

Power to Gas:

Neues Gas in alten Leitungen – Werkstofffragen

Die zentrale Frage der **Umstellung auf erneuerbare Energien** ist die **Speicherung von Strom**. Bezogen auf Erzeugung und Bedarf lässt sich **Strom nicht so einfach speichern**, wie das bei den Energieträgern Gas, Öl und Kohle möglich ist und **ständig praktiziert wird**. Eine reizvolle Möglichkeit ist die **Umwandlung des Überschussstroms in Wasserstoff**, der in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden kann. In dieser Veröffentlichung sollen im Wesentlichen **Werkstofffragen und Fragen der Sicherheit des bestehenden Netzes unter diesen neuen Beanspruchungen betrachtet werden**.

von: Dr. Volker Busack (VNG Gasspeicher GmbH), Dr. Manfred Veenker (Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH), Ulrich Hoffmann (ONTRAS Gastransport GmbH) & Albert Großmann (Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH)

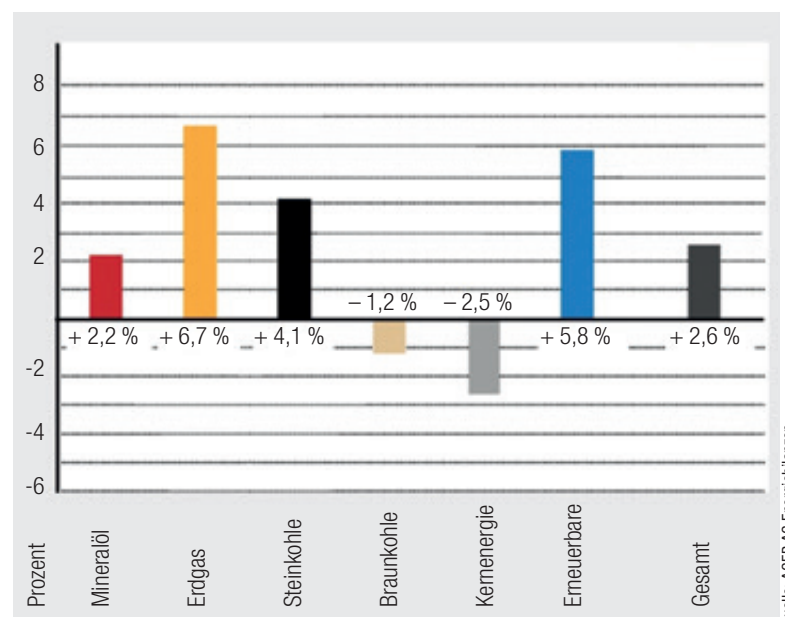
Die **Entwicklung des Primärenergieverbrauchs** in Deutschland im Jahre 2013 (Abb. 1) ist als Schlaglicht charakteristisch für den langfristig zu erwartenden Trend. Die erneuerbaren Energien entwickeln sich zur Hauptsäule der Energieversorgung, und ihre besondere Charakteristik – die Volatilitätsschwankungen – bedarf eines völlig anderen Umgangs mit dieser Energieform, als dies bei den fossilen Energieträgern und der Kernenergie bisher üblich war. Die räumliche Entfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch (Abb. 2) stellt eine zusätzliche Anforderung an Transport und Speicherung. Der naheliegende Gedanke, für Speicherung und Transport des „Überschussstroms“ die Umwandlung in Wasserstoff vorzunehmen und diesen über das bestehende Erdgasnetz zu speichern und zu transportieren, hat den faszinierenden Hintergrund, dass für Speicherung und Transport, abgesehen von Einspeiseanlagen und der Umrüstung von Messtechnik, keine Investitionen getätigt werden müssen, da das gesamte Netz in allen Verästelungen vorhanden ist.

Diesen grundsätzlich positiven Feststellungen setzen die Regelwerke die ersten Einschränkungen entgegen. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) setzt Wasserstoff (H₂) mit fermentativ erzeugtem Biogas gleich. Für die Wasserstoff-Einspeisung in das öffentliche Gasnetz gelten daher die DVGW-Arbeitsblätter G 260 (Gasbeschaffenheit) und G 262 (Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung). Da sich Wasserstoff in seinen brenntechnischen Eigenschaften deutlich von Erdgas und Biogas unterscheidet, ist die Einspeisung von Wasserstoff nur als Zusatzgas möglich und daher auch nur begrenzt zulässig. Technische Kriterien für das Einspeisen von Wasserstoff sind die DVGW-Regelwerke und Ergebnis-

se aktueller Untersuchungen, die theoretisch Zumischungen im einstelligen Prozentbereich – abhängig von netztechnischen Anbindungen – zulassen. Außerdem sind brenntechnische Kennwerte (Wobbe-Index, Brennwert, relative Dichte) zu berücksichtigen und vom Einspeiser einzuhalten. Weitere Kriterien sind Fragen der Abrechnung, der Verträglichkeit der Gasinfrastruktur und der Verträglichkeit der Gasanwendung. Die Veränderung des Wobbe-Index (Abb. 3) muss abrechnungs- und verfahrenstechnisch beherrscht werden.

Dass die Lösung dieser Probleme zu einem äußerst attraktiven Stromspeichervolumen führen kann, zeigen die folgenden Zahlen: Das gegenwärtige Stromspeichervolumen in Deutschland beträgt 0,06 TWh, für 2020 wird ein benötigtes Stromspeichervolumen von 20 TWh angenommen und das heutige Gasspeichervolumen in Deutschland beträgt 230 TWh.

Abb. 1: Anstieg der erneuerbaren Energien 2013



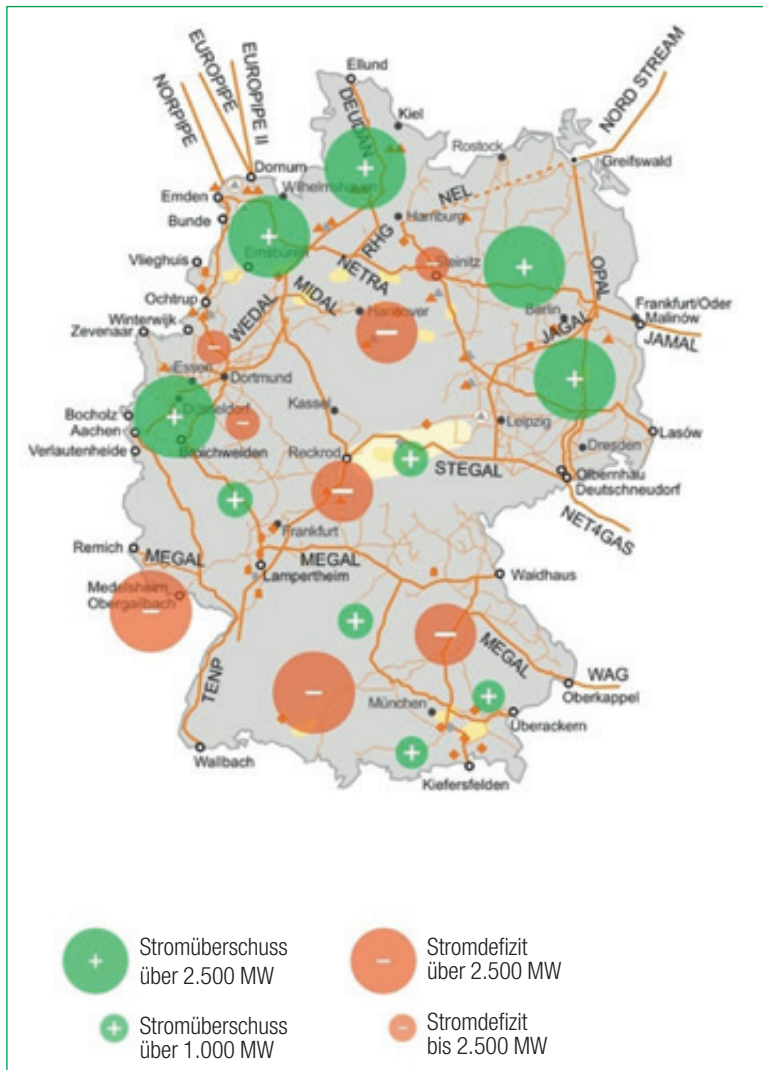


Abb. 2: Räumliche Distanz – Erzeugung/Verbrauch

Quelle: [2]

schlag 1989 ca. 7 Mrd. m³. Für den Bedarfsausgleich im Winter standen allein für Stadtgas 0,65 Mrd. m³ an Kapazitäten in Untergrundgasspeichern bereit. Insgesamt waren acht Stadtgaserzeuger am Netz, wobei der Anteil aus der Braunkohledruckvergasung (Schwarze Pumpe bei Hoyerswerda) 83 Prozent ausmachte. Der durchschnittliche Wasserstoffanteil des Stadtgases betrug 1989 ca. 26 Vol.-%. Höhere Anteile waren lokal möglich und lagen in der Vergangenheit durchaus über 40 Vol.-%.

Mit der Inbetriebnahme von Gashochdruckleitungen in Ostdeutschland für einen Druckbereich bis max. 64 bar ab 1968 traten bereits innerhalb von acht Monaten punktuell Undichtheiten (Risse) an solchen Stadtgasleitungen auf. Bis dahin wurden Leitungen bis zu einem MOP (maximum operating pressure) von 25 bar betrieben. Zunächst wurde ein zu hoher Schwefelwasserstoffgehalt (H₂S), bedingt durch unzureichende Reinigung des Stadtgases, beim Erzeuger als primäre Ursache für die Rissinitiierung angenommen. Allerdings war in den damaligen TGL-Vorschriften mit einem H₂S-Gehalt von kleiner 5 g/100 m³ ein vergleichbarer Wert zu Westdeutschland vorgeschrieben, der nachweislich im Wesentlichen auch eingehalten wurde. Ab den 1970er-Jahren war eine Überschreitung aufgrund verbesserter Reinigungstechnologien und Qualitätsüberwachungen auszuschließen. Bereits 1971 wurden in [1] Ursachen und Wirkungsweisen von Spannungsrissskorrosion in Hochdruckleitungen unter Stadtgas beschrieben, die sogenannte CO/CO₂-Spannungsrissskorrosion. Die Risseinleitung wird durch die Wechselwirkung von passivitätsfördernden und passivitätszerstörenden Oberflächenfaktoren im feuchten CO/CO₂-Milieu bewirkt, die als Ursachen für die anodische Spannungsrissskorrosion genannt werden. Der atomare Wasserstoff, der sich vorzugsweise an Fehlstellen im Kristallgitter anlagert und hier zu molekularem Wasserstoff rekombiniert, entsteht dabei aus der Dissoziation des Wassers. Freies Wasser kann bei unzureichender Gastrocknung oder bei Inbetriebnahme nach unzureichender Trocknung der Leitung vorliegen. Im Ergebnis weiterer umfangreicher Untersuchungen erwies sich der Sauerstoffgehalt als wichtig für die Risseinleitung. Bereits bei Streckgrenzenauslastungen von unter 40 Prozent erfolgte eine Rissbildung. Im Gegensatz zu H₂S-haltigen Medien zeigen niederfeste Stähle ähnliche Anfälligkeit wie getestete höherfeste Stahlquali-

Neben den verfahrenstechnischen Anforderungen ergeben sich auch Fragen der Werkstoffbeständigkeit und der Standsicherheit des Gashochdruckleitungssystems.

Bisherige Erfahrung mit Wasserstoff in Gashochdruckleitungsnetzen

Wenn von Erfahrungen mit Wasserstoff im Gashochdrucknetz die Rede ist, ist ein Blick zurück in die Geschichte der Gasversorgung informativ. Stadtgas war in der ehemaligen DDR ein essenzieller Faktor für die Energieversorgung. Es hatte sich eine Stadtgaswirtschaft mit einem entsprechend großen Stadtgasnetz entwickelt. 1989 betrug allein die Länge des Stadtgashochdrucksystems des damaligen VEB Verbundnetz Gas 5.388 Kilometer.

Mit der Zielstellung einer weitgehenden Unabhängigkeit von ausländischen Ressourcen wegen fehlender Devisen betrug der Stadtgasum-

¹ Technische Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen

täten gegenüber der CO/CO₂-Spannungsrissskorrosion. Bei Sauerstoffgehalten unter 0,1 Vol.-% wäre Stadtgas kein spannungsrisserzeugendes Medium mehr. Grundsätzlich wurde bestätigt, dass insbesondere langfristig einwirkende feuchte Oberflächenbedeckungen schadensstimulierend wirken. Für den Betrieb von Gashochdruckleitungen mit Stadtgas bedeutete dies letztlich, für eine ausreichende Trocknung der Leitung bei Errichtung bzw. des eingespeisten Gases zu sorgen, um das Auftreten wässriger Lösungen auszuschließen.

Wesentlich für die weiteren Betrachtungen zu Wasserstoff im Gasnetz ist die Aussage, dass der im damaligen Stadtgas molekular vorliegende Wasserstoff für die CO/CO₂-Spannungsrissskorrosion nicht ausschlaggebend war. Entsprechend werden auch vorhandene Altablagerungen in ehemaligen Stadtgasleitungen unter Erdgasbedingungen als unkritisch eingestuft, da durch die Trocknung keine Elektrolyte vorliegen bzw. entstehen können.

Bisherige praktische Erfahrungen zum leitungsgebundenen Wasserstofftransport gibt es insbesondere für reine Wasserstoffleitungen bzw. für Mischgase in Altleitungen bei geringeren Betriebsdrücken (10 bar). Theoretische Betrachtungen und praktische Versuche sind aus dem europäischen Forschungsvorhaben Naturalhy (2004 bis 2009) bekannt. Wasserstoffzumischungen unterhalb 10 Vol.-% sind hiernach unbedenklich. Die Wasserstoffeinspeisungen in deutsche Gashochdrucknetze werden wegen der Verträglichkeit der Gasanwendungen – insbesondere für Erdgas als Kraftstoff – aktuell auf 2 Vol.-% beschränkt.

Wasserstoff kann bei wesentlich höheren Konzentrationen (> 25 Vol.-%) theoretisch zu einer Herabsetzung des Risswiderstandes bei dynamischer Beanspruchung führen. Sollten zukünftig solche höheren Zumischungsraten angestrebt werden, müssten dem weitere Untersuchungen vorangestellt werden. Dabei können Fragen wie Qualitätsstandard bei Leitungserrichtung und aktueller technischer Zustand von Interesse sein. Auch wäre zu untersuchen, ob die heute üblichen Inspektionsverfahren für den Nachweis der Leitungsintegrität von Gastransportleitungen für hohe Wasserstoffkonzentrationen unverändert übernommen werden können. Da Wasserstoffeinspeisungen auch in Regionen mit weiteren Bioerdgaseinspeisungen möglich sind, ist zudem eine mög-

liche gegenseitige Beeinflussung nicht nur hinsichtlich der Gasqualität, sondern auch der Leitungsqualität zu betrachten.

Allgemeine Fragen zur Werkstoffbeanspruchung und Standsicherheit

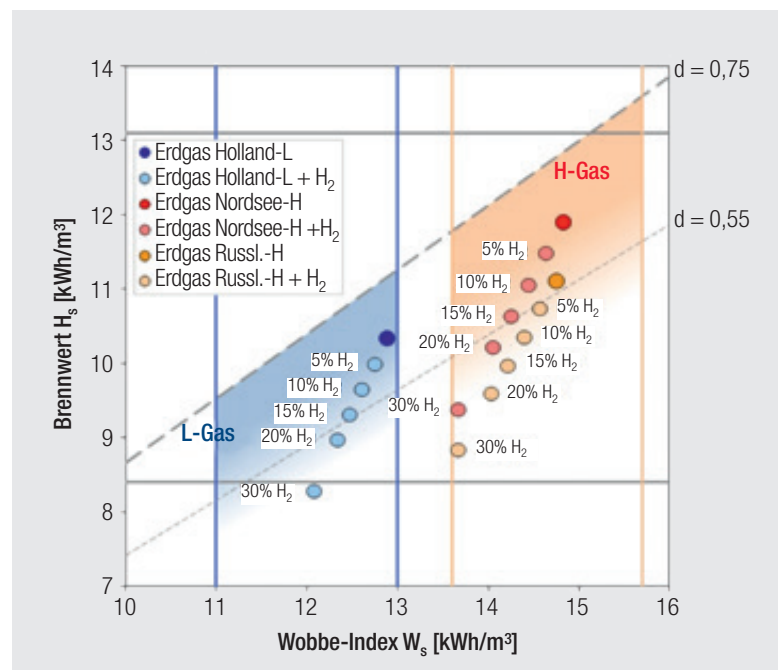
Generell erfolgen die physikalischen Beeinträchtigungen des Werkstoffes Stahl über den Eintrag atomaren Wasserstoffes in das Kristallgitter, da dieser klein genug ist, um im Stahl gelöst zu werden. Innerhalb von Gitterfehlstellen und Zonen höchster elastischer oder plastischer Spannungen wird Wasserstoff bevorzugt aufgenommen. Diese Zonen können Ausgangsorte einer möglichen Rissinitiierung oder eines Rissfortschrittes sein.

Grundsätzlich beeinträchtigen Risse die Beanspruchbarkeit von Bauteilen, auch wenn bei deren Bemessung hinreichend hohe Traglastreserven vorgesehen sind. Dabei stellt die Risspitze eine Singularität im ansonsten störungsfreien Werkstoff dar, an der durch Lasten sehr hohe Spannungen aufgebaut werden. Diese Spannungen können die Streckgrenze des Werkstoffes lokal überschreiten und ohne nennenswerte Lastumlagerung zum Versagen des Bauteils führen.

Bruchmechanischer Ansatz

An der Risspitze kommt es zu einer Spannungserhöhung, die mit geringer werdendem Risspitzenradius immer größer wird. Die unmittelbar an der Risspitze mit der Kontinuumsmechanik

Abb. 3: Einfluss von Wasserstoff auf Gaskennwerte



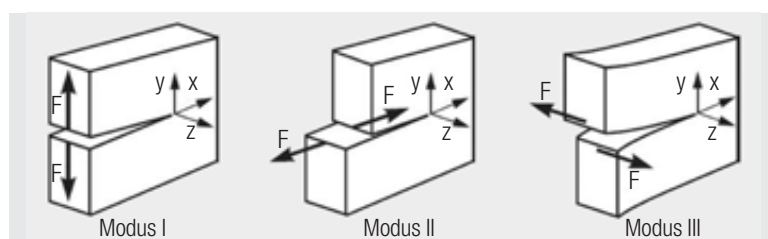
ermittelbaren Größen Spannung und Verzerrung lassen sich nicht für eine Bewertung heranziehen, sodass auf Bewertungskonzepte der Bruchmechanik zurückgegriffen wird.

Ein Riss wird in der Bruchmechanik als mathematischer Schnitt betrachtet. Seine Oberfläche bzw. die gegenüberliegenden Ränder werden als Rissufer oder Rissflanken bezeichnet. Der Ort, an dem diese zusammentreffen, wird als Risspitze (bei ebener Betrachtungsweise) oder Rissfront (bei 3D-Problemen) bezeichnet. Wegen der Einfachheit dieser Rissgeometrie resultieren daraus lediglich drei unterschiedliche Beanspruchungsarten. Diese werden als Rissmodi bezeichnet. **Abbildung 4** zeigt die drei grundlegenden Rissmodi der Bruchmechanik. Bei einer Modus-I-Belastung entfernen sich die Rissufer symmetrisch voneinander. Dies ist oft bei zug- und biegebelasteten Bauteilen der Fall. Ein Modus-II-Riss wird durch Gleiten in der Rissebene infolge Schubes hervorgerufen. Schub außerhalb der Rissebene führt zu einer Modus-III-Belastung. Dieser Modus wird unter anderem durch Torsion verursacht und ist bei räumlichen Rissproblemen relevant. Komplexere mechanische Bauteile weisen meist Kombinationen der einzelnen Modi auf, die in einem Interaktionskonzept, ähnlich dem von Lastkollektiven, zusammengefasst werden.

FAD-Bewertungskonzept

Lösungs- und Bewertungsansätze für Risse werden in verschiedensten Richtlinien vorgeschlagen, wobei die SINTAP-Prozedur oder der British Standard 7910 zu erwähnen sind. Spezielle Lösungs- und Bewertungsansätze für Rohrleitungen sind unter anderem in der API 579 zu finden. Diese Vorschrift wurde auf Grundlage eines Forschungsvorhabens der amerikanischen Öl- und Gasindustrie speziell für die Bewertung von Rissen, Laminationen und Metallabträgen an Rohrleitungen entwickelt. Die API 579 stellt einen international anerkannten Standard dar, der die Bewertung von Rissen anhand des Fehler-Assessment-Diagramms (FAD) vorschlägt.

Abb. 4: Rissmodi



Quelle: [4]

Die Bewertung der Risse mit dem FAD stützt sich auf eine zweiparametrische Bewertungsform, die den Beanspruchungszustand und die Geometrie des Risses berücksichtigt. Den ersten Parameter, die normierte Risspitzenbeanspruchung K_r , bildet das Verhältnis zwischen der vorhandenen Risspitzenbeanspruchung und der für den Werkstoff maximal zulässigen Risspitzenbeanspruchung.

$$K_r = \frac{K_I}{K_{mat}}$$

Den zweiten Parameter, den Plastizierungsgrad des Restquerschnittes L_r , bildet das Verhältnis zwischen der vorhandenen Referenzspannung des tragenden Restquerschnittes und der für den Werkstoff maximal zulässigen Spannung.

$$L_r = \frac{\sigma_{ref}}{\sigma}$$

Beide Faktoren beschreiben die Lage des Risses im Diagramm, dessen Zulässigkeit die FAD-Grenzkurve bewertet. Eine Lage oberhalb der FAD-Grenzkurve wird als instabil bezeichnet, die Lage unterhalb der Kurve als stabil. Wie in **Abbildung 5** zu sehen, ändert sich die Lage eines einzelnen Bewertungspunktes in Abhängigkeit von der Beanspruchung. Weiterhin sind die Größe und Orientierung des Risses, die Risszähigkeit und Bauteilgeometrie Parameter, welche die Lage des Bewertungspunktes beeinflussen.

Die Bewertungsgrößen können analytisch mit Formeln und Tabellen der API 579 bzw. des British Standard 7910 oder alternativ mit FEM-Modellen berechnet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die FAD-Grenzkurve für verschiedene Werkstoffe vorliegt, sodass die Bewertung einer definierten Rissgeometrie und Lastgröße in Abhängigkeit zum Werkstoff durchgeführt wird.

Aspekte der Bewertung

In diesem Fachbeitrag wurde das FAD-Konzept zur Bewertung von Rissen vorgestellt, für dessen Anwendung die Kenntnis der Rissgröße und Werkstoffeigenschaften notwendig ist. Für Gashochdruckleitungen gibt es die Möglichkeit, eventuelle Singularitäten durch Molchung zu erkennen und zu vermessen. Dabei ist eine Vermessung von Korrosionsstellen derzeit Stand der Technik und mit hinreichend hoher Genauigkeit möglich. Dies erfolgt u. a.

mit Magnetstreufluss-Molchen (MFL) oder auch mit Ultraschall-Molchen (US). Die Rissgröße und -lage lassen sich durch die US-Molchung sehr gut messen, jedoch ist deren Einsatz in Gastransportleitungen nur beschränkt möglich. Die häufiger eingesetzte MFL-Molchung kann auch Risse detektieren, jedoch ist die Qualität der vermessenen Rissgrößen nicht mit der der US-Molchung vergleichbar. Da die genaue Kenntnis von Rissgröße und Risslage für eine umfassende sicherheitstechnische Bewertung erforderlich ist, ergibt sich hier ein Forschungsbedarf bei der Rissdetektion und Vermessung.

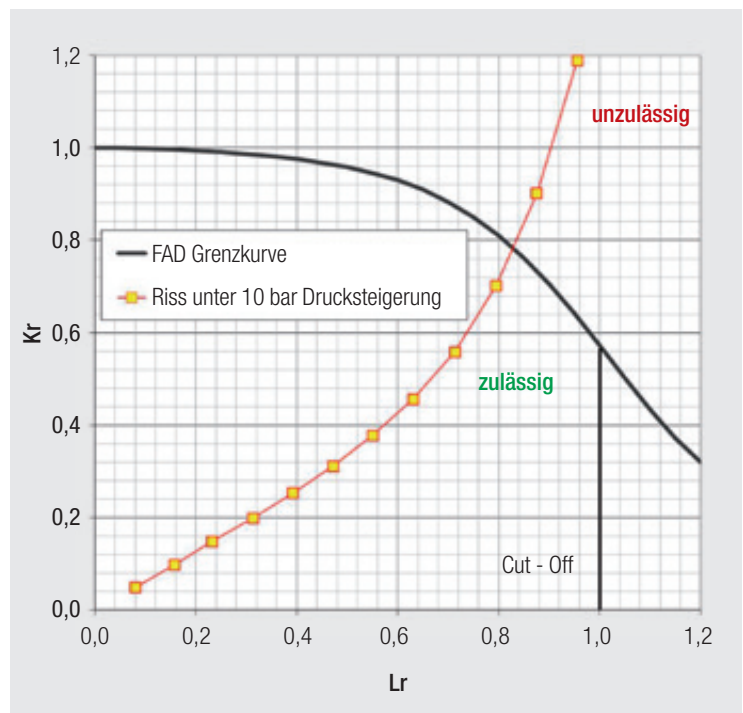
Veränderungen der Werkstoffeigenschaften infolge von Wasserstoffkonzentrationen über 25 Prozent sind derzeit nur durch eine zerstörende Werkstoffprüfung genau zu erfassen. Ähnlich wie für die Korrosionsbewertung müssen daher auch hierfür Modelle entwickelt werden, welche eine etwaige Werkstoffveränderung der eingesetzten Stähle durch Wasserstoff genauer beschreiben und die bewertungsrelevanten Werkstoffkenngrößen wiedergeben. Nicht völlig auszuschließende Interaktionen des Wasserstoffes mit möglichen Zusatzstoffen im Gasgemisch sind zu bewerten.

Ähnlich der bewährten Korrosionsbewertung gilt es, auch eine mögliche Beeinträchtigung des Werkstoffs durch Wasserstoff zu bewerten und in einem Pipeline-Integrity-Management-System (PIMS) zu implementieren. In der Zusammenfassung der sicherheitstechnisch relevanten Aspekte wie Werkstoffeigenschaften, Lastregime und durch Wasserstoff hervorgerufene Materialbeeinträchtigungen in einem PIMS kann auch unter veränderten Rahmenbedingungen die zustandsgerechte Bewertung und Instandhaltung der Gashochdruckleitung erfolgen.

Fazit

Die Power-to-Gas-Technologie stellt einen vielversprechenden Ansatz dar, der die kosteneffiziente Erzeugung und Speicherung sowie den Transport von stofflich umgewandeltem Strom ganzheitlich ermöglicht. Die Umsetzung dieser Technologie im industriellen Maßstab steht noch vor technischen Herausforderungen, die jedoch grundsätzlich beherrschbar und lösbar sind.

Ziel der ganzheitlichen Betrachtung der Wasserstoffbeimengung im Gashochdrucknetz muss sein, das derzeitige hohe Sicherheitsniveau des Gastransportnetzes zu erhalten, um auch künftig einen wirtschaftlichen und sicheren Betrieb zu ermöglichen. ■



Quelle: die Autoren

Abb. 5: FAD-Grenzkurve

Quellen:

- [1] Queitsch, W.: Ursachen der Korrosion und Möglichkeiten des Korrosionsschutzes 1971 im System ND 64; Bericht Nr. 081/1 des Brennstoffinstitutes Freiberg, FB Leipzig; 30.11.1971
- [2] UGS Mittenwalde GmbH, 2012: Studie „Wasserstoff und Methan - Die Energiespeicher der Zukunft“.
- [3] DVGW, 2012: Abschlussbericht DVGW-Projekt G1-07-10 „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“.
- [4] H. A. Richard, M. Sander: „Ermüdungsrisse: erkennen, sicher beurteilen, vermeiden“. 3. Auflage, Springer Vieweg, 2012.

Die Autoren

Dr. rer. nat. Volker Busack ist Geschäftsführer VNG Gasspeicher GmbH.

Dr.-Ing. Manfred Veenker ist Gesellschafter und Vereidigter Sachverständiger bei der Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH.

Dipl.-Ing. Ulrich Hoffmann ist Fachgruppenverantwortlicher Technische Diagnose bei der ONTRAS Gastransport GmbH.

M. Eng. Dipl.-Ing. Albert Großmann ist Projektleiter bei der Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH.

Kontakt:

Dr.-Ing. Manfred Veenker
Gesellschafter und Vereidigter Sachverständiger
Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH,
Hannover
Tel.: 0511 28499-11
E-Mail: manfred.veenker@veenkermbh.de
Internet: www.veenkermbh.de