

Überlegungen zu Wasserstoffpipeline- Projekten in Europa

Dieser Artikel befasst sich mit ausgewählten Aspekten der Planung von Wasserstoffpipelines in Europa. Neben Prozess- und Sicherheitsüberlegungen werden Materialaspekte, Kompressorauswahl und Spezifikationen für die Hauptkomponenten angesprochen. Zu Themenstellungen, bei denen in der Normung noch keine eindeutige Regelung vorliegt, werden ingenieurtechnische Ansätze vorgestellt.

Abb. 1 Mess- und Regelstation für Wasserstoff



AdobeStock

Bei Planung und Bau einer neuen Gaspipeline (Erdgas) können Ingenieurbüros auf festgelegte Standards zurückgreifen, welche die regulatorische und sicherheitstechnische Grundlagen für die Planung bilden. Für neue Wasserstoffpipelines (H₂-Pipelines) in Europa

ist dies gegenwärtig nur bedingt der Fall, da es nach wie vor an einheitlichen und verbindlichen Rahmenbedingungen dafür fehlt.

Was also tun, wenn es keine konkrete Grundlage für die Planung und den Bau von H₂-Pipelines gibt? Der amerikani-

sche Standard ASME B31.12 scheint einen Schritt voraus zu sein, definiert klare Regeln und ist auch in Europa weit verbreitet. Andere, von der Industrie empfohlene Praktiken (jedoch keine Standards) wie EIGA 121/14 seien ebenfalls erwähnt und basieren darauf. Den-

noch bedarf jede Planung einer neuen H₂-Pipeline auf Basis von ASME B31.12 weiterhin der Zustimmung der Regulierungsbehörden des jeweiligen Landes.

Eigenheiten von Wasserstoff

Obwohl es sich bei beiden um Gase handelt, haben Wasserstoff und Erdgas sehr unterschiedliche Eigenschaften. Daher ist Vorsicht geboten, wenn Praktiken, die über Jahrzehnte erfolgreich bei der Planung von Erdgaspipelines angewendet wurden, bei der Planung von Wasserstoffpipelinesystemen unmittelbar eingesetzt werden. Im Folgenden werden einige Aspekte und deren Konsequenzen zusammengefasst, die bei Planungen von Wasserstoffpipelines berücksichtigt werden sollten.

Eine Herausforderung ist die sehr kleine Molekülgröße von Wasserstoff: Aufgrund der geringen Molekülgröße sind andere Arten von Flanschverbindungen und Dichtungen erforderlich als bei Erdgas. Die erforderlichen Flansch-

Kombination der oben aufgeführten Faktoren wirkt, ist gegenwärtig kaum darstellbar. Wenn Wasserstoffionen nun in das Materialgitter eindringen, können je nach Temperatur zwei verschiedene Arten von „Korrosionserscheinungen“ auftreten.

Bei Temperaturen unter 150 °C kann es zu Wasserstoffversprödung kommen. Dieser Effekt kann auftreten, sofern eine Kombination der folgenden Rahmenbedingungen vorliegt:

- Es muss sich um ein hierzu anfälliges Material handeln.
- Es muss eine hohe Zugspannung im Material vorliegen (Richtwert > 40 % der Streckgrenze).
- Es bedarf einer Umgebung, welche die Bildung von Wasserstoffionen (H⁺) oder Wasserstoffradikalen (H) ermöglicht.

Um den Effekt der Wasserstoffversprödung zu vermeiden, muss aus ingenieurtechnischer Sicht Sorge getragen werden, dass die oben aufgeführten drei Rahmenbedingungen nicht gemeinsam auftreten

Neben der Wasserstoffversprödung gibt es noch einen zweiten Effekt, der bei Temperaturen über 150 °C auftritt: Wasserstoff kann mit dem im Stahl enthaltenden Kohlenstoff reagieren. Bei diesem Effekt spricht man von einem Hochtemperatur-Wasserstoffangriff („High Temperature Hydrogen Attack“, HTHA). Dieses Phänomen mag nicht während des Pipeline-Betriebs selbst anwendbar sein, allerdings kann der Effekt durchaus während der Herstellung der Rohre und auch während der Schweißvorgänge auf der Baustelle auftreten. Insofern müssen auch hierzu bei der Fertigung sowie auch beim Schweißen der Pipeline spezifische Qualitätsanforderungen berücksichtigt werden.

Niedriges molekulares Gewicht

Aufgrund des sehr geringen Molekulargewichts ist die Verdichtung von Wasserstoff deutlich herausfordernder als die Verdichtung von Erdgas. Bei Erdgastransportsystemen werden üblicherweise Turboverdichter eingesetzt, die durch einen hohen Durchsatz und moderate Verdichtungsverhältnisse gekennzeichnet sind.

Bei der Verdichtung von Wasserstoff werden aufgrund des geringen Molekulargewichts deutlich höhere Laufradspitzengeschwindigkeiten benötigt. Die Materialien für die Laufräder der Turboverdichter müssen neben der Wasserstoffbeständigkeit damit auch deutlich höheren Zentrifugalkräften standhalten. Vor allem aufgrund dieser Materialanforderungen befinden sich Turboverdichter für den Wasserstofftransport in Pipelines mit hohen Kapazitäten und hohen Förderdrücken noch in der Entwicklungsphase. Mit einer kommerziellen Verfügbarkeit wird in den kommenden Jahren gerechnet. Bei der Planung von Pipelinesystemen für Wasserstoff werden daher gegenwärtig vor allem Kolbenverdichter berücksichtigt – sicherlich auch sehr gute Anlagen, jedoch in Bezug auf Kosten, Platzbedarf und Wartung häufig mit Nachteilen gegenüber Turboverdichtern verbunden.

Niedrige Zündenergie und hohe Flammgeschwindigkeit

Im Vergleich zu Erdgas ist die Zündenergie von Wasserstoff deutlich kleiner (Faktor 20) und die Flammgeschwindigkeit deutlich höher (Faktor 10). Zudem ist die Entflammbarkeit eines Wasserstoff-Luftgemischs aus sicherheitstechnischer Sicht sehr viel ungünstiger

Beim Zertifizierungsprozess geht es weniger um den Nachweis von stichhaltiger Technik, sondern vielmehr um die Begrenzung der Haftung des Planers, des Betreibers bzw. der Stelle des Zertifizierers.

verbindungen und Dichtungen sind am Markt erhältlich, insofern kann hiermit aus ingenieurtechnischer Sicht eindeutig umgegangen werden. Es gibt jedoch einen weiteren Effekt: Aufgrund der sehr kleinen Molekül- bzw. Atomabmessungen ist das Eindringen von Wasserstoff in den Werkstoff selbst ein zentrales Problem. Wichtig ist dabei, dass Wasserstoff nur in Form von Wasserstoffatomen oder Wasserstoffionen in den Werkstoff diffundieren kann und eben nicht als Wasserstoffmolekül. Die sogenannte Dissoziation von Wasserstoffmolekülen wird dabei durch folgende Einflussfaktoren begünstigt:

- erhöhte Temperaturen,
- Oberflächenunregelmäßigkeiten,
- korrosive Umgebung,
- elektrochemische oder chemische Oberflächenbehandlung,
- kathodischer Korrosionsschutz.

Eine quantitative Prognose, wie viel Wasserstoffmoleküle nun dissoziieren und wie stark der Einfluss einer möglichen

können. In Bezug auf das anfällige Material legt ASME 31.12 Anforderungen an Wasserstoffrohre und Materialqualitäten fest, die für die Verwendung von Wasserstoff zugelassen sind.

Hohe Zugspannungen lassen sich aus ingenieurtechnischer Sicht durch folgende Maßnahmen reduzieren:

- Gestaltung der Leitungsführung (dies vor allem im Stationsbau),
- höhere Wanddicken,
- Wärmebehandlung zur Reduzierung von Eigenspannungen,
- Durchführung von „Stresstests“ für eine Pipeline.

Die angeführten Einflussfaktoren, welche die Dissoziation von Wasserstoff ermöglichen, werden sich in der Praxis nicht immer vermeiden lassen. Es gilt bei Bau und später beim Betrieb der Pipeline Sorge zu tragen sein, dass Bedingungen, die die Dissoziation von Wasserstoff begünstigen, möglichst vermieden werden, mitunter durch erhöhte Qualitätsanforderungen im Vergleich zu Erdgas.

tiger als bei Erdgas (Zündfähigkeit von H₂/Luftgemisch bei 4 bis 75 % gegenüber Erdgas 5 bis 15 %; Angabe jeweils in Volumenprozent). Bei Bildung einer Wasserstoffwolke und Entzündung des freigesetzten Gases kann es zudem mit höherer Wahrscheinlichkeit als bei Erdgas zu einer Explosion, also einer Verpuffung oder Detonation und damit zu Überdrücken kommen.

Bei der Planung muss daher mit Szenarien umgegangen werden, bei denen Wasserstoff entweder diffundiert oder über Druckentlastungen abgeführt wird. Beispiele hierzu sind in diesem Artikel im Kapitel „Technische Sicherheit und technische Aspekte“ aufgeführt.

Aspekte aus laufenden Projekten

Die zuvor aufgeführten Eigenheiten von Wasserstoff, insbesondere auch im Unterschied zu Erdgas, bedingen in mehrfacher Hinsicht eine angepassten Herangehensweise bei der Planung eines Wasserstofftransportsystems. In den folgenden Abschnitten wird hierzu in Beispielen eingegangen.

Dimensionierungsaspekte von H₂-Pipelines

Relevante Parameter für die Dimensionierung einer Rohrleitung sind in der Regel die Gaszusammensetzung, der Durchfluss, die maximalen und minimalen Betriebsdrücke sowie der geforderte Temperaturbereich. Für gasförmige Medien sind insbesondere die vorgesehenen Strömungsgeschwindigkeiten und der Mindestbetriebsdruck relevant. Erdgasleitungen sind häufig für Strömungsgeschwindigkeiten von 10 bis 15 m/s ausgelegt. Die Berücksichtigung einer ähnlichen, kinetischen Energie der Gase (das heißt des Produkts aus Dichte und Quadrat der Gasgeschwindigkeit) würde aus thermodynamischer Sicht die Verwendung deutlich höherer Auslegungsgeschwindigkeiten für Wasserstoff ermöglichen. Um Abrasionseffekte durch Partikel in der Rohrleitung zu begrenzen, mag es sinnvoll sein, die Auslegungsgeschwindigkeiten auf 20 m/s zu begrenzen.

Bei vielen derzeit laufenden und diskutierten Projekten in Europa ist der zu transportierende Wasserstoff entweder ein Nebenprodukt aus einer Raffinerie oder wird in einem Elektrolyseur erzeugt, wobei die meisten Projekte kleiner als 100 MW sind. Eine Auslegung der benötigten Rohrdurchmesser würde dann zu erforderlichen Leitungsgrößen

Größe	Material	Standortklasse	ASME B31.12 Option A [mm]	ASME B31.12 Option B [mm]	Delta
DN 700	L415ME	1	17.48	10.31	69,5 %
		2	17.48	12.70	37,6 %
		3	17.48	15.88	10,1 %
		4	22.23	19.05	16,7 %

Tab. 1 Unterschiede zwischen den Vorgehensweisen Option A und Option B

von lediglich DN100 bis DN 150 führen. Nicht berücksichtigt sind dabei jedoch Pufferkapazitäten für die Speicherung von Wasserstoff im Netz. Solche Speicheranforderungen werden verständlicherweise von den H₂-Verbrauchern gefordert, um eine kontinuierliche Versorgung zu gewährleisten. Bei den im Rahmen dieses Artikels betrachteten Projekten führten die Anforderungen nach der H₂-Speicherung in der Pipeline selbst dann zu deutlich größeren Rohrlitungsdurchmessern, oft um den Faktor 5 über den berechneten Rohrgrößen. Eine solche „Überdimensionierung“ der Pipeline hat dabei die folgenden Konsequenzen:

- Aus kommerzieller Sicht wird der Transport von Wasserstoff deutlich teurer. Bei Erdgaspipelines wurden Systemoptimierungen umgesetzt, die zu Verbesserungen um wenige Prozent führten und oft darüber entschieden, ob ein Projekt wirtschaftlich rentabel war oder nicht. Die Kostenauswirkungen aufgrund der oben aufgeführten Anforderungen an eine Puffer-/Speicherkapazität hatten einen sehr viel größeren Einfluss.
- Die ermittelten Gasgeschwindigkeiten waren extrem niedrig, in einigen Fällen sogar unter 1 m/s. Dies kann zu einer möglichen Wasseransammlung an Tiefpunkten führen, sofern das Medium nicht vollständig trocken ist – mit den damit verbundenen Risiken bezüglich Korrosion und insbesondere Wasserstoffversprödung. Darüber hinaus können die niedrigen Gasgeschwindigkeiten zu Schwierigkeiten bei der Inspektion von Rohrleitungen mit Molchsystemen führen.

Wandstärkenbestimmung von Pipelines

Nachdem für Projekte in der EU nach wie vor keine verbindlichen europäischen Normen vorliegen, erfolgt die Ermittlung der Wandstärken häufig nach ASME B31.12. Gemäß ASME B31.12 gelten Kohlenstoffstähle und

legierte Stähle als geeignet für den Transport von Wasserstoff, jedoch mit spezifischen Anforderungen in Bezug auf bruchmechanische Kennwerte, sofern bei Betrieb der Pipeline die Umfangsspannungen von über 40 % der Streckgrenze erreicht werden. In ASME B31.12 sind hierzu zwei Vorgehensweisen aufgeführt:

- Option A, eine „präskriptive“ Methodik: Hier müssen verminderte Entwurfsfaktoren (das heißt höhere Sicherheitsfaktoren) für die Festigkeitsberechnung verwendet werden. Diese Anforderungen führen zu höheren Wandstärken und damit zu höheren Einkaufs-, Transport- und Baukosten.
- Option B, eine „performance-basierte“ Methodik: Hier können die Abschläge bei den Faktoren vermieden werden, es gibt aber deutlich höhere Anforderungen an die Fertigung und die Prüfung des Rohrmaterials sowie auch beim Schweißen der Rohrleitungen auf der Baustelle.

Für ein Projekt mit einer Nennweite DN 700 und einem Auslegungsdruck von 80 bar, ergeben sich Unterschiede zwischen den beiden Vorgehensweisen, wie in Tabelle 1 zu sehen ist. Hierzu sei angemerkt, dass es sich bei den in der Tabelle aufgeführten Werten um die letztlich gewählten Wandstärken handelt. Die Kosten des Rohrleitungsmaterials sind in erster Näherung proportional zu Durchmesser und zur Wandstärke. Mit dieser Darstellung ist offensichtlich, dass Option B deutliche Vorteile hat. Am europäischen Markt gibt es mehrere Hersteller von Rohrmaterial, die ihre Produkte gemäß den Anforderungen von ASME B31.12 – Option B getestet und qualifiziert haben.

Überlegungen zu Kompressoren

Wie bereits erwähnt, sind die in den aktuellen Projekten in Europa betrachteten Mengen an zu transportierendem Wasserstoff vergleichsweise gering, insbesondere im Vergleich zu den transportierten Kapazitäten transna-

tionaler Erdgasleitungssysteme. Eine 100-MW-Elektrolyseanlage erzeugt etwa 20.000 Nm³/h Wasserstoff. Kolbenkompressoren sind die am häufigsten eingesetzten Kompressoren für solche Anwendungen, bei denen ein geringer bis mittlerer Durchsatz und hohe Verdichtungsverhältnisse erforderlich sind. Moderne Kolbenkompressoren nach API 618 sind bereits in einer Vielzahl von Anwendungen zu Wasserstoff in verschiedenen Branchen (Raffinerien, Petrochemie, Düngemittel usw.) erprobt und getestet. Für den Transport von Wasserstoff werden ölfreie Ausführungen der Kolbenkompressoren bevorzugt. Entsprechende Anlagen sind für verschiedenste Durchsätze und Förderdrücke von namhaften Herstellern am Markt erhältlich.

Turbokompressoren für die Verdichtung von Wasserstoff befinden sich gegenwärtig noch in der Entwicklung. Mit einer Marktreife wird in den kommenden Jahren gerechnet. Kolbenkompressoren sind gegenwärtig bis zu einer Kapazität etwa 750.000 Nm³/h verfügbar. Werden höhere Transportkapazitäten benötigt, dann werden Einheiten parallel installiert.

Armaturen, Regelventile, Mengemessungen, Instrumentierung

Ein Pipelinesystem erfordert eine Vielzahl an Armaturentypen, z. B. Absperrarmaturen, ESD-Armaturen, Regelarmaturen und viele weitere. Üblicherweise werden diese Armaturen gemäß API 6D-Norm oder der gleichwertigen europäischen Norm EN 13942 spezifiziert und gebaut. Prinzipiell unterscheiden sich Armaturen für Wasserstoffleitungen nicht erheblich von Armaturen für Erdgasleitungen. Aufgrund spezifischer Eigenschaften von Wasserstoff wird bei Wasserstoffsystemen zusätzlich gefordert:

- Komponenten aus Gusseisen/Grauguss dürfen nicht im Wasserstoffbetrieb verwendet werden.
- Martensitischer Edelstahl, Nickel bzw. Nickellegierungen werden für Komponenten im Wasserstoffbetrieb nicht empfohlen.
- Bei der Wahl von Kohlenstoffstählen sollen Grenzwerte für maximale Härtegrade (230 HB) und die maximale (!) Streckgrenze (360 MPa) eingehalten werden.
- Gemäß AMSE B31.12 müssen Armaturen mit Helium als Prüfmedium druckgeprüft werden.

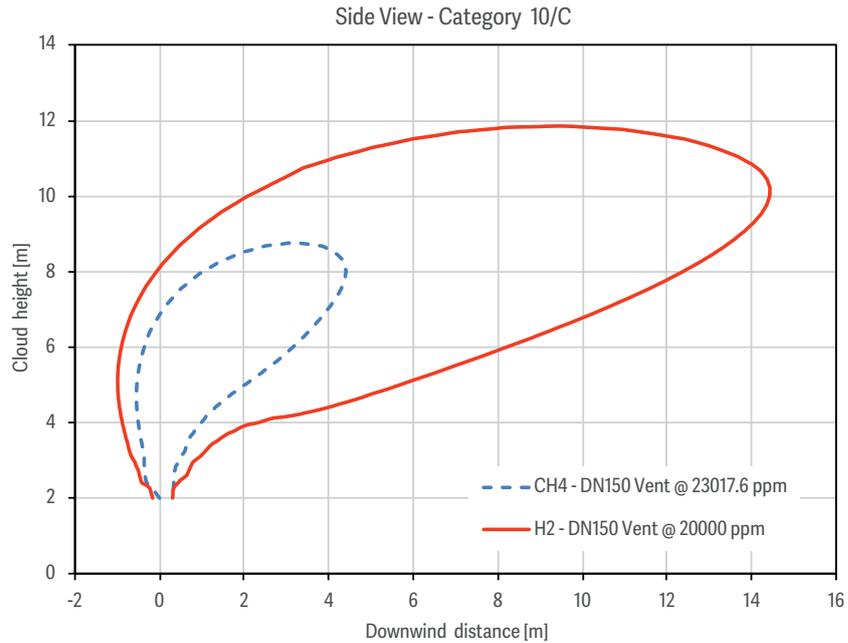


Abb. 2 Beispielhafte Ausbreitungsrechnung – Vergleich zwischen Wasserstoff und Erdgas

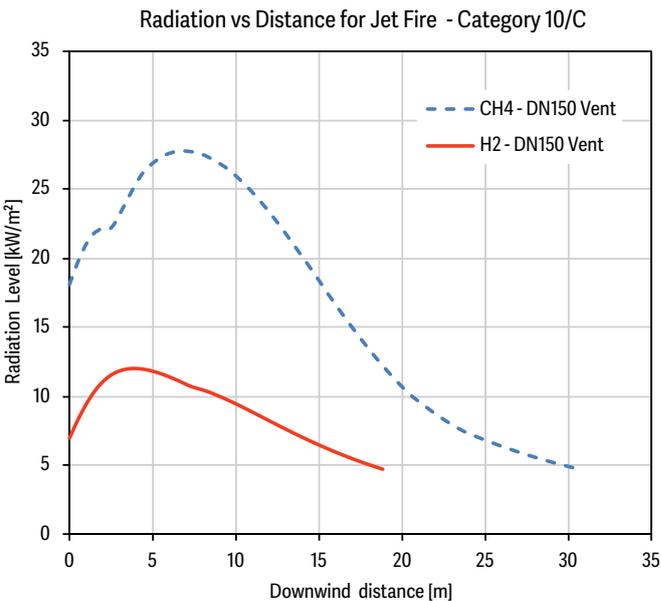


Abb. 3 Beispielhafte Berechnung der Wärmestrahlung – Vergleich zwischen Wasserstoff und Erdgas

In Bezug auf Mengemessungen stehen bei Pipelinesystemen für Erdgas und Wasserstoff grundsätzlich die gleichen Technologien zur Verfügung. Die gebräuchlichsten Gas-Mengengeräte für Pipelinesysteme sind Ultraschallgaszähler und Turbinenradgaszähler. Für beide Gas-Mengengeräte sind Produkte für den Wasserstoffeinsatz am Markt erhältlich. Die prinzipiellen Vor- und Nachteile dieser Messgeräte sind dabei nicht davon abhängig, ob es sich um ein System für Wasserstoff oder Erdgas handelt.

In Bezug auf die Instrumentierung: Für Wasserstoffpipelinesysteme gelten gegenüber Systemen für Erdgas höherwertige Anforderungen an den Explosionsschutz (gemäß ATEX Explosionsgruppe IIC bei Wasserstoff gegenüber IIA für Erdgas). Für Instrumente, die im unmittelbaren Kontakt mit Wasserstoff sind, gelten analog wie bei allen anderen Komponenten: Anforderungen in Bezug auf Materialeigenschaften und Leckage aufgrund der kleinen Molekülgröße sind zu berücksichtigen.

Technische Sicherheit und betriebliche Aspekte

Aus sicherheitstechnischer Sicht empfiehlt es sich, für eine Wasserstoffverdichterstation ähnliche Regeln zu befolgen, wie sie derzeit für Erdgas-Transportsysteme gelten. Die automatische Druckentlastung der Kompressorstation im Notfall ist eine dieser Sicherheitsanforderungen (EN ISO 23251). Darüber hinaus kann es für Wartungsmaßnahmen an der Pipeline erforderlich sein, einen Rohrleitungsabschnitt drucklos zu machen.

Wenn die Kompressorstation oder der Rohrleitungsabschnitt entspannt werden soll, muss der enthaltene Wasserstoff auf sichere Weise abgeführt werden. Die Ausbläser für die Notentspannung der Anlage müssen angemessen ausgelegt sein, die grundlegende Vorgehensweise unterscheidet sich dabei nicht für Wasserstoff und Erdgas:

- Die Positionierung des Ausbläsert soll die Abführung der brennbaren Gase an einen sicheren Ort gewährleisten.
- Höhe und Durchmesser der Ausbläser sollen eine angemessene Dispersion des brennbaren Gases zum Schutz von Ausrüstung und Personal gemäß den einschlägigen Vorschriften/Normen gewährleisten (Abb. 2).
- Die Wärmestrahlungswerte aufgrund einer unbeabsichtigten Entzündung am Ausbläser sind zu berücksichtigen.

Im Vergleich zu Erdgas ist die Wärmestrahlung von Wasserstoff geringer (Abb. 3), was prinzipiell zu kleineren Sicherheitsbereichen um die Ausbläser bzw. niedrigeren Ausbläsern führt. Wasserstoff ist jedoch im Vergleich zu Erdgas deutlich anfälliger für Explosionen (das heißt Deflagrationen und Detonationen), selbst im Freien, wenn keine Hindernisse für die Gaswolke bzw. sich ausbreitende Flammenfront während der Entzündung vorhanden sind.

Es mag daher sinnvoll sein, wenn eine „Schutzzone“ um den Wasserstoff-Ausbläser eingerichtet wird, in der keine sicherheitsrelevanten Anlagen installiert sind, sich keine Gebäude befinden und in welcher sich keine Personen während eines Ausbläsevorgangs aufhalten, um diese vor potenziellen Überdruckereignissen zu schützen.

Während der Lebensdauer des Pipelinesystems kann es vorkommen, dass der Wasserstoff aus dem gesamten System oder nur zu einem Teil abgelassen werden muss, um Wartungs-, Test-,

Umbauarbeiten oder andere Tätigkeiten zu ermöglichen. Dies kann auf verschiedene Arten erfolgen, unter anderem:

- Abführen des Gases in die Atmosphäre durch feste oder mobile Ausbläser,
- Verbrennung des Gases durch stationäre oder mobile Fackeln/Brennkammern,
- Re-Komprimieren von Wasserstoff in einen vor- und/oder nachgelagerten Teil des Systems z. B. durch einen mobilen Kompressor,
- katalytische (flammenlose) Wasserstoffverbrennung.

Das Freisetzen großer Mengen Wasserstoffs in die Atmosphäre ist angesichts der möglichen Umweltfolgen zu vermeiden. Bei der Freisetzung gelangt Wasserstoff in die oberen Schichten der Atmosphäre mit ungünstigen indirekten Auswirkungen auf den Treibhauseffekt.

Anstatt Wasserstoff aus der Pipeline in die Atmosphäre direkt freizusetzen, sollte der Wasserstoff in einer mobilen Fackel oder Brennkammer verbrannt werden. Es ist zu beachten, dass zwar die Gesamtgasemissionen von Wasserstoff durch die Wasserstoffverbrennung reduziert werden, jedoch immer noch die Gefahr der NO_x-Bildung besteht. Daher sollten für diese Option Fackeln oder Brennkammern mit extrem niedrigem NO_x-Ausstoß in Betracht gezogen werden.

In den von ILF Beratende Ingenieure in den letzten Jahren durchgeführten Projekten wurde daher empfohlen, dass geringe Mengen Wasserstoff über einen entsprechend ausgelegten Ausbläser ggf. in einer Schutzzone freigesetzt werden dürfen. Dies kann z. B. bei der Druckentlastung einer Kompressorstation für eine Notentspannung der Fall sein. Falls eine Druckentlastung einer Pipeline erforderlich ist, sollte der Wasserstoff abgefackelt werden, wobei stationäre oder mobile Fackeln verwendet werden können.

Zusammenfassung

Wie im Artikel dargestellt, liegt nach wie vor keine verbindliche, harmonisierte europäische Norm bzw. kein Standard für die Entwicklung von H₂-Pipeline-Systemprojekten vor. Die Aufgabe „Planung einer neuen H₂-Pipeline“ kann aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht angegangen werden, z. B. durch die Verwendung ähnlicher Ansätze wie bei Erdgas und die Anpassung an die spezifischen Parameter und Eigenschaften von Was-

serstoff. Bei diesem Ansatz ist jedoch Vorsicht geboten, da im Fall von Wasserstoff zusätzliche Phänomene berücksichtigt werden müssen.

Aus rein technischer Sicht mag ein solcher ingenieurwissenschaftlicher Ansatz als ausreichend angesehen werden. In Bezug auf den Zertifizierungsprozess gestaltet sich dies jedoch wesentlich komplizierter. Beim Zertifizierungsprozess geht es weniger um den Nachweis von stichhaltiger Technik, sondern vielmehr um die Begrenzung der Haftung des Planers, des Betreibers bzw. der Stelle des Zertifizierers. Ohne die in den EN-Normen genannten wasserstoff-spezifischen Anforderungen steht es jedem einzelnen EU-Mitgliedsland (sogar jedem Bundesland) frei, unterschiedliche Zertifizierungsverfahren für eine neue Pipeline zu beantragen. Mit 27 Mitgliedsstaaten der EU und grenzüberschreitenden Pipelines in aller Welt macht dies die Arbeit der Ingenieure und Ingenieurinnen nicht unbedingt übersichtlicher. Bis ein verbindlicher europäischer Standard verfügbar wird, dürften Planung und Bau von Wasserstofftransportsystemen der amerikanischen ASME B31.12 folgen.

Viele der von ILF bislang durchgeführten Studien betreffen Projekte in frühen Phasen, das heißt in vielen Fällen Machbarkeitsstudien. Der Übergang von der Machbarkeitsstudie zur Ausführungsphase scheint weiterhin eine Hürde zu sein, bei der möglicherweise Fördermittel notwendig sind, um mit der Umsetzung von Projekten beginnen zu können. ■

Autoren

Bettina Rüngeler
Darko Balatinec
Dr. York Schorling
ILF Beratende Ingenieure GmbH
Werner-Eckert-Str. 7
81829 München
Tel.: +49 (0) 89 2555 94410
york.schorling@if.com
www.ilf.com/de-de/