRALES DVGW-SICHERHEITSKONZEPT FÜR ERRICHTUNG, BETRIEB UND INSTAND-HALTUNG VON GASHOCHDRUCKLEITUNGEN

Anika Groos, Detlef Jagozinski > DVGW
Michael Kurth > Gasunie Deutschland
Dr. Michael Steiner > Open Grid Europe

ABSTRACT

Errichtung, Betrieb und Instandhaltung von Gashochdruckleitungen erfordern eine gewissenhafte Planung und Ausführung unter Berücksichtigung zahlreicher Aspekte. Fokussiert werden muss hierbei stets, dass die Umgebung nicht beeinträchtigt und die Sicherheit von Mensch und Umwelt nicht gefährdet wird. Um dies zu gewährleisten, bildet das Regelwerk des DVGWs hierfür ein integrales Sicherheitskonzept, welches sich in einem kontinuierlichen Anpassungsprozess befindet, so dass unter seiner Anwendung sichergestellt werden kann, dass die Leitungen dem Stand der Technik entsprechen.

Der nachfolgende Artikel stellt einen weiteren Baustein für die Veröffentlichungsreihe zum Thema „Technische Sicherheit" dar und bietet eine Einführung in das integrale Sicherheitskonzept des DVGWs für Errichtung, Betrieb und Instandhaltung von Gashochdruckleitungen.

DVGW REGELWERK DEFINIERT STAND DER TECHNIK FÜR GASHOCHDRUCKLEITUNGEN

Entsprechend der Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtgV) sind Gashochdruckleitungen für den Transport von Erdgas bei Drücken über 16 bar in Deutschland so zu errichten und zu betreiben, dass sie die Sicherheit der Umgebung nicht beeinträchtigen und nicht schädlich auf den Menschen und die Umwelt einwirken [1]. In § 2 der GasHDrLtgV wird vermutet, dass Errichtung und Betrieb dem Stand der Technik entsprechen, wenn das Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) eingehalten wird. Der dafür notwendige Stand der Technik ist im DVGW-Regelwerk insbesondere in den DVGW-Arbeitsblättern G 463 und G 466-1 verankert [2, 3]. In diesen beiden Arbeitsblättern werden Errichtung, Betrieb und Instandhaltung von Gashochdruckleitungen sehr umfangreich und detailliert beschrieben.

Im Zuge der regelmäßigen Überarbeitung wurden in diversen Projektkreisen die Sicherheitsphilosophie des DVGW-Regelwerks und die entsprechenden Technischen Regeln an den Stand der Technik für Gashochdruckleitungen zum Transport von Erdgas bei Drücken über 16 bar angepasst. Betrachtet wurde hierbei der Gesamtprozess beim Transport von gasförmigem Erdgas durch erdverlegte Gashochdruckleitungen, also von der Trassenplanung über Bau und Errichtung bis hin zu Betrieb und Instandhaltung. Teilweise wurden die Projektkreise - beispielsweise zur Technischen Sicherheit - interdisziplinär besetzt durch:

- Gesetzgebung – BMWi, Berlin
- Vollzugsbehörden – Energieaufsichten der Länder, Bayern, NRW, Sachsen
- Sachverständige – DVGW, TÜV Nord

> *„Eine Auswertung der DVGW-Ereignisdatenerfassung bis 2014 zeigt einen sehr hohen Sicherheitsstandard und eine sehr hohe Zuverlässigkeit, wie beispielsweise der anhaltende Rückgang der Zahl der Vorfälle zeigt. So konnte beispielsweise seit 1981 eine fast 90%ige Reduzierung der Vorfälle bei Gaspipelines erreicht werden, obwohl die Gesamtlänge des Leitungsnetzes deutlich gestiegen ist.*
>
> *Dr. Michael Steiner*

- Wissenschaft – Hochschulen, KIT-Karlsruhe, TU Clausthal
- Regelsetzer – AfR, DVGW
- Bundesanstalt – BAM Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung

Bei der Überarbeitung wurden die entsprechenden DVGW-Regelwerke an den Stand der Technik für Gashochdruckleitungen angepasst. Hierbei wurden zusätzlich weitere internationale Standards und nationale Regelwerke wie etwa die Technische Regel für Rohrfernleitungen [4] berücksichtigt. Weiterhin fanden zurückliegende Schäden und Ereignisse sowie aktuelle Erkenntnisse aus Sicht der Sicherheitstechnik Berücksichtigung.

Auch wenn durch den kontinuierlichen, technischen Fortschritt bei den Herstellungs- und Prüfverfahren die Qualität beim Leitungsbau und –betrieb heute außerordentlich hoch ist und im DVGW-Regelwerk die sicherheitstechnischen Festlegungen für Errichtung, Betrieb und Instandhaltung von Gashochdruckleitung sehr umfangreich und konkret beschrieben sind, sollen die Vorgaben soweit sinnvoll noch weiter detailliert und verbindlicher vorgegeben werden.

Da die Vielzahl von technischen Vorgaben und präventiven Sicherheitsmaßnahmen im DVGW-Regelwerk nicht als risikomindernde Maßnahmen zum Schutz von Mensch und Umwelt gekennzeichnet und damit für den Laien nicht unmittelbar erkennbar sind, sondern diese direkt in das Verfahrenskonzept integriert sind, soll hier das ganzheitliche DVGW-Sicherheitskonzept näher erläutert werden.

GANZHEITLICHES DVGW-SICHERHEITSKONZEPT

Berücksichtigung bei der Regelwerksüberarbeitung fanden die in der revidierten DVGW-Geschäftsordnung DVGW GW 100 festgelegten Leitplanken für sicherheitstechnische Themen [5]. So ist der Schutz von Mensch und Umwelt durch das Regelwerk zu sichern. Das deterministische Sicherheitskonzept wird weiterhin beibehalten, wobei allerdings einzelne probabilistische Ergänzungen

möglich sind. Das Regelwerk muss den Stand der Technik des Transportes mit Gashochdruckleitungen wiedergeben, hierbei sind alle Erkenntnisquellen wie Publikationen, internationale Regelwerke, Erfahrungen, Wissenschaft und Meinungen einzubeziehen. Bei der Regelsetzung sind insbesondere die Ergebnisse aus Schadensstatistiken zu berücksichtigen, z.B. DVGW-Bestands- und Ereignisdatenerfassung entsprechend DVGW-Arbeitsblatt G 410, Ereignisse an Gasleitungen entsprechend DVGW-Merkblatt G 411, Europäische Ereignisdaten entsprechend EGIG [6, 7, 8]. Die sicherheitstechnischen Maßnahmen aus dem DVGW Regelwerk sind verbindlich vorzugeben, ihre Wirksamkeit, Verfügbarkeit und Genauigkeit muss bewertet sein und regelmäßig mit neuen Erkenntnisquellen abgeglichen werden. Weiterhin soll das potenzielle Risiko bei Art, Anzahl und Wirksamkeit der Schutzmaßnahmen berücksichtigt werden und sind die in der Praxis bei vielen Betreibern bereits angewendeten Schutzmaßnahmen in das Regelwerk aufzunehmen.

Bei der Überarbeitung zeigt sich, dass das auf dem DVGW-Regelwerk basierende integrale, deterministische Sicherheitskonzept für Gashochdruckleitungen betriebsbewährt ist. Die dementsprechend verlegten Leitungen sind damit technisch sicher, müssen aber weiterhin vor Einwirkungen von außen, wie etwa bei Bauarbeiten durch Dritte, land- und forstwirtschaftliche Geräte oder Bodenbewegungen geschützt werden. Dafür wird im DVGW-Regelwerk zur Erreichung der Sicherheit im Schwerpunkt auf zwei Mechanismen gesetzt [9, 10, 11]. Dies sind zum einen die hohe technische Sicherheitsausstattung der Gashochdruckleitungen und zum anderen der Schutz der Leitungen vor äußeren Einwirkungen. Damit die gewählten Sicherheitsmaßnahmen sinnvollen Schutz gegen möglichen Gefahren bieten können, müssen einerseits alle möglichen Gefahren analysiert sowie andererseits die Qualität der entsprechenden Schutzmaßnahmen sehr hoch sein. Um Mensch und Umwelt vor möglichen Gefährdungen zu schützen, müssen über die gesamte Prozesskette von Planung, Errichtung/Inbetriebnahme bis zum Betrieb alle vernünftigerweise nicht auszuschließenden Gefahren systematisch berücksichtigt und mögliche Auswirkungen betrachtet werden [12]. Hier sind geeignete Maßnahmen vorzusehen, um diese Schutzziele zu gewährleisten:

- So muss eine Gashochdruckleitung bei Inbetriebnahme eine Belastbarkeit aufweisen, die allen zu erwartenden Belastungen sicher standhält. Weiterhin dürfen sich die Belastbarkeit sowie die betriebs- und umgebungsbedingten Belastungen im Laufe der Zeit nicht unzulässig verändern oder zusätzliche unzulässige Belastungen auftreten. Deshalb sind Änderungen von Belastung und Belastbarkeit zustandsbedingt und auswirkungsbezogen zu überprüfen und bei unzulässigen Änderungen Gegenmaßnahmen anzuwenden.
- Sicherheitstechnische Maßnahmen zur Vermeidung von Gefahren durch z.B. Einwirkungen Dritter oder umgebungsbedingte Gefahren wie Bodenbewegungen müssen qualitativ in ihrer Wirkung, Genauigkeit und Verfügbarkeit - beispielsweise statistisch oder durch Betriebsbewährung - nachgewiesen werden, wobei sich die Qualität der Maßnahmen an den möglichen Auswirkungen orientiert.

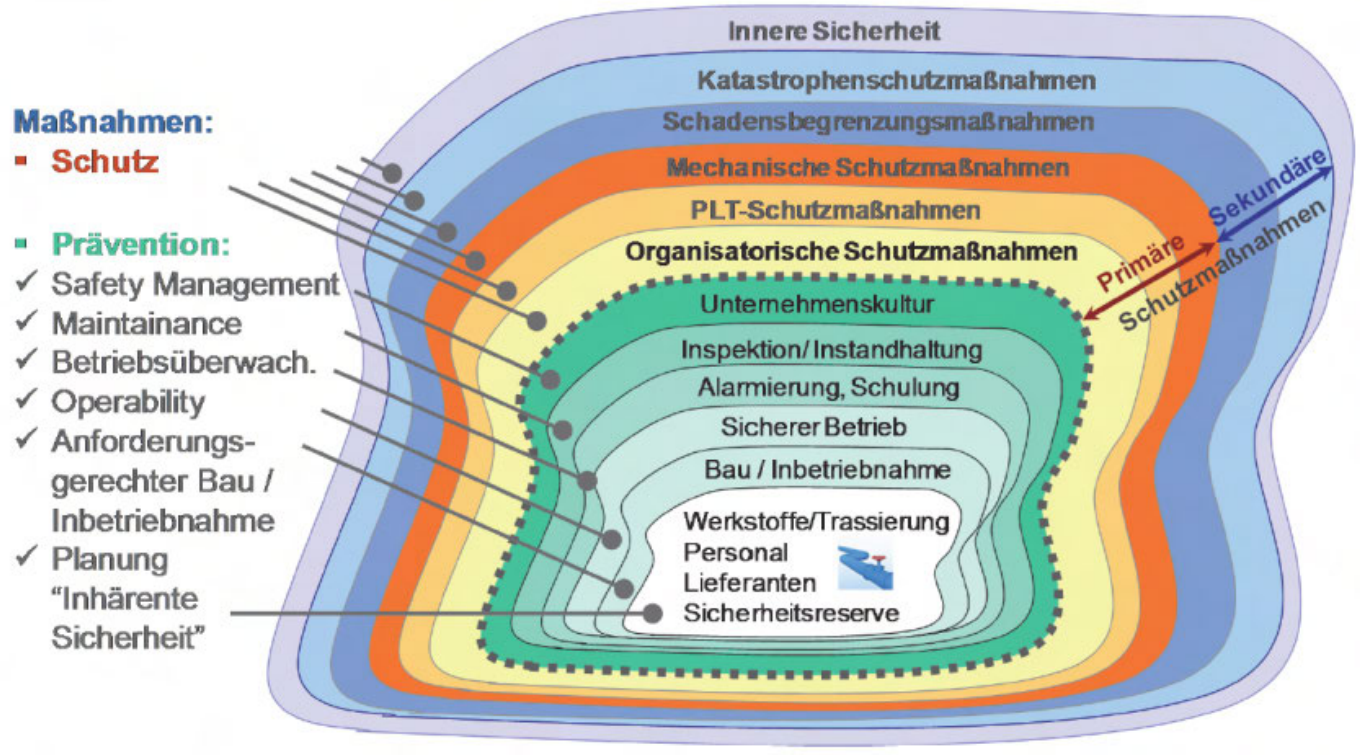


Abbildung 1: Sicherheitsebenen für Gashochdruckleitungen [nach 13]

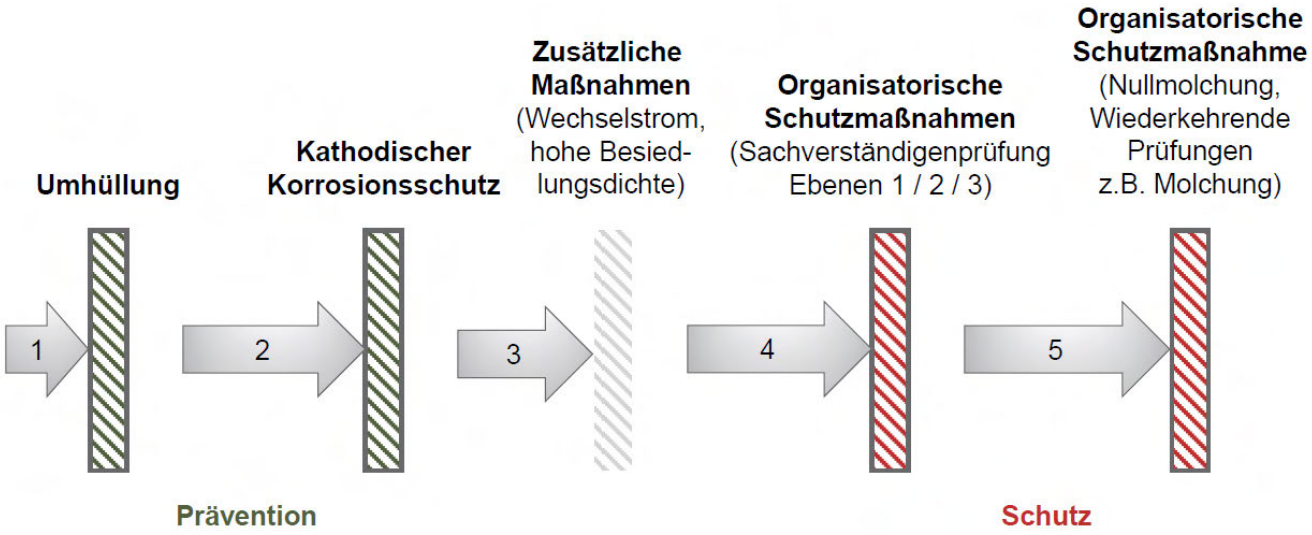


Abbildung 2: Sicherheitsebenen (Layer of Protection) für eine Gefährdung durch Korrosion [nach 13]

So können nach dem Prinzip der inhärenten Sicherheit für Gashochdruckleitungen Gefahren beseitigt oder in ihrer Wahrscheinlichkeit reduziert werden durch präventive Schutzmaßnahmen wie beispielsweise hohe Werte der Rohrdeckung, Wanddicke oder Werkstoffzähigkeit sowie durch eine Verlegung in Gebieten ohne Gefahren. Eine zusätzliche Erhöhung der Sicherheit ist gegeben, wenn mehrere, voneinander unabhängige Maßnahmen angewendet werden. Solche Maßnahmen lassen sich in Sicherheitsebenen (Layer of Protection) zusammenfassen, wobei hier unterschieden wird in präventive Sicherheitsmaßnahmen sowie primäre und sekundäre Schutzmaßnahmen, Dualstrategie nach Abbildung 1 [13].

Die Anwendung dieser Sicherheitsebenen auf Gashochdruckleitungen ergibt für unterschiedliche Gefährdungen entsprechend angepasste Maßnahmen. Die Sicherheitsebenen sind beispielhaft bei möglicher Korrosion in Abbildung 2 schematisch zusammengefasst. Hier werden präventive bauliche Maßnahmen, also passiver Korrosionsschutz (Umhüllung) und aktiver, kathodischer Korrosionsschutz mit organisatorischen Schutzmaßnahmen, wie Inspektionen und Sachverständigenprüfungen kombiniert.

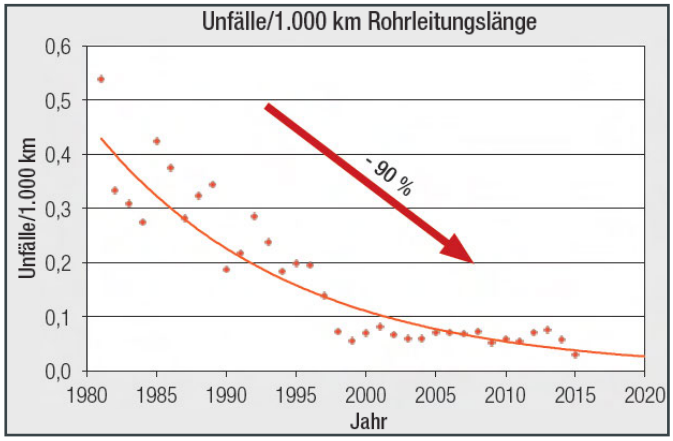


Abbildung 3: Ereignisentwicklung seit 1981 an Gasleitungen aller Drücke [15]

Um systematisch alle möglichen Sicherheitsaspekte den sicherheitstechnischen Festlegungen oder zusätzlichen Maßnahmen zum Schutz der Leitung gegenüber zu stellen, ist eine Gefährdungsanalyse bzw. Sicherheitsstudie durch unabhängige Sachverständige üblich oder kann eine Bewertung entsprechend DVGW-Merkblatt G 1001 „Sicherheit in der Gasversorgung – Management von Risiken" [14] erfolgen. Da für Gashochdruckleitungen in Deutschland keine Methodik mitsamt Grenzwerten für eine quantitative Risikoanalyse vorhanden ist, wird hier eine qualitative Abschätzung empfohlen.

ANPASSUNG DES DVGW REGELWERKS DURCH BETRIEBLICHE ERFAHRUNG

Da die Ergebnisse aus Schadensstatistiken berücksichtigt werden sollen, sind entsprechend DVGW-Arbeitsblatt G 466-1 alle gravierenden Ereignisse mit ungewollter Gasfreisetzung und alle festgestellten sicherheitsgefährdenden Eingriffe im Einflussbereich der Leitung bezüglich der Ursache zu analysieren und erforderliche Maßnahmen zur zukünftigen Vermeidung abzuleiten [3].

Die neugefasste DVGW-Ereignisdatenerfassung für Ereignisse mit unbeabsichtigtem Verlust von Gas trägt bereits in ihrer strukturellen Ausprägung für die Bewertung von Sicherheitsmaßnahmen und die Fortschreibung des Standes der Technik den DVGW-Leitplanken Rechnung. So zeigt ihre Auswertung für die Erfassung bis 2014 einen sehr hohen Sicherheitsstandard und eine sehr hohe Zuverlässigkeit, die sich beispielsweise anhand der stetig sinkenden Anzahl von Ereignissen belegen lässt [k]. So konnte seit 1981 bis heute eine fast 90%-ige Reduzierung von Ereignissen an Gasleitungen erreicht werden, obwohl gleichzeitig die Rohrnetzlänge stark angestiegen ist (Abb. 3).

In Abbildung 4 ist die Verteilung der Ereignisursachen für Gashochdruckleitungen von mehr als 16 bar dargestellt. Den Hauptanteil der Ereignisse stellen als Ursache

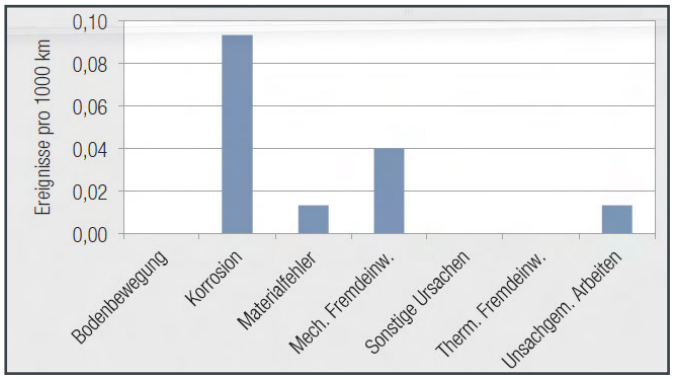


Abbildung 4: Ereignisse pro 1000 Kilometer für Leitungen von Fernleitungsbetreibern ab 16 bar [16]

Korrosionsleckagen sowie an zweiter Stelle mechanische Fremdeinwirkungen dar. Materialfehler und unsachgemäßes Arbeiten (z. B. Montage- und Baufehler) folgen gemeinsam an dritter Stelle.

Die detaillierte Betrachtung der Verteilung der sofortmeldepflichtigen Ereignisse, die mit Personenschaden, Verpuffung, Explosion, Brand, Trümmerflug oder anderen öffentlichkeitswirksamen Begebenheiten verbunden sind, ist in Abbildung 5 dargestellt. So zeigt sich als Hauptursache für sofortmeldepflichtige Ereignisse an Gashochdruckleitungen über 16 bar mit 74% die mechanische Fremdeinwirkung und an zweiter Stelle mit 16% die thermische Fremdeinwirkung.

So wie bei den gravierenden Ereignissen aus der europäischen Schadensstatistik EGIG liegen für die Gasleitungen ab 16 bar in Deutschland die sofortmeldepflichtigen Ereignisse für die mechanischen Fremdeinwirkungen ebenfalls an erster Stelle, liegen aber weit unter den europäischen Wert im Promille-Bereich. Gravierende Ereignisse für Bodenbewegungen sowie Herstellerfehler traten im Betrachtungszeitraum in Deutschland nicht auf. Während die Hauptursache der Ereignisse für Gasleitungen ab 16 bar in Europa Schäden durch Dritte darstellen, ist dies für die Leitungen von mehr als 16 bar in Deutschland die Korrosionsleckage, was durch die teilweise im Vergleich zu den europäischen sehr viel älteren Gasleitungen in Deutschland zu erklären ist.

Da entsprechend dem DVGW-Arbeitsblatt G 466-1 bei der Festlegung sicherheitstechnischer Maßnahmen für die Errichtung, Inspektion und Wartung alle möglichen sicherheitsrelevanten Aspekte zu berücksichtigen sind [3], resultiert aus der Betrachtung zurückliegender Ereignisse insbesondere ein Schwerpunkt auf Maßnahmen zum Schutz der Leitung gegenüber Korrosionsleckagen und Hersteller-/Baufehlern sowie insbesondere Beschädigungen von außen bzw. durch Bodeneinwirkungen.

Als Maßnahmen zum Schutz der Leitung sollen hier zusätzliche meist bauliche Maßnahmen bei der Errichtung, z.B. Markierung der Leitungstrasse, sowie für den Bestand vorwiegend organisatorische Maßnahmen, z.B. wiederkehrende Inspektion insbesondere in Gebieten mit erhöhtem Schutzbedürfnis erfolgen. Solche Gebiete mit erhöhtem Schutzbedürfnis sind z.B. bebaute bzw. neu zu bauende Gebiete, Bereiche von Kreuzungen mit Verkehrswegen oder Gebiete, in denen mit zusätzlichen Einwirkungen auf die Gasleitung zu rechnen ist.

Die Maßnahmen zum Schutz der Leitung minimieren die Eintrittswahrscheinlichkeit und damit das Risiko eines Ereignisses.

STAND DER TECHNIK FÜR ERRICHTUNG VON GASHOCHDRUCKLEITUNGEN

Die revidierte Technische Regel für den Neubau von Gashochdruckleitungen DVGW-Arbeitsblatt G 463 legt den Schwerpunkt bei sicherheitstechnischen Maßnahmen auf bauliche Maßnahmen. So sind bei der Trassierung von Gashochdruckleitungen deren Sicherheit und der Schutz von Mensch und Umwelt zu beachten. Dabei sind u.a. der künftige Betrieb der Leitung, vorhandene Bodenverhältnisse und mögliche Einflüsse Dritter zu berücksichtigen.

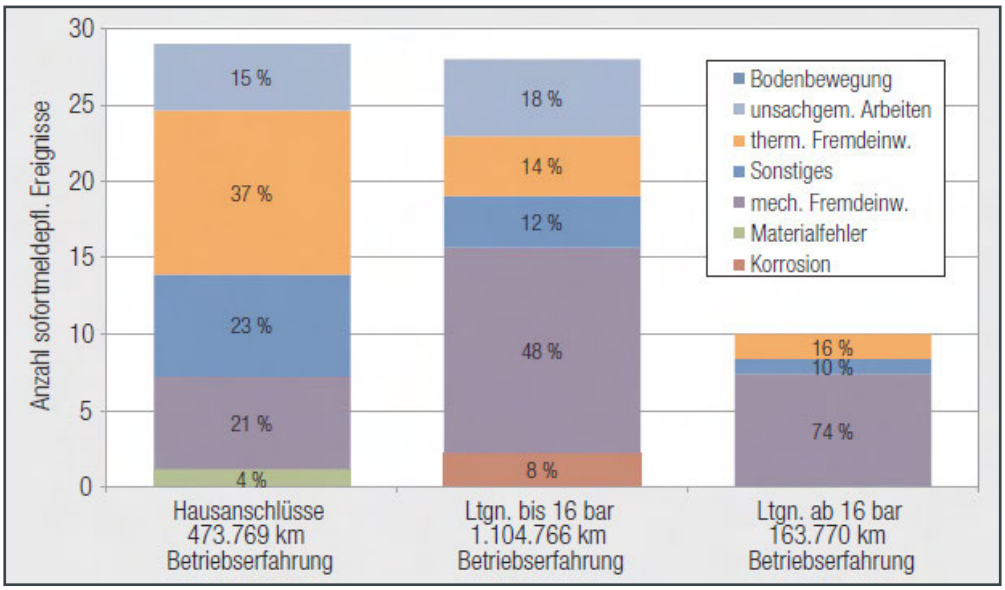


Abbildung 5: Verteilung aller sofortmeldepflichtigen Ereignisse an Hausanschlüssen und Leitungen [16]

Für den Bau von Gashochdruckleitungen wurden im DVGW-Arbeitsblatt G 463 zum Beispiel folgende Schutzmaßnahmen im Vergleich zu anderen Standards erhöht:

- Sicherheitsbeiwert von mindestens 1,6 bzw. Nutzungsgrad von maximal 0,625
- Rohrdeckung mindestens 1 m
- 100% Schweißnahtprüfung
- erhöhte Kennzeichnung in der Bebauung
- erhöhte Wasserdruckprüfung mit Stresstest innerhalb der Bebauung
- Einsatz hochfester und zäher Stahlrohre nach DIN EN ISO 3183, Anhang M, PSL 2

Zusätzlich werden höhere Anforderungen in bebauten Gebieten vorgegeben. So ist beispielsweise eine dichtere Kennzeichnung der Leitungsführung etwa durch Schilderpfähle vorzusehen und die Leitung einer Wasserdruckprüfung nach dem Druck-/Volumenmessverfahren D2 nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 469 [17] bzw. VdTÜV Merkblatt Rohr 1060 [18] zu unterziehen. Nach der Prüfung nach dem Druck-/Volumenmessverfahren D2 ist die Geometrieprüfung auf entsprechende Geometrieabweichungen mitsamt Grenzwerten im DVGW-Arbeitsblatt G 463 vorgegeben.

Die Trassierung der Leitung soll, sofern dies möglich und verhältnismäßig ist, so erfolgen, dass keine zusätzlichen Schutzmaßnahmen erforderlich werden. Erfolgt eine Trassierung in Gebieten mit erhöhtem Schutzbedürfnis, z.B. in bebauten Gebieten oder in Gebieten, in denen mit zusätzlichen Einwirkungen auf die Gashochdruckleitung zu rechnen ist, sind einzelne zusätzliche Schutzmaßnahmen vorzusehen.

Diese Maßnahmen sind in Abhängigkeit von der Art des Gebietes und des möglichen Gefährdungspotenzials gegeneinander abzuwägen. Solche einzelnen Maßnahmen können beispielsweise die Erhöhung von Sicherheitsbeiwert, Rohrdeckung, Druckprüfungsanforderung, Kennzeichnung oder Prüfumfang oder das Vorsehen von Trassenwarnband bzw. Geotextil sein [2]. Erfolgt dagegen die Trassierung einer neuen Gashochdruckleitung nicht durch bebautes Gebiet, sind keine zusätzlichen Maßnahmen erforderlich.

Zum Schutz der Leitung sind im DVGW-Arbeitsblatt G 463 Vorgaben bezüglich des Abstands zu unterirdischen Anlagen, Hochspannungs- und Windenergieanlagen vorgegeben.

WELTWEITER ERFAHRUNGSAUSTAUSCH

Im Rahmen der internationalen Pipeline Technology Conference (ptc)
Berlin 18. bis 21. März 2019

Mehr Informationen: www.pipeline-perception.com / www.pipeline-qualification.com

STAND DER TECHNIK FÜR BETRIEB UND INSTANDHALTUNG VON GASHOCHDRUCKLEITUNGEN

Die Technische Regel für Betrieb und Instandhaltung von Gashochdruckleitungen DVGW-Arbeitsblatt G 466-1 legt dagegen den sicherheitstechnischen Schwerpunkt auf organisatorische Maßnahmen wie beispielsweise zustandsorientierte Inspektionen sowie verkürzte Inspektionsintervalle, (z. B. Inspektionszyklen innerhalb der Bebauung). Bei der Festlegung und Durchführung der Inspektions- und Wartungsmaßnahmen müssen mögliche sicherheitsrelevante Aspekte berücksichtigt werden. Hierzu zählen u.a. Beeinträchtigungen von außen z. B. durch Bautätigkeiten, Bodenbewegungen, Korrosion, Herstellungsfehler und Undichtigkeiten. Typische Schutzmaßnahmen sind hier:

- Strecken- und Dichtheitskontrollen
- Überwachung des kathodischen Korrosionsschutzes
- Rohrleitungsinspektionen durch Molchung
- Bewertung von Bodenbewegungen
- Überwachung von Bautätigkeiten in der Nähe von Leitungen in angemessenem Umfang.

Als grundlegende Anforderung für die systematische Betrachtung sind geeignete Qualitätssicherungs- und Managementsysteme sowie insbesondere ein Rohrleitungsintegritätsmanagementsystem, z.B. PIMS nach [19] anzuwenden. Ein solches PIMS ist hier zu verstehen als Reihe von geeigneten Aktivitäten und Verfahren, durch die ein Betreiber die Integrität der Gasleitung bewahrt, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb zu gewährleisten.

Ein Schwerpunkt der sicherheitstechnischen Festlegungen konzentriert sich auf entsprechende Zyklen insbesondere für Bereiche innerhalb bebauter Gebiete. So werden angepasste Zyklen für die sekundäre Sicherheitsmaßnahme Streckenkontrolle vorgegeben und in Gebieten mit erhöhtem Schutzbedürfnis ein wiederkehrender Nachweis für die Wirksamkeit des Korrosionsschutzes gemäß DVGW-Arbeitsblatt GW 10 [20] gefordert. Damit wird die Rolle des Sachkundigen und des Sachverständigen gestärkt [21 - 24]. Molchbare Gashochdruckleitungen sind ebenso zustandsorientiert, wiederkehrend zu inspizieren. Typische Zyklen für eine wiederholte, hier neu definierte „Intensive KKS-Messtechnik" sowie Inspektionsmolchung sind 10 bis 25 Jahre.

Weiterhin werden durch den DVGW sowie die Betreiber von Gashochdruckleitungen sicherheitstechnische Maßnahmen zur Vermeidung von Beschädigungen durch Dritte unterstützt. Hier zu nennen sind BALSibau zur Schadensminimierung beim Bau [25, 26] sowie das Bundesweite Informationssystem zur Leitungsrecherche BIL [27].

In Gebieten mit erhöhtem Schutzbedürfnis, z.B. in bebauten bzw. neu zubauenden Gebieten oder in Gebieten, in denen mit zusätzlichen Einwirkungen auf die Gashochdruckleitung zu rechnen ist, sind ggf. verkürzte Inspektionszyklen oder Verbesserungsmaßnahmen in Abhängigkeit von der Art des Gebietes und des möglichen Gefährdungspotentials vorzusehen.

Zum einen sind entsprechend DVGW-Arbeitsblatt G 466-1 die Zeitabstände von Inspektions- und Wartungsmaßnahmen zustandsorient, unter Berücksichtigung der Betriebserfahrungen, der örtlichen Verhältnisse angemessen festzulegen [3]. Zum anderen ist in Gebieten mit erhöhtem Schutzbedürfnis, z.B. in Gebieten mit heranrückender, bereits herangerückter Bebauung und in Gebieten, in denen mit zusätzlichen Einwirkungen auf die Gasleitung zu rechnen ist, als präventive Maßnahme eine dichtere Kennzeichnung durch Schilderpfähle, Schilder oder Merksteine und ggf. mit vermehrten Warnhinweisen und Informationen vorzusehen.

Diese neu zu setzenden Schilderpfähle, Schilder oder Merksteine sind entsprechend DVGW-Arbeitsblatt G 463 grundsätzlich auf der Leitungsachse und in Sichtweite zueinander anzuordnen. Sollte diese Markierung aus örtlichen Gegebenheiten heraus von der Leitungsachse entfernt stehen, ist die Richtung und Entfernung zur Leitungsachse anzugeben [3].

LAUFENDE AKTIVITÄTEN

Im Zuge der laufenden Aktualisierung des DVGW-Regelwerkes erfolgt aktuell die Überarbeitung der sicherheitstechnischen Festlegungen zu den Themen Betriebsmolchungen (DVGW-Merkblatt G 450), Maßnahmen bei Bauarbeiten (DVGW-Hinweis GW 315) und Grundsätze und Organisation des Bereitschaftsdienstes (DVGW-Arbeitsblatt GW 1200).

Ebenso erfolgt in DVGW Projektkreisen die systematische Bewertung und Begründung von sicherheitstechnischen Festlegungen für Errichtung, Betrieb und Instandhaltung sowie die Untersuchung von Ereignissen durch Dritte.

ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT

Bei der Überarbeitung der DVGW-Arbeitsblätter G 463 und G 466-1 zeigt sich, dass das hier dargestellte, auf dem DVGW-Regelwerk basierende, integrale Sicherheitskonzept für Gashochdruckleitungen sich im Betrieb bewährt hat, so dass dementsprechend verlegte Leitungen technisch sicher sind. Dennoch müssen die-

se weiterhin gegen Einwirkungen von außen geschützt werden. Daher werden im DVGW-Regelwerk sowohl eine hohe, technische Sicherheitsausstattung als auch Maßnahmen zum Schutz der Leitung vor äußeren Einwirkungen vorgegeben.

Aus der Betrachtung zurückliegender Ereignisse ergibt sich für Maßnahmen zum Schutz der Leitung insbesondere ein Schwerpunkt gegenüber Korrosion, Materialfehlern sowie Beschädigungen von außen.

Zum Schutz der Leitung werden daher zusätzliche Maßnahmen, bei der Errichtung meist baulicher (z.B. erhöhte Wasserdruckprüfung mit Stresstest) sowie für den Bestand vorwiegend organisatorischer Art, wie wiederholte Inspektionen insbesondere in Gebieten mit erhöhtem Schutzbedürfnis, d.h. beispielsweise innerhalb der Bebauung vorgegeben.

Zusammenfassend ist erkennbar, dass im aktuellen DVGW-Regelwerk zahlreiche präventive sicherheitstechnische Festlegungen nach dem Stand der Technik für Gashochdruckleitung in Deutschland vorgegeben sind.

Mit diesen Maßnahmen ist die Technische Sicherheit von Gashochdruckleitungen um den effektiven Schutz der Leitung von äußeren Einwirkungen ergänzt und der Rahmen für eines der sichersten Pipelinesysteme vorgegeben.

Referenzen

[1]. Verordnung über Gashochdruckleitungen, Gashochdruckleitungsverordnung - GasHDrLtgV, Ausgabe 18.05.2011
[2]. DVGW-Arbeitsblatt G 463 (A), Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck von mehr als 16 bar – Errichtung, Juli 2016
[3]. DVGW-Arbeitsblatt G 466-1 (A), Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck von mehr als 16 bar – Betrieb und Instandhaltung, Gelbdruck Dezember 2016
[4]. Technische Regel für Rohrfernleitungen nach § 9 Absatz 5 der Rohrfernleitungsverordnung; 3.5.2017
[5]. Geschäftsordnung DVGW GW 100, Tätigkeit der DVGW-Fachgremien und Ausarbeitung des DVGW-Regelwerkes, Februar 2016
[6]. DVGW-Arbeitsblatt G 410 (A), Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas, Mai 2017
[7]. DVGW-Merkblatt G 411 (M), Untersuchung von Ereignissen an Gasleitungen und gastechnischen Anlagen; Juli 2017
[8]. 9th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970-2013), EGIG (www.egig.eu), Februar 2015
[9]. Sicherheit von Gasfernleitungen - das Technische Regelwerk im Licht der aktuellen Rechtsprechung; Technisches Komitee des DVGW „G-TK-1-1 Gastransportleitungen"; A. Klees, A. Mazur; energie-wasser-praxis 1/2012
[10]. Technische Sicherheit in der Gas- und Wasserbranche; A. Klees, B. Niehues; energie-wasser-praxis 12/2004
[11]. Basissicherheit von Pipelines gewährleistet eine hohe Sicherheit und Verfügbarkeit; J. Arensmeier, H.-J. de la Camp, M. Steiner; 3R international (47) Heft 5/2008
[12]. Sicherheit von Gasfernleitungen – das Technische Regelwerk im Licht der aktuellen Rechtsprechung, DVGW Stellungnahme, 29.11.2011
[13]. DVGW-Projektkreis PK-1-1-09 „Technische Sicherheit"
[14]. DVGW-Merkblatt G 1001, Sicherheit in der Gasversorgung – Management bei Risiken im Normalbetrieb, Mai 2010
[15]. Gewährleistung der Technischen Sicherheit von Gasinfrastrukturen in Deutschland, A. Klees, A. Groos; energie-wasser-praxis 6-7/2017
[16]. Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas – Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2014; F. Dietzsch, R. Lange, J. Schmiedinger, M. Steiner; energie-wasser-praxis 1/2016
[17]. DVGW-Arbeitsblatt G 469 (A); Druckprüfverfahren Gastransport/Gasverteilung; Juni 2010
[18]. VdTÜV-Merkblatt MB Rohr 1060, Richtlinien für die Durchführung des Stresstests; Feb. 2007
[19]. DIN EN 16348, Gasinfrastruktur – Sicherheitsmanagementsystem (SMS) für die Gastransportinfrastruktur und Rohrleitungsintegritätsmanagementsystem (PIMS) für Gastransportleitungen – Funktionale Anforderungen; Sept. 2013
[20]. DVGW-Arbeitsblatt GW 10 (A); Kathodischer Korrosionsschutz (KKS) erdüberdeckter Rohrleitungen, Rohrleitungen in komplexen Anlagen und Lagerbehälter aus Stahl, Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Betrieb und Instandhaltung; Entwurf Feb. 2017
[21]. DVGW-Arbeitsblatt G 100 (A); Qualitätsanforderungen an Sachverständige für Energieanlage der Gasversorgung; Okt. 2015
[22]. DVGW-Merkblatt G 103 (M); Qualitätsanforderungen an Sachkundige für die Instandhaltung von Gashochdruckleitungen; Mai 2016
[23]. DVGW-Arbeitsblatt GW 101 (A); Qualitätsanforderungen an Sachverständige für den Korrosionsschutz; März 2013
[24]. VdTÜV-Merkblatt MB Rohr 1001, Richtlinien über die Bauprüfungen an Gashochdruckleitungen durch den Sachverständigen der Inspektionsstelle nach § 13 der GasHDrLtgV; Juli 2015
[25]. Bundesweite Arbeitsgemeinschaft der Leitungsbetreiber zur Schadensminimierung im Bau, BALSibau; www.balsibau.de
[26]. DVGW GW 129, Sicherheit bei Bauarbeiten im Bereich von Versorgungsleitungen – Schulungsplan für Ausführende, Aufsichtsführende und Planer, 09/2006
[27]. Paradigmenwechsel in der Leitungsauskunft; J. Focke; 31. Oldenburger Rohrleitungsforum; 9.2.2017; Oldenburg

Autoren

Anika Groos
DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Referentin Gasinfrastruktur
groos@dvgw.de

Michael Kurth
Gasunie Deutschland
Leiter Technischer Betrieb
michael.kurth@gasunie.de

Detlef Jagodzinski
DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Referent Gasinfrastruktur
jagodzinski@dvgw.de

Dr. Michael Steiner
Open Grid Europe
Leiter Integrität
michael.steiner@open-grid-europe.com

DIE VORTEILE DES DVGW TSM
– EIN SYSTEM FÜR TECHNISCHES SICHERHEITSMANAGEMENT

Peggy Zeppei > ONTRAS Gastransport

ABSTRACT

Unternehmen, die technische Systeme betreiben, wie z. B. der Ferngasnetzbetreiber ONTRAS Gastransport GmbH, müssen den sicheren Betrieb ihrer Anlagen jederzeit gewährleisten. Dabei müssen alle damit verbundenen Verfahren und Prozesse den geltenden Gesetzen und Vorschriften entsprechen. Außerdem muss das Unternehmen auch vorbereitet sein, im Notfall reagieren zu können.

Ein Handeln nach dem Motto „Versuch und Irrtum" ist wenig geeignet, dies zu erreichen. Eingesetzte Methoden müssen eine ständige Überwachung der technischen Anlagen und Prozesse ermöglichen und gleichzeitig den gesetzlichen Anforderungen entsprechen. Dafür ist ein organisiertes Managementsystem erforderlich.

Ein solches Managementsystem besteht aus konkreten Schritten in vorgegebener Reihenfolge. Zur Entwicklung eines derartigen Systems steht ein Plan an erster Stelle, in dem bestimmte Ziele festzulegen sind. Danach werden die notwendigen Schritte für die verschiedenen Verfahren analysiert und die zugehörigen Prozesse definiert. Anschließend werden die Umsetzungsfortschritte geprüft und als letzter Schritt, ob und inwieweit die geplanten Ziele erreicht wurden. Im Ergebnis ist es ggf. notwendig, Prozesse anzupassen. Dabei ist es wichtig, all diese Schritte, die daraus resultierenden Prozesse und Methoden zur Umsetzung sowie auch die erzielten Fortschritte zu dokumentieren.

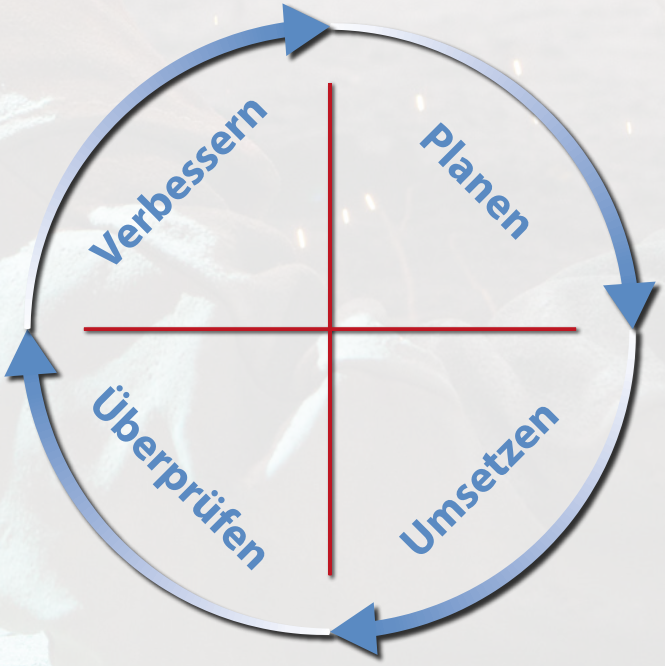


Abbildung 1: TSM implementiert einen kontinuierlichen zyklischen Prozess der Planung, Prüfung und Verbesserung

ALLGEMEINE BEMERKUNGEN

Alle hier vorgestellten Managementsysteme folgen demselben Schema (Abb. 1):

- Planung: Ziele und für die Umsetzung erforderliche Maßnahmen festlegen.
- Umsetzung: Die geplanten Schritte vornehmen, um die geplanten Ziele zu erreichen.
- Überprüfung: Sicherstellen, dass die umgesetzten Maßnahmen die erwartete Wirkung erzielen.
- Verbesserung: Aus den Analysen Schlüsse zu ziehen, daraus zu lernen und damit das System kontinuierlich zu verbessern.

Es gibt zwei Gruppen von Managementsystemen, die weit verbreitet sind:

- Managementsysteme, um den Qualitätsstandard in einem Unternehmen und die Stringenz der Prozesse zu definieren und zu verbessern: Qualitäts- (und Sicherheits-) managementsysteme (QM).
- Managementsysteme, um die Risiken organisatorischer Fehler zu minimieren bzw. sogenanntes Organisationsversagen auszuschließen: Systeme für technisches Sicherheitsmanagement (TSM).

QUALITÄTS- UND SICHERHEITSMANAGEMENT (QM)

Es gibt mehrere Normen zur Erfüllung von Qualitäts- und Sicherheitsanforderungen. National und international kommt der Norm ISO 9001 aus dem Jahr 2005 die größte Bedeutung zu.

Sie umfasst das Qualitätsmanagement (QM) und zielt auf die kontinuierliche Verbesserung des internen Qualitätsmanagementsystems eines Unternehmens ab. ISO 9001 ist prozessorientiert und führt die Mindestanforderungen an ein Qualitätsmanagementsystem im Einzelnen auf.

Durch die Verwendung eines solchen Qualitätsmanagementsystems werden zumindest grobe prozessuale Fehler und daraus entstehende Kosten vermieden bzw. verringert.

Eine weitere, häufig angewandte Norm ist die ISO 14001 aus dem Jahr 2015. Sie legt die Anforderungen an ein Umweltmanagementsystem (EMS) für die Zertifizierung eines Unternehmens fest. Dieses muss für eine kontinuierliche Verbesserung bzw. Verringerung der Umwelteinflüsse und -beeinträchtigungen durch ein Unternehmen geeignet sein. Daneben muss es die Einhaltung der gesetzlichen Voraussetzungen und anderer umweltbezogener Anforderungen gewährleis-

„Mit einem solchen System stellt ein Unternehmen eine professionelle Reaktion im Normalbetrieb und im Notfall sicher.
Peggy Zeppei

ten und dem Unternehmen ermöglichen, seine Umweltziele zu erreichen. Dazu muss ein Unternehmen seine wesentlichen Umwelteinflüsse und damit verbundene Auswirkungen ermitteln und geeignete Kriterien entwickeln, um seine für die Umwelt relevanten Prozesse zu kontrollieren und zu verbessern. Dabei überwacht es, ob die umweltbezogenen Ziele erreicht wurden und dokumentiert mit geeigneten Indikatoren die Verbesserung.

Für den Arbeitsschutz ist OHSAS 18001 eine vielfach angewandte Norm.

Sie legt die Anforderungen an das Managementsystem für den Arbeitsschutz eines Unternehmens fest. Diese Anforderungen beinhalten beispielsweise Arbeitsschutz-Kriterien, einschließlich der Verfahren zur Organisation des Arbeitsschutzes und potenzieller Gefahren und Risiken innerhalb eines Unternehmens.

TECHNISCHES SICHERHEITSMANAGEMENT (TSM)

Systeme für technisches Sicherheitsmanagement zielen darauf ab, die Risiken organisatorischer Fehler bzw. des sogenannten Organisationsversagens so gering wie möglich zu halten.

Das System für technisches Sicherheitsmanagement des DVGW basiert auf der Einhaltung von Gesetzen, den Vorschriften und den allgemein anerkannten Regeln der Technik, die überall in der Industrie gelten und für alle Unternehmen gleich sind.

Daher bieten die technischen Regeln, DIN-Normen und Regelungen des DVGW Rechtssicherheit und sind die Basis für alle Aktivitäten in der Gasindustrie. Der Vorteil dieses TSM-Systems ist, dass der DVGW als Verein wirtschaftlich unabhängig, neutral und nicht gewinnorientiert agiert. Zudem stellt der DVGW die Transparenz der Prozesse beim Aufstellen und Entwickeln von Regelungen sicher.

Für ONTRAS als Deutschlands zweitgrößtem Gastransportnetzbetreiber sind die relevanten TSM-Regelungen die technische Regel G 1000 aus dem Jahr 2005, in der die Anforderungen an die Qualifikation und Organisation des normalen Betriebs der Gas-Infrastruktur festgelegt sind, und die technische Regel G1001 aus dem Jahr 2015, in der das Risikomanagement für die technische Gas-Infrastruktur definiert wird.

Da das Unternehmen außerdem für den Betrieb von 22 Biomethan-Einspeiseanlagen verantwortlich ist, sind auch die technischen Regeln G 1030 aus dem Jahr 2010 relevant, welche die Anforderungen an die Organisation und Qualifikation von Biogasanlagenbetreibern festlegen.

Im Einzelnen beinhaltet das TSM des DVGW (nachfolgend als „TSM" bezeichnet) einen Prozess ständiger Aktualisierung, in dem sich die neuesten gesetzlichen Voraussetzungen niederschlagen.

Es handelt sich um ein Managementsystem für technische Sicherheit, das sich seit 1999 in der deutschen Versorgungsindustrie bewährt hat.

Das System ist ein bedeutender Bestandteil der technischen Selbstverwaltung der Energiewirtschaft und beruht im Wesentlichen auf dem Know-how und dem Engagement der Experten aus der Industrie. Ein regelmäßiger Re-Zertifizierungsprozess sorgt für systematische Aktualisierungen des ganzen Systems und seiner Vorteile.

Das TSM konzentriert sich auf die Organisation des Unternehmens. Ausgehend von der Gesamtsicht analysiert das TSM schrittweise bis ins Detail die Organisationsstrukturen. Gezielt sucht es dabei nach eindeutigen Definitionen für die technisch-fachlichen Zuständigkeiten und Funktionen.

Damit verhindert es insbesondere eine Kompetenzüberschneidung, die als eine der Hauptursachen von Fehlern gilt.

Mit der Vorgehensweise von der Gesamtsicht zum Detail prüft das TSM die Prozesse innerhalb der Organisation wie auch der Abteilungen des Unternehmens. Es versucht, die wichtigen Arbeitsprozesse zu erfassen und die beteiligten Organisationseinheiten zu koordinieren. Ziel ist es, transparente Prozesse zu entwickeln, die bei Bedarf aktualisiert werden.

Als Unterstützung für Unternehmen bei der Einführung eines eigenen TSM-Systems bietet der DVGW ein breites Spektrum an Leitfäden mit Checklisten und Fragenkata-

logen an. Diese Hilfsmittel können das jeweilige Unternehmen dabei unterstützen, seine eigene strukturelle und prozesstechnische Organisation durch Selbstbewertung zu überprüfen.

TSM UND ZUGEHÖRIGE DOKUMENTE BEI ONTRAS

Seit Gründung im Jahr 2006 hat ONTRAS – zusätzlich zu den existierenden Regeln bzw. auch weil es für bestimmte Fälle keine passenden Regeln gibt – eigene Regeln und Vorgaben für relevante Normen entwickelt. Damit gestaltet ONTRAS all seine Dokumente so, dass sie perfekt für die geschäftlichen Erfordernisse geeignet sind. Typische Anwendungen sind beispielsweise:

- Checklisten für Baustellenbesichtigungen, die auch als App erhältlich sind
- verschiedene Dokumente für die Kooperation mit Dienstleistern
- Audit bei Dienstleistern gemäß ISO 9001
- Fragenkatalog für Dienstleister, z. B. Checklisten für Fahrzeugausstattungen
- Regeln von ONTRAS für Dienstleister bei der Übernahme von Bereitschaftsdiensten und Wartung
- Organisation des Bereitschaftsdienstes
- Betriebsanleitung für die Betriebs-/Wartungsintervalle von Biomethan-Einspeiseanlagen
- Konkrete Regeln für Flüssiggaslieferanten (z. B. Sicherheitsplan für Befüllung mit LPG)
- Umfassende auf dem SAP-System basierende Werkverträge (Zugang für Dienstleister – Aktivierung, Bestellungen und Abrechnung)

BEISPIEL 1: APP ZUR BAUSTELLENBESICHTIGUNG

Die ONTRAS-eigene für iPhones entwickelte App zur Baustellenbesichtigung unterstützt den Auditor bei seiner Arbeit vor Ort. Detaillierte und einfach handhabbare Checklisten fungieren als Orientierungshilfe für die Aufgaben des Auditors und dokumentieren in transparenter Form alle Schritte und Ergebnisse (Abb. 2).

Der Auditor muss u. a. Folgendes überprüfen:

- Ist die Baustellendokumentation vorhanden und vollständig?
- Ist die Baustellenausrüstung/die Erste-Hilfe-Ausrüstung in Ordnung?
- Ist der Brandschutz organisiert, stehen die entsprechende Ausrüstung und Informationen zur Verfügung?
- Befinden sich dort Gefahrstoffe und wenn ja, wird

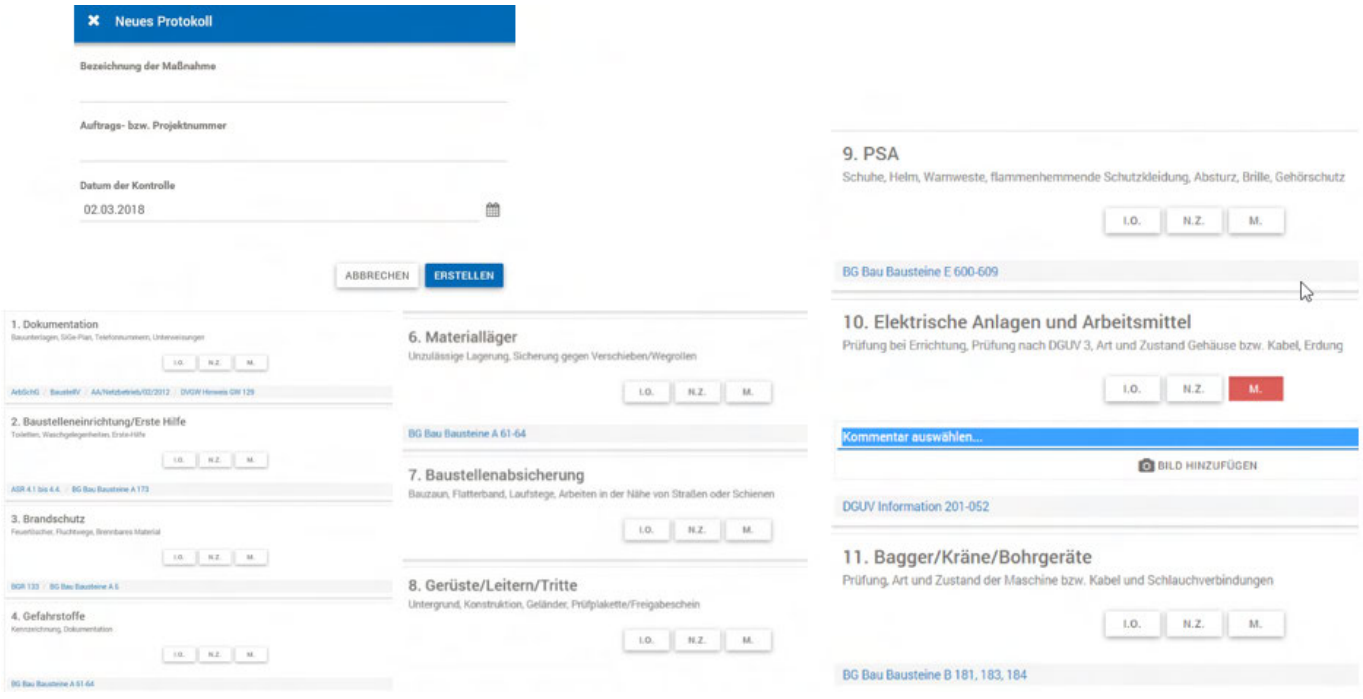


Abbildung 2: Eine systematische Checkliste ermöglicht eine einfache und schnelle Handhabung der Standortkontrollen

„Der systematische Ansatz ermöglicht ein kontinuierliches Lernen und Verbessern der Prozesse und der Weiterbildung der Mitarbeiter.
Peggy Zeppei

ordnungsgemäß mit ihnen umgegangen?
- Ist das erforderliche Material vorhanden und wird es ordnungsgemäß gelagert?
- Ist die Sicherheit der Baustelle gewährleistet?
- Sind die Gerüste, Leitern und Trittleitern vorhanden, geprüft und am richtigen Ort?
- Verwenden die Mitarbeiter bei der Arbeit die angemessene persönliche Schutzausrüstung?
- …
- Sind die Bagger, Krane, Bohrmaschinen in betriebsbereitem Zustand und sind sie ordnungsgemäß untergebracht, geprüft und gewartet?

BEISPIEL 2: ÜBERPRÜFUNG VON FAHRZEUGEN FÜR DEN BEREITSCHAFTSDIENST

ONTRAS hat eine weitere App entwickelt, um die Fahrzeuge für den Bereitschaftsdienst zu überprüfen.

Die App prüft den Bereitschaftsplan (beispielsweise auf Aktualität, Telefonliste) und auch, ob sich ein Mobiltelefon im Wagen befindet. Insgesamt gibt sie eine schnelle Antwort auf die allgemeine Frage, ob das betreffende Fahrzeug ordnungsgemäß ausgestattet ist, indem sie die Sperrschichtmaterialien, die Messgeräte, die Notbeleuchtung, die Bordwerkzeuge, Pläne und Dokumente, die Kamera und die sonstige Fotoausrüstung, den Feuerlöscher usw. abfragt.

ABLAUF DES ZERTIFIZIERUNGS-PROZESSES FÜR DAS TSM

Wie der Prozess eines typischen TSM-Audits abläuft und wie ein Unternehmen am Ende das geplante Zertifikat erhält, erläutert das Beispiel der TSM-Zertifizierung von ONTRAS.

Nachdem das Unternehmen den DVGW darüber informiert hat, eine TSM-Zertifizierung anzustreben, erhält es einen Prüfungskatalog mit den entsprechenden Leitsätzen und Fragen. Auf dieser Grundlage beantwortet das Unternehmen den umfassenden Fragebogen zur vorläufigen Überprüfung und bereitet die angeforderten Dokumente vor, wie zum Beispiel Organigramme, die Organisation der Abteilungen, relevante Regelungen usw.

Bei einem ersten Audit prüfen die Auditoren des DVGW während mehrerer Prüfungsgespräche stichprobenartig die vorliegenden Dokumente und sehen sich die Prozesse im Einzelnen an. Anschließend geben die Auditoren ihren ersten Eindruck wieder und legen erste Ergebnisse ihrer Prüfung vor. Verlief danach alles wie erwartet und waren die Ergebnisse positiv, versendet der DVGW den vollständigen Prüfbericht zusammen mit dem TSM-Zertifikat, das für mindestens zwei Jahre gültig ist. Danach muss es turnusgemäß durch weitere Audits erneuert werden. Diese Audits konzentrieren sich dann hauptsächlich auf ausgewählte Prozesse.

Sollte das Ergebnis des ersten Audits dagegen negativ ausfallen, kann das Unternehmen den ganzen Prozess wiederholen. Dabei kann es natürlich die Ergebnisse des ersten Audits berücksichtigen und versuchen, die negativ eingestuften Prozesse und Dokumente entsprechend zu aktualisieren und zu optimieren.

Durch die TSM-Zertifizierung kann ONTRAS die Sicherheit für Mitarbeiter, Transportsystem und Anlagen kontinuierlich weiter verbessern. Gleichzeitig werden dadurch organisatorische Risiken so gering wie möglich gehalten. Ferner ist auch der Umgang mit den Dienstleistern sowie die Kontrolle der erbrachten Leistungen einfacher und die Prozesse sind transparenter.

So vermeidet z. B. das umfassende Baustellenbesichtigungssystem mit seiner App technische Fehler sowie Verstöße gegen Gesetze und interne Regeln.

2017 besichtigte ONTRAS beispielsweise 880 Baustellen und verzeichnete dabei ca. 80 Auffälligkeiten. Die meisten davon wurden rasch beseitigt.

Unter dem Strich ist es immer sinnvoll und kostengünstiger, Schäden durch vorsorgliches Handeln zu vermeiden statt sie erst im Nachhinein festzustellen und zu beheben.

Autor

Peggy Zeppei
ONTRAS Gastransport GmbH
Leiterin zentrale Dienste
peggy.zeppei@ontras.com

VERSATILE.

Always a leading innovator, we supply customers with cutting-edge diagnostic and system integrity solutions. This, bound with our focus on flexibility, reliability, cost and quality, leads to offerings beyond your expectations.

ROSEN

empowered by technology

www.rosen-group.com

HÖHERE SICHERHEIT DURCH SACHVERSTÄNDIGENPRÜFUNGEN

Christian Engel > TÜV NORD Systems

ABSTRACT

Bei der Errichtung von Rohrleitungsanlagen zum Transport und zur Speicherung brennbarer, ätzender oder giftiger Gase und wassergefährdender Flüssigkeiten ist die Prüfung durch unabhängige Sachverständige ein wesentlicher Aspekt der Qualitätssicherung und trägt maßgeblich zur Sicherheit dieser Anlagen bei. Dies gilt aber nicht nur für Neubauprojekte, sondern auch bei Änderungen, Umbauten oder Instandhaltungsmaßnahmen. Diese Vorgehensweise hat sich in Deutschland seit vielen Jahrzehnten bewährt und trägt dazu bei, dass diese Anlagen zu den sichersten der Welt gehören.

ANFORDERUNGEN AUS DEN TECHNISCHEN REGELN

Für die unterschiedlichen Arten von Rohrleitungsanlagen gelten in Deutschland abhängig vom Fördermedium unterschiedliche Gesetze, Verordnungen und technische Regeln. Im Bereich der Versorgung der Allgemeinheit mit Gas sind das UVPG, die Gashochdruckleitungs-verordnung und das DVGW-Regelwerk in Verbindung mit einschlägigen DIN EN-Normen wie z.B. DIN EN 1594 anzuwenden. Hier sind hinsichtlich der Bauaufsicht und der Prüfungen durch Sachverständige insbesondere die DVGW-Arbeitsblätter GW 350, G 434, G 462/I, G 462/II und G 463 sowie das VdTÜV-Merkblatt Rohrleitungen 1001 zu nennen.

Für andere Rohrfernleitungen z.B. zum Transport wassergefährdender Stoffe oder brennbarer Gase, die nicht der Versorgung der Allgemeinheit dienen, gelten das UVPG, die Rohrfernleitungsverordnung und die Technische Regel für Rohrfernleitungen – TRFL.

Für Rohrleitungen und Anlagen im Bereich von Öl- und Gasspeicheranlagen kommen zusätzlich die Anforderungen nach dem Bergrecht zur Anwendung. Für Leitungen, die ausschließlich auf dem Werksgelände verlaufen sind Anforderungen an die Prüfungen der Druckgeräterichtlinie und der Betriebssicherheitsverordnung zu entnehmen.

Die Qualitätsüberwachung durch Sachverständige begleitet die oben beschriebenen Anlagen über ihren gesamten Lebenszyklus. Angefangen mit Planung und Genehmigungsverfahren über die Bauausführung, die Inbetriebnahme, den Betrieb bis zur Stilllegung. Die qualitätsüberwachenden Maßnahmen durch unabhängige Sachverständige in den verschiedenen Phasen werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

QUALITÄTSÜBERWACHUNG DURCH SACHVERSTÄNDIGE

Planung und Genehmigungsphase

Bereits in der Planungs- und Genehmigungsphase können durch unabhängige Sachverständige Studien zur Sicherheit und Machbarkeit erstellt werden. Hierdurch kann z.B. eine höhere Akzeptanz für Projekte in der Öffentlichkeit aber auch ein größere Rechtssicherheit im Genehmigungsverfahren erreicht werden.

Die Prüfung der Anzeige – oder Genehmigungsunterlagen durch unabhängige Sachverständige führt in der Regel zu einem reibungsloseren Ablauf des Anzeige- oder Genehmigungsverfahren durch die zuständige Behörde. Hier können offensichtliche Fehler oder sonstige Unzulänglichkeiten bereits vor Einreichung der Unterlagen korrigiert werden, wodurch sich das behördliche Genehmigungsverfahren deutlich verkürzen kann.

> *Quality monitoring by external experts accompanies the pipelines in Germany over their entire life cycle, starting with planning and approval procedures, via construction, commissioning and operation to decommissioning.*
>
> *Christian Engel*

Bauausführung

Im Rahmen der Bauausführung prüfen unabhängige Sachverständige die Qualifikation der beteiligten Firmen (Rohrleitungsbau, Korrosionsschutz, Zerstörungsfreie Prüfungen) und des eingesetzten Personals, die Qualität der Bauausführung einschließlich der zerstörungsfreien Prüfungen, der Leitungsverlegung und der Nachumhüllung. Basis für die durchzuführenden Prüfungen ist das VdTÜV-Merkblatt Rohrleitungen 1001.

Nach ordnungsgemäßer Verlegung der Leitung und Abschluss der Bauprüfung wird die Rohrleitung zusammenhängend oder in Teilabschnitten einer Festigkeits- und Dichtheitsprüfung (Druckprüfung) unterzogen. Diese Druckprüfung ist der integrale Nachweis der ordnungsgemäßen Konstruktion und Verlegung der Rohrleitung vor deren Inbetriebnahme.

Mit Durchführung der Bau und Druckprüfung durch unabhängige Sachverständige wird sichergestellt, dass eine qualitativ hochwertige Rohrleitung entsteht, die im späteren Betrieb geringere Kosten verursacht und sicher betrieben werden kann.

Inbetriebnahme

Vor der Inbetriebnahme werden die erforderlichen Sicherheitseinrichtungen der Rohrleitungsanlage durch unabhängige Sachverständige hinsichtlich der Eignung der eingesetzten Geräte, der Einstellung von Grenzwerten, sowie der Funktionsfähigkeit der Sicherheitseinrichtungen geprüft.

Hierdurch wird sichergestellt, dass alle wichtigen Einrichtungen der Rohrfernleitungsanlage geeignet sind und sicher funktionieren, damit z.B. unzulässige Betriebszustände sicher verhindert werden und gegebenenfalls auftretende Leckagen sicher erkannt werden. Die Prüfungen beinhalten auch den Explosionsschutz der Anlagen.

> *Durch die Durchführung der Bau- und Druckprüfung durch unabhängige Sachverständige wird sichergestellt, dass eine qualitativ hochwertige Rohrleitung entsteht, die im späteren Betrieb zu niedrigeren Kosten führt und sicher betrieben werden kann.*
>
> *Christian Engel*

Betrieb

Während des Betriebs werden Rohrfernleitungsanlagen, die der Rohrfernleitungsverordnung unterliegen wiederkehrend alle 2 Jahre durch unabhängige Sachverständige geprüft. Auch Anlagen die dem Bergrecht unterliegen, werden wiederkehrend geprüft. Die Prüfungen erstrecken sich auf den Zustand, die ordnungsgemäße Funktion der Sicherheitseinrichtungen und des KKS sowie die Dichtheit der Rohrfernleitung.

Darüber hinaus ist eine Vielzahl weiterer qualitätssichernder Prüfungen durch Sachverständige möglich. Diese reichen von der Auswahl und Überprüfung geeigneter Inspektionsmolche über die Begleitung der Inspektionsmolchung und Auswertung der Ergebnisse von Inspektionsmolchungen, bis zu Lebensdauerabschätzungen und Schadensuntersuchungen.

Bei Änderungen im Umfeld der Rohrleitungsanlage z.B. Errichtung von Neubaugebieten, Neubau von Straßen etc. können Stellungnahmen des Sachverständigen dafür sorgen den sicheren Zustand der Rohrleitung zu gewährleisten, in dem bestimmte Maßnahmen zur Sicherung und zum Schutz der Rohrfernleitung vom Sachverständigen festgelegt werden.

Stilllegung

Im Rahmen der Stilllegung wird bei bestimmten Rohrfernleitungen, insbesondere Rohrfernleitungen zum Befördern wassergefährdender Stoffe die ordnungsgemäße Entleerung und Reinigung durch Sachverständige geprüft. Hierdurch wird sichergestellt, dass durch stillgelegte Leitungsabschnitte keine Gefährdung von Personen und der Umwelt eintritt.

AUSWIRKUNGEN DER QUALITÄTSÜBERWACHUNG

Die Qualitätsüberwachung durch Sachverständige führt im Ergebnis zu einer sicheren, qualitativ hochwertigen Rohrfernleitung mit langer Lebensdauer und geringen Kosten während des Betriebs. Durch die Einbindung unabhängiger Sachverständiger wird darüber hinaus die Haftung des Bauherrn minimiert, da grobe Fahrlässigkeit in der Regel auszuschließen ist.

Auch wenn die Qualitätsüberwachung niemals flächendeckend sein kann und immer nur in Stichproben durchgeführt wird, kann durch konkretes Aufdecken von Fehlern und die rechtzeitige Einleitung von Korrekturmaßnahmen eine höhere Qualität erzielt werden. Darüber hinaus kommt ein psychologischer Effekt zum Tragen, da in der Regel alle Beteiligten eine höhere Qualität abliefern, wenn bekannt ist, dass eine Überwachung durch einen unabhängigen Dritten stattfindet. Manchmal trägt auch der andere Blickwinkel und/oder die Erfahrung des Sachverständigen dazu bei Fehler zu entdecken, aufzudecken und zu korrigieren.

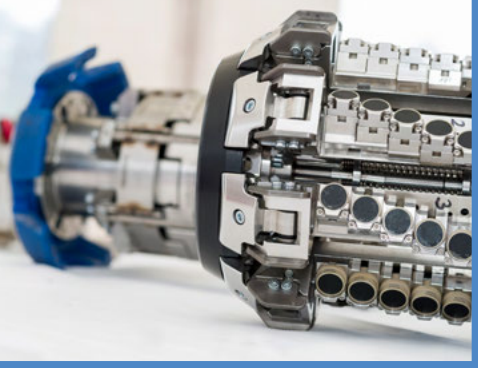
> *„Die Qualitätsüberwachung durch externe Experten führt zu einer zuverlässigen und qualitativ hochwertigen Transportleitung mit langer Lebensdauer und geringen Kosten im Betrieb.“*
>
> *Christian Engel*

ANFORDERUNGEN AN SACHVERSTÄNDIGE

Aufgrund der vielfältigen Aufgaben in allen Phasen des Lebenszyklusses einer Rohrfernleitungsanlage müssen Sachverständige über eine breite Ausbildung und fundiertes Fachwissen verfügen. Die Sachverständigen müssen daher ein umfangreiches Ausbildungsprogramm durchlaufen, bevor sie eigenständige Prüfungen durchführen dürfen. Das Fachwissen muss durch regelmäßige Weiterbildungsmaßnahmen ständig auf dem aktuellen Stand gehalten werden. Wünschenswert ist auch eine ausgeprägte Dienstleistermentalität, da die Aufgaben selten in der Nähe des Wohnortes, nicht immer bei schönem Wetter und in den üblichen Arbeitszeiten stattfinden. Da auch bestimmte Entscheidungen getroffen und umgesetzt werden müssen, gehören Konfliktfähigkeit und Durchsetzungsvermögen zu den optimalen Eigenschaften eines guten Sachverständigen. Weitere Eigenschaften sind Beharrlichkeit und Zuverlässigkeit. Aber auch ein gewisses Fingerspitzengefühl bei der Übermittlung von Prüfergebnissen ist notwendig.

Autor

Christian Engel
TÜV NORD Systems
Leiter der Prüfstelle für Rohrleitungen
cengel@tuev-nord.de

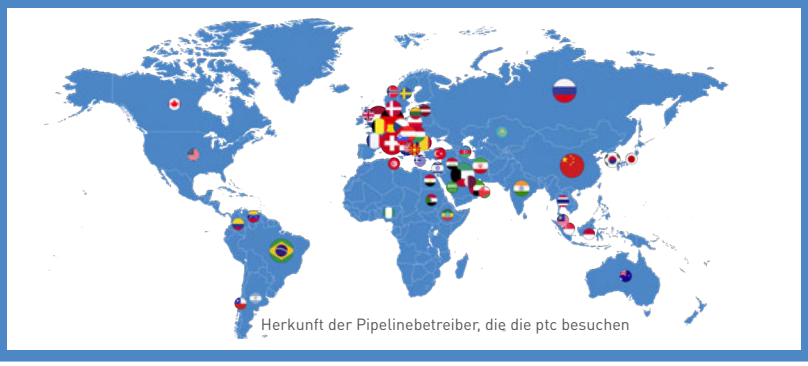


14. PIPELINE TECHNOLOGY CONFERENCE

18.-21. MÄRZ 2019, BERLIN

EUROPE'S LEADING PIPELINE CONFERENCE & EXHIBITION

- 700+ TEILNEHMER
- 50+ LÄNDER
- 80+ AUSSTELLER
- DELEGATIONEN VON 70+ VERSCHIEDENEN PIPELINEBETREIBERN



Platinum Sponsors

ROSEN empowered by technology

Intero

Golden Sponsors

MAATS PIPELINE PROFESSIONALS

NDT GLOBAL

DENSO

ILF CONSULTING ENGINEERS

IAOT International Association of Oil Transporters

Silver Sponsors

SIEMENS

GLD GOTTSBERG LEAK DETECTION

TRAPIL

TDW

SOLARES

www.pipeline-conference.com

BIL – DAS BUNDESWEITE INFORMATIONS-SYSTEM ZUR LEITUNGSRECHERCHE MIT ONLINE ZUSTÄNDIGKEITSPRÜFUNG

Jens Focke, Ingo Reiniger > BIL - Federal German Construction Enquiry Portal

ABSTRACT

Beschädigungen an Rohrleitungen und Katastropheneinsätze bei Bauaktivitäten beweisen immer wieder, dass die Bauwirtschaft eine bessere Unterstützung der Leitungsauskunft benötigt. Seit nun 2 1/2 Jahren in Betrieb will BIL einen Paradigmenwechsel in der Bauanfrage initiieren, indem die Initiative mittels Zuständigkeitsprüfung und einem vollständigem digitalen Workflow Vereinfachungen für die anfragende Bauwirtschaft bietet. Die genossenschaftliche Organisationsform soll dabei einen attraktiven, nicht gewinnorientierten Rahmen für die Mitwirkung aller Leitungsbetreiber geben. Der Service ist für den Bauanfragenden kostenfrei und verzeichnet wachsende Anfrage-, Teilnehmer- und Registrierungszahlen. Mit über 100.000 Bauanfragen erwartet BIL in 2018 die höchsten Anfragezahlen eines spartenübergreifenden, bundesweit agierenden kostenfreien Bauanfrageportals in Deutschland und leistet damit einen Sicherheitsgewinn bei Tiefbaumaßnahmen. Seit Gründung von 17 Betreibern aus dem Marktsegment der Pipelinebetreiber Chemie, Gas und Öl organisiert BIL zwischenzeitlich 66 vertraglich gebundene Unternehmen aller Sparten in seinem Gemeinschaftsportal zur Leitungsauskunft.

MOTIVATION ZUR GRÜNDUNG VON BIL

Die Gründungsmitglieder der BIL eG haben als Betreiber von Fernleitungen besonders mit der Unkenntnis der Bauwirtschaft über die Leitungslagen zu kämpfen. Eine Vereinheitlichung und Vereinfachung der Leitungsauskunft ist daher in Zeiten zunehmender Bauaktivitäten erforderlich. Die Erfahrungen der letzten Jahre haben gezeigt, dass individuelle und kommerzielle Portallösungen nicht ausreichen, um den Rechercheaufwand und die Adressierung anzufragender Leitungsbetreiber zu verbessern. Die Betreiber sind oft Jahre später betroffen, sollten sich im Rahmen der Überwachungs- und Inspektionsmaßnahmen Schäden an der unterirdisch verlegten Leitungsinfrastruktur herausstellen.

Dies ist aufgrund der intelligenten Molchung der Fernleitungstrassen und der im Post-Prozessing identifizierten Beulen an Rohren gut nachweisbar. Dies unterstreicht einmal mehr auch der 10.EGIG Report (10th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2016) Doc. number VA 17.R.0395), erschienen im März 2018. Leider ist auch im Rahmen der periodischen Befliegungen und Begehungen immer wieder feststellbar, dass Bauaktivitäten innerhalb der Leitungskorridore stattfinden, ohne dass eine Bauanfrage den dort betroffenen Leitungsbetreiber erreicht hat.

Durch unvollständige Zuständigkeitsermittlung und unbekannte Leitungsverläufe entstehen ungewünschte Kosten und Aufwände, da u.U. vor allem in ländlichen

> *Die Kosten für die Beseitigung von Schäden an Rohrleitungen, die durch Bauarbeiten verursacht werden, belaufen sich auf schätzungsweise 2 Milliarden Euro pro Jahr. Ein Großteil dieser Schäden ist auf fehlende Informationen über den Standort dieser Anlagen zurückzuführen.*
>
> *Jens Focke*

Gebieten Katastrophenschutzeinsätze durchgeführt werden müssen, weil sich dem überraschten Bauunternehmen Leitungslagen häufig erst an offenen Grabungen zeigen und Beschädigungen an der Rohrleitung verursacht worden sind. Auch machen Namensänderungen, Umorganisationen und unbekannte Versorgungsgebietsgrenzen es der Bauwirtschaft nicht eben leicht, die richtigen Unternehmen und Ansprechpartner zu identifizieren. BIL bietet dazu einen internetbasierten, durchgängig digital verfügbaren Prozess an, und integriert diesen ggf. in vorhandenen Systemlandschaften und Workflows zur Betroffenheitsanalyse und Planauskunft.

KONZENTRATION AUF KERNPROZESS

BIL konzentriert sich dabei ausschließlich auf den Kernprozess der Anfrage, mit dessen geographischen und alphanumerischen Informationen er die in BIL hinterlegten – aber unsichtbaren – Zuständigkeitsflächen der Betreiber verschneidet, um basierend auf den Treffern eine Positiv- und Negativliste zu erstellen.

In diesem Sinne ermöglicht die Anfrageplattform BIL dem anfragenden Bauunternehmer, seine Bauanfrage einzugeben. Die zuständigen Betreiber erhalten bei ermittelter Zuständigkeit die Information aus BIL, prüfen anhand dessen ihre eigene Betroffenheit und kommunizieren alle Informationen über das BIL-Portal. Damit verbleibt die Betroffenheitsprüfung beim Betreiber und dessen Planauskunft generiert die relevanten Informationen für den Anfragenden. BIL hält dabei keine Leitungsdaten und Asset-Informationen der Betreiber vor.

Nebeneffekt ist die automatische Eliminierung der definitiv nicht zuständigen Anfragen durch BIL, die bei Fern- und Regionalversorgern die Mehrheit der eingehenden Anfragen darstellt.

Abbildung 1: Kern des BIL-Anfrageprozesses

KOMMUNIKATION UND INTEGRATION

Die wesentlichen Aufgaben und Funktion der BIL-Infrastruktur bestehen in der digitalen Zuständigkeitsprüfung und der Kommunikation über das Portal. Von Seiten des Betreibers sind dazu lediglich die sogenannten Zuständigkeitsflächen in BIL zu hinterlegen, deren Ausdehnung der Betreiber als Korridor um eine Pipeline oder als Fläche um sein Versorgungsgebiet selber festlegt. Die Übertragung der Zuständigkeitsfläche(n) an BIL erfolgt in marktüblichen graphischen Datenformaten in der Eigenverantwortung des Leitungsbetreibers. Sie umfasst nur selbstdefinierte Flächenpolygone.

Falls BIL auf dieser Grundlage die Zuständigkeit eines Betreibers ermittelt, erhält dieser automatisch die standardisierte Anfrageinformation zur direkten Beantwortung über das BIL-Portal oder mittel seiner angeschlossen Systemumgebung

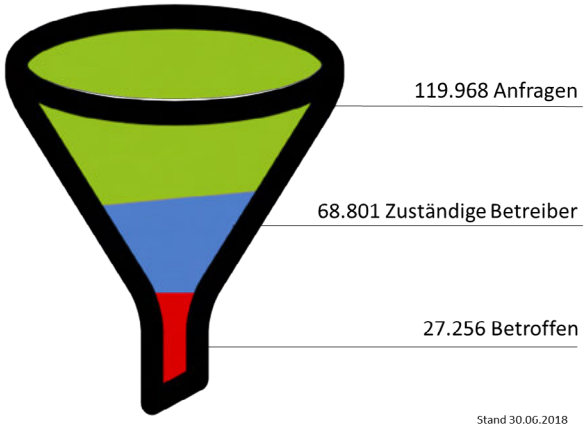


Abbildung 2: Ergebnis und Produktivitätsgewinn durch Zuständigkeitsprüfung und Reduktion der Bauanfragen über einen digitalen Kanal. (Zahlen aus den Jahren 2016 / 2017 / 2018-1.HJ)

Der Nutzen liegt in der einmaligen Anfrageformulierung durch die Bauwirtschaft, der automatisierten Online-Filterung von „Nicht-Zuständigkeiten" und der digitalen standardisierten Bereitstellung der Anfrageinformation für den Leitungsbetreiber aus einem Eingangskanal.

Dabei kann der Bauanfragende seine einmal formulierte Anfrage über den BIL-internen Verteiler auch an alle ihm bekannten Leitungsbetreiber weiterleiten und den Antwortworkflow über BIL organisieren und archivieren. In diesem Fall erfolgt lediglich die Zuständigkeitsprüfung für den angefragten Betreiber nicht.

TECHNISCHES LEISTUNGSANGEBOT

BIL bietet Anfragenden (z.B. Bauunternehmer, Planern, Behörden, etc.) und Teilnehmern (Leitungsbetreiber) eine internetgestützte Auskunftslösung mit folgenden Inhalten an:

- Internet-Portal für die kostenfreie Anfrageformulierung für die Bauwirtschaft oder sonstige Anfragende für Bau- und Planungsmaßnahmen aller Art,
- Kommunikationsplattform für die Verwaltung der ausgetauschten Anfragen, Auskünfte und Unterlagen, sowie der Darstellung des Bearbeitungsstatus,
- Schnittstelle zur Integration der Zuständigkeitsflächen des Betreibers,
- Universelle Schnittstelle als WEB-Service zum Anschluss von Backend-Systemen auf Betreiberseite

Baustellenklassifizierung:
Der Anfragende muss über BIL die Art der Baumaßnahme angeben. BIL stellt dafür eine Liste von unterschiedlichen Hoch- und Tiefbaumaßnahmen bereit.

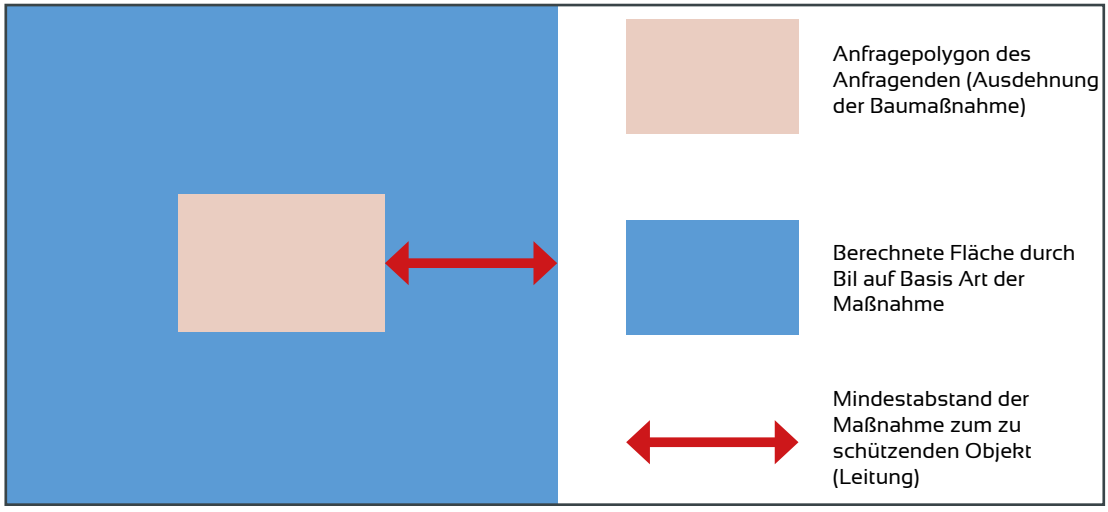


Abbildung 3: Korridorbildung durch Baustellenklassifizierung

Jeder Baumaßnahmentyp generiert eine Abstandsfläche unterschiedlicher Größe um die Baufläche.

Für die Betreiber ist damit die Auswirkung auf seine Zuständigkeitsflächen durch die räumliche Verschneidung je nach Maßnahme unterschied-

„Mit jährlich einer Million Baustellen in Deutschland benötigt die Bauwirtschaft Informationen über Rohrleitungen und Kabel und deren Trassen unter- und oberirdisch. Ein vereinfachtes Untersuchungsverfahren trägt zur Sicherheit und Effektivität bei.

Jens Focke

lich. Naturgemäß sind bei Sonderbauwerken größere Abstand-flächen zu berücksichtigen als bei lokalem Tiefbau.

Dadurch wird dem Betreiber ermöglicht die Ausdehnung seiner Flächen gering zu halten, ohne dass ihm eine relevante Anfrage entgeht.

Archivierung:
Sämtliche Daten und Dokumente werden gemäß den gesetzlichen Bestimmungen archiviert und für Nachfragen des Anfragenden und des Betreibers vorgehalten. Eine spätere Recherche ist möglich.

BIL ermöglicht auf Basis der erfassten Daten die statistische Auswertung in Form von Monats- und Jahresberichten.

Systemverfügbarkeit:
BIL ermöglicht einen Systembetrieb mit Zugriff im 24x7 Betrieb. Grundlage bilden die Zuständigkeitsflächen, die von den bei BIL teilnehmenden Betreibern basierend auf geographischen Referenzdaten eingestellt werden.

Das System generiert online eine Positiv- und Negativliste auf Basis der festgestellten Zuständigkeitsprüfung und stellt ggf. die Anfrage dem relevanten Betreiber zu.

Die Speicherung aller Anfrage und Antwortinformation, einschließlich aller Prozessschritte erfolgt in einem ISO-zertifizierten Rechenzentrum in Deutschland.

DIGITALER WORKFLOW

Im Rahmen der Diskussion um Digitalisierung von technischen Geschäftsprozessen der Prozess der Volkswirtschaft (Industrie 4.0) gibt BIL ein willkommenes zeitgerechtes Beispiel.

Der Weg der Digitalisierung ist durch vorhandene Informationssystemen auf Betreiberseite häufig schon vorhanden und findet mit BIL eine für den Anfragenden sinnvolle Ergänzung ohne zusätzliche Systemanforderung.

Neues digitales Geschäftsmodell
Digital Business Modell: Vollständige digitale Bauanfrage über Internet-Portal mit ständiger Verfügbarkeit

Aufwandsreduktion im bestehenden Geschäft
Digital Prozess Support: Automatische Zuständigkeitsprüfung und Reduktion der Korrespondenz bei „Nicht"-Zuständigkeit

Kostenoptimierte Leistungsbereitstellung
Digital Operating Model: Application Hosting, WMS-Integration, digitale Kommunikation, externe Archivierung

Abbildung 4: Digitalisierung im Kontext von Industrie 4.0

KOMMUNIKATIONSPLATTFORM FÜR SPANNFELDANALYSE

Die Kenntnis von Leitungslagen ist nicht nur relevant für die Aufgaben der bevorstehenden Bautätigkeit.

Stahlrohrleitungen im Untergrund sind elektromagnetischen Emissionen ausgesetzt, die durch benachbarte Hochspannungsleitungen auftreten. Im Kontext des Netzausbaus und Planungen für erhöhte Netzlast auf bestimmten Trassen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB`s) müssen die betroffenen Leitungsbetreibern bekannt sein.

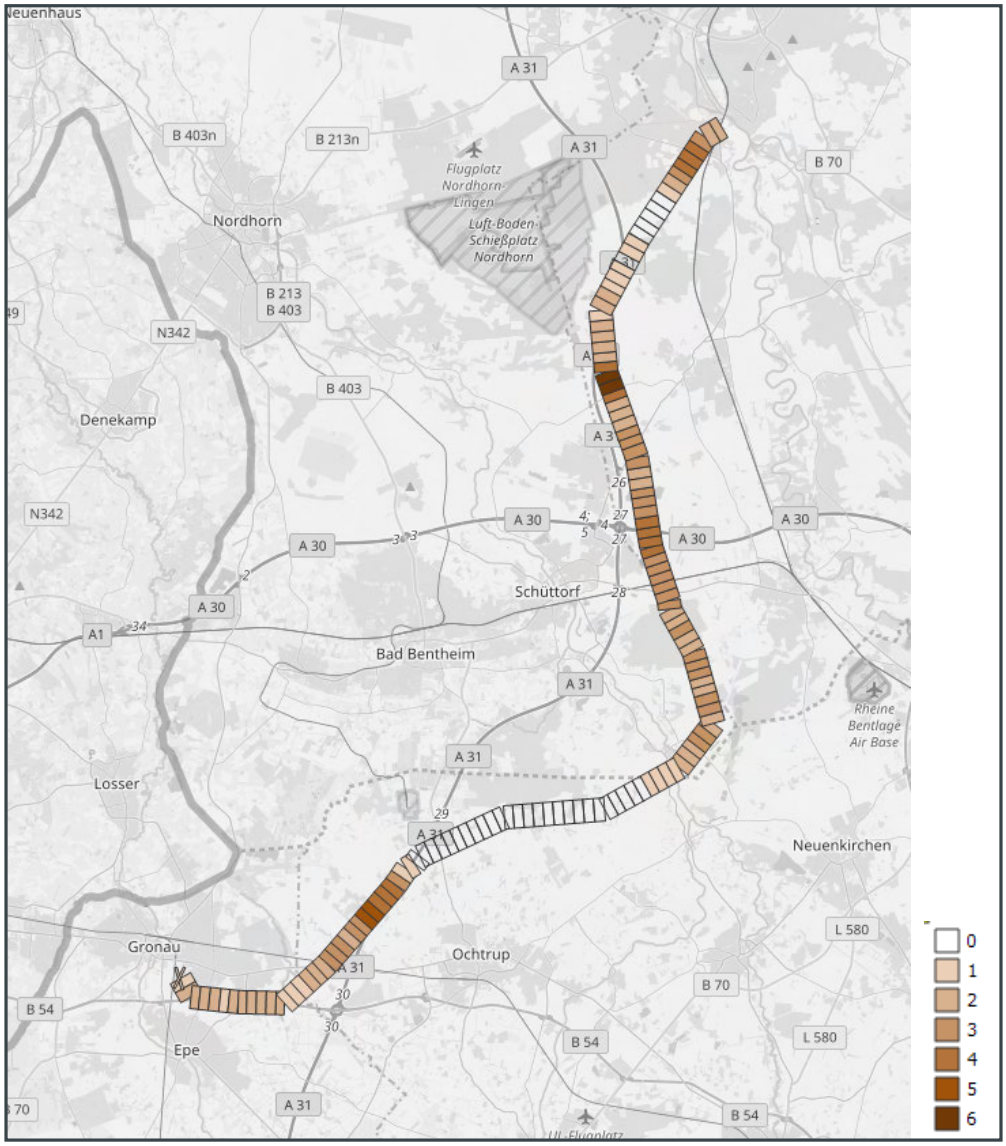


Abbildung 5: Spannfeldanalyse und Angabe der Anzahl zuständiger Betreiber

Im ersten Schritt ist eine Zuständigkeitsprüfung über alle Betreiber von Stahlrohrleitungen erforderlich, die im Rahmen einer Sammelanfrage über den gesamten Leitungsverlauf gelistet werden.

Die „Bauanfragefläche" entspricht in diesem Fall der Spannfeldfläche mit der jeweiligen Ausdehnung von 400m zwischen zwei benachbarten Maststandorten des ÜNB`s. Die Identifikation wird auch dem identifizierten Leitungsbetreiber bekannt, um im zweiten Schritt die eigene Betroffenheitsprüfung durchzuführen

KOSTEN UND NUTZEN

Die Kosten für die Betreiber zur Mitwirkung am BIL-Portal basieren auf den Leitungslängen der Pipelinebetreiber oder Versorgungsgebietsflächen bei Verteilnetzunternehmen.

Das genossenschaftliche Prinzip verfolgt keine Gewinnerzielungsabsicht, sondern legt die Kosten transparent auf die beteiligten Unternehmen um.

Die verfügbaren Statistiken zeigen, dass ungewünschte Fremdberührungen im Rahmen von Tiefbauarbeiten den höchsten Einfluss auf die Sicherheit von unterirdisch verlegten Leitungen nehmen. Daher steht der Sicherheitsgewinn im Tiefbau für alle Teilnehmer am BIL-Portal im Vordergrund ihres Engagements und ist eine volkswirtschaftliche Anforderung.

Der Anfragende kann jedes ihm bekannte Unternehmen über BIL erreichen. Wünschenswert und ideal ist die Erreichbarkeit aller potentiell zuständigen Leitungsbetreiber über BIL. Dies würde die Bauwirtschaft begrüßen, weil ihr im Rahmen der Tiefbauaktivitäten keine Leitungslage unbekannt bleibt. Der wesentliche Punkt ist dabei die Ermittlung der Zuständigkeit für den Bauanfragenden, was nur über eine zentralisierte Anfragemöglichkeit gelingen kann.

Jedes einzelne, noch so gut implementierte Auskunftsportal bleibt wirkungslos, wenn der Anfragende es nicht kennt. Genau hier setzt BIL an und fungiert als Mittler zwischen Bauwirtschaft und Leitungsbetreiber. Dadurch steigt die Bereitschaft, wann und wo auch immer eine Anfrage zu stellen und beschleunigt in beiderseitigem Interesse den Prozess der Bauanfrage und Leitungsauskunft insgesamt.

ZIEL UND AUSBLICK

BIL hat das ehrgeizige Ziel „Die Leitungsauskunft" als zentraler Anfragepunkt für Betreiber alle Sparten zu werden. Wesentlicher Motivationsfaktor ist die Vereinfachung des Anfrageprozesses mit dem Ziel, eine „vollständige" Auskunft zu erteilen.

Kostenfreiheit, modernes Design, attraktive raumbezogene Information sollen deshalb akzeptanzfördernd für die anfragende Bauwirtschaft sein, die über den Internetzugang transparent vor der Registrierung Einblick in das Funktionsspektrum nehmen kann.

Für BIL mit seiner genossenschaftlichen Organisationsform besteht der solidarische Anspruch, gemeinsam die Sicherheit und den Funktionserhalt einer sensiblen volkswirtschaftlich wichtigen Infrastruktur zu erhalten.

Das Spannfeldanalyseprojekt beweist dabei den weiteren Nutzen unter den bei BIL organisierten Betreibern.

Referenzen

[1]. 10.EGIG Report (10th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2013) Doc. number VA 17.R.0395March 2018
[2]. BIL-Report 2016 / 2017, BIL eG Bonn.
[3]. BIL-Report 2018, BIL eG Bonn

Autoren

Jens Focke
BIL - Das Bundesweite Informationssystem zur Leitungsrecherche
Vorstandsvorsitzender
jens.focke@bil-leitungsauskunft.de

Ingo Reiniger
Das Bundesweite Informationssystem zur Leitungsrecherche
Technischer Leiter
Ingo.Reiniger@bil-leitungsauskunft.de

Neuste Pipeline-News aus der ganzen Welt

Neuste Produkte und Lösungen für die Industrie

Erscheint alle 2 Wochen, zuverlässig, umfassend und kostenfrei

https://newsletter.eitep.de

Prof. Dr. Jürgen Schmidt, Natalie Schmidt, Johannes Biernath > CSE Center of Safety Excellence

PIPELINE SECURITY

SCHUTZ DER KRITISCHEN INFRASTRUKTUR GAS VOR FREMDEINWIRKUNGEN DURCH DRITTE

ABSTRACT

Gasfernleitungen gehören zur kritischen Infrastruktur - sie sind für die Energieversorgung der Industrie und der Bevölkerung unerlässlich. Das Gasnetz der Fern- und Verteilerleitungen erstreckt sich innerhalb Deutschlands auf über 510.000 km [1] und dient gemeinsam mit den Hausanschlussleitungen der Energieversorgung. Nach dem Energiewirtschaftsgesetz [2] müssen die Versorgungssicherheit und die Technische Sicherheit dieser Leitungen gewährleistet sein. Die Technische Sicherheit wurde in den vergangenen Jahren in den Bereichen Korrosionsschutz, Pipelinebau, Überwachung und Inline-Inspektionssysteme deutlich erhöht. Dies zeigen internationale und nationale Statistiken, in denen die Schadenshäufigkeit pro 1000 km und Jahr stetig geringer wird [3, 4].

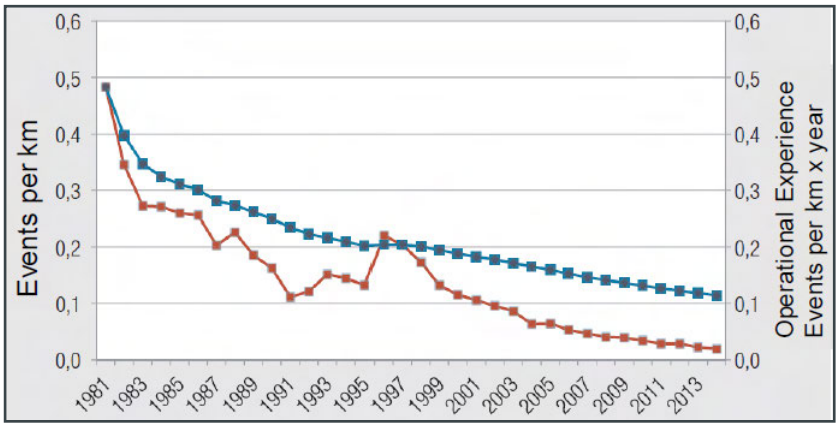


Abbildung 1: Ereignisse pro km im deutschen Gastransportnetz zwischen 1981 und 2014 nach der DVGW-Statistik [4]

Trotz der hohen Integrität von deutschen Gasleitungen sind Großschadensereignisse wie in Ghislenghien (2004) [5], Gräveneck (2007) [5] und Oppau (2014) [5] auch zukünftig nicht voll-kommen auszuschließen.

Hauptursachen für solche Ereignisse sind äußere Einwirkungen (external interference), insbesondere durch Bagger, Bohrer sowie land- und forstwirtschaftliche Geräte wie sich aus den Daten der EGIG (European Gas Pipeline Incident Data Group, einem Zusammenschluss der 17 wichtigsten europäischen Betreiber von Gastransportleitungen), ableiten lässt, Bild 2. In Deutschland sind solche Ereignisse insbesondere an Gasfernleitungen äußerst selten. Die Wahrscheinlichkeit von Unfällen durch Fremdeinwirkungen bei Verteilungs- und Hausanschlussleitungen ist dagegen sehr viel höher. Allerdings sind Auswirkungen mit Sach- und Personenschäden meistens erheblich geringer.

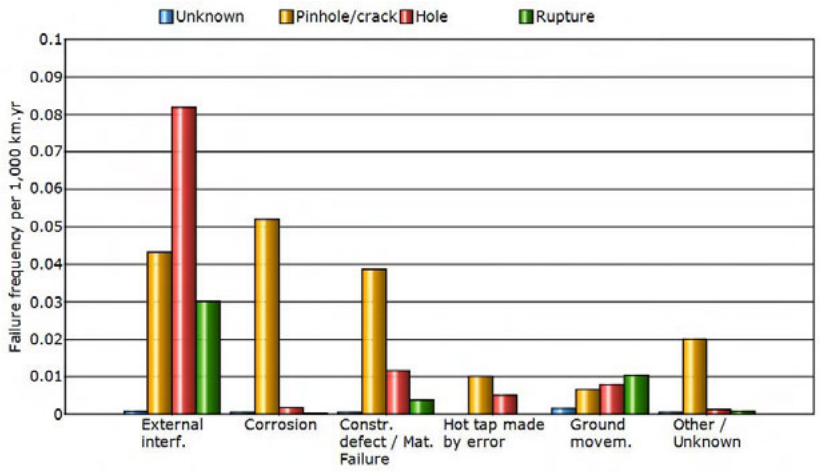


Abbildung 2: Schadenshäufigkeit von Gasleitungen der EGIG [3]

Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) hat einen sehr hohen Sicherheitsstandard definiert, um die Technische Sicherheit von Pipelines bei Planung, Bau und Betrieb zu gewährleisten und damit Mensch und Umwelt vor möglichen Gefahren einer Gasleitung zu schützen. Sicherheitsmaßnahmen für Erdarbeiten sind in vielen Regelwerken wie den DVGW Arbeitsblättern GW462-1, GW315 und GW381, TV A-StB 12 oder auch BGI 759 als organisatorische Maßnahme geregelt. Bei den rund 1 Million Bauaktivitäten jährlich in Deutschland kommt es trotz dieser Maßnahmen immer wieder zu Unfällen an Gasleitungen. Etwa 80% der Schäden an Leitungen sind als „human error" auf Arbeiten mit Baumaschinen zurückzuführen. Durch Ausbildung, Stärkung der Sicherheitskultur und zusätzliche technische Maßnahmen soll das Sicherheitsniveau in der Bauwirtschaft kontinuierlich erhöht werden. So ist BALSIBAU eine Initiative des DVGW, um den Ausbildungsstandard von Baggerfahrern und Bohrungsunternehmen zu erhöhen. Leider ist das Training noch nicht verpflichtend. Ein weiterer wichtiger Schritt zur Unfallprävention ist ein zentrales Informationssystem für Gasleitungen - eine Schnittstelle zwischen Bauindustrie und Gasnetzbetreiber. Im Jahr 2015 haben mehrere Gasnetzbetreiber das Bundesweite Informationssystem zur Leistungsrecherche (BIL) als Informationsplattform für kritische Infrastrukturen in Deutschland gegründet. BIL ist eine wichtige Präventionsmaßnahme.

Zur weiteren Erhöhung des derzeitigen Sicherheitsstandards von Gastransport- und Verteilleitungen muss der Schutz der Gasinfrastruktur vor äußeren Einwirkungen verbessert werden. Insbesondere in Deutschland nimmt die Bevölkerungsdichte zu, während die öffentliche Akzeptanz von Ereignissen kontinuierlich abnimmt. Potentielle Gefahren von Gasleitungen werden in der Öffentlichkeit immer stärker wahrge-

„Gasfernleitungen gehören zur kritischen Infrastruktur - sie sind für die Energieversorgung unerlässlich. Die Statistik zeigt einen kontinuierlichen Rückgang der Anzahl der Vorfälle pro 1000 km Rohrleitungslänge als Folge einer permanenten Erhöhung der technischen Sicherheit in den letzten dreißig Jahren. Vor allem in Deutschland nimmt die Bevölkerungsdichte zu, während die öffentliche Akzeptanz von Vorfällen kontinuierlich abnimmt.

Prof. Dr. Jürgen Schmidt

nommen, während die Chancen durch die Infrastruktur Gas gerade im Zusammenspiel mit regenerativen Energien oftmals nicht oder nicht vollständig erkannt werden. Erneuerbare Energien sind in Deutschland sehr beliebt und scheinen im Vergleich zu Erdgas unbegrenzt und mit weniger potenziellen Gefahren verfügbar zu sein. Deshalb können Unfälle an Gasleitungen und insbesondere ein katastrophales Ereignis schnell zur Forderung nach noch mehr Sicherheit führen. Die kontinuierliche Prüfung und Verbesserung des bestehenden Sicherheitskonzepts für Gasleitungen durch die Fachkreise des DVGW wird immer wichtiger. Innovative Pipeline-Sicherheitskonzepte sind notwendig, um die möglichen Einwirkungen durch Dritte künftig weiter zu reduzieren.

PLANT SECURITY ALS NEUE SCHUTZEBENE FÜR DIE PIPELINESICHERHEIT

Die Sicherheit von technischen Anlagen wird international einheitlich durch Gefahren- und Auswirkungsanalysen bzw. durch Risikoanalysen überprüft. Sicherheitsmaßnahmen, die aus solchen Analysen abgeleitet werden, müssen an das potentielle Schadensausmaß bzw. Risiko angepasst sein (Risikoproportionalität). In der Regel werden dazu Maßnahmen aus unabhängigen Ebenen des Anlagensicherheitskonzeptes festgelegt, Bild 3. Die Wirksamkeit, Genauigkeit und Verfügbarkeit der Schutzmaßnahmen unter Betriebsbedingungen ist nachzuweisen. Bei einer konsequenten und fachgerechten Umsetzung des Konzeptes ist die techni-sche Anlage sicher nach dem Stand der Technik. Gefahren sind in diesem Fall vernünftiger-weise auszuschließen.

Mit den Maßnahmen aus dem Anlagensicherheitskonzept ist die Integrität der technischen Anlage gewährleistet – das „Safety" Konzept ist definiert. Eine Gasleitung ist damit technisch sicher. Es fehlt jedoch ein „Security"-Konzept. Besondere Schutzmaßnahmen gegen die Einwirkungen durch Dritte sind nicht explizit aufgeführt. Die Anlage muss jedoch zunehmend auch vor den Einwirkungen Dritter geschützt werden. Die Gefahren für Mensch und Umwelt lassen sich heute nur dann wirkungsvoll vermeiden, wenn Safety und Security gleichermaßen betrachtet werden. Plant Security als Schutz gegen Bagger, Bohrer, land- und forstwirtschaftliche Maschinen ebenso wie dem Schutz vor Cyberangriffen, um technische Anlagen durch Dritte zu steuern werden immer wichtiger als Bestandteil des Sicherheitskonzeptes. Deshalb sollte Plant Security als eigener Layer of Protection in das Anlagensicherheitskonzept integriert werden, Bild 4.

Der DVGW hat in seinen Arbeitsblättern bereits wichtige Regeln zur Prävention formuliert. Mit BALSIBAU werden Baggerfahrer und Betreiber von Bohrmaschinen geschult. Es gilt auf der Basis dieser Regeln den Bereich Plant Security weiter zu stärken.

Im amerikanischen Raum werden Layer of Protection Konzepte gerne dazu verwendet, die Risikoreduzierung durch Sicherheitsmaßnahmen zu quantifizieren und mit den Anforderungen aus der Risikoanalyse abzugleichen. In diesem Fall muss die Risikoreduzierung durch Plant Security als einem zusätzlichen Layer of Protection neu kalibriert werden. In Deutschland erfolgt die Betrachtung zunehmend mit Hilfe von Risikomatrizen.

Maßnahmen für den Schutz der technischen Anlage vor Einwirkungen Dritter (Plant Security) sind sehr vielfältig.

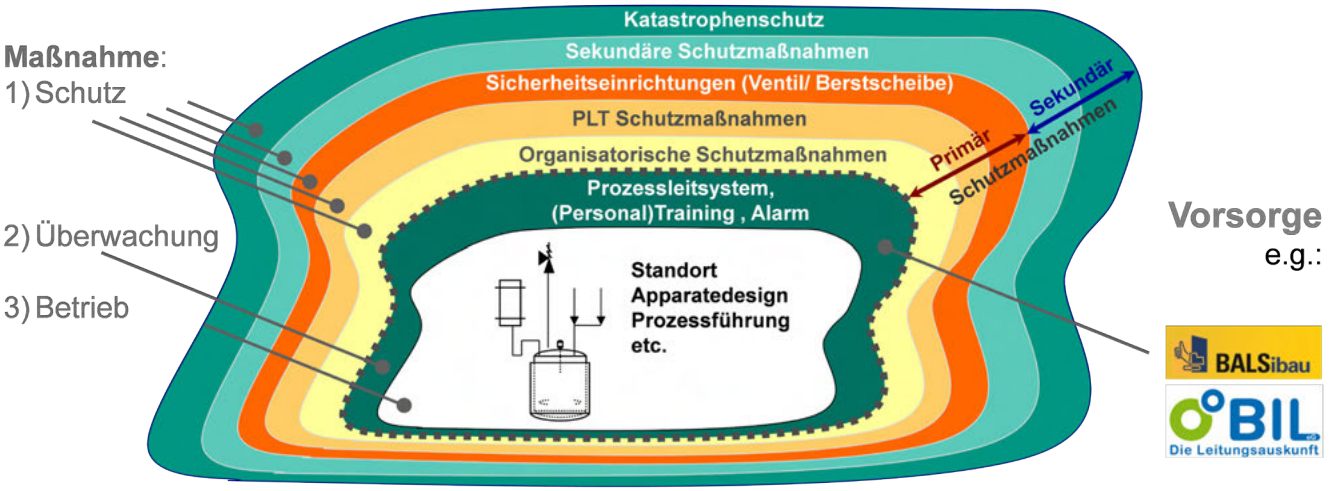


Abbildung 3: Anlagensicherheitskonzept für technische Anlagen [9]

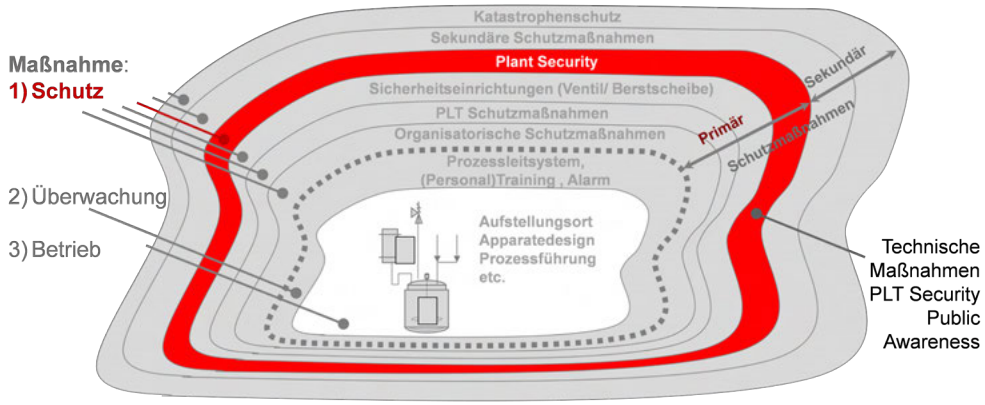


Abbildung 4: Plant Security als zusätzlicher Layer of Protection [10]

Am CSE Center of Safety Excellence ist dazu ein Innovationszentrum für Safety Integrity und Security gegründet worden. Plant Security wird zu einem wichtigen Forschungsthema im Bereich der Technischen Sicherheit von Gasleitungen.

Das CSE-Institut ist ein gemeinnütziges Kompetenzzentrum für Forschung und Lehre auf dem Gebiet der Prozess- und Anlagensicherheit. Es wird von einem Industriebeirat in den Bereichen Chemie, Petrochemie, Öl und Gas geführt und verfügt über besondere Kenntnisse und jahrzehntelange Erfahrung im Umgang mit und dem Schutz von Risiken technischer Anlagen. Das CSE-Institut hat u.a. die Aufgabe innovative Sicherheitskonzepte zu entwickeln, um die globale und branchenübergreifende Sicherheit kritischer Infrastrukturen zu erhöhen.

Eine World-Scale-Anlage zur Durchflussmessung und Typprüfung von Sicherheitseinrichtungen mit Drücken bis zu 3400 bar befindet sich im Bau, Bild 5. Die Anlage wird errichtet in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie in Pfinztal bei Karlsruhe, Deutschland. Die Forschung ist eingebettet in eine interdisziplinäre Ausbildung von Nachwuchswissenschaftlern im Bereich Prozess- und Anlagensicherheit am Karlsruher Institut für Technologie, der Technischen Universität Kaiserslautern und der Hochschule Karlsruhe.

THANCS PROGRAMM

Als technische Schutzmaßnahme im Bereich Plant Security hat das CSE Center of Safety Excellence begonnen, das "THANCS"-System (Third Party Anti-Collision System) zu entwickeln. Neueste Navigations- und Detektionstechnologien werden kombiniert zur Entwicklung eines innovativen Bagger-Antikollisionssystems, mit dem Ereignisse an Gasleitungen durch Dritte vermieden werden können. Das System schützt die Leitung und dadurch vor den Gefahren für Mensch und Umwelt.

Der Korridor, in dem sich eine Gasleitung befindet, wird dem Grabungsgerät aus Datenbanken übermittelt. Die genaue Lage der Leitung innerhalb des Korridors soll dann vor Ort detektiert werden. Mit einem Alarmsystem werden Bediener des Baggers oder Bohrers automatisch gewarnt, wenn sich die Maschine einer Gasleitung zu stark nähert. Als erste einfache und kostengünstige präventive Sicherheitsmaßnahme ist ein Warnsystem eingebettet in ein mobiles Gerät vorgesehen. Maschinenführer von Baggern und Bohrmaschinen werden vor einem Kontakt mit einer Gasleitung optisch und akustisch von ihrem mobilen Gerät gewarnt. Gasnetzbetreiber werden identifiziert und über die tatsächliche Risikosituation (real time) informiert. Mit Umgebungsdaten, zum Beispiel der Bevölkerungsdichte in der Umgebung der Gasleitung, lassen sich aktuelle Risiken online grob abschätzen, bewerten und führen zu entsprechende Warnstufen. Um die Verfügbarkeit in ländlichen Gebieten (Lücken im Mobilfunknetz) oder städtebaulichen Situationen zu erhöhen, wird in einem nachfolgenden Schritt das Alarmsystem zu einem autonomen System erweitert. Zusätzlich zum Warnsystem muss ein geeignetes mobiles Detektionssystem für Gasleitungen gefunden werden. Messsysteme aus anderen Branchen wie der Archäologie und der Geologie bieten dafür eine gute Ausgangsbasis. Auch eine automatische Abschaltung von Geräten, bevor ein tatsächlicher Kontakt zustande kommt, wird als Option diskutiert.

Für die Umsetzung dieser technischen Sicherheitsmaßnahmen sind genaue Geodaten für die räumliche Lage aller Rohrleitungen notwendig. Viele Gasnetzbetreiber haben solche Daten und sind bemüht, bei jeder Inspektion der Leitung diese Datenbasis zu vervollständigen und zu präzisieren. Bisherige Angebote zur Leitungsaus-

Abbildung 5: CSE High-Pressure Loop für sicherheitstechnische Prüfungen von Armaturen bei Drücken bis zu 3400 bar

Trotz vorbeugender Maßnahmen lassen sich mit jährlich rund 1 Million Bauaktivitäten in Deutschland unfallbedingte Ereignisse an Gasleitungen nur schwer vermeiden. Etwa 80 % der Schäden an Rohrleitungen sind menschliche Fehler durch die Arbeit mit Maschinen.

Prof. Dr. Jürgen Schmidt

kunft wie das Bundesweite Informationssystem zur Leistungsrecherche (BIL) stellen bisweilen nur zweidimensionale geografische Daten zur Verfügung. Diese Daten erhalten sie von den zuständigen Gasnetzbetreibern, wo-bei es keine Garantie auf Vollständigkeit beispielsweise bei Tiefenangaben, oder für die Genauigkeit der Daten gibt. Mit der europäischen Richtlinie "Infrastruktur für die räumliche Information in Europa" (INSPIRE) ist der Anstoß gegeben, mehr und umfangreichere, elektronisch verfügbaren Daten kritischer Infrastrukturen bereitzustellen. Die freie Verfügbarkeit solcher Daten birgt jedoch sicherheitstechnische Risiken, die ebenfalls dem Bereich Plant Security zuzuordnen und im Rahmen einer Sicherheitsanalyse zu berücksichtigen sind. Während die Bauwirtschaft für die Planung ihrer Aktivitäten häufig Daten über die ungefähre Lage längerer Gasleitungsabschnitte benötigt, sind für ein THANCS-System dagegen lediglich wenige, möglichst präzise Daten eines kurzen Segmentes von Gasleitungen erforderlich, die verschlüsselt übermittelt werden können.

EURIC: EUROPEAN RISK COMMUNICATION PLATFORM

Ein noch umfassenderer Schutz vor äußeren Eingriffen an Gasleitungen kann erreicht werden, wenn neben den technischen Schutzmaßnahmen für die Bauindustrie – z.B. durch THANCS – auch die Gesellschaft oder zumindest potenziell Betroffene in das Anlagensicherheitskonzept integriert werden. Ein solches Sicherheitskonzept existiert derzeit in keinem europäischen Land. Es ist weder in Deutschland noch in einem anderen europäischen Land etabliert. Die Bevölkerung soll durch ein innovatives Kommunikationskonzept motiviert werden, die Sicherheit von Gasleitungen vor Eingriffen durch Dritte aktiv mit zu erhöhen. Diese Maßnahme kann insbesondere bei Gasleitungen in dicht besiedelten Gebieten sehr wirkungsvoll sein. Nach dem Nudging-Prinzip soll das Verhalten von Bürgern auf vorhersehbare Weise beeinflusst werden, ohne dabei auf Gebote bzw. Verbote zurückgreifen zu müssen oder ökonomische Anreize zu verändern. Bisherige Kommunikationsarten setzen meistens nur auf eine Informationsvermittlung, die das Sicherheitsempfinden der Bürger stärken soll, nicht aber die Achtsamkeit der Öffentlichkeit fördert. Ein erfolgreiches Kommunikationskonzept auf der Basis des Nudging-Prinzips setzt voraus, dass das Verhalten in den unterschiedlichen sozialen Schichten der Bevölkerung im Vorfeld analysiert wurde, um keine Ängste zu schüren. Informationen über technische Risiken und das situative Umfeld sind an typische Bewertungsabläufe (Heuristiken) von nicht-technisch versierten Personen anzupassen. Häufig sind ingenieurmäßige, zahlendominierte und sachliche Argumentationen nicht ausreichend, um das notwendige Vertrauen in der Kommunikation zwischen Gasnetzbetreiber und Bevölkerung aufzubauen.

Am CSE Center of Safety Excellence wurde EURIC – die European Risk Communication Plattform gegründet, um interdisziplinär mit Ingenieuren, Psychologen und Naturwissenschaftlern die Risikokommunikation über Gefahren von technischen Anlagen mit der Bevölkerung auf ein neues Level zu heben. Dazu soll ein geeignetes Kommunikationskonzept und ein öffentliches Bildungsprogramm entwickelt werden. Risikowahrnehmung und -akzeptanz in der Bevölkerung sollen für risikobasierte und deterministische Konzepte der technischen Sicherheit untersucht werden. Auf dieser Grundlage lässt sich das Verhalten der Bevölkerung in gegenwärtigen öffentlichen Informationsveranstaltungen für beide Gruppen positiv lenken. Risiken müssen offen und zielgruppenorientiert benannt, bürgerliches Vertrauen muss aufgebaut und in eine positive Aufmerksamkeit umgesetzt werden. Bis heute basiert die öffentliche Diskussion über technische Risiken, zum Beispiel bei Projektgenehmigungsverfahren, meist nur auf einer Vermittlung von Informationen, die zwar das Sicherheitsgefühl der Bürger stärkt, aber keine allgemeine Aufmerksamkeit in der Öffentlichkeit fördert. In der Bevölkerung herrscht die Meinung vor, dass unsere technischen Anlagen nahezu „absolut" sicher sind. Die Bevölkerung hat Vertrauen in die Anlagen, und das ist gut so. Aber nicht grenzenlos – eine kritische Achtsamkeit wäre sehr sinnvoll. Und ein gesundes Risikoempfinden hilft ebenfalls. Die Bevölkerung sollte insbesondere in dicht besiedelten Gebieten in den Schutz der Anlagen einbezogen werden und Aktivitäten an Gasfernleitungen sowie die Verteilleitungen aufmerksam beobachten, um vor den Einwirkungen durch Bagger, Bohrer, land- und forstwirtschaftliche Geräte stärker zu schützen.

Mit der neuen Kommunikationsstrategie am CSE Center of Safety Excellence soll das Bewusstsein der Menschen für Risiken geschärft werden, um sie zu motivieren, potenzielle Gefahren bzw. Auffälligkeiten im Umkreis von Gasleitungstrassen an ein zentrales Informationssystem zu melden. Basierend auf dem Nudging-Prinzip soll das Verhalten von Bürgern auf vorhersehbare Weise beeinflusst werden, ohne dabei auf Gebote bzw. Verbote zurückgreifen zu müssen, oder ökonomische Anreize zu verändern. Hierfür ist es wesentlich, dass eine respektable Vertrauensbasis zwischen der Bevölkerung und dem Gasnetzbetreiber oder einer dritten Partei geschaffen wird.

In das Kommunikationskonzept sollen neue Medien und soziale Netzwerke einbezogen werden. Informationen und Meinungsaustausche lassen sich dort proaktiv gestalten. Die Kommunikation muss langfristig und transparent angelegt sowie gleichzeitig faktischer und emotionaler werden. Für das Vertrauen und die Meinungsbildung auch bei Ereignissen sind diese Medien sehr wichtig.

Die Anforderungen an die Kommunikation mit der Öffentlichkeit sind auch im Bereich der genehmigungsbedürftigen Anlagen nach BISchG mit der neuen Seveso III Richtlinie verschärft worden. Dort müssen Betreiber solcher Anlagen die Nachbarschaft über die Art und Gefahren ihrer Anlagen künftig informieren.

ZUSAMMENFASSUNG

Die Technische Sicherheit von Gasleitungen hat in Deutschland ein sehr hohes Niveau erreicht. Es passieren immer weniger Unfälle, wie Statistiken belegen. Neben dem „Safety"-Konzept für die Leitungen wird das „Security"-Konzept immer wichtiger. Die Einwirkungen auf Gasleitungen durch Dritte sind derzeit die Hauptursache für sicherheitsrelevante Vorkommnisse. Deshalb sollte Plant Security als zusätzlicher Layer of Protection im Anlagensicherheitskonzept für Gasnetze verankert und bei den Sicherheitsbetrachtungen fester Bestandteil der Analyse werden. Innovative Konzepte im Bereich Plant Security müssen entwickelt werden. Dazu zählen besonders technische Schutzmaßnahmen. Derzeit beruht die Absicherung praktisch auf organisatorischen Maßnahmen. Solche Maßnahmen sollten in dicht besiedelten Gebieten überdacht werden, um den Sicherheitsstandard noch weiter zu erhöhen.

Am CSE Center of Safety Excellence ist ein Innovationszentrum für Safety Integrity und Security gegründet worden (CeSIS). Plant Security wird zu einem wichtigen Forschungsthema im Bereich der Technischen Sicherheit von Gasleitungen. Neue technische als auch organisatorische Sicherheitsmaßnahmen sollen entwickelt werden:

1. ein Anti-Kollisionssystem für Bagger, Bohrer, land- und forstwirtschaftliche Geräte (THANCS) basierend auf den neuesten Industrie 4.0-Möglichkeiten und
2. eine Kommunikationsstrategie für eine aktive Rolle der Bevölkerung, damit durch Achtsamkeit die Sicherheit von Gasleitungen weiter erhöht wird. Dazu ist am CSE Center of Safety Excellence die European Risk Communication Platform (EURIC) gegründet worden. Zusammen mit Psychologen werden die Themen Risikowahrnehmung und Risikokommunikation für die neue Kommunikationsstrategie aufgearbeitet.

Mit Hilfe der Sicherheitsmaßnahmen im Bereich Plant Security lässt sich die Technische Sicherheit von Gasinfrastruktur künftig noch weiter erhöhen und damit die Wahrnehmung in der Bevölkerung positiv beeinflussen.

Referenzen

1. Bundeskartellamt, Bundesnetzagentrur für Elektrizität Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Monitoringbericht 2015, März 2016
2. Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: Gesetze über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), 2005, Teil 6, S. 86-89
3. European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG): 8th EGIG-report 1970-2010, gas pipeline incidents, N.V. Nederlandse Gasunie, Groningen, 2011.
4. Frank Dietzsch (DVGW), Ronny Lange (inetz GmbH), Jonas Schmidinger (bnNETZE GmbH) & Dr. Michael Steiner (Open Grid Europe GmbH). Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas – Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2014; Energie | wasser-praxis 1/2016
5. http://www.stern.de/panorama/weltgeschehen/belgien-15-tote-bei-gasexplosion-3072720.html
6. http://www.spiegel.de/panorama/gasexplosion-in-hessen-100-meter-flamme-schoss-auf-dorf-zu-a-502565.html
7. http://www.spiegel.de/panorama/ludwigshafen-gasexplosion-hinterlaesst-ein-truemmerfeld-a-999175.html
8. http://www.allgemeine-zeitung.de/lokales/polizei/starke-explosion-in-ludwigshafen-op-pau-ein-haus-steht-in-flammen_14716771.htm
9. Schmidt, J.: Vorlesung Prozess- und Anlagensicherheit am Karlsruher Institut für Technologie, 2017
10. Schmidt, J.: Die Bevölkerung beteiligen - Public Awareness als „Layer of Protection" im Sicherheitskonzept Tutzing Symposium, Dechema, 2017

Autoren

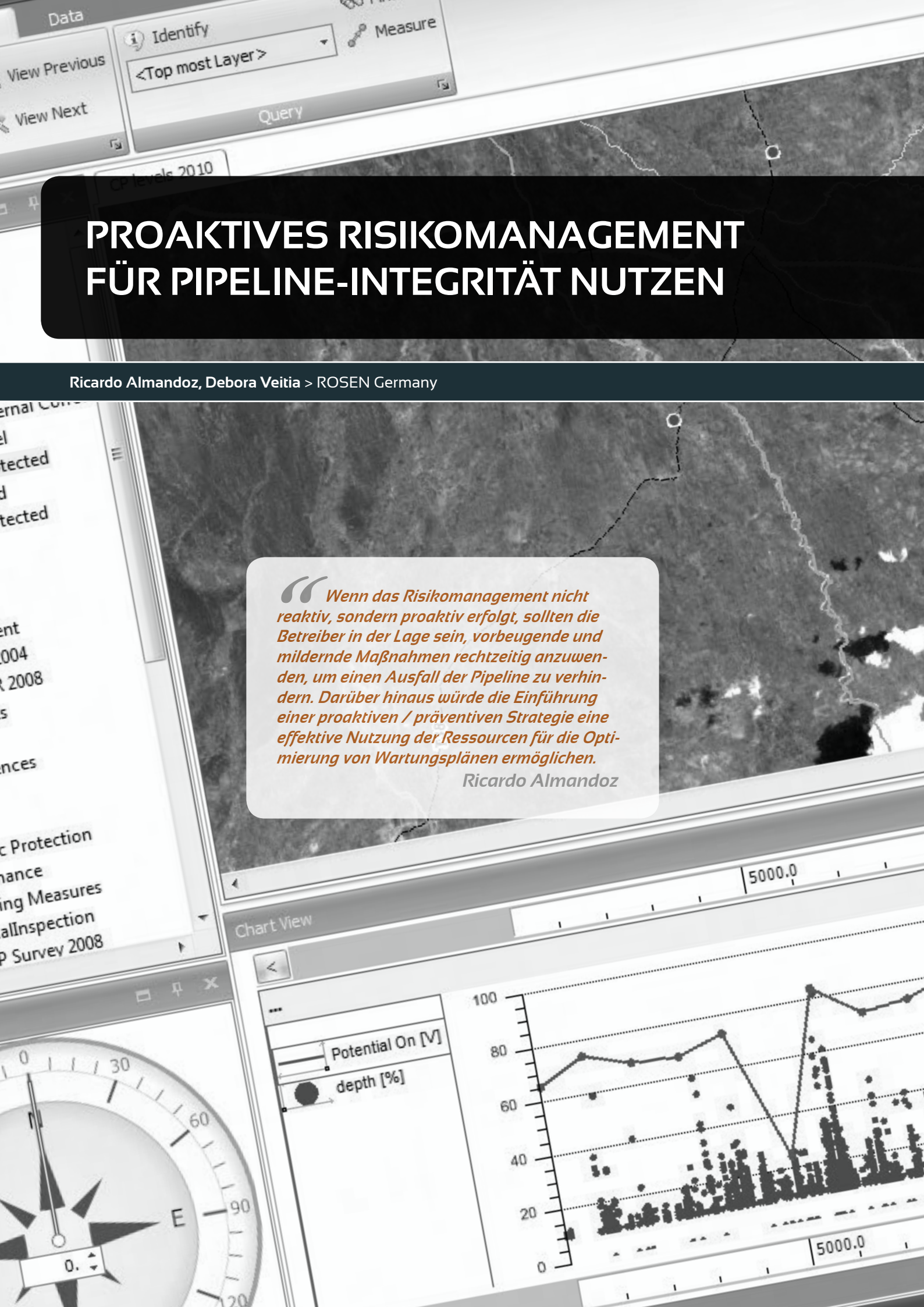
Prof. Dr. Jürgen Schmidt
CSE Center of Safety Excellence
Vorstandsvorsitzender
juergen.schmidt@cse-institut.de

Johannes Biernath
CSE Center of Safety Excellence
Wissenschaftlicher Mitarbeiter
johannes.biernath@cse-institut.de

Natalie Schmidt
CSE Center of Safety Excellence
Wissenschaftlicher Mitarbeiter
natalie.schmidt@cse-institut.de

PROAKTIVES RISIKOMANAGEMENT FÜR PIPELINE-INTEGRITÄT NUTZEN

Ricardo Almandoz, Debora Veitia > ROSEN Germany



"Wenn das Risikomanagement nicht reaktiv, sondern proaktiv erfolgt, sollten die Betreiber in der Lage sein, vorbeugende und mildernde Maßnahmen rechtzeitig anzuwenden, um einen Ausfall der Pipeline zu verhindern. Darüber hinaus würde die Einführung einer proaktiven / präventiven Strategie eine effektive Nutzung der Ressourcen für die Optimierung von Wartungsplänen ermöglichen.

Ricardo Almandoz

ABSTRACT

Risikomanagement ist ein grundlegender Baustein des Pipeline-Integritäts-Managementprozesses. Risikomanagement umfasst dabei nicht nur die Abschätzung von Risikoprofilen und den Abgleich mit tolerierbaren Kriterien, sondern auch die effektive Beurteilung und Umsetzung der Maßnahmen zur Risikobehandlung. Die Durchführung von Risikobeurteilungen kann Betreibern und Ingenieuren zu einem besseren Verständnis solch kritischer Punkte verhelfen wie:

- welche Bedrohungen wahrscheinlich gefährlicher für die Integrität der Pipeline sind,
- welche Bereiche der Pipeline anfälliger für Versagen aufgrund aktiver Bedrohungen sind, und
- wie sich im Versagensfall das freigesetzte Medium wahrscheinlich verteilt und möglicherweise kritische Rezeptoren beeinträchtigt.

Dank proaktivem statt reaktivem Risikomanagement dürften Betreiber in der Lage sein, früh genug Präventions- und Minderungsmaßnahmen zu ergreifen, um ein Versagen der Pipeline zu verhindern. Zudem würde eine proaktive/präventive Strategie eine effektive Ressourcennutzung für die Optimierung der Wartungspläne zulassen. Um solche Bewertungen zu ermöglichen, ist ein effektives Risikomodell erforderlich, weshalb sich die Anstrengungen auf die Modellierung und Abschätzung des Risikos eines Pipelineversagens in quantitativer Hinsicht richten. Solche Modelle können äußerst komplex und detailliert sein und Datenintegration in großem Umfang erfordern; zudem müssen sie Risikofaktoren schlüssig und transparent generieren, um eine effektive Entscheidungsfindung zu unterstützen.

ROSENs Quantitatives Pipeline-Risikobeurteilungsmodell (engl. Quantitative Pipeline Risk Assessment Model – QPRAM) wurde im Hinblick auf die mit der Identifizierung und Beurteilung von Risikofaktoren verbundenen Erwartungen und Herausforderungen entwickelt. QPRAM verbindet Wahrscheinlichkeit, Folgen, und Risikoelemente in einem modularen Rahmen und erlaubt so die Schaffung kundenspezifischer Modelle, welche die Besonderheiten der Anwendung wie Pipeline-Standort, Medienart, Datenverfügbarkeit und erforderliches Komplexitätsniveau widerspiegeln.

Diese Abhandlung beschreibt, wie die QPRAM-Methodik in Zusammenarbeit mit einem europäischen Gaspipeline-Betreiber entwickelt und umgesetzt wurde. Ein kundenspezifisches Risikomodell wurde zusammen mit dem Betreiber aufgesetzt, um die mit der Betriebsumgebung verbundenen spezifischen Bedingungen und Herausforderungen, bekannten Gefahren sowie Datenverfügbarkeit und -qualität wiederzugeben. Das Modell liefert essentielle Risikofaktoren mit hochauflösenden Intervallen entlang der Trassen und wurde anhand realer Daten kalibriert, um zu gewährleisten, dass die resultierenden Risikoprofile die Gefahren und Betriebserfahrungen in der Region widerspiegeln.

Die Integration der Pipeline-Daten und die Umsetzung der QPRAM erfolgt mit der ROSEN Asset Integrity Management Software (ROAIMS) Suite. So kann der Betreiber das Risiko der Pipelines in seinem Netz bestimmen und vergleichen, aktive Bedrohungen für Pipelines erkennen, sich auf Bereiche mit erhöhtem Risiko konzentrieren und die Vorteile präventiver Risikominderungsmaßnahmen beurteilen. Die Verwaltung von Daten und Beurteilungen in einer Suite bietet die zusätzlichen Vorteile von Durchgängigkeit und Rückverfolgbarkeit.

Nach Abschluss der Risikobeurteilungen werden Präventiv- und Schadensminderungsmaßnahmen zusammen mit anderen Integritätsbeurteilungen wie z.B. Gebrauchstauglichkeitsbeurteilungen analysiert, um einen Gesamt-Integritätsmanagementplan zu erarbeiten, der den Betreibern Orientierung darüber gibt, was wo und wann zu tun ist, um einen proaktiven Ansatz für die Pipeline-Integrität zu gewährleisten.

EINLEITUNG
WAS IST RISIKO-MANAGEMENT?

Das Risikomanagement bildet einen grundlegenden Bestandteil des Integritätsmanagementprozesses für Pipelines. Risikomanagement umfasst die Einschätzung von Risikoprofilen, den Abgleich der Ergebnisse mit tolerierbaren Kriterien und die Gewährleistung einer effektiven Beurteilung und Umsetzung der Risikobehandlung.

Oft wird das Risiko bis zum „Beurteilungs"-Stadium eingeschätzt, d.h.: die Bemühungen konzentrieren sich auf die Definition von Modellen, auf die Datenverarbeitung zur Analyse, um Wahrscheinlichkeits-, Folgen- und Risikofaktoren zu generieren und dann die Ergebnisse mit annehmbaren Grenzwerten zu vergleichen, oder einfach auf das Erstellen von Risikometriken zur Visualisierung der Ergebnisse. Die reine Detektion von relevanten Bereichen reicht eindeutig nicht aus, um ein Versagen von Anlagen zu verhindern, deshalb umfasst der „Management"-Aspekt auch die Beurteilung und Umsetzung von effektiven Präventions- und Minderungsmaßnahmen (P&M) zur Risikobehandlung und -kontrolle.

Die Risikobeurteilung ist ein grundlegender Prozessschritt, der Betreiber bei einer proaktiven Entscheidungsfindung unterstützt. Die Identifizierung von Punkten oder Bereichen der Pipelineanlage schafft nicht nur ein Bewusstsein für die Versagens- oder Degradationswahrscheinlichkeit aufgrund von an speziellen Standorten

vorliegenden Treibern sowie für die im Falle eines Versagens potentiell erhöhten Folgewirkungen auf die Rezeptoren, sondern hilft vielmehr auch bei der Bestimmung, wann und wo P&M-Maßnahmen anzuwenden sind. Das Erreichen dieses Zustandes hängt jedoch entscheidend von aussagekräftigen Beurteilungsergebnissen ab, die oft schwer zu bekommen sind.

Verschiedene grundlegende Aspekte müssen entsprechend behandelt werden, um so weit zu kommen, dass man Risiken effektiv managen kann. Dazu gehören:

Eine effektive Strategie ermöglichen: Der Risikoansatz sollte Kernprinzipien erfüllen (z.B.: ein fester Bestandteil des IM-Prozesses sein), die Entscheidungsfindung unterstützen, systematisch, fortlaufend, transparent und durchgängig sein, einen Rahmen zur Umsetzung haben, gut kommuniziert werden und kontinuierlich durchgeführt und überwacht werden. Die ISO-Norm 31000 [Ref.1] bietet generische Leitlinien für die Prinzipien, den Rahmen und die Prozesse, die sich auf Risikomanagement anwenden ließen. Andere Pipeline-spezifische Leitlinien wie z.B. ASME B31.8S [Ref. 2], IGEM TD/2 [Ref. 3] oder DNV RP F116 [Ref. 4] enthalten Empfehlungen für Integritäts- und Risikomanagement. Betreiber nehmen häufig auf diese Leitlinien Bezug bei der Erstellung ihrer eigenen unternehmensspezifischen Prozesse. Eine effektive Strategie sollte die kontinuierliche Verbesserung und Erweiterung des Risikomanagements in einer Organisation umfassen.

Ein effektives Risikomodell definieren: Es gibt dokumentierte und bekannte Risiko-Modellklassen, die von einfachen „qualitativen" Modellen, welche weitgehend auf Thematik, Expertenbeurteilung und einer Erstellung von relativen Risikoergebnissen basieren, bis zu komplexeren „quantitativen" Modellen reichen, die große Mengen numerischer Eingabedaten erfordern, das subjektive Element aus der Beurteilung herausnehmen und Ergebnisse in absoluten Zahlen liefern. Um Risiken zu beurteilen, sind effektive Risikomodelle und -strukturen gefordert, damit die Risikofaktorenergebnisse abgeschätzt werden können. Das Risikomodell ist ein Satz strukturierter Regeln (Algorithmen), die verfügbare Daten und Datenbeziehungen nutzen, um die Leistung des Systems aus einer Risikoperspektive einzuschätzen.

Obwohl es mehrere Leitliniendokumente zur Risikobeurteilung von Pipelines gibt wie z.B. ASME B31.8S [Ref. 2] für Onshore Gas-Pipelines oder DNV RP F116 [Ref. 4] für Offshore-Pipelines, gibt es keinen Industriestandard, der ein einheitliches Risikomodell vorschreibt. So weichen die in der Industrie entwickelten und angewandten Modelle beträchtlich in Komplexität, Struktur, Effektivität und Nutzbarkeit voneinander ab. Es ist eine Kunst und Fertigkeit, das richtige Gleichgewicht zu finden zwischen solchen Faktoren wie Datenverfügbarkeit, Komplexität, Subjektivität und absoluten Daten sowie Modelle auf spezifische Bedingungen zuzuschneiden und Ergebnistransparenz, Stimmigkeit und Interpretierbarkeit bei der Festlegung effektiver Modelle zu gewährleisten.

Effektive Daten sammeln und integrieren: Allein ein Modell zu haben, schafft noch keine Risikoergebnisse; ein Risikomodell ist eigentlich ein Platzhalter und erst wenn es mit Daten aufgefüllt wird, werden Profile der Risikofaktoren generiert. Die Datenverwaltung kann mit mehreren Herausforderungen verbunden sein. Dazu gehören unter anderem der Zugang für und die Bearbeitung durch mehrere Nutzer, Verfügbarkeit, Qualität und Sicherheit, Inkonsistenz mit Formaten und Datenbankformaten, Verarbeitung, Abgleich und Integration an einem zentralen Datenort, steigende Datenvolumina sowie Ressourcenverfügbarkeit. Wie im vorstehenden Punkt erläutert, sind Datenverfügbarkeit und -genauigkeit ein wichtiger Einflussfaktor für die Erstellung maßgeschneiderter Risikomodelle; manchmal wird ein gestufter Ansatz zur Aktualisierung und Feinabstimmung von Modellen bezogen auf die Datenverfügbarkeit empfohlen. Daten sind gewöhnlich eine Momentaufnahme und deshalb ist es wichtig, kontinuierlich Daten zu sammeln, zu verarbeiten und zu integrieren, um Risiken über den gesamten Lebenszyklus der Anlage hinweg zu beurteilen. Die rechtzeitige und durchgängige Verfügbarkeit, Genauigkeit und Integration von Daten ist auch entscheidend für die Erzielung aussagekräftiger Risikoergebnisse.

Aussagekräftige, interpretierbare und durchgängige Ergebnisse erzielen: Die Pipeline-Branche tendiert eher zu semi-quantitativen und quantitativen Risikoansätzen, welche objektive Messungen von Wahrscheinlichkeit, Folgen und Risikofaktoren erfordern. Aus Analysen gewonnene Ergebnisse sollten deshalb quantifizierbar, messbar und vergleichbar sein. Analysen können umfangreiche Ergebnisse liefern, aber was zählt, ist die Wiedergabe der Messgrößen in einer Art und Weise, welche die Entscheidungsfindung optimal unterstützt. Der Einsatz kombinierter Darstellungen von Matritzen, Grafiken, Tabellen und Karten hilft bei der Visualisierung, Beurteilung, dem Verständnis und der Kommunikation von Ergebnissen sowie der Planung von Behandlungsmaßnahmen. Jedoch sind Transparenz und Durchgängigkeit der Ergebnisse sowie die Beurteilung unterschiedliche Detailgrade, welche von Übersichtsprofilen bis zu hin zur Ursachenfindung reichen, ebenso nötig. Die aus einer Analyse stammenden Ergebnisse werden gewöhnlich mit einem Tolerierungskriterium abgeglichen, um Bereiche zu identifizieren und differenzieren, die annehmbare Grenzwerte überschreiten und deshalb eine Behandlung erfordern.

Sensitivitäts-Analysen bilden: Nach der Bestimmung der Bereiche, die nach dem Beurteilungsstadium von Interesse sind, sollten machbare P&M-Maßnahmen abgewogen werden, um das Risiko zu kontrollieren bzw. auf ein tolerierbares Maß zu senken. Begleitend wird oft eine Kombination aus „Was-wäre-wenn"-Sensitivität und Kosten-Nutzen-Analysen durchgeführt. Diese Maßnahmen sind Barrieren, die – effektiv eingesetzt – die Wahrscheinlichkeit des Verfalls einer Pipeline und selbst ihres Ausfalls senken könnten; dazu gehört eine Kombination aus Behandlung, Instandhaltung, Inspektion, Überwachung, Beurteilung, Reparatur/Erneuerung und Qualitätssicherungstätigkeiten. Hier ist ein praktikables, wenn auch möglicherweise schwierig zu erreichendes Gleichgewicht zwischen Kosten, Gewinn, Verlust und Timing der P&M-Maßnahmen gefragt.

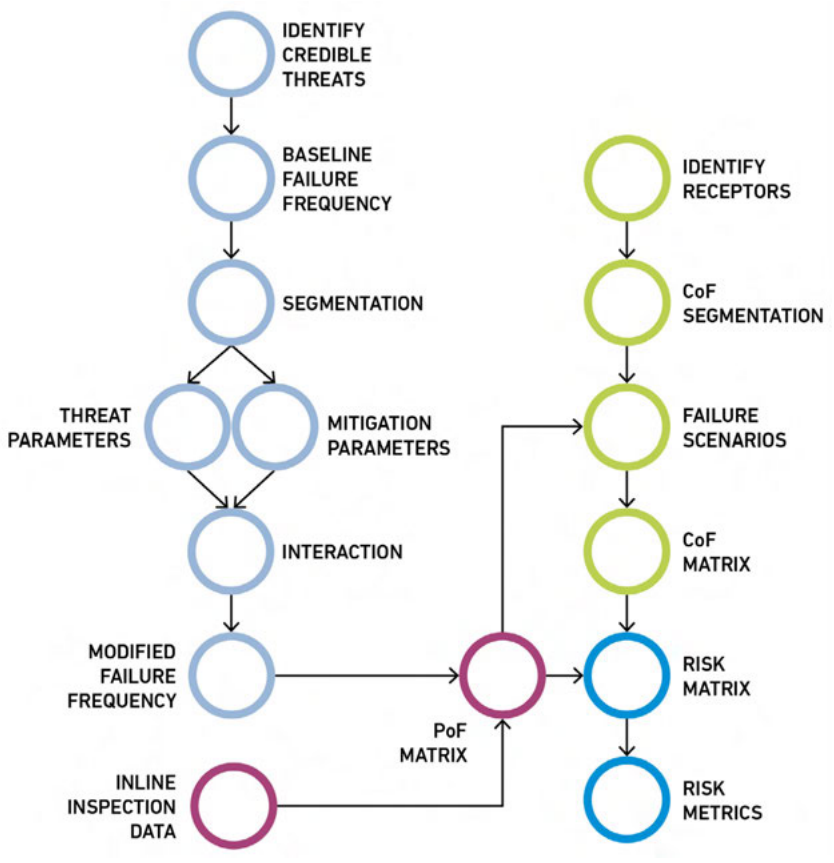
QPRAM-METHODIK

ROSENs Quantitatives Pipeline-Risikobeurteilungsmodell (engl. Quantitative Pipeline Risk Assessment Model – QPRAM) wurde im Hinblick auf die mit der Identifizierung und Beurteilung von Risikofaktoren verbundenen Erwartungen und Herausforderungen entwickelt. Obwohl Risiko- und Integritätsmanagement bei Pipelines eine globale Herausforderung ist, können aufkommende Probleme sehr lokal und individuell sein. Deshalb ist ausreichend Flexibilität nötig, um das Risikomodell auf spezifische Bedingungen und Herausforderungen zuschneiden zu können, die sich aus der Betriebsumgebung, bekannten Gefahren, Datenverfügbarkeit und Qualität ergeben.

Das QPRAM bindet Wahrscheinlichkeit, Konsistenz und Risikoelemente in einen modularen Rahmen ein und bietet die Flexibilität, kundenspezifische Modelle aufzusetzen, um besondere Anwendungen wie Pipeline-Standort, Medientyp, Datenverfügbarkeit, Experten-Input zum Thema und das erforderliche Komplexitätslevel zu berücksichtigen.

GEFÄHRDUNGS-ANALYSE

Das QPRAM bietet einen allgemeinen Rahmen für die Beurteilung der Ausfall-Wahrscheinlichkeit aufgrund denkbarer Gefahren durch die Beurteilung der historischen Intervalle zwischen Ausfällen des Pipeline-Systems in Kombination mit mechanistischen, betrieblichen und umwelttechnischen Bedingungen. Das Modell beurteilt die Schwere der Bedingungen, die den Integritätsverlust der Pipeline beeinträchtigen könnten, und vergleicht sie mit der Qualität und Effektivität der passiven und aktiven Präventions- und Minderungsmaßnamen.



Der QPRAM-Prozessablauf enthält Module, die bei der Einschätzung der Risikofaktoren helfen

Die historische Ausfallhäufigkeit ist ein grundlegender Input für das Modell und sollte idealerweise die erwarteten lokalen Bedingungen widerspiegeln. Sind diese Daten jedoch nicht verfügbar, können regionale oder nationale Statistiken genutzt werden. Die Schwere der mechanistischen, betriebs- und umweltbedingten Bedingungen in Kombination mit der Qualität und Effektivität der Präventions- und Minderungsmaßnahmen ergeben ein Verhältnis, das dann auf das historische Fehlerhäufigkeitsprofil entlang der Pipeline angewandt wird. Variieren die mechanistischen, betriebs- und umweltbedingten Bedingungen und die Präventions- und Minderungsmaßnahmen entlang der Pipeline, wird eine neue dynamische Segmentierung generiert.

Inspektionsdaten (z. B. von einer intelligenten Inline-Inspektion) und die entsprechenden Beurteilungen (z. B. der Betriebstauglichkeit) bieten relativ genaue Informationen bezüglich Vorliegen, Größe und Gefährlichkeit der Anomalien in der Pipeline. Diese wiederum lassen sich nutzen, um das Vorliegen und die Schwere der aktiven Gefährdung in der Leitung zu beurteilen. Diese Daten (falls verfügbar und

relevant) werden dann verglichen mit der modifizierten Ausfallhäufigkeit, um ein verfeinertes Ausfallhäufigkeitsprofil entlang der Pipeline zu generieren.

Das Ergebnis ist ein äußerst genaues Profil des modifizierten (bzw. verfeinerten) Ausfallhäufigkeitswertes, der die Abweichung relativ zur historischen Häufigkeit zeigt. So wird bestimmt wo die Pipeline mehr oder weniger anfällig für Ausfälle ist als der Durchschnitt (die Baseline) und um wie viel.

FOLGENABSCHÄTZUNG

Ziel der Folgenabschätzung ist es, die relative Auswirkungen auf Rezeptoren in unmittelbarer Nähe und entlang der Pipeline zu bestimmen, sollte die Pipeline versagen. Dazu setzt das QPRAM einen gängigen vierstufigen Prozess ein:

1. **Charakterisierung der wahrscheinlichsten Ausfallszenarien**: Wenn eine Pipeline aufgrund einer spezifisch denkbaren Gefährdung versagt, dann wird die Wahrscheinlichkeit des Ausfallmodus' (Leck vs. Bruch über den gesamten Querschnitt) beurteilt. Bei Freisetzung des Mediums in die Umwelt werden unterschiedliche denkbare Ausfallszenarien evaluiert, was zur Entwicklung eines Ereignisbaums führt. Übliche, vereinfachte Szenarien sind der Bruch der Pipeline gefolgt von einer unmittelbaren Entzündung des Produktes in Form eines Jet Fires oder eine Leckage der Pipeline, der keine Entzündung folgt.

2. **Berechnung der Gefahrenzone**: Abhängig vom beurteilten Szenario könnte die Wirkung eine Zone betreffen, die vom Ausfallpunkt entlang der Pipeline bestimmt wird. Zum Beispiel: Beim Szenario eines Pipeline-Bruches mit unmittelbarer Entzündung des Mediums in Form eines Jet Fires entsteht Wärmestrahlung. Die Intensität dieser Strahlung bei unterschiedlichen Abständen zum Feuer ließe sich mit einer Punktquellen-Methode [Ref. 5] bestimmen. Unter Berücksichtigung tolerierbarer Wärmestrahlungs-Intensitätsgrenzwerte ließen sich entsprechende Wirkungsradien berechnen, um Gefährdungszonen zu bestimmen.

3. **Bestimmung der wahrscheinlich betroffenen Rezeptoren**: Sogenannte Rezeptoren – also z. B. Menschen, die Umwelt oder Infrastruktur, die vom Ausfall betroffen sein könnten – werden bestimmt. Die Pipeline und umgebenden Rezeptoren werden in einem Geographischen Informations-System (GIS) verortet und genaue räumliche Anfragen werden in regelmäßigen Abständen entlang der Pipeline durchgeführt, um festzustellen, wo Rezeptoren möglicherweise von einem potentiellen Ausfallszenario in der Gefahrenzone betroffen sein könnten.

4. **Abschätzung des Schadenspotential bei betroffenen Rezeptoren**: Die Schwere der Auswirkung auf die Rezeptoren im jeweiligen Szenario wird sowohl einzeln als auch ganzheitlich mithilfe einer gemeinsamen Messgröße abgeschätzt. Diese ließe sich beispielsweise kostenspezifisch bemessen, in erwartetem Personenschaden oder Lieferunterbrechung. Nicht nur die Auswirkungen auf physikalische Rezeptoren in der Gefahrenzone werden geschätzt, sondern auch die wirtschaftlichen Folgen (einschließlich Verlust von Produkt und Produktion sowie Reparatur- und Wiederinbetriebnahmekosten) aber auch weniger greifbare Auswirkungen wie auf das Image des Unternehmens (einschließlich Vertrauen, Aktienpreis, etc.) werden beurteilt.

RISIKOBEURTEILUNG

Das Ausfallrisiko ist das Ergebnis der Wahrscheinlichkeit von Ausfallergebnissen (aus der Gefahrenanalyse) und den Konsequenzen dieser Ausfallergebnisse (aus der Folgenabschätzung). Die Wahrscheinlichkeit, Folgen und Risikowerte lassen sich in Kategorien darstellen und auf der Grundlage solcher Messgrößen wie der Unternehmensrisiko-Matritze. Es lassen sich zusätzliche Risikometriken wie entfernungsbasierte Profile der Risikowerte generieren, welche das Gesamtrisiko aufzeigen oder das Risiko bei denkbaren Gefährdungen vergleichen; solche Profile stellen relevante Punkte oder Bereiche heraus. Risikofaktorenprofile lassen sich auch auf einer Kartenübersicht visualisieren, um bestimmte Segmente mit erhöhter Wahrscheinlichkeit, entsprechenden Folgen oder Risiken in Verbindung zu bringen mit raumbezogenen Datensätzen wie bewohnten Bereichen, Infrastrukturdichte oder ökologischen Hotspots.

BESCHREIBUNG DES IMP

Ein Integritäts-Management-Plan (IMP) wird entwickelt, um die Anforderungen an zukünftige Inspektionen, Überwachungs- und Instandhaltungsmaßnahmen festzulegen, um denkbare Integritätsgefährdungen und -risiken zu kontrollieren bzw. mindern. Der Plan vergleicht historische Maßnahmen mit den letzten risiko- und integritätsbezogenen Beurteilungen, um die Angemessenheit und Häufigkeit zukünftiger Maßnahmen zu bestimmen. Beispiele integritätsbezogener Beurteilungen, die in einen IMP integriert werden könnten, sind Gebrauchseignungs- und Risikobeurteilungen.

Die in einem IMP beschriebenen Maßnahmen und deren Häufigkeit sollten dabei helfen, Medien unter sicheren und verlässlichen Bedingungen zu transportieren. Risikobeurteilung und IMP sollten regelmäßig überprüft werden, um zu gewährleisten, dass denkbare Gefährdungen ordnungsgemäß bearbeitet werden. Änderungen beim Betrieb einer Pipeline oder in ihrer Umgebung sollten eine Überprüfung oder Neubeurteilung auslösen.

Abschnitt	Länge (km)	Baujahr (year)	Durchmesser (inch)	Wandstärke (mm)	Pipeline- Material	Auslegungs-Druck (MPa)	MAOP (MPa)
1	45	1972–1973	28	6.5/7.92/10.31	X60 X60C	5.4	4.8
2	80	1973–1974	28	6.5/7.92/10.31	X60 X60C	5.4	5.4

Table 1: Pipelin-Eigenschaften

Zusätzlich zur Erstellung eines Aktionsplanes sollten Leistungsindikatoren (KPIs) festgelegt werden, um die Effektivität des Planes und nachfolgender Maßnahmen zu messen. Diese Leistungsmesswerte umfassen beispielsweise:

- Soll/Ist-Verhältnis (geplante Maßnahmen vs. im Messzeitraum abgeschlossene Maßnahmen)
- Effektivität der Instandhaltung (geplante Instandhaltungsstunden vs. ungeplante Instandhaltungsstunden)
- Risikominderung (Unterschied zwischen dem Risiko zu Beginn und am Ende des Messzeitraumes)
- „Non-compliance" Aufgaben (Anzahl gemeldeter vs. nicht erfüllter Aufgaben im Messzeitraum)
- Reduzierung der Reparaturen (Anzahl geplanter Reparaturen nach der nächsten Inline-Inspektion vs. aktuell geplanten)

FALLSTUDIE

Die QPRAM-Methodik wurde bei einer Gas-Pipeline angewandt; Eigenschaften sind in Tabelle 1 dargestellt.

In dieser Pipeline wurden vier Versagensfälle festgestellt – zwei davon waren auf Spannungsrisskorrosion zurückzuführen. Die Primärauswirkung war Medienverlust.

Die für eine Risikobeurteilung erforderlichen Daten umfassen Inline-Inspektion, Überwachung über Tage, Gaszusammensetzung und Betriebsparameter.

Das Folgenabschätzungs-Modell drückt die potentiellen Folgen eines Versagens in Kosten aus (BLV). Diese Werte hängen von lokalen Faktoren wie Lohn- und Materialkosten ab.

Die Ergebnisse von Gefährdungsanalyse und Folgenabschätzung wurden kombiniert, um das Risiko entlang der Pipeline zu berechnen und die Bereiche hervorzuheben, wo das Risiko höher ist, so dass Empfehlungen zur Senkung des Risikos auf ein akzeptables Niveau ausgesprochen werden können.

Die Risikoergebnisse sind in Abbildung 1 dargestellt.

Werden die Ergebnisse in Wahrscheinlichkeit und Kosten (pro Vorfall) ausgedrückt, dann ist der Risikowert Ausdruck der Haftung, d.h. der Durchschnittskosten im Versagensfall pro Jahr. Die gestuften PoF, CoF und Risikoprofile sind in Abbildung 2 auf der nächsten Seite dargestellt.

Wie zu erkennen ist, tritt der höchste Risikowert (~142 BLV/Jahr) bei ~121.000 Metern auf, wo der Pipeline-Ab-

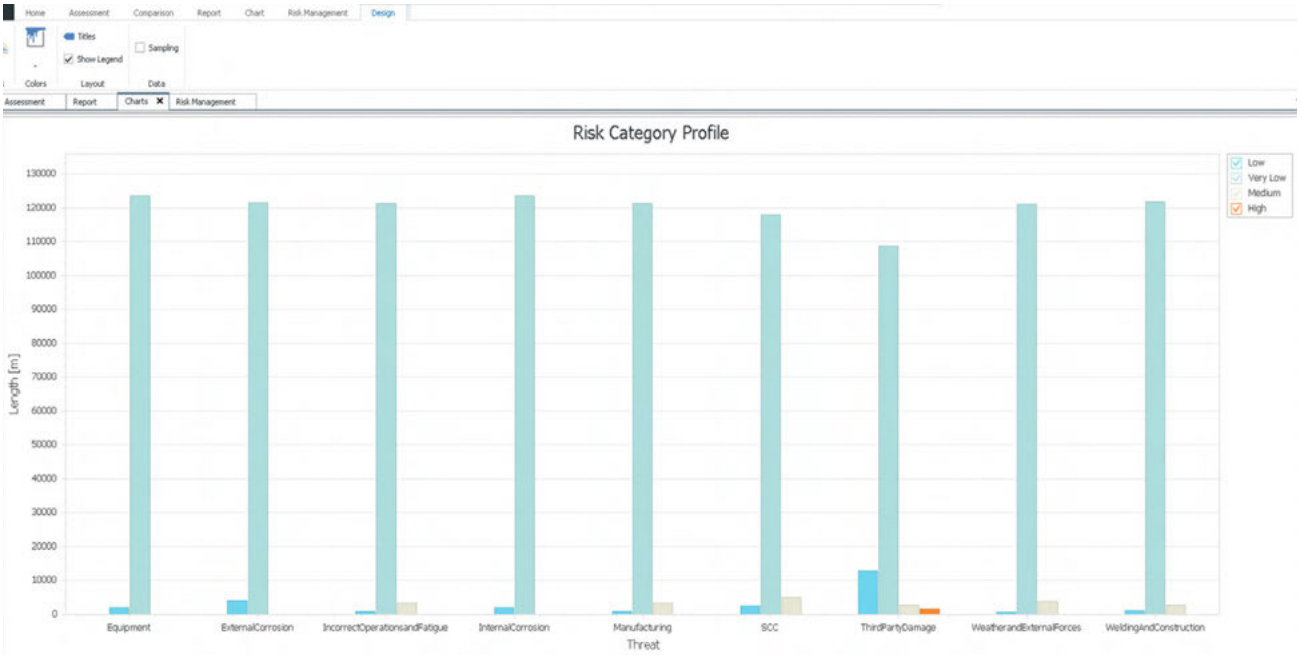


Abbildung 1: Risikobeurteilungs-Ergebnisse: Profile der Risikokategorien

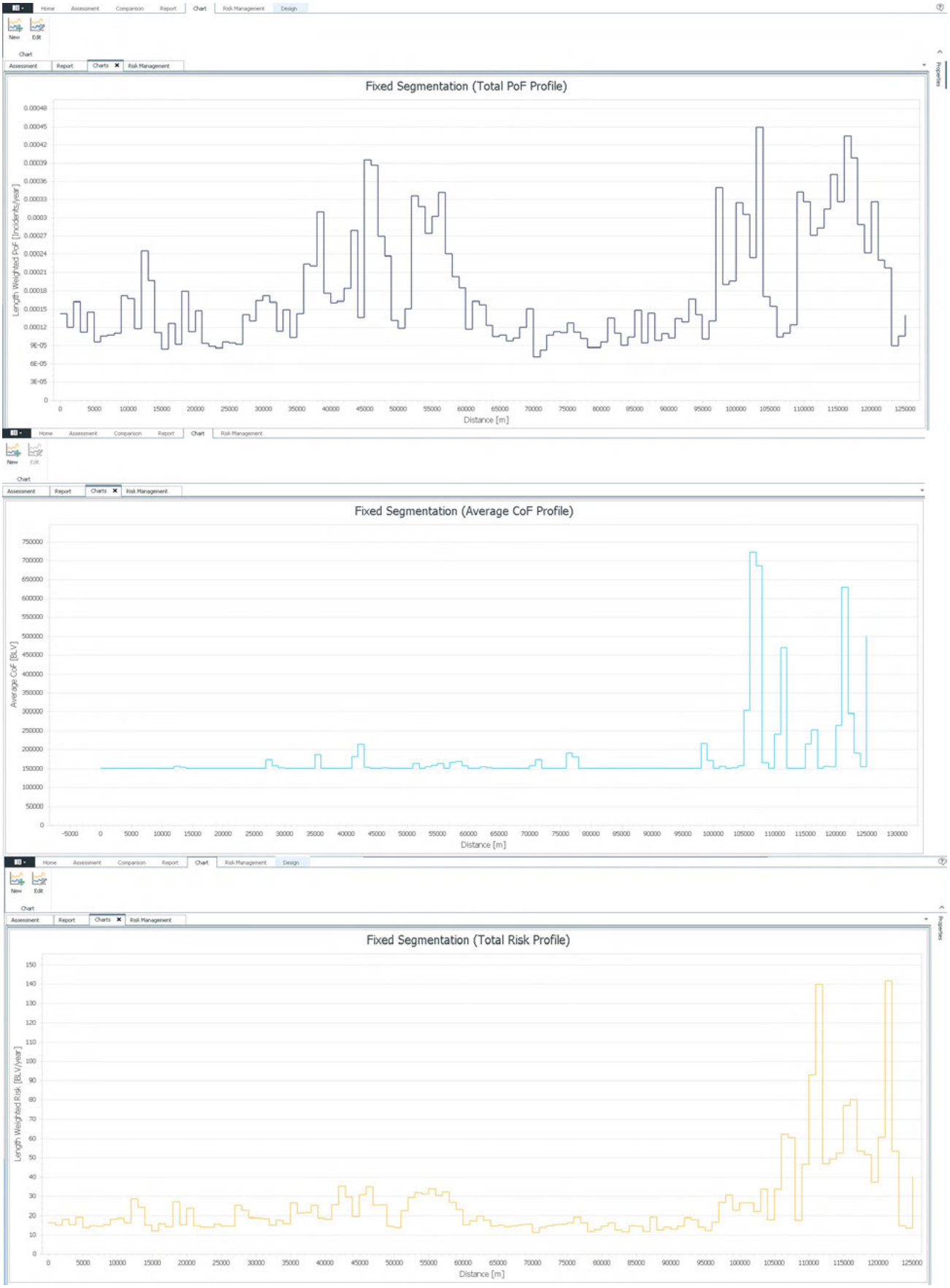


Abbildung 2: Ergebnisse der Risikobeurteilung: PoF, CoF & Risikoprofile

schnitt neben einem der dichter besiedelten Gebiete liegt, Straßen mit einschließt und zudem eine relativ hohe Versagenswahrscheinlichkeit hat. Eine alternative Sicht der Risikoergebnisse ist die kumulierte – in Abbildung 3 dargestellt.

Das kumulierte Risiko für die Pipeline lag bei 3,245 BLV/Jahr. Während das Risiko relativ gleichmäßig entlang der Pipeline verteilt ist, mit kleinen Spitzen an bewohnten Standorten, zeigt dieses Chart, dass fast die Hälfte des Risikos auf dem letzten 25 Kilometern (~1/5) der Pipeline kumuliert ist. Jede in diesem Abschnitt ergriffene Risikominderungsmaßnahme hätte eine signifikante Auswirkung auf das Gesamtrisiko. Kumulativ gesehen ist es das Risiko von Drittschäden auf den letzten 25 Kilometern, das hier am wichtigsten ist.

Hauptziel des Betreibers ist es, seine Bemühungen auf eine Senkung der Versagenshäufigkeit und auf die Vermeidung von Ausfällen zu konzentrieren, da die Maßnahmen zur Minderungen der Folgen begrenzt sind. Betreiber müssen deshalb feststellen, welche Gefährdungen das Versagensrisiko erhöhen, und eine Strategie zu ihrer Minderung festlegen. Die folgende Abbildung 4 zeigt eine vergleichenden entfernungsbasierte Ansicht der Risikoprofile für Gefährdungen. Wie zu sehen ist, sind Drittschäden (engl. third-party damage – TBD) die kritischste Gefährdung für diese Leitung; sie ergibt klar höhere PoF-Profile. Somit ist es sinnvoll, die Ressourcen zu priorisieren, um diese Gefährdung zu mindern. Bei dem fraglichen Fall wird der Schwerpunkt auf einer Beurteilung des Risikos aus Drittschäden liegen.

Sind die Haupttreiber der Primärgefährdung identifiziert, können Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden, um einen Instandhaltungsplan mit Blick auf erhöhte Risiko festzulegen. Wichtig hierbei ist, dass vor der Durchführung von Korrektur- bzw. Präventionsmaßnahmen, eine

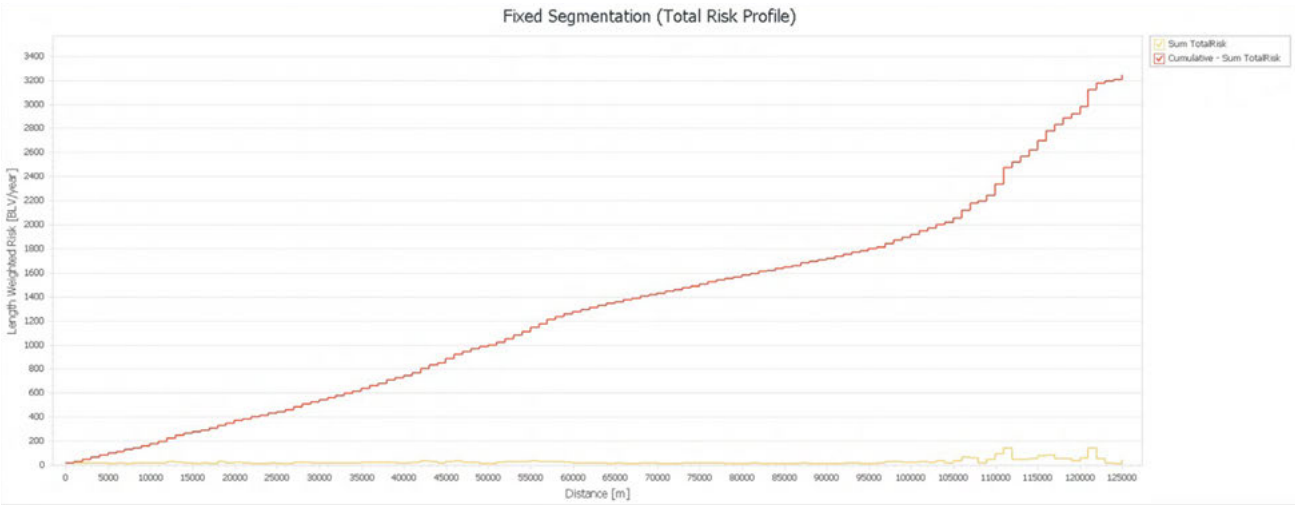


Abbildung 3: Ergebnisse der Risikobeurteilung: Risikoprofile und kumuliertes Risiko

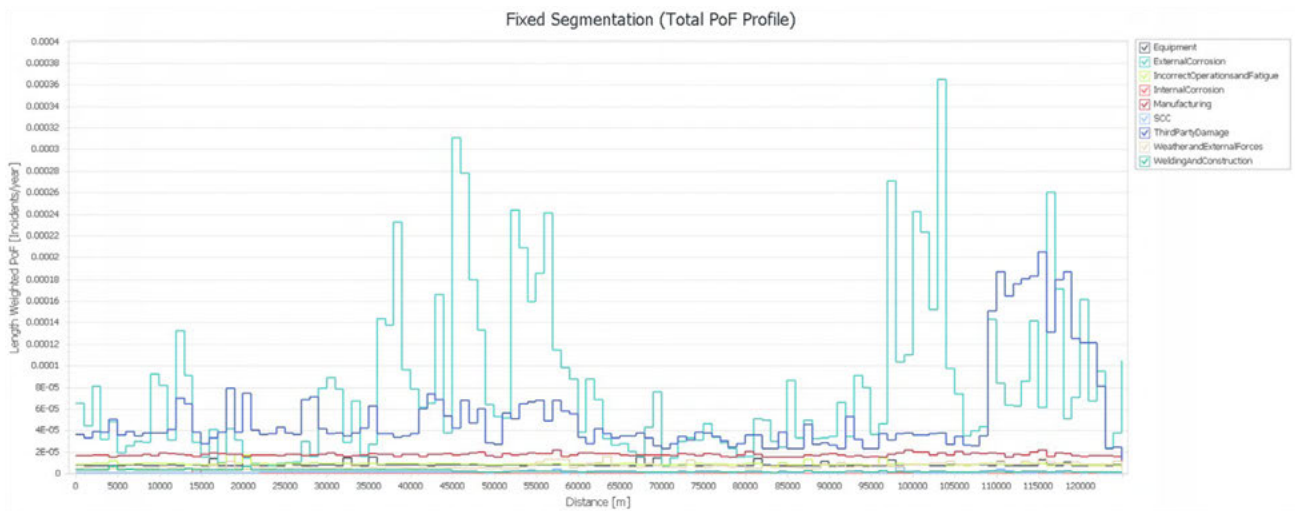


Abbildung 4: Ergebnisse der Risikobeurteilung: Feste Segmentierung (Gesamt PoF-Profil)

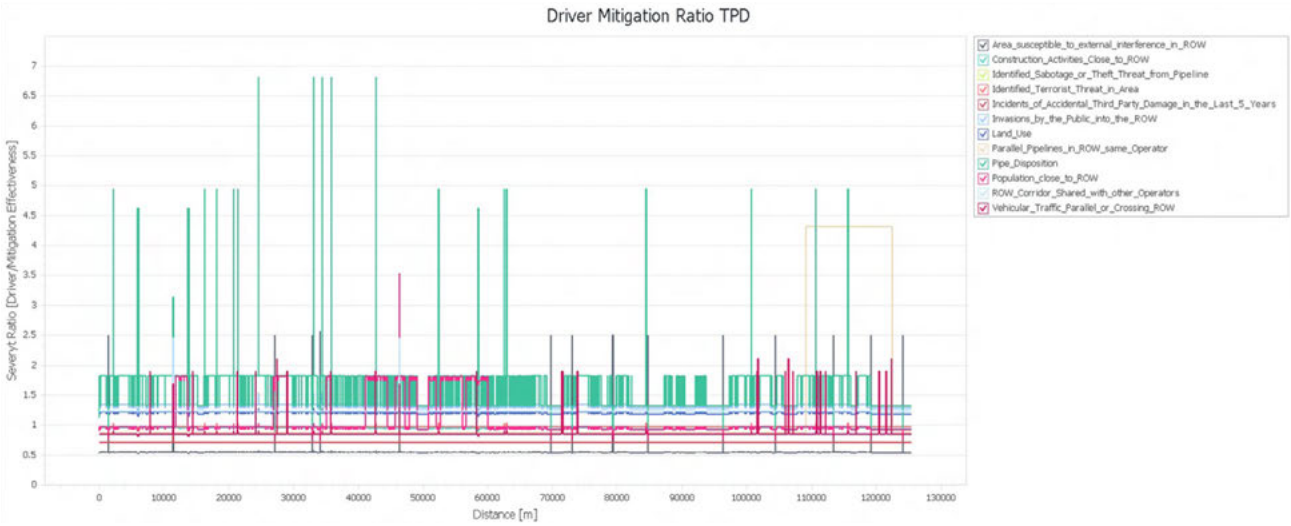


Abbildung 5: Risikobeurteilungs-Ergebnisse: Driver Mitigation Ratio TPD

Qualitätsüberprüfung der für die Beurteilung eingesetzten Daten vorgenommen werden muss. Zusätzliche Datenerhebung oder -analyse könnte ebenfalls erforderlich sein, um etwaige bezüglich der Analyse bestehenden Unsicherheiten auszuräumen. Die Tabellen zum Treiber-Minderungsverhältnis (engl. driver mitigation ratio – DMR) bieten einen guten Anhaltspunkt für die Ursachen/wichtigen Faktoren, welche die Anfälligkeit erhöhen; das ist für die Bestimmung, wo die Ressourcen eingesetzt werden sollen, hilfreich. Abbildung 5 zeigt die DMR-Profile entlang der Leitung für jeden Drittschaden-Treiber.

Abbildung 5 zeigt die Treiber für Drittschäden, die entlang der Leitung am meisten variieren. Das sind die Röhrenanordnung, Bevölkerung in der Nähe des Verlaufs, parallel verlaufende Pipelines (gleicher Betreiber) und für externe Einwirkungen anfällige Bereiche entlang der Leitung. Eine Empfehlung zur Minderung dieses Effektes ist die Erhöhung der Patrouillen dieser letzten 25 Leitungskilometer auf zweimal jährlich, vor allem, weil dieses ein Bereich ist, wo ein Drittschaden beträchtliche Folgen nach sich ziehen würde. Eine weitere Empfehlung könnte sein, die lokale Bevölkerung und Grundbesitzer zu informieren, eventuell mit Unterstützung der öffentlichen Informationsorgane und die Wirksamkeit selbiger zu gewährleisten.

IMP

Wie bereits gesagt, vergleicht der IMP historische Maßnahmen mit den letzten risiko- und integritätsbezogenen Beurteilungen, um den Instandhaltungsplan festzulegen. Für den fraglichen Fall, wurden auch Daten der Gebrauchstauglichkeitsbeurteilungen, Inspektionsaufzeichnungen sowie die Überwachungs- und Instandhaltungsintervalle berücksichtigt.

Betrachtet man TPD, also Schäden durch Dritte, als kritischste Gefährdung in diesem Falle, dann sollten wichtige Erkenntnisse aus der Gesamtbeurteilung nicht unerwähnt bleiben:

- Die Pipeline verläuft vornehmlich durch ländliches Gebiet und nur selten in der Nähe von Dörfern (~15%).
- Die nominale Verlegtiefe beträgt 0,9 Meter und die Leitung ist über die gesamte Länge unterirdisch verlegt mit Ausnahme von drei oberirdischen Kreuzungen. Diese Standorte sind als solche mit einer erhöhten Wandstärke von 10,31 Millimetern vermerkt, um Stoßeinwirkungen zu mindern.
- Eine Beule wurde von der ILI nicht angezeigt, da sie außerhalb der Detektionsleistung des Molches lag. Dieser Top-of-Line-Defekt wurde als mögliche Aushubspur eingeordnet und könnte deshalb auf eine Beschädigung durch Dritte zurückzuführen sein. Der Defekt wurde ursprünglich 2013 entdeckt, danach wurde der Abschnitt neu beschichtet.
- Es gibt kein Verfahren für die regelmäßige Information der Grundbesitzer über die Existenz einer Pipeline noch über die möglichen Gefahren bei ihrer Beschädigung. Es besteht eine gesetzgeberische Anforderung, 200 Meter Wegerecht bei Hochdruck-Gaspipelines einzuhalten. Die Überwachung dieses Gebietes wird in regelmäßigen (jährlichen) Abständen durchgeführt, aber die Überwachungs-Intervalle berücksichtigen die Bevölkerungsdichte nicht.

Aufgrund der durchgeführten Analyse könnten einige Empfehlungen zur Unterstützung eines fortlaufenden sicheren, zuverlässigen und umweltbewussten Betriebes der Pipeline in Betracht gezogen werden, wie:

- Ein Programm zum Schutz vor Schäden durch Dritte sollte entwickelt werden, welches die Zusammenarbeit mit den anliegenden Grundeigentümern und Öffentlichkeitsarbeit generell einschließt. Nach der Umsetzung sollte die Wirksamkeit des Programms regelmäßig überprüft werden.
- Überwachungsmaßnahmen sollten unter Nutzung eines risikobasierten Ansatzes geplant und durchgeführt werden, der Gebieten mit schweren Folgewirkungen Priorität einräumt. Allgemein gesprochen decken diese Gebiete die letzten 25 Kilometer der Pipeline ab.

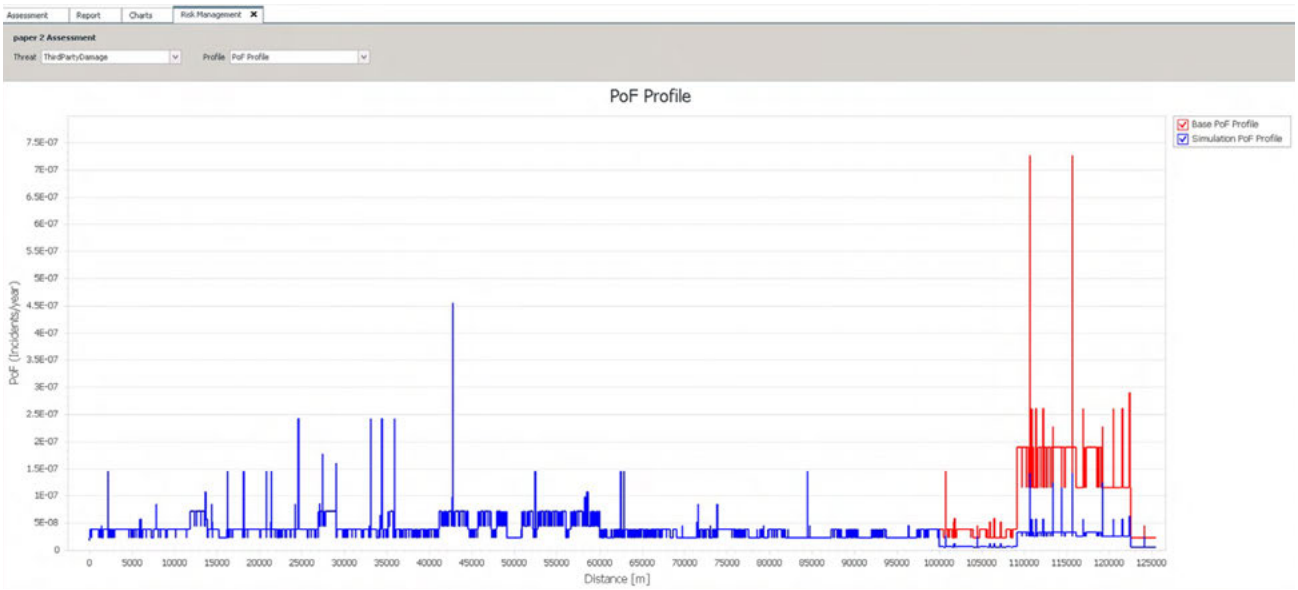


Abbildung 6: Risikobeurteilungs-Ergebnisse: PoF Profile-Vergleich (vor und nach Minderungsmaßnahmen)

- Bezüglich des Top-of-Line-Defektes sollten vorherige Empfehlungen überprüft werden, um sicherzustellen, dass sie auch befolgt wurden. Wenn keine Empfehlungen oder Maßnahmen durchgeführt wurden, sollten folgende Schritte erfolgen:
  - Einsicht in Aufzeichnungen (z. B.: Überwachungsberichte, Flächenzugangsaufzeichnungen, etc.), um zu bestimmen, ob die Beule in einem Bereich liegt, in dem das Risiko eines Schadens durch Dritte besteht.
  - Liegt die Beule in einem Gebiet mit hohem Risiko für Drittschäden sollte eine Überprüfung über Tage am Ort der Beule durchgeführt werden, um zu bestimmen, ob ein entsprechender Schaden der Rohrbeschichtung vorliegt.
  - Wenn die Beule mit einer Beschädigung der Beschichtung einhergeht, sollte ausgehoben werden, um ihren Ursprung und ihre Signifikanz zu bestimmen und sie aufgrund der Ergebnisse entsprechend zu reparieren.

Aufgrund der Empfehlungen des IMP wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um die Wirksamkeit der Risikominderung dieser Maßnahmen vor ihrer Umsetzung zu bestimmen. Diese führte zu einer Senkung im PoF Profil, wie in Abbildung 6 dargestellt.

Abbildung 7: Ergebnisse der Risikobeurteilung: Risiko für TPD (vor und nach Minderungsmaßnahmen)

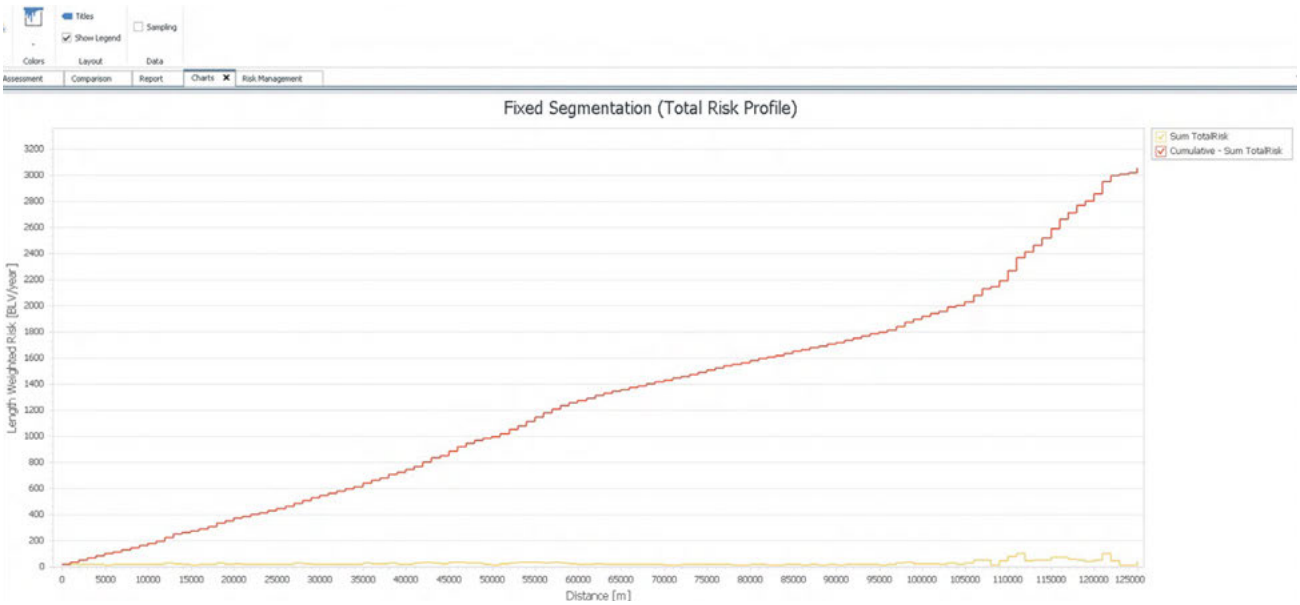


Abbildung 8: Risikobeurteilungs-Ergebnisse: Kumuliertes Risiko (nach Minderungsmaßnahmen zum TPD)

Wie sichtbar wird, kann die Umsetzung einiger Minderungsmaßnahmen das Risiko signifikant senken. Tabelle 2 zeigt den Vergleich zwischen der Gesamtlänge in jeder Risikokategorie vor und nach den Minderungsmaßnahmen. Die 78-prozentige Senkung der Gesamtlänge in der Hochrisiko-Kategorie ist bemerkenswert.

	Original	**Nach Minderung**
Risikokategorie	Länge (m)	Länge (m)
Sehr niedrig	108662.90	108662.90
Niedrig	12702.83	12810.85
Mittel	2668.36	3727.69
Hoch	1505.85	338.51

Tabelle 2: Länge nach Risikokategorie-Vergleich

Nach Umsetzung dieser einfachen Maßnahmen liegt der Hochrisikowert bei 100 BLV/Jahr für ~111.000 m, was einem bewohnten Gebiet entspricht. Beim vorherigen Standort mit höchstem Risiko für ~121.000 m wurde der Risikowert auf 97 BLV/Jahr gesenkt. Mit diesen Maßnahmen wurde das kumulierte Risiko um 6 Prozent gesenkt (kumuliertes Risiko liegt jetzt bei 3,058 BLV/Jahr).

FAZIT

Wie erläutert ist das Quantitative Pipeline Risk Assessment Model (QPRAM) von ROSEN eine Methodik, welche die besonderen Bedingungen jedes Betreibers berücksichtigt und so anderen verfügbaren Methoden gegenüber große Vorteile bietet.

Besonders erwähnenswert ist die Möglichkeit, diese Art der Analyse nach der Risikobeurteilung durchzuführen – damit ist sie ein wertvolles Instrument zur Ressourcenoptimierung für Betreiber. Das ist bei Einschränkungen besonders willkommen. Betreiber können auch einen Instandhaltungsplan auf der Grundlage ihrer Möglichkeiten und verfügbaren Ressourcen erstellen, und zwar durch Sensitivitätsanalysen, die ihnen helfen, die optimierten Risikobehandlungsoptionen zu bewerten. In der Folge wird die reaktive Wartung in dem Maße zurückgehen, wie die proaktive zunimmt. Dies wird zu einer Senkung des Instandhaltungsbudgets führen und in letzter Konsequenz zu einem zuverlässigeren System.

Referenzen

[1] ISO 31000, Risk Management, 2015
[2] ASME B31.8S, Managing system integrity of gas pipelines, 2016
[3] IGEM/TD/2 Edition 2, Transmission and Distribution (TD) – Assessing the risks from high pressure natural gas pipelines, 2015
[4] DNV RP F116, Integrity Management of submarine pipeline systems, 2017
[5] C-FER Report 99068, A Model for Sizing High Consequence Areas associated with Natural Gas Pipelines, 2000

Autoren

Ricardo Almandoz
ROSEN Germany
Risiko- und Integritätsingenieur
r.almandoz@rosen.com

Debora Veitia
ROSEN Germany
Risiko- und Integritätsingenieurin
d.veitia@rosen.com

EUROPAS FÜHRENDE PIPELINE-KONFERENZ UND AUSSTELLUNG

14TH PIPELINE TECHNOLOGY CONFERENCE

18. - 21. MÄRZ 2019, ESTREL BERLIN

18. MÄRZ 2019

SEMINARE

ORGANISIERT IM RAHMEN DER PIPELINE TECHNOLOGY CONFERENCE 2019

SEMINARTHEMEN

- PIPELINE LIFE-CYCLE EXTENSION STRATEGIES
- INSPECTION TECHNOLOGIES FORTRADITIONAL AND CHALLENGING PIPELINES
- RISK ASSESSMENT AND MANAGEMENT OF PIPELINE PROJECT SUBJECTED TO GEOHAZARDS
- INSPECTION OF OFFSHORE PIPELINES AND RISERS

ein EITEP Event

Euro Institute for Information and Technology Transfer

Mehr Informationen unter:

www.pipeline-conference.com/seminars

DENSO GROUP GERMANY – SCHWEISSNAHTUMHÜLLUNG MIT DENSOLEN® AUF ERDGAS-HOCHDRUCKLEITUNG IN OBERBAYERN, DEUTSCHLAND

Die DENSO Group Germany, führender Hersteller von Korrosionsschutzsystemen für Schweißnahtumhüllungen, Rehabilitierungen und komplette Rohrbeschichtungen, liefert für den Neubau der Transportleitung MONACO östlich von München den Korrosionsschutz für ca. 3.000 Schweißnähte an Stahlrohren.

Über eine Strecke von rund 40 km wird das seit Jahrzehnten bewährte DENSOLEN®-2-Band-System auf Nennweiten mit bis zu DN 1200 mit technisch ausgereiften Verarbeitungsgeräten appliziert.

Das DENSOLEN®-N60/-S20 System wird speziell bei hohen Dauerbetriebstemperaturen eingesetzt, wie auch für diese Erdgasfernleitung, welche einem Druck von bis zu 100 bar standhält. Bewiesen hat sich das verwendete Bandsystem bereits u.a. auf den Pipeline-Großprojekten OPAL und NEL in Deutschland.

Korrosionsschutz für ca. 3.000 Schweißnähte

Applikationssicherheit mit DENSOMAT®-II

Sichere und exakte Verarbeitung von Korrosionsschutzbändern mit maschineller Applikation

Kundenseitig liegt der Schwerpunkt auf der Automatisierung. Die benzin- oder elektrobetriebenen DENSOMAT®-II Wickelmaschinen garantieren eine hohe Applikationssicherheit mit der automatischen Einhaltung einer konstanten Wickelspannung und Überlappungsbreite.

Drei dieser Geräte stehen auf der Trasse zur Verfügung. Herr Bockstaele, Leiter QSHE des ausführenden Bauunternehmens

Schnelle und exakte Verarbeitung von DENSOLEN®-N60/-S20

DENYS, betont dass mithilfe des DENSOMAT®-II die Arbeitsbelastung der Mitarbeiter reduziert werden kann, denn dieser ist „einfach doppelt so schnell" im Vergleich zu manuellen Verarbeitungsgeräten.

Das kleinere Wickelgerät DENSOMAT®-KGR Junior mit manuellem Betrieb überzeugt mit seiner Leichtigkeit und Flexibilität. Es ist ideal geeignet für die Nachumhüllung von kurzen Rohrbögen oder die Anwendung auf schwer zugänglichem Gelände. Ein Steilhang stellt bei diesem Projekt eine besondere Herausforderung dar.

Gemeinsam mit den DENSOLEN®-Bandsystemen und den darauf abgestimmten, applikationssicheren DENSOMAT®-Wickelgeräten bietet DENSO somit einen umfassenden Korrosionsschutz für die Nachumhüllung der Stahlrohre.

Die Erdgasfernleitung MONACO sichert den Transportbedarf von und zu den großen Erdgasspeichern in Bayern und Österreich. Geplant ist, die Bauausführung in 2018 abzuschließen mit einer Inbetriebnahme der Leitung im gleichen Jahr.

Mehr Informationen finden Sie unter www.denso.de.

Kontakt: DENSO GmbH
Dr. Carsten Fischer
Leiter Vertrieb DACH & BeNeLux
Email: fischer@denso.de

Steilhang an Gashochdruckleitung MONACO in Oberbayern

TAL - TRANSALPINE PIPELINE NIMMT DAS WELTWEIT ERSTE ROHÖL-PIPELINE-KRAFTWERK IN BETRIEB

Der Rohölfluss wird zu Strom - zumindest in den österreichischen Alpen. Die TAL - Transalpine Pipeline - die Rohöl von Triest, Italien, über die Alpen nach Deutschland und Österreich liefert, hat am 21. September 2018 das weltweit erste Rohöl-Pipeline-Kraftwerk in Betrieb genommen.

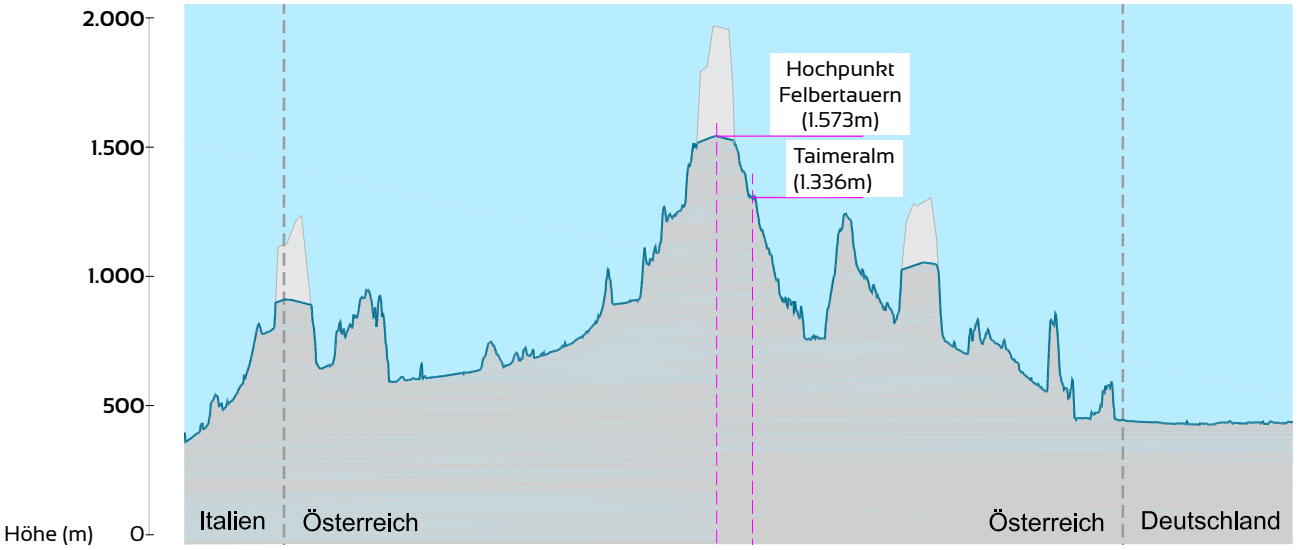
Die Anlage ist in der Lage, emissionsfreien Strom nach dem gleichen Prinzip wie Wasserkraftwerke zu erzeugen: Die kinetische Energie des Rohöls wird zum Antrieb einer Turbine genutzt, die den Strom erzeugt. Die lokale Geographie macht dies möglich, denn eine der großen Herausforderungen für die TAL sind die Höhenunterschiede entlang der Pipeline-Trasse, die sich auf 1.600 Meter summieren. TAL hat nun diese innovative Methode zur Stromerzeugung entlang des längsten Sturzes auf seiner Strecke entwickelt.

Die kinetische Energie des Rohöls wird durch den Sturz aufgebaut und treibt eine Turbine im Tal an. Bemerkenswert ist, dass es sich um eine Francis-Turbine handelt, die erstmals in einer Rohölleitung installiert wurde.
Die Turbine ist ein Produkt der österreichischen Firma Global Hydro und wurde von TAL auf der Taimeralm in der Gemeinde Mittersil auf einer Höhe von 1.335 Metern über dem Meeresspiegel installiert.

Alessio Lilli, General Manager der TAL-Gruppe, betonte, dass "die TAL mit diesem weltweit einzigartigen Projekt einen Beitrag zur umweltfreundlichen Energieversorgung in Österreich leisten und ihre Energieeffizienz deutlich steigern wird".

Projektleiter Markus Mühlmann beschreibt die Leistungsfähigkeit des einzigartigen Projekts bei der feierlichen Einweihung des Werks: "Die Jahresarbeitskapazität beträgt rund 11,5 GWh. Die maximale Dauerleistung im Normalbetrieb beträgt 2.500 kW." Die erzeugte Energiemenge entspricht rund zwölf Prozent des aktuellen Energieverbrauchs des lokalen Segments der Transalpinen Pipeline und könnte 3.000 Haushalte versorgen. Im Jahr 2017 flossen 42,4 Millionen Tonnen Rohöl durch die TAL. Im Vergleich zum Vorjahr ist dies ein Plus von 2,4 Prozent.

Die ILF Consulting Engineers Austria GmbH war für die Planung der Anlage verantwortlich. Der Bau dauerte drei Jahre und erforderte eine Investition von 11 Millionen Euro. Ein weiteres Merkmal der Taimeralm-Anlage ist ihre Lage im Herzen eines Nationalparks. Um sicherzustellen, dass sich die Anlage gut in die Umgebung einfügt, wurde sie mit einem Gründach und einer Holzfassade gebaut.



KOMPLEMENTÄRE DIENSTE
FÜR IHRE UNTERNEHMENSKOMMUNIKATION

ptj Pipeline Technology Journal

Bietet vielfältige Werbemöglichkeiten, um Ihre Sichtbarkeit zu erhöhen

e-Journal
Technische Aufsätze

e-Newsletter
Aktuelle Nachrichten

Website
Informations Hub

IN UNSEREM MEDIA KIT FÜR 2019 FINDEN SIE ALLE DETAILS ZU ANGEBOTEN, PREISEN, THEMEN UND TERMINEN

www.pipeline-journal.net/advertise

14. PIPELINE TECHNOLOGY CONFERENCE

Europas führende Pipeline Konferenz und Ausstellung

18.-21. MÄRZ 2019, ESTREL CONVENTION CENTER, BERLIN

Veranstaltungs-Vorschau

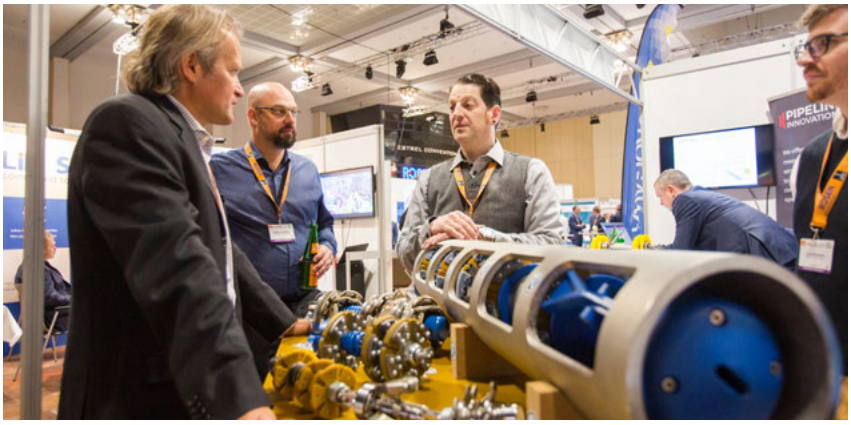
700+ TEILNEHMER | **80+** AUSSTELLER | **50+** VERSCHIEDENE NATIONEN

Vom 18. bis 21. März 2019 findet Europas führende Konferenz und Ausstellung für Rohrleitungssysteme, die Pipeline Technology Conference (ptc), zum 14. Mal statt. Die eigentliche ptc (19-21) wird durch zwei side conferences und eine Reihe von Seminaren ergänzt, die am Vortag stattfinden werden.

Die ptc 2019 bietet Betreibern sowie Technologie- und Dienstleistungsanbietern erneut die Möglichkeit, sich über die neuesten Onshore- und Offshore-Pipeline-Technologien sowie über die neusten Entwicklungen zur Unterstützung der Energiestrategien weltweit auszutauschen. Zur Veranstaltung werden mehr als 700 Teilnehmer und 80 ausstellende Firmen erwartet.

Die Praxisnähe der ptc basierte immer schon auf der Zusammenarbeit mit unseren technischen und wissenschaftlichen Unterstützern und auf einem hochkarätigen internationalen Netzwerk, dem ptc Advisory Committee. Die Konferenz umfasst Vorträge und Präsentationen zu allen Aspekten rund um Öl-, Gas- und Wassertransport im Hoch-, Mittel- und Niederdruckbereich.

Bitte schauen Sie sich die Broschüre "First Announcement and Call for Papers" genauer an und engagieren Sie sich jetzt, in dem Sie sich als Teilnehmer anmelden oder einen Stand buchen.



70+ Pipeline Betreiber

16 Themenschwerpunkte der ptc 2019

- Konstruktion
- Korrosionsschutz
- Cyber Security
- Faseroptische Sensorik
- Inline Inspection
- Integritätsmanagement
- Leckage-Erkennung
- Wartung und Reparatur
- Materialien
- Offshore-Technologien
- Operative Verbesserungen
- Plannung und Design
- Pumpen und Kompressor-stationen
- Qualifizierung und Rekrutierung
- Grabenlose Technologien
- Ventile und Armaturen

2 ptc Side Conferences

- Qualifizierung und Rekrutierung
- Public Perception

4 ptc Seminare

- Inspection Technologies for Traditional and Challenging Pipelines
- Inspection of Offshore Pipe-lines and Risers
- Pipeline Life-cycle Extension Strategies
- Risk Assessment and Man-agement of Pipeline Projects subjected to Geohazards

ptc

14. PIPELINE TECHNOLOGY CONFERENCE & EXHIBITION

Europas führende Pipeline Veranstaltung

DIE JÄHRLICHE ZUSAMMENKUNFT DER INTERNATIONALE PIPELINE COMMUNITY IM HERZEN EUROPAS

Gestartet als kleines Side Event der riesigen und weltbekannten HANNOVER MESSE im Jahr 2006, hat sich die Pipeline Technology Conference im Laufe der Jahre zu Europas führender Veranstal-tung und Ausstellung im Bereich Pipeline-Techno-logie entwickelt. Seit 2014 findet die Veranstaltung in der deutschen Hauptstadt Berlin statt.

AUSSTELLER DER PTC 2018:

Platinum Sponsors

ROSEN empowered by technology

Intero

Golden Sponsors

MAATS PIPELINE PROFESSIONALS

NDT GLOBAL

DENSO

ILF CONSULTING ENGINEERS

IAOT International Association of Oil Transporters

Silver Sponsors

SIEMENS

GLD GOTTSBERG LEAK DETECTION

TRAPIL

TDW

SOLARES

ptc Marketing Power

Nutzen Sie die Reichweite und Leistungsfähigkeit der ptc mit unserem vielseitigen Marketingprogramm, das speziell auf die Sponsoren der ptc 2019 zugeschnitten ist.

Pre-Event Marketing

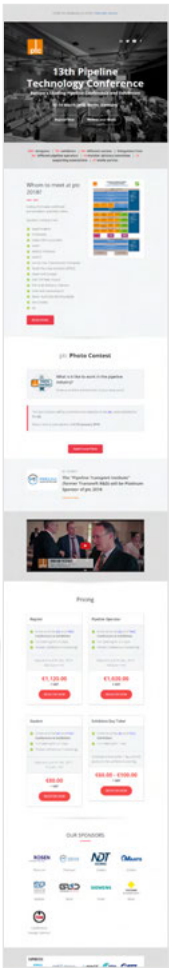
- Werbeanzeigen in Partnermedien
- ptc Webseite
- Pipeline Technology Journal (ptj)
- ptc und ptj Newsletter
- Presseinformationen
- Aktivitäten in den sozialen Medien
- Broschüren und Printerzeugnisse
- Direct Mailings
- Promotion bei Networking-Events

Während der ptc

- Materialien in den Konferenztaschen
- Aktivitäten in den sozialen Medien
- Networking Events
- Konferenzpausen in der Ausstellungshalle

Nach der ptc

- Pressemitteilungen
- ptc und ptj Newsletter
- Abschlussbericht
- Aktivitäten in den sozialen Medien
- ptc Website
- Pipeline Technology Journal (ptj)



30K Verifizierte Adressen

22 Media Partner

16 Unterstützende Verbände

42 Advisory Committee Mitglieder

>2K Followers in Sozialen Netzwerken

Kontaktieren Sie uns um mehr über unsere Sponsoring-Angebote zu erfahren.

BESTÄTIGTE AUSSTELLER, STAND: 25.10.2018

3P SERVICES
CREAFORM AMETEK ULTRA PRECISION TECHNOLOGIES
Applus RTD
ATMOS INTERNATIONAL
DEHN
DENSO
DIRECT-C
DIV Vulkan Verlag
ENTEGRA
Franken Plastik
GOTTSBERG LEAK DETECTION
HERRENKNECHT Tunnelling Systems
IAOT International Association of Oil Transporters
ILF CONSULTING ENGINEERS
intero
ORIGINAL kebu
KTN
MAATS PIPELINE PROFESSIONALS
MONTI YOUR SURFACE - OUR PASSION
NDT GLOBAL
PIPELINE INNOVATIONS
PERGAM-SUISSE AG
OptaSense a QinetiQ company
premier COATINGS LTD
PSI
Reinhart Hydrocleaning SA
ROM STAR GROUP Intelligent Pigging Solutions
ROSEN empowered by technology
rpr technologies
SIEMENS
SOLARES
TDW
TDC INTERNATIONAL
TIAL
TIBCHEMICALS
TRAPIL
vietz Your partner for Pipeline Equipment
WORLDWIDE GROUP

BUCHEN SIE IHREN STAND
WWW.PIPELINE-CONFERENCE.COM/STAND-BOOKING

- 50+ LÄNDER
- VERTRETER VON 70+ VERSCHIEDENEN PIPELINE BETREIBERN AUS DER GANZEN WELT
- 700+ TEILNEHMER
- 80+ AUSSTELLER
- 100+ VORTRÄGE
- 25 TECHNISCHE SESSIONS
- BEGLEITENDE WISSENSCHAFTLICHE POSTER SHOW

THEMATISCHE SCHWERPUNKTE

CYBER SECURITY
FASEROPTISCHE SENSORIK
GRABENLOSE TECHNOLOGIEN
INLINE INSPECTION
INTEGRITÄTSMANAGEMENT
KONSTRUKTION
KORROSIONSSCHUTZ
LECKERKENNUNG
MATERIALIEN
OFFSHORE-TECHNOLOGIEN
BETRIEBLICHE OPTIMIERUNG
PLANNUNG UND DESIGN
PUMPEN UND KOMPRESSORSTATIONEN
QUALIFIZIERUNG UND REKRUTIERUNG
VENTILE UND ARMATUREN
WARTUNG UND REPARATUR

ptj JOB & CAREER MARKET

IHRE CHANCE, FACHLEUTE UND HIGH POTENTIALS ANZUWERBEN.

Die internationale Pipeline-Community braucht zusätzliches Personal.

Wir brauchen mehr erfahrene Fachleute, aber wir brauchen auch junge Leute.Absolventen, die sich unseren Reihen anzuschließen. Trotz attraktiver Arbeitsbedingungen, stoßen viele Unternehmen bei der Suche nach potenziellen Rekruten auf Probleme. Es gibt viele konkurrierende Branchen, die ebenfalls Bedarf haben an High Potentials. Daraus ergeben sich viele freie Stellen in der Pipeline Community für Betreiber, Technologieanbieter und Dienstleister gleichermaßen.

Diese Notwendigkeit hat uns veranlasst, einen neuen Service für die globale Rohrleitungsindustrie zu entwickeln. Aus diesem Grund organisieren wir die erste ptc Side Conference zum Thema Qualifizierung und Rekrutierung.

ptc Side Conference zum Thema

Qualifizierung und Rekrutierung

18 März 2019

Estrel Convention Center Berlin

Im Rahmen der ptc

EIN SERVICE - MEHRERE KANÄLE

Offensives Vorgehen: We gehen voran und nehmen Kontakt zu den Universitäten auf. Wir senden den Unversitäten Unvernehmensprofile und Stellenanzeigen, die diese an ihre Studenten weiterleiten.

Kontinuierliche Bewerbung: Ihre Stellenausschreibungen werden auf unserer Webseite veröffentlicht und zudem auch in unserer Fachzeitschrift ptj.

Zielgenau: Wir schicken Ihre Anzeige und / oder das Unternehmensprofil an unsere Datenbank von 30.000 internationalen Pipeline-Profis.

Vor Ort: Unser Karrieremarkt ist als individueller Stand auf allen EITEP Veranstaltungen präsent.

Fragen?

Bitte kontaktieren Sie Herr Admir Celovic für weitere Informationen und Buchungen.

celovic@eitep.de
+49 / 511 / 90992-20

Sie bekommen:

Die kosteneffektivste Unterstützung für Ihre Anwerbebemühungen, die auf dem Markt verfügbar ist.

COMPANY DIRECTORY

Armaturen & Fittings

AUMA
Germany
www.auma.com

Zwick Armaturen
Germany
www.zwick-armaturen.de

Automatisierung

Siemens
Germany
www.siemens.com

Yokogawa
Japan
www.yokogawa.com

Baumaschienen

Maats Pipeline Professionals
Netherlands
www.maats.com

Worldwide Group
Germany
www.worldwidemachinery.com

VIETZ
Germany
www.vietz.de

Beschichtung 1/2

Denso
Germany
www.denso.de

Kebulin-gesellschaft Kettler
Germany
www.kebu.de

Polyguard Products
United States
www.polyguard.com

Premier Coatings
United Kingdom
www.premiercoatings.com/

Beschichtung 2/2

RPR Technologies
Norway
www.rprtech.com/

Shawcor
United States
www.shawcor.com

TDC International
Switzerland
www.tdc-int.com

TIAL
Russia
www.tial.ru

TIB Chemicals
Germany
www.tib-chemicals.com

Beschilderung

Franken Plastik
Germany
www.frankenplastik.de/en

Betreiber

TRAPIL
France
www.trapil.com/en/

Forschung & Entwicklung

Pipeline Transport Institute (PTI LLC)
Russia
www.en.niitn.transneft.ru

Grabenlose Technologien

GSTT - German Society for Trenchless Technology
Germany
www.gstt.de

Rädlinger Primus Line
Germany
www.primusline.com

Ingenieurbüros

ILF Consulting Engineers
Germany
www.ilf.com

KÖTTER Consulting Engineers
Germany
www.koetter-consulting.com

Inline Inspection

3P Services
Germany
www.3p-services.com

A.Hak Industrial Services
Netherlands
www.a-hak-is.com

Intero Integrity Services
Netherlands
www.intero-integrity.com/

KTN AS
Norway
www.ktn.no

LIN SCAN
United Arab Emirates
www.linscaninspection.com

NDT Global
Germany
www.ndt-global.com

Pipesurvey International
Netherlands
www.pipesurveyinternational.com

PPSA - Pigging Products and Services Association
United Kingdom
www.ppsa-online.com

Romstar
Malaysia
www.romstargroup.com

Rosen
Switzerland
www.rosen-group.com

Inspektion

Ametek – Division Creaform
Germany
www.creaform3d.com

Applus RTD
Germany
www.applusrtd.com

EMPIT
Germany
www.empit.com

Integritätsmanagement

Metegrity
Canada
www.metegrity.com

Pipeline Innovations
United Kingdom
www.pipeline-innovations.com

Konstruktion 1/2

BIL
Germany
bil-leitungsauskunft.de

Herrenknecht
Germany
www.herrenknecht.com

IPLOCA - International Pipe Line & Offshore Contractors Association
Switzerland
www.iploca.com

MAX STREICHER
Germany
www.streicher.de/en

Petro IT
Ireland
www.petroit.com

Erhöhen Sie die Bekanntheit Ihrer Marke und lassen Sie sich in unser Firmenverzeichnis eintragen.

www.pipeline-journal.net/advertise

Konstruktion 2/2

VACUWORX
Netherlands
www.vacuworx.com

Vlentec
The Netherlands
www.vlentec.com

Leckerkennung

Asel-Tech
Brazil
www.asel-tech.com

Atmos International
United Kingdom
www.atmosi.com

Direct-C
Canada
www.direct-c.ca

Entegra
United States
www.entegrasolutions.com

GOTTSBERG Leak Detection
Germany
www.leak-detection.de

MSA
Germany
www.MSAsafety.com/detection

OptaSense
United Kingdom
www.optasense.com

Pergam Suisse
Switzerland
www.pergam-suisse.ch

PSI Software
Germany
www.psioilandgas.com

sebaKMT
Germany
www.sebakmt.com

SolAres (Solgeo / Aresys)
Italy
www.solaresweb.com

Messtechnik

Krohne Messtechnik
Germany
www.krohne.com

Oberflächenvorbereitung

MONTI - Werkzeuge GmbH
Germany
www.monti.de

Pumpen- und Verdichterstationen

TNO
The Netherlands
www.pulsim.tno.nl

Reinigung

Reinhart Hydrocleaning
Switzerland
www.rhc-sa.ch/rhc/

Reparatur

CITADEL TECHNOLOGIES
United States
www.cittech.com

Clock Spring
United States
www.clockspring.com

RAM-100
United States
www.ram100intl.com

T.D. Williamson
United States
www.tdwilliamson.com

Sicherheit

DEHN & SÖHNE
Germany
www.dehn-international.com/en

HIMA
Germany
www.hima.de

Verband

DVGW - German Technical and Scientific Association for Gas and Water
Germany
www.dvgw.de

IAOT - International Association of Oil Transporters
Czech Republic
www.iaot.eu/

Zertifizierung

Bureau Veritas
Germany
www.bureauveritas.de

DNV GL
Norway
www.dnvgl.com

TÜV SÜD Indutrie Service
Germany
www.tuev-sued.de/is

Erhöhen Sie die Bekanntheit Ihrer Marke und lassen Sie sich in unser Firmenverzeichnis eintragen.

www.pipeline-journal.net/advertise

Dezember 2018

In der nächsten Ausgabe der ptj:

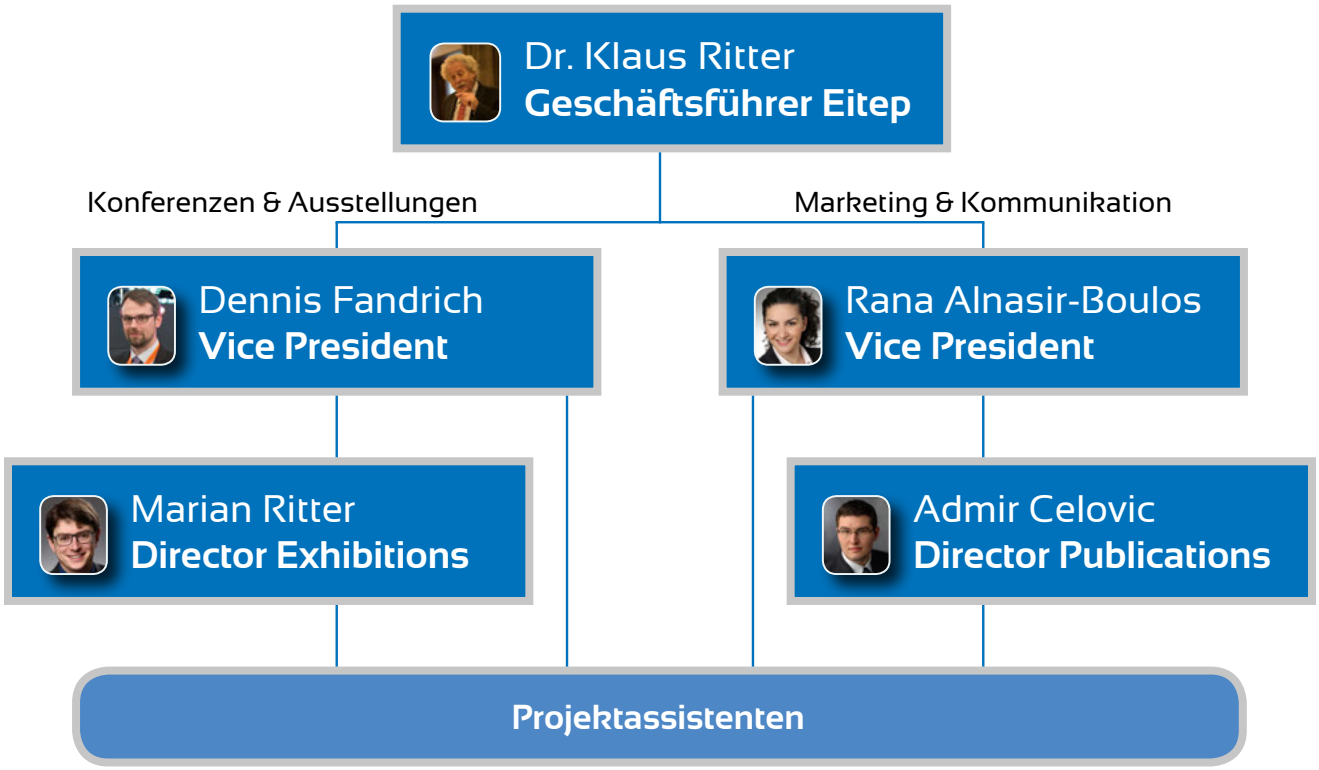
Integrity Management

Die nächste Ausgabe des Pipeline Technology Journal (ptj) wird sich mit Integrity Management befassen.

Dies ist eine großartige Gelegenheit für Autoren aufschlussreiche Beiträge einzureichen und damit zum ständigen fachlichen Austausch der globalen Pipeline-Industrie beizutragen.

LERNEN SIE EITEP KENNEN

Euro Institute for Information and Technology Transfer



Stand vom 25.10.2018

Das EITEP Institut bietet Know-how- und Technologietransfer durch internationale Konferenzen, Seminare und Publikationen. Unser oberstes Ziel ist es den internationalen Austausch von State-of-the-Art-Technologien zu fördern, um die neuesten Produkte und Dienstleistungen dort anzubieten, wo sie gebraucht werden.

EITEP ist in zwei Abteilungen organisiert, die vom Geschäftsführer des Unternehmens Dr. Ritter geleitet werden. Er war als Geschäftsführer mehrerer Fachverbände der deutschen Energie- und Wasserversorgung tätig, bevor er Gründer und Präsident von EITEP wurde.

Konferenzen & Ausstellungen

Die Abteilung Konferenzen & Ausstellungen ist verantwortlich für die Organisation von EITEP-Veranstaltungen, darunter die Pipeline Technology Conference. Außerdem werden alle mit diesen Veranstaltungen verbundenen Ausstellungen von dieser Abteilung geplant und durchgeführt. Sie wird von Dennis Fandrich geleitet, der Ihr Ansprechpartner für alle Fragen rund um die Konferenzen ist. Die Ausstellungen werden von Marian Ritter organisiert, der Ihnen bei allen Fragen rund um die Messen zur Seite steht.

Marketing & Kommunikation

Die Abteilung Marketing & Kommunikation plant und führt alle Aktivitäten im Zusammenhang mit der Vermarktung von EITEP-Veranstaltungen durch. Sie ist verantwortlich für die Herausgabe von Fachzeitschriften wie dem Pipeline Technology Journal (ptj). Die Abteilung wird von Rana Alnasir-Boulos geleitet, sie ist Ihr Ansprechpartner für Marketing, Vertrieb und Seminare. Verantwortlich für unsere Publikationen ist Admir Celovic. Er hilft Ihnen bei Fragen zu den redaktionellen Inhalten der Zeitschriften und den Werbemöglichkeiten.

EITEP wird durch ein Advisory Commitee unterstützt, der aus über 40 erfahrenen Pipeline-Profis aus der ganzen Welt besteht. Sie bringen die notwendige Berufsverbindung und wertvolles technisches Know-how ein. Alle Präsentationen, die während unserer Konferenzen gehalten werden, und alle von EITEP veröffentlichten Publikationen werden von dem AdCo überprüft, bevor sie freigegeben werden. Das AdCo wird derzeit von Heinz Watzka, ehemaliger Managing Director Technical Services bei Deutschlands größtem Pipeline-Betreiber Open Grid Europe, und Dirk Strack, Technical Director der TAL Group, geleitet.

Heinz Watzka

Dirk Strack

14. PIPELINE TECHNOLOGY CONFERENCE

Europas führende Pipeline-Konferenz und Ausstellung

18. - 21. MÄRZ 2019, ESTREL CONVENTION CENTER, BERLIN

18 MÄRZ 2019 PTC SIDE CONFERENCES UND SEMINARE

www.pipeline-conference.com

Nächste Ausgabe: Dezember 2018

Pipeline Technology Journal

In der nächsten Ausgabe der ptj:

Integrity Management

www.pipeline-journal.net

Veranstaltungs-Kalender		
14. Pipeline Technology Conference (ptc)	19 - 21 März 2019	Berlin, Deutschland
ptc Side Conferences:		
Qualification & Recruitment	18 März 2019	Berlin, Deutschland
Public Perception	18 März 2019	Berlin, Deutschland

ptj Pipeline Technology Journal

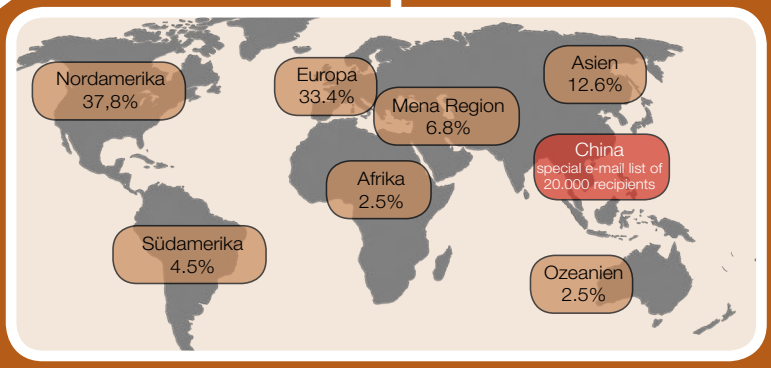
Sie haben interessante Inhalte, die Sie mit der globalen Pipeline-Community teilen möchten?

Reichen Sie einen Artikel ein!

Verwenden Sie ptj als Plattform um über Ihre Erfahrungen zu berichten. Reichen Sie Ihre technischen Aufsätze ein, damit sie für kommende Ausgaben der ptj berücksichtigt werden können.

Möchten Sie Ihre internationale Sichtbarkeit im Fach erhalten oder ausbauen?

Buchen sie eine Anzeige !



Die Marke ptj bietet eine Vielzahl von Anzeigen-Möglichkeiten um Ihre Sichtbarkeit zu erhöhen und um Ihre Reputation im Fach aufzubauen. Nutzen Sie das umfangreiche ptj-Portfolio und unsere Reichweite von ungefähr 30.000 Profis weltweit.

ptc ADVISORY COMMITTEE / ptj EDITORIAL BOARD

CHAIRMEN

Heinz Watzka, Senior Advisor, EITEP Institute

Dirk Strack, Technical Director, TAL - Deutsche Transalpine Oelleitung

MEMBERS

Ulrich Adriany, Senior Technical Expert, ARCADIS Deutschland

Arthur Braga, Country Manager, ITF Brazil

Jens Focke, CEO, BIL

Maximilian Hofmann, Managing Director, MAX STREICHER

Dirk Jedziny, Vice President - Head of Cluster Ruhr North, Evonik Industries

Dr. Andreas Liessem, Managing Director, Europipe

Ralf Middelhauve, Head of Central Dept. Process Industrie / Plant Engineering and Operation, TÜV NORD Systems

Dr. Prodromos Psarropoulos, Structural & Geotechnical Engineer, National Technical University of Athens

Uwe Ringel, Managing Director, ONTRAS Gastransport

Dr. Adrian Schaffranietz, Coordinator Government Relations, Nord Stream 2

Guntram Schnotz, Expert / Pipeline, TÜV SÜD Industrie Service

Asle Venas, Senior Pipeline Specialist, DNV GL

Paul Waanders, Int. Sales Manager, Maats Pipeline Equipment

George Ziborov, Leading expert, Foreign Economic Relations Department, Transneft

Muhammad Sultan Al-Qahtani, General Manager, Pipelines, Saudi Aramco

Filippo Cinelli, Senior Marketing Manager, Baker Hughes, a GE company

Andreas Haskamp, Pipeline Joint Venture Management, BP Europa SE

Dr. Thomas Hüwener, Managing Director Technical Services, Open Grid Europe

Cliff Johnson, President, PRCI - Pipeline Research Council International

Michael Lubberger, Senior Product Manager Pipeline, BU Utility Tunnelling, Herrenknecht

Steffen Paeper, Offshore Engineering, South Stream

Frank Rathlev, Manager of Network Operations, Thyssengas

Hermann Rosen, President, ROSEN Group

Prof. Dr. Jürgen Schmidt, Managing Director, CSE Center of Safety Excellence

Carlo Maria Spinelli, Technology Planner, eni gas & power

Bernd Vogel, Head of Network Department, GASCADE Gastransport

Tobias Walk, Director of Projects – Pipeline Systems, ILF Consulting Engineers

Juan Arzuaga, Executive Secretary, IPLOCA

Dr. Marion Erdelen-Peppler, Secretary General, EPRG - European Pipeline Research Group

Jörg Himmerich, Managing Director / Technical Expert, Dr.-Ing. Veenker Ing.-ges.

Mark David Iden, Director, Government Relations, Floating Leaf

Mike Liepe, Head Business Solution Line O&G Pipelines, Siemens

Brigham McCown, Chairman and CEO, Nouveau

Bruno Pomaré, Technical Director, Spiecapag

Dr. Joachim Rau, Managing Director, DVGW CERT

Michael Schad, Head of Sales International, DENSO

Ulrich Schneider, Business Development Manager Continental Europe, KTN

Anand Kumar Tewari, Executive Director, Indian Oil Corporation

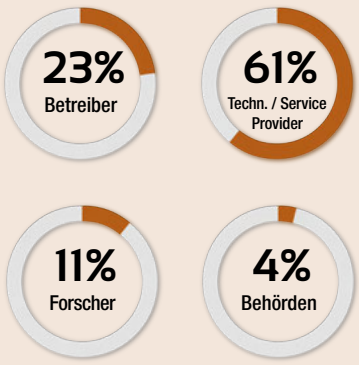
Roger Vogel, Sales Manager - EURA, Baker Hughes, a GE company

Thomas Wolf, CEO, NDT Global

Empfänger der ptj

Joblevel der Empfänger

Unternehmensarten



Eine vielfältige Datenbank

Wir liefern Inhalte gleichermaßen an regionale Fachkräfte und globale Entscheidungsträger, wodurch die Marke ptj ein geeignetes Medium für die globale Wissensverteilung, sowie die Entwicklung und Erhaltung der allgemeinen Sichtbarkeit in der weltweiten Pipeline-Industrie darstellt.