

PTB

Fachorgan für Wirtschaft und Wissenschaft

mitteilungen

1.2009

Themenschwerpunkt
Strömende Medien
und Energieträger

Fachorgan für Wirtschaft und Wissenschaft
Amts- und Mitteilungsblatt der
Physikalisch-Technischen Bundesanstalt
Braunschweig und Berlin

119. Jahrgang, Heft 1, März 2009

Inhalt

Themenschwerpunkt

Strömende Medien und Energieträger

- *Roman Schwartz, Helmut Többen*: Strömende Medien und Energieträger 3
- *Bodo Mickan, Rainer Kramer*: Metrologische Infrastruktur der PTB für die Gasmessung 4
- *Harald Müller, Volker Strunck, Norbert Pape, Jessica Kampe*: LDA-Einsatz in der Strömungsmesstechnik 11
- *Rainer Kramer, Bodo Mickan*: Gasmessung und Gaszählerprüfung in der Praxis 16
- *Gu drun Wendt, Rainer Engel, Jörg Riedel*: Sicherstellung der Rückführbarkeit der Mengen- und Durchflussmessungen von Flüssigkeiten 23
- *Michael Rinker, Gu drun Wendt*: Gesetzliches Messwesen im Bereich der Flüssigkeitsmesstechnik 28
- *Jürgen Rose, Thomas Lederer*: Angewandte Wärmemengenmessung in strömenden Fluiden: Wärme- und Kältezähler 31
- *Thomas Lederer, Jürgen Rose*: Durchflussmessung in Kraftwerken 36
- *Stefan M. Sarge, Henning Wolf, Roland Schmidt, Harald Müller*: Erneuerbare Energieträger – Metrologische Herausforderungen bei Erzeugung und Handel 39
- *Henning Wolf, Rainer Kramer, Bodo Mickan*: Mikrodurchfluss – Flussraten im Bereich Mikroliter pro Minute 45

Recht und Technik

Vollversammlung für das Eichwesen 2008 50
Neuer Vorsitz in der Arbeitsgemeinschaft Mess- und Eichwesen 51

Amtliche Bekanntmachungen

(eigenes Inhaltsverzeichnis) 52

Zum Titelbild:

Prüfstände zur Durchfluss- und Mengenmessung von Wärme, Flüssigkeiten und Gase sowie die messtechnische Begleitung bei der Energiegewinnung aus Wind und Biomasse gehören zur Metrologie strömender Medien und Energieträger.

Impressum

Die **PTB-Mitteilungen** sind metrologisches Fachjournal und amtliches Mitteilungsblatt der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt, Braunschweig und Berlin. Als Fachjournal veröffentlichen die PTB-Mitteilungen wissenschaftliche Fachaufsätze zu metrologischen Themen aus den Arbeitsgebieten der PTB. Als amtliches Mitteilungsblatt steht die Zeitschrift in einer langen Tradition, die bis zu den Anfängen der Physikalisch-Technischen Reichsanstalt (gegründet 1887) zurückreicht. Die PTB-Mitteilungen veröffentlichen in ihrer Rubrik „Amtliche Bekanntmachungen“ unter anderem die aktuellen Geräte-Prüfungen und -Zulassungen aus den Gebieten des Eich-, Prüfstellen- und Gesundheitswesens, des Strahlenschutzes und der Sicherheitstechnik.

Verlag

Wirtschaftsverlag NW
Verlag für neue Wissenschaft GmbH
Bürgermeister-Smidt-Str. 74–76,
27568 Bremerhaven
Postfach 10 11 10, 27511 Bremerhaven
Internet: www.nw-verlag.de
E-Mail: info@nw-verlag.de

Herausgeber

Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB),
Braunschweig und Berlin
Postanschrift:
Postfach 33 45, 38023 Braunschweig
Lieferanschrift:
Bundesallee 100, 38116 Braunschweig

Redaktion/Layout

Presse- und Öffentlichkeitsarbeit, PTB
Dr. Dr. Jens Simon (verantwortlich)
Gisela Link
Telefon: (05 31) 592-82 02
Telefax: (05 31) 592-30 08
E-Mail: gisela.link@ptb.de

Leser- und Abonnement-Service

Marina Kornahrens
Telefon: (04 71) 9 45 44-61
Telefax: (04 71) 9 45 44-88
E-Mail: vertrieb@nw-verlag.de

Anzeigenservice

Karin Drewes
Telefon: (04 71) 9 45 44-21
Telefax: (04 71) 9 45 44-77
E-Mail: info@nw-verlag.de

Erscheinungsweise und Bezugspreise

Die PTB-Mitteilungen erscheinen viermal jährlich. Das Jahresabonnement kostet 50,50 Euro, das Einzelheft 15 Euro, jeweils zzgl. Versandkosten. Bezug über den Buchhandel oder den Verlag. Abbestellungen müssen spätestens drei Monate vor Ende eines Kalenderjahres schriftlich beim Verlag erfolgen.

© Wirtschaftsverlag NW, Verlag für neue Wissenschaft GmbH, Bremerhaven, 2009

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Zeitschrift darf ohne schriftliche Genehmigung des Verlages vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf CD-ROM und in allen anderen elektronischen Datenträgern.

Strömende Medien und Energieträger

Roman Schwartz¹, Helmut Többen²

Gigantische Mengen gasförmiger und flüssiger Medien werden in Deutschland, Europa und weltweit bewegt, gemessen, zwischengehandelt und an den Endverbraucher verkauft. Angesichts der herausragenden wirtschaftlichen Bedeutung der Versorgung mit Gas, Wasser, Mineralöl, Wärme und neuerdings auch Kälte, und angesichts der politischen Diskussionen um Energieeffizienz, Zukunft der Energieversorgung, alternative Energiequellen und Klimaschutz ist eine genaue und zuverlässige Messtechnik strömender Medien und Energieträger von sehr zentraler Bedeutung.

Klimaschutz und Energieeffizienz rücken derzeit immer stärker in den Fokus von Politik und Wirtschaft. Europa und insbesondere auch Deutschland haben sich mit entsprechenden EU-Richtlinien und deren nationaler Umsetzung für die nächsten Jahre große Ziele gesetzt. Zu nennen ist hier vor allem die EU-Richtlinie 2006/32/EG über „Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen“, deren Umsetzung in Deutschland durch den „Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan (EEAP) der Bundesrepublik Deutschland“ vom 27. September 2007 erfolgen wird. Aber auch die Forderungen der Richtlinie 2003/30/EG zur Förderung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor, die sich im Bundes-Immissionsschutzgesetz und Biokraftstoffquotengesetz wiederfinden, sind zu nennen, ebenso wie beispielsweise das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz.

Konkret formulieren diese gesetzlichen Vorgaben für das Jahr 2020 unter anderem folgende Zielstellungen:

- Verdoppelung der Energieeffizienz gegenüber 1990
- Zwanzigprozentige Substitution fossiler Kraftstoffe
- Steigerung der Effizienz von Kraftwerken um 40 %
- Wärmeversorgung von Neubauten unabhängig von fossilen Brennstoffen.

Wie eingangs bereits erwähnt, ist hierzu eine zuverlässige und exakte Messung der verwendeten flüssigen und gasförmigen Energieträger sowohl hinsichtlich der Menge als auch ihres Energiegehaltes von erheblicher Bedeutung.

Aber auch technischer Fortschritt und eine rasante Entwicklung neuartiger Technologien, wie zum Beispiel im Bereich der Mikro- und Nanotechnologie, ergeben neue Anforderungen an die Messung strömender Medien. Insgesamt geht es hier nicht mehr nur um die Bestimmung einer Produktmenge, sondern um die Qualitätssicherung eines gesamten Produktionsprozesses durch Echtzeitmessungen, um die Sicherheit bei der Fahrweise einer Großanlage oder eines Kraftwerkes, um die richtige Dosierung einer Infusion oder einer künstlichen Beatmung im Bereich unserer medizinischen Versorgung.

Nicht zuletzt ist der Verbraucherschutz als wichtiger gesetzlicher Auftrag der PTB anzuführen, der auch auf Grund der neuen europäischen Messgeräte-Richtlinie 2004/22/EG („MID“) und entsprechender Umsetzung in das deutsche Eichgesetz wachsende Anforderungen an die Messung strömender Medien stellt.

All diese Aspekte und Entwicklungen der Durchfluss-, Mengen- und Wärmemessung gasförmiger und flüssiger Medien sind Gegenstand dieser Ausgabe der PTB-Mitteilungen. Ausgehend von einem Überblick über die „Metrologische Infrastruktur der PTB für die Gasmessung“ – einschließlich der „Europäischen Harmonisierung für Hochdruck-Erdgas“ – behandeln die nachfolgenden Beiträge den „LDA-Einsatz in der Strömungsmesstechnik“, die „Gasmessung und Gaszählerprüfung in der Praxis“, die „Sicherstellung der Rückführbarkeit der Mengen- und Durchflussmessungen von Flüssigkeiten“, Aspekte des „Gesetzlichen Messwesens im Bereich der Flüssigkeitsmesstechnik“, die „Angewandte Wärmemengenmessung in strömenden Fluiden bei Wärme- und Kältezählern“, die „Durchflussmessung in Kraftwerken“, „Metrologische Herausforderungen bei Erzeugung und Handel mit erneuerbaren Energieträgern“ und schließlich das Thema „Mikrodurchfluss“, also die Messung kleiner und kleinster Flussraten bei Gasen und Flüssigkeiten.

Wir wünschen allen interessierten Lesern viel Gewinn beim Lesen der Beiträge zum Thema „Strömende Medien und Energieträger“.

¹ Dr. Roman Schwartz, Leiter der PTB-Abteilung „Mechanik und Akustik“, Email: roman.schwartz@ptb.de

² Dr. Helmut Többen, Leiter des PTB-Fachbereichs „Gase“, Email: helmut.toebben@ptb.de

Metrologische Infrastruktur der PTB für die Gasmessung

Bodo Mickan¹, Rainer Kramer²

1 Einleitung

Die PTB betreibt eine recht große Anzahl von technischen Einrichtungen, mit denen die Gasmessung in Deutschland und darüber hinaus mit dem gleichen „Maßstab“ erfolgen kann. Ohne eine solche technische Grundlage für eine Kalibrierung von Gasmessgeräten mit einheitlichen Referenzwerten sind die in dem auch in diesem Heft befindlichen Beitrag „Gasmessung und Gaszählerprüfung in der Praxis“ dargelegten Prinzipien nicht mit letzter Konsequenz umsetzbar. Im Folgenden soll eine Übersicht über die technischen Einrichtungen der PTB gegeben werden, wobei der Bereich für die Gasmessung von Hochdruck-Erdgas wegen der besonderen volkswirtschaftlichen Bedeutung und der Besonderheiten beim internationalen Handel etwas ausführlicher dargestellt wird.

2 Grundsätzliches zu Kalibrierungen und Prüfungen

Prüf- bzw. Kalibriereinrichtungen dienen zur Bestimmung der Messabweichungen eines Messgeräts in Abhängigkeit vom Belastungsgrad, d. h. bei Volumenzählern vom Durchfluss. Es ist üblich, die relative Messabweichung F des Prüflings gemäß:

$$F = \frac{V_P - V}{V} = f(Q) \quad (1)$$

anzugeben. Hier bei ist das vom Prüfling angezeigte Volumen und das vom Bezugsnorm angezeigte Volumen. Werden pro Messpunkt (Durchflusswert) mehrere Einzelmessungen durchgeführt, streuen die Ergebnisse um einen Mittelwert, der als systematische Messabweichung aufgefasst werden kann. Der Verlauf der systematischen Messabweichung in Abhängigkeit vom Durchfluss wird als Fehlerkurve bezeichnet. Sie kann zur Korrektur des vom Messgerät angezeigten Messwertes dienen. Bild 1 zeigt als Beispiel die mit atmosphärischer Luft gemessene Fehlerkurve eines Turbinenradzählers.

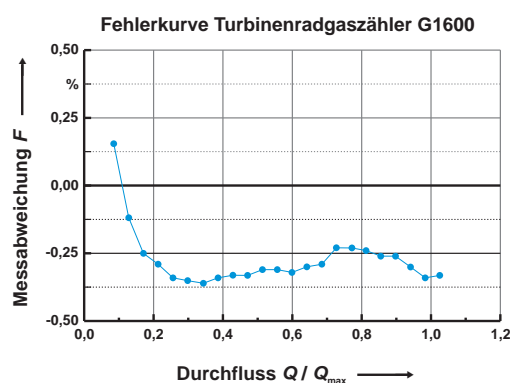


Bild 1:
Typische Fehlerkurve eines Gaszählers

Im Allgemeinen besitzen alle Zählertypen charakteristische Fehlerkurven. Es können aber auch bei baugleichen Geräten stark verschobene Fehlerkurven auftreten. Ursache hierfür sind Fertigungstoleranzen, Lagerqualität, Verspannungen usw.

Nach einer Prüfung kann ein Messgerät justiert, kalibriert oder geeicht werden:

- *Justieren*: Veränderung von Einstellparametern des Prüflings, um die Messabweichung über den gesamten Durchflussbereich möglichst gering zu halten.
- *Kalibrieren*: Bestimmung der Messabweichung über den gesamten interessierenden Messbereich, um bei der Anwendung eine Korrektur des Messergebnisses vornehmen zu können.
- *Eichen/Beglaubigen*: Überprüfung und Bestätigung der Einhaltung der Eichfehlergrenzen eines zugelassenen Messgerätes durch eine Eichbehörde bzw. einer staatlich anerkannten Prüfstelle. Die Gültigkeit der Eichung ist im Allgemeinen zeitlich befristet.

Prüfeinrichtungen werden von unterschiedlichen privaten und staatlichen Einrichtungen betrieben. Als Beispiele sollen Messgerätehersteller, Betreiber von Versorgungsnetzen, Eichämter, Kalibrierlaboratorien und Forschungsinstitute genannt werden.

¹ Dr. Bodo Mickan, Leiter der Arbeitsgruppe „Hochdruck-Gas“
E-Mail: bodo.mickan@ptb.de

² Dr. Rainer Kramer, Leiter der Arbeitsgruppe „Gasmessgeräte“
E-Mail: rainer.kramer@ptb.de

Damit die Genauigkeit und Zuverlässigkeit der Messgeräte beim Anwender sichergestellt ist, muss eine geschlossene Kalibrierkette – von der physikalischen Realisierung der SI-Einheiten (Kernaufgabe der PTB) bis zur Kalibrierung/Eichung von Geräten für den Endnutzer – bestehen. Prüf- bzw. Kalibriereinrichtungen setzen für ihre Aufgaben entsprechende, auf die nationalen Normale rückgeführte Normalmessgeräte ein. Mit solchen Normalmessgeräten werden letztendlich metrologisch absicherte Vergleiche mit der Prüflingsanzeige durchgeführt, bspw. für das durchströmte Volumen oder für den eingestellten Durchfluss.

Normalmessgeräte werden unterschieden in Primär-, Transfer- und Gebrauchsnormale. Primärnormale werden i. Allg. in den metrologischen Staatsinstituten zur Darstellung der Einheiten im interessierenden Bereich und für die unmittelbare Rückführung auf die SI-Einheiten betrieben. Transfernormale dienen der Weitergabe der Einheiten von den Primärnormalen an Prüfstellen, zur Durchführung von Vergleichsmessungen und zur Kalibrierung von Gebrauchsnormalen. Gebrauchsnormale werden in den verschiedenen Prüfeinrichtungen z. B. der Eichämter und der Laboratorien des Deutschen Kalibrierdienstes zur Bestimmung des wahren (des richtigen) Messwerts benutzt.

3 Übersicht über die Kalibrier- und Prüfmöglichkeiten der PTB

Die PTB betreibt für die Volumenmessung von strömenden Gasen verschiedene technische Einrichtungen, die eine große Bandbreite von Durchflüssen bzw. Gasmengen abdecken. Bild 2 zeigt die Kalibrierhierarchie für die Darstellung und Weitergabe der Einheiten im Bereich der Gasmengenmessung. Wichtigster Anknüpfungspunkt in der Hierarchie der Messkette ist für das Volumen natürlich die Rückführung auf das Meter (im Bild 2 oben links). Da aber für die korrekte Bestimmung eines Gasvolumens die Messung von Druck und Temperatur zur Berücksichtigung des thermodynamischen Verhaltens wichtig sind, müssen auch die entsprechenden Verbindungen zu den Referenznormalen dieser Messgrößen vorhanden sein. Weiterhin sind die messtechnischen Eigenschaften von Gasmessgeräten fast immer abhängig vom Durchfluss, d.h. von der Menge je Zeit, daher ist auch noch die Anbindung an die Normale der Zeit erforderlich.

Die Primärnormale der PTB zur Rückführung der Volumenmessung für Gase sind von ihrem Grundprinzip her sogenannte volumetrische Normale. D.h. der Kern der technischen Realisierung zur Rückführung auf das Meter ist ein geometrisch vermessenes Referenzvolu-

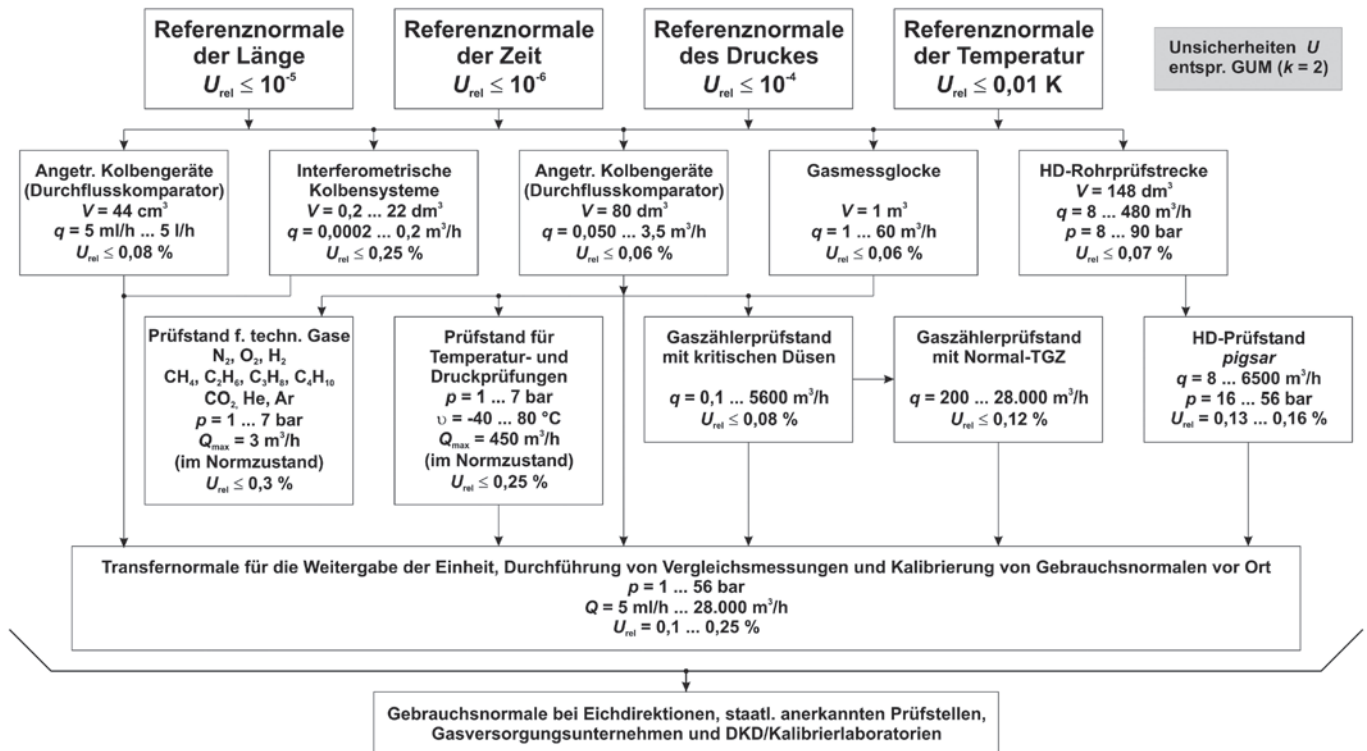


Bild 2: Übersicht über die PTB-Kalibriereinrichtungen zur Bestimmung von Durchflüssen und Mengen strömender Gase

men, das zum Vergleich mit der Anzeige eines Prüflings dient. In der PTB wird dabei ein Durchflussbereich von 5 ml/h bis hin zu 28.000 m³/h abgedeckt, was mehr als 9 Größenordnungen sind (Faktor $5,6 \cdot 10^9$). Zusammen mit den erreichbaren Messunsicherheiten von ca. 0,06 % in weiten Teilen ist dies eine weltweit einzigartige Bandbreite und ist die Grundlage für eine international anerkannte Position der PTB. Hieraus entstanden ist auch starke Nachfrage nach Dienstleistungen im Bereich der Gasmessung für Dritte.

Neben den Primärnormalen betreibt die PTB auch Prüfstände, mit denen die Weitergabe der Einheit als Dienstleistung effektiv durchgeführt werden kann oder aber auch Messgeräte hinsichtlich ihrer messtechnischen Eigenschaften in einem größeren Anwendungsbereich von Drücken und Temperaturen (von -40°C bis $+80^\circ\text{C}$) untersucht werden können. Letzteres ist gerade für die Bewertung der Messgerätequalität im geschäftlichen Verkehr sehr wichtig, also z. B. auch für den Endverbraucher von Erdgas.

Wegen des sehr großen Handelsvolumens und des grenzüberschreitenden Handels von Hochdruck-Erdgas, hat der ganz rechts dargestellte Zweig in Bild 2 ein extrem große volkswirtschaftliche Bedeutung. Dieser Zweig soll deshalb im Folgenden etwas ausführlicher behandelt werden.

4 Nationale Kalibrierkette und Europäische Harmonisierung für Hochdruck-Erdgas

Gasmessgeräte wie z. B. Turbinenradgaszähler zeigen im Allgemeinen eine Abhängigkeit ihrer Kalibrierwerte von den Anwendungsbedingungen, insbesondere dem Betriebsdruck des zu messenden Gases. Um bei der Verwendung der Messgeräte eine möglichst geringe Messunsicherheit zu erreichen, ist es daher notwendig, die Messgeräte nach Möglichkeit bei den zu erwartenden Einsatzbedingungen zu kalibrieren. Zu diesem Zweck werden Messgeräte einer Hochdruckprüfung unterzogen.

Um die Hochdruckprüfung sicherstellen zu können, ist eine entsprechende messtechnische Basis erforderlich. Hierzu sind in Deutschland derzeit sechs Prüfstände in Betrieb, die insgesamt einen Druckbereich bis 50 bar und Durchflüsse bis 6500 m³/h abdecken. Sie sind für die Kalibrierung handelsüblicher Gaszähler ausgelegt.

Die Kalibrierkette für Hochdruck-Gas basiert in Deutschland auf einem Primärnormal der PTB, der so genannten Rohrprüfstrecke, deren Funktionsweise in Abschnitt 4.1 erläutert wird. Da die PTB nicht über eine eigene geeignete Infrastruktur für den Betrieb eines Hochdruck-Primärnormals verfügt, hat die PTB mit der E.ON Ruhrgas AG einen Kooperationsvertrag abgeschlossen. Die E.ON Ruhrgas AG betreibt den technisch hochwertigen Prüfstand *pigsar*TM,

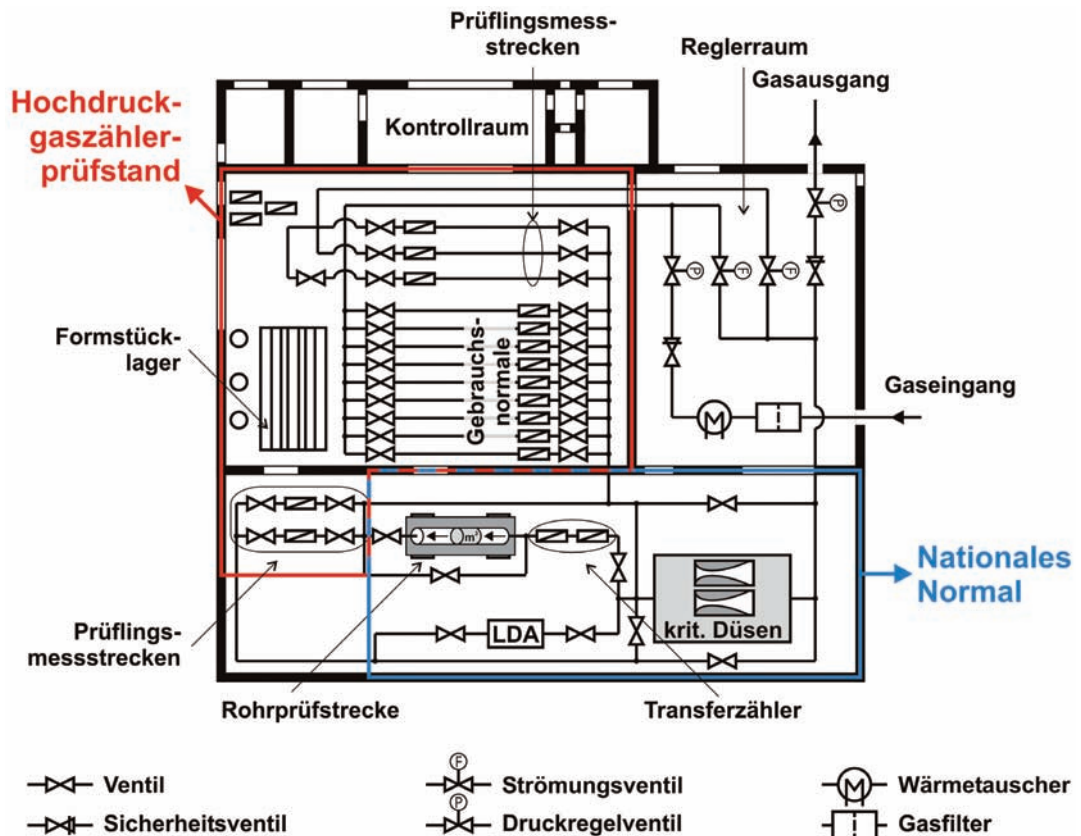


Bild 3: Schematische Übersicht über den Hochdruckprüfstand *pigsar*TM und das Nationale Normal der PTB für Hochdruck-Erdgas (Rohrprüfstrecke)

der über weitreichende Kapazitäten verfügt. Im Rahmen des Kooperationsvertrages kann die PTB hier ihre Einrichtungen zur Darstellung der Einheit betreiben. Bild 3 zeigt den schematischen Aufbau des Prüfstandes *pigsar*TM und die räumliche Anordnung des nationalen Normals der PTB für die Hochdruck-Erdgaskalibrierkette. Neben der bereits erwähnten Rohrprüfstrecke befinden sich hier auch weitere Einrichtungen der PTB zu Forschungszwecken im Bereich Darstellung und Weitergabe der Einheit unter Hochdruckbedingungen, wie z. B. die im nachfolgenden Kapitel auf Seite 13 beschriebene Realisierung eines optischen Verfahrens zur Durchflussmessung von Erdgas unter Hochdruckbedingungen mit dem zukünftig nicht nur der von der Rohrprüfstrecke unmittelbar abgedeckte, sondern auch der darüber hinaus mögliche Durchflussbereich auf *pigsar*TM mit einer verbesserten Messunsicherheit darstellbar sein wird.

Die Gebrauchsnormale des Prüfstandes *pigsar*TM werden für ihren gesamten Anwendungsbereich von der Rohrprüfstrecke kalibriert. Da die Rohrprüfstrecke nicht für einen kontinuierlichen Gebrauch bestimmt ist, wird nach erfolgter Kalibrierung der Gebrauchsnormale die Einheit Kubikmeter für Hochdruck-Erdgas im Auftrag der PTB durch den Prüfstand *pigsar*TM weitergegeben. Der Prüfstand *pigsar*TM ist daher

als Dienstleister für die PTB bei der Weitergabe der Einheit an Dritte bzw. bei Vergleichsmessungen mit Dritten tätig.

Eine Besonderheit der Hochdruckkalibrierkette in Deutschland ist die „Europäische Harmonisierung“. Die Bundesrepublik Deutschland hat mit den Niederlanden und Frankreich einen Vertrag über die Harmonisierung der deutschen, niederländischen und französischen Kalibrierkette geschlossen. Auf Grundlage dieser Vereinbarung finden alle drei Jahre umfangreiche Vergleichsmessungen zwischen Deutschland, den Niederlanden und Frankreich statt. Die Vergleichsmessungen dienen der Bestimmung von Differenzen in den Darstellungen der Einheiten, die zwar innerhalb der jeweiligen Messunsicherheit liegen, aber dennoch als systematisch im Sinne von reproduzierbar beobachtet werden können. Eine auf Basis der Vergleichsmessungen festgelegte Korrektur beseitigt derartige Differenzen. Ein weiterer Vorteil der Harmonisierung besteht in der Verringerung der Messunsicherheit. Die Grundlagen und das Verfahren wird in Abschnitt 4.2 etwas ausführlicher erläutert. Bild 4 zeigt schematisch eine Übersicht über die Kalibrierkette für den Hochdruck-Erdgasbereich in Deutschland und die jeweiligen Prüfstände mit ihren Arbeitsbereichen bzgl. Druck und Durchfluss sowie die dazugehörigen Messunsicherheiten.

Kalibrierkette für Hochdruckprüfungen in Deutschland

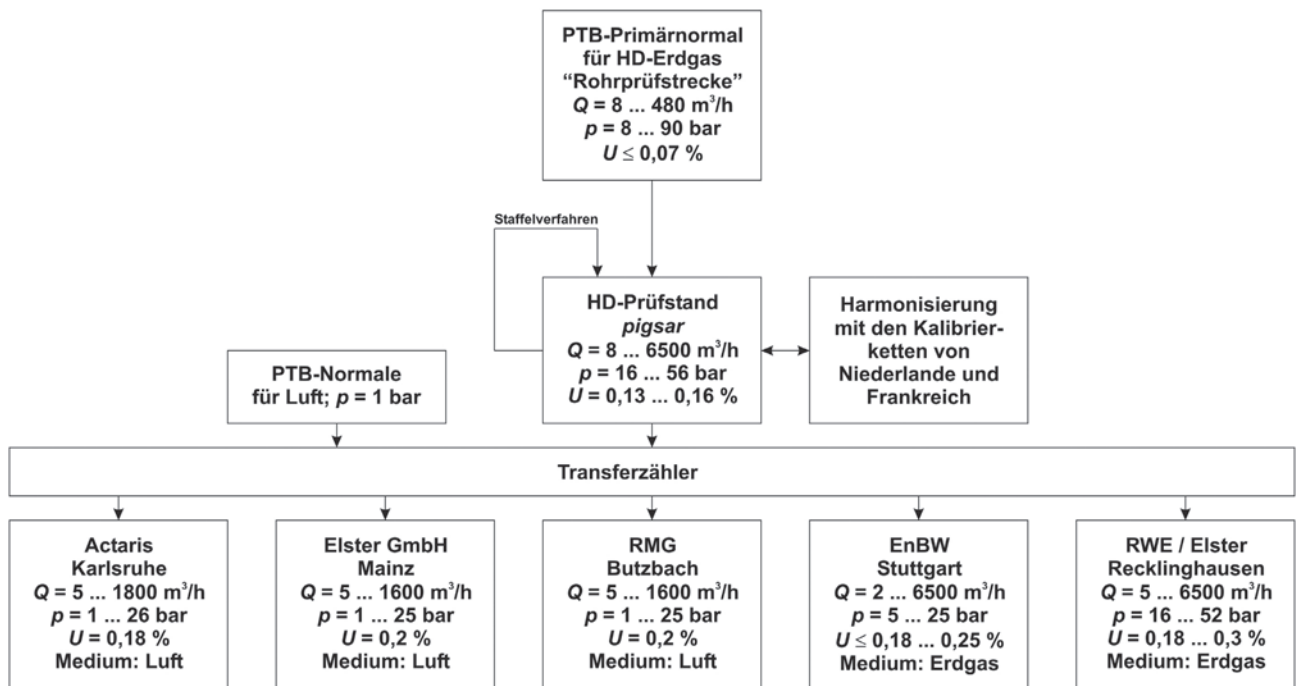


Bild 4: Die Hochdruckkalibrierkette in Deutschland

Mit Hilfe von geeigneten Transferzählern, die auf dem Hochdruckprüfstand *pigsar*TM kalibriert worden sind, werden fünf nachgeordnete Prüfstände kalibriert. Für den Druckbereich 16 bis 50 bar für Erdgas kann dies auch im klassischen Sinn durch Vergleich der Messwertanzeigen von Transfernormal und Arbeitsnormal des jeweiligen Prüfstandes Punkt für Punkt bei gleichem Druck und gleichem Durchfluss erfolgen. Bei der Kalibrierung von Prüfständen mit Druckbereichen zwischen 1 bar und 16 bar bzw. beim Wechsel des Mediums von Erdgas zu Luft müssen zusätzliche Informationen in den Kalibrierprozess mit einbezogen werden. Hierzu dient eine zusätzliche Kalibrierung der Transferzähler mit den PTB-Normalen für Luft bei 1 bar.

4.1 Das Primärnormal der PTB für Hochdruck-Erdgas

Das volumetrische Primärnormal der PTB für Erdgas unter Hochdruck ist ein passives, d. h. vom Gasstrom angetriebenes Kolbensystem. Speziell für das Hochdruck-Primärnormal der PTB hat sich über die Jahre unter den Fachleuten der Begriff „Rohrprüfstrecke“ eingebürgert. Sie ist in Bild 5 schematisch und als Foto gezeigt. Kern der Rohrprüfstrecke ist ein geometrisch exakt vermessener Zylinder, der das Referenzvolumen vorgibt und durch den ein vom strömenden Gas getriebener Kolben läuft. Dieses klar definierte Gasvolumen strömt anschließend durch den Prüfling, hier sind es in der Regel Transferzähler wie die permanent eingebauten Turbinenradgaszähler G250. Selbstverständlich müssen auch hier die lokalen Drücke und Temperaturen im Referenzvolumen und am Prüfling bei dem Vergleich der Gasvolumina entsprechend des thermodynamischen Verhaltens von Gas sorgfältig berücksichtigt werden.

Mit der Rohrprüfstrecke kann ein Prüfling mit einem Maximaldurchfluss von 480 m³/h als Transferzähler durch Vergleich mit dem geo-

metrisch vermessenen Referenzvolumen mit geringer Messunsicherheit (ca. 0,06 %) kalibriert werden, der dann Ausgangspunkt für die weiteren Kalibrierungen der Arbeitsnormale des Prüfstandes *pigsar*TM ist (ebenfalls Turbinenradgaszähler, siehe auch Bild 3 und Bild 4). Durch geeignete Staffelfverfahren kann die Kalibrierung über den Arbeitsbereich der Rohrprüfstrecke hinaus auf den Durchflussbereich von 8 m³/h bis 6500 m³/h erweitert werden. Die Technik und das Vorgehen ist in [1] ausführlich beschrieben.

4.2 Die Europäische Harmonisierung Deutschland/Niederlande/Frankreich

Gerade im internationalen, grenzüberschreitenden Handel von Gütern mit großem Warenwert, wie es beim Handel mit Erdgas der Fall ist, hat das Messen mit gleichem Maß eine entsprechend große Bedeutung. Vor einem solchen Hintergrund hat das Internationale Komitee für Maße und Gewicht (CIPM) 1999 im Auftrag der Internationalen Meter-Konvention ein Abkommen über die gegenseitige Anerkennung von Kalibrierergebnissen (Mutual Recognition Agreement, MRA) ins Leben gerufen, das ein international abgestimmtes und überwacht Verfahren zur Sicherstellung der Äquivalenz von Kalibrier- und Prüfergebnissen darstellt und damit einen fairen Handel weltweit gewährleisten soll.

Äquivalenz von Kalibrierergebnissen bedeutet vornehmlich, dass sich zwei Messergebnisse für den selben Prüfling auf zwei verschiedenen Prüfeinrichtungen nicht mehr als ein bestimmtes, von den Gesetzen der Statistik und Wahrscheinlichkeitstheorie vorgegebenes Maß unterscheiden. Im Falle von zwei Messungen (also z. B. die Bestimmung der Messabweichung *f* eines Gasmessgerätes), die sich in ihrer Rückführung auf die SI-Einheit auf zwei verschiedene Primärnormale beziehen, wird dieses Maß durch die quadratische Summe der zu den Messungen zugehörigen Messunsicherheiten bestimmt:

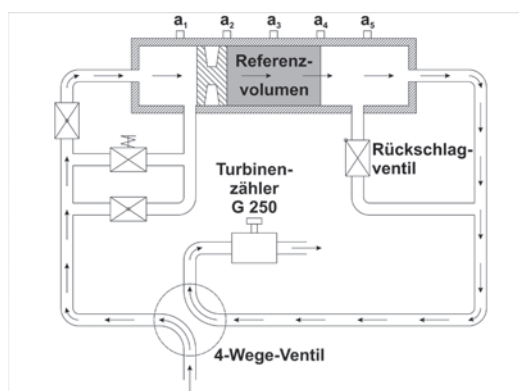


Bild 5:
Das Primärnormal der PTB für Hochdruck-Erdgas (Rohrprüfstrecke).
a₁ – a₅: Kolbenpositionsschalter
a₂: Volumenschalter (Start), a₄: Volumenschalter (Stop)
a₃: Volumenschalter (halbe Strecke)

$$d_{1-2} = f_1 - f_2 \leq 2 \cdot \sqrt{(u_1^2 + u_2^2)}$$

mit u_1 und u_2 für die Standardunsicherheiten des jeweiligen Messergebnisses für die Messabweichungen f_1 und f_2 .

Die PTB mit ihren Kalibriereinrichtungen ist selbstverständlich ebenfalls in das System des MRA eingebunden und nimmt regelmäßig an entsprechenden internationalen Vergleichsmessungen teil. Im Bereich des innereuropäischen Erdgashandels gipfelte dieser Prozess in einem Abkommen zwischen der PTB, dem niederländischen "Nederlands Meetinstituut (NMI)" und dem französischen "Laboratoire National de Métrologie et d'Essai (LNE)" über die Bildung und Weitergabe eines gemeinsamen Referenzwertes für die Volumenbestimmung von Hochdruck-Erdgas (so genannter Harmonisierter Europäischer Kubikmeter) [2]. Dieser gemeinsame Referenzwert wird seit 1999 in regelmäßigen und ausführlichen Vergleichsmessungen zwischen den Partnern bestimmt.

Das Harmonisierungsabkommen führt in einem gewissen Punkt noch weiter als der einfache Nachweis der Äquivalenz aller Messungen der beteiligten Partner. Entscheidend hierbei ist die Tatsache, dass die Gesamtmessunsicherheit, die ein Messergebnis auf einem der Prüfstände der beteiligten Partner hat, zu einem großen Teil nicht nur von zufälligen Messfehlern abhängt. Bild 6 soll dies schematisch veranschaulichen. Jeder Partner bestimmt die Kalibriergroße des Vergleichsmessgerätes auf seinem Prüfstand, was durch die verschiedenfarbigen Pfeile symbolisiert wird. Der Mittelpunkt der Zielscheibe ist der (für uns unbekannte) wahre Wert der Kalibriergroße. Da alle Messungen in dem oben beschriebenen Sinne untereinander äquivalent sind, treffen alle Messungen die Zielscheibe. Jedoch verändern wiederholte Schüsse das Gesamtbild nicht wesentlich, d.h. die Pfeile der einzelnen Partner (z. B. der grüne Pfeil stellvertretend für die PTB) treffen mit einer kleinen Streuung immer wieder die selbe Stelle (symbolisiert durch die kleinen gelben Flecken um die Pfeilspitzen). In der Sprache der Metrologie heißt das, dass die Reproduzierbarkeit der Messungen (gelbe Flecken) deutlich kleiner ist als die Messunsicherheit. Dieser Umstand führt im grenzüberschreitenden Handel natürlich leicht zu der Situation, dass die Verwender der Messgeräte sich die Prüfstände nach Bedarf aussuchen: je nach dem, ob ich Gas kaufe oder verkaufe, könnte ich den mir günstigeren Prüfstand zur Kalibrierung meines Messgerätes wählen.

Mathematisch erfolgt die Bestimmung des gemeinsamen harmonisierten Referenzwertes $f_{\text{Referenzwert}}$ nach den Regeln der Messunsicherheitsbestimmung von unabhängigen Messungen

[3] und basiert auf einem gewichteten Mittelwert der Messergebnisse:

$$f_{\text{Referenzwert}} = w_1 \cdot f_1 + w_2 \cdot f_2 + \dots + w_n \cdot f_n$$

mit

$$w_i = \frac{1}{u_i \cdot \sum_k \frac{1}{u_k}}$$

wobei u für die Standardunsicherheiten der Messergebnisse f der einzelnen Harmonisierungspartner steht. In dem schematischen Bild 6 ist er durch den grünen Punkt in der Zielscheibe dargestellt, der dem wahren Wert nun am nächsten kommt.



Bild 6: Darstellung zur Veranschaulichung der Verhältnisse zwischen den Messergebnissen verschiedener Prüfstände in Bezug auf den wahren Wert.

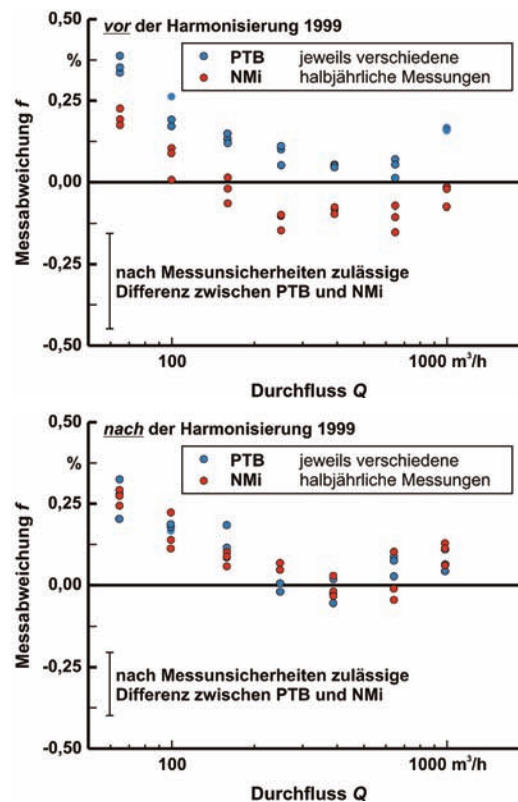


Bild 7: Typische Messergebnisse für die Kalibrierkurve eines Turbinenradgaszählers bei 35 bar mit Erdgas auf den Prüfständen der PTB (pigsar™) und des NMI (Niederlande) vor und nach der Harmonisierung 1999.

Im Ergebnis steht damit für jeden i -ten Harmonisierungspartner ein Wert

$$d_i = f_i - f_{\text{Referenzwert}}$$

zur Verfügung, der als Korrektionswert der jeweiligen Kalibrierkette die systematischen Unterschiede zwischen den harmonisierten Partnern beseitigt.

In Bild 7 sind typische Ergebnisse für die Kalibrierung eines Turbinenradgaszählers von der PTB (*pigsar*TM) in Deutschland und vom NMi in den Niederlande vor 1999 und nach Einführung der Harmonisierung nach 1999 gezeigt. Sie zeigen, dass die vor 1999 vorhandene Differenz deutlich vermindert werden konnte und nur noch ein zufällige Schwankungen als Unterschiede auftreten, die sich nicht mehr systematisch im Handel zu Ungunsten eines Partners ausnutzen lassen. Besonders wichtig ist für den gesamten Prozess dabei natürlich eine stetige Kontrolle der Stabilität der beteiligten Kalibriereinrichtungen, die im Abkommen zwischen Deutschland, Niederlande und Frankreich durch halbjährliche Vergleichsmessungen sichergestellt wird.

6 Zusammenfassung

Der Handel mit Gas besitzt eine große volkswirtschaftliche Bedeutung, vor allem weil Erdgas

heutzutage einer der wichtigsten Energieträger in Deutschland ist. Entsprechende Wichtigkeit hat in diesem Bereich die Verfügbarkeit eines einheitlichen Maßes bei der Volumenbestimmung von Gas. Die PTB betreibt daher eine umfangreiche Infrastruktur zur Rückführung aller Gasmessungen auf die SI-Einheiten. Darüber hinaus gibt es eine Vereinbarung mit den Niederlanden und Frankreich, um für den grenzüberschreitenden Handel mit Hochdruck-Erdgas innerhalb von Europa ein einheitliches Maß sicherzustellen (Europäische Harmonisierung)

7 Literatur

- [1] B. Mickan, R. Kramer, H.-J. Hotze, D. Dopheide: The extended Test-Facility and new German National Primary Standard for high-pressure Natural Gas, 5th International Symposium on Fluid Flow Measurement (ISFFM) 2002, ARLINGTON, USA
- [2] D. Dopheide et al.: The harmonized European gas cubic meter for natural gas as realized by PTB, NMi-VSL and LNE-LADG and its benefit for user and metrology, 13th International Metrology Congress 2007, Lille, France
- [3] M.G. Cox: The evaluation of key comparison data. In: *Metrologia* **39**, (2002), pp. 589–595

LDA-Einsatz in der Strömungsmesstechnik

Harald Müller¹, Volker Strunck², Norbert Pape³, Jessica Kampe⁴

1 Einleitung

Generell sind alle Messergebnisse im Bereich der Strömungsmessung nicht alleine durch die Quantität der zu messenden Größen bestimmt, sondern auch durch die von den spezifischen Geräteeigenschaften abhängigen Rückwirkungen der Messgeräte auf die Strömung. Daher besteht besonders im Einsatz rückwirkungsfreier optischer Messverfahren ein hohes Potenzial zur Reduzierung der Messunsicherheiten für die Darstellung und Weitergabe der Einheiten von Strömungsmessgrößen.

Bei strömenden Medien ist vor allem der Volumendurchfluss eine entscheidende Größe, der sich direkt über die Messung von Strömungsgeschwindigkeiten bzw. die Analyse von Strömungsgeschwindigkeitsprofilen und -feldern durchströmter Querschnittsflächen in Messkammern, Rohrleitungen oder Lüftungsschächten zurückführen lässt. Somit ist die genaue rückwirkungsfreie und damit laseroptische Strömungsgeschwindigkeitsmessung in strömenden Medien von zentraler Bedeutung.

Eine besondere Rolle spielen hier Laser-Doppler-Anemometer, die als Präzisionsmessgeräte die Messung von Strömungsgeschwindigkeiten in optisch transparenten Medien mit typischen Messunsicherheiten im Bereich von 0,1 % mit hoher örtlicher und zeitlicher Auflösung erlauben. Daher werden in zunehmendem Maße von der PTB rückgeführte (kalibrierte) Laser-Doppler-Anemometer in Kalibrierlaboratorien, in Prüfständen für die Durchflussmessung von Luft und Erdgas wie auch in Großprüfständen für die Flüssigkeits- und Wärmemengenmessung als Transfornormale für die Erfassung der Messgröße Strömungsgeschwindigkeit eingesetzt.

2 Laser-Doppler-Anemometer (LDA)

2.1 LDA-Grundprinzip

Die üblicherweise eingesetzten konventionellen Laser Doppler Anemometer (LDA) arbeiten nach dem Kreuzstrahlverfahren, das auch als Doppler-Differenz-Verfahren bezeichnet wird.

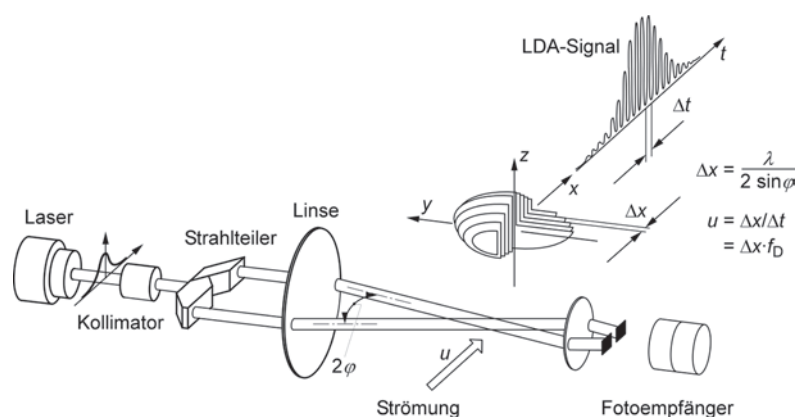


Bild 1: Schematische Darstellung eines LDA-Systems nach dem Kreuzstrahlverfahren

Bei diesem Verfahren wird ein kollimierter Laserstrahl über einen Strahlteiler in zwei Teilstrahlen gleicher Intensität aufgeteilt. Diese beiden Teilstrahlen werden durch die Abbildungsoptik des LDA-Messkopfes im Messvolumen überlagert, wo sich ein Interferenzfeld mit dem Streifenabstand Δx ausbildet (Bild 1).

Durchquert ein von der Strömung mitgeführtes Teilchen/Partikel das Interferenzstreifenfeld mit der Geschwindigkeit u , so erzeugt das vom Teilchen aus dem Kreuzungsbereich gestreute Licht auf einem Fotoempfänger ein periodisch moduliertes Signal, dessen Modulationsfrequenz f direkt proportional zu der zu messenden Geschwindigkeitskomponente u ist. Mit der aus dem Photoempfängersignal ausgewerteten Doppler-Frequenz f und dem aus der Laser-Doppler-Anemometer-Kalibrierung bekannten Streifenabstand Δx lässt sich direkt die Strömungsgeschwindigkeitskomponente u mit einer durch die Messvolumengröße vorgegebenen örtlichen Auflösung bestimmen.

Für konventionelle LDA-Systeme mit üblichen Arbeitsabständen im Bereich weniger Dezimeter erhält man Messvolumengrößen mit Messvolumenlängen von ca. 1 mm bis 2 mm und Messvolumendurchmessern von einigen 100 μm .

¹ Dr. Harald Müller, Leiter der Arbeitsgruppe „Strömungsmesstechnik“,
E-Mail: harald.mueller@ptb.de

² Dr. Volker Strunck, Arbeitsgruppe „Strömungsmesstechnik“,
E-Mail: volker.strunck@ptb.de

³ Norbert Pape, Arbeitsgruppe „Strömungsmesstechnik“,
E-Mail: norbert.pape@ptb.de

⁴ Jessica Kampe, Arbeitsgruppe „Strömungsmesstechnik“,
E-Mail: jessica.kampe@ptb.de

2.2 LDA-Kalibrierung

Für genaue Geschwindigkeitsmessungen muss eine Kalibrierung des LDA-Systems vorgenommen werden. Hierbei wird der Streifenabstand Δx im LDA-Messvolumen bestimmt, der von den eingesetzten LDA-Optiken (Kollimatoren, Linsen, Blenden), deren Justage und der Strahlcharakteristik des Lasers abhängt. Die LDA-Kalibrierung erfolgt mit einem scheibenförmigen Geschwindigkeitsprimärnormal, siehe Bild 2.

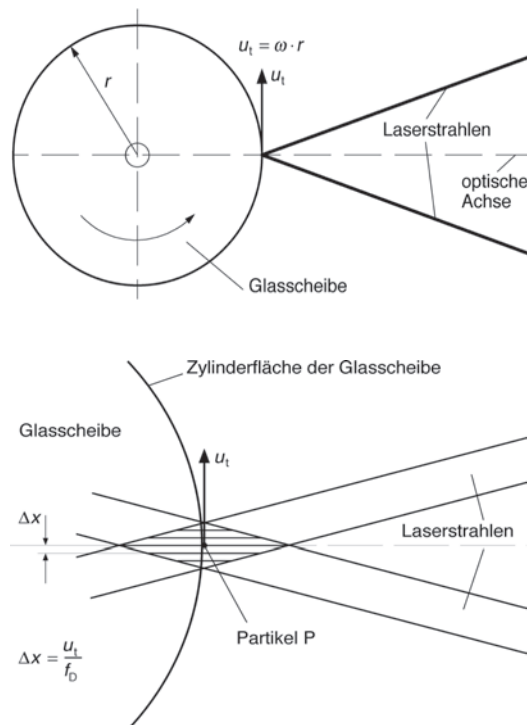


Bild 2:
Prinzip der LDA-Kalibrierung zur Bestimmung des Interferenzstreifenabstandes Δx über eine mittels rotierender Glasscheibe erzeugte definierte Partikel-Geschwindigkeit u_t

Bei einem geometrisch exakt bestimmten Scheibenradius r ergibt sich die „Normal“-Geschwindigkeit u_t einzelner, auf der polierten Zylindermantelfläche selektierter Streuteilchen aus der mit hoher Präzision vorgegebenen Winkelgeschwindigkeit ω .

Die örtliche Abhängigkeit des Streifenabstands, die als Längenmaßverkörperung im Messvolumen dient, wird vor dem Einsatz eines LDA-Systems als Transfornormal für Kalibrieraufgaben überprüft und sofern möglich durch die Justage der LDA-Sendeoptik minimiert. Die untere Grenze der Messunsicherheit für die LDA-Kalibrierung ist im Wesentlichen durch die Unsicherheit der Geschwindigkeitsdarstellung mittels rotierender Glasscheibe als Geschwindigkeitsnormal gegeben, die derzeit mit ca. 0,05 % abgeschätzt werden kann. Bei kalibrierten Halbleiter-LDA-Systemen erhält man mit der üblicherweise erreichten Homogenität des LDA-Streifensystems für die Geschwindigkeitsmessung typische Messunsicherheiten im Bereich von 0,2 % ($k = 2$).

3 Laser-Doppler-Anemometer – ausgewählte Anwendungsfelder

3.1 Kalibrierung von Anemometern

Entsprechend der Vielfalt an unterschiedlichen Bauformen und physikalischen Wirkprinzipien werden Anemometer für unterschiedlichste Anwendungen in der Strömungsmesstechnik eingesetzt. Ihr Einsatzbereich umfasst die Luft- und Klimatechnik, die Windenergie und Meteorologie aber auch die Bestimmung von Volumenströmen in Lüftungskanälen und Rohrleitungssystemen.

Zur Beurteilung der Vergleichbarkeit von Messergebnissen und Kalibrierungen ist zu berücksichtigen, dass sich Rückwirkungen zwischen Anemometer und Strömungsfeld je nach Mess- und Kalibriereinrichtungen unterschiedlich auf das Messergebnis auswirken können. Dies kann bei Vergleichsmessungen Abweichungen von bis zu einigen Prozent zur Folge haben und verdeutlicht den Bedarf an vereinheitlichten gegebenenfalls anemometer- und anwendungsspezifischen Kalibrierverfahren.

Für die rückwirkungsfreie Darstellung der Strömungsgeschwindigkeit in Messeinrichtungen zur Kalibrierung von Anemometern werden daher zunehmend Laser Doppler Anemometer als Transfer- bzw. Bezugsnormale eingesetzt [1]. Die Messunsicherheiten dieser auf das nationale Geschwindigkeitsnormal (Prinzip siehe Abschnitt 2.2) zurückgeführten, kalibrierten LDA-Systeme liegen in der Regel unter 0,3 %.

In der PTB wird z. B. für die Kalibrierung von Anemometern der Strömungsgeschwindigkeitsverlauf entlang der Windkanalachse des eingesetzten Windkanals mit und ohne Prüfling gemessen (Bild 3). Hierbei wird die mittels LDA gemessene Strömungsgeschwindigkeit stromab von der Windkanaldüse gemessen und auf die mit einem weiteren LDA am Düsenaustritt gemessene Strömungsgeschwindigkeit bezogen.

Der Messort für die Referenzgeschwindigkeitsbestimmung im Windkanal ist stets in hinreichender Entfernung vom Prüfling zu wählen, in der sich das Strömungsfeld mit und ohne Prüfling lediglich im Rahmen der Messunsicherheit für die Geschwindigkeitsbestimmung unterscheidet.

Aufgrund des einzuhaltenden Mindestabstands zwischen Referenzpunkt und Prüflingsposition ist für die gewählte Prüflingsposition ein windkanalspezifischer Korrekturfaktor zu berücksichtigen, der wiederum geschwindigkeitsabhängig ist und in der Größenordnung von einem Prozent liegen kann, siehe Bild 4.

Daher muss derzeit für die Kalibrierung handelsüblicher Anemometer aufgrund unter-

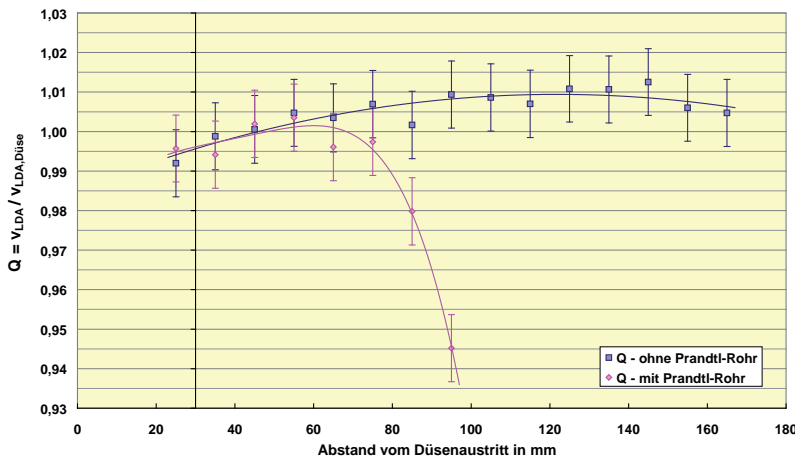


Bild 3: Mittels LDA gemessener Strömungsgeschwindigkeitsverlauf entlang der Windkanalachse, bezogen auf die Düsenaustrittsgeschwindigkeit bei 17 m/s mit und ohne Prandtl-Rohr

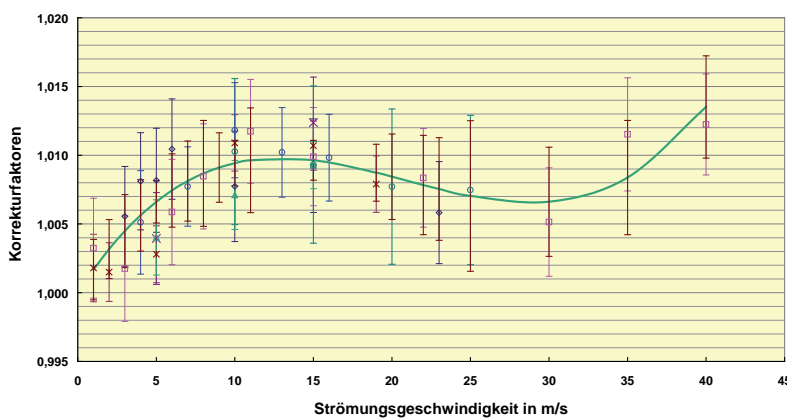


Bild 4: Korrekturfaktor in Abhängigkeit von der Strömungsgeschwindigkeit für eine Prüflingsposition 85 mm hinter dem Düsenaustritt

schiedlich gehandhabter Rückwirkungseinflüsse verfahrensbedingt mit Messabweichungen im Bereich von einem Prozent gerechnet werden, obwohl die laseroptische rückwirkungsfreie Messung der Strömungsgeschwindigkeit um eine Größenordnung genauer ist.

3.2 Durchflussmessung von Erdgas unter Hochdruckbedingungen

Die Rückführung des Volumenstromes von Erdgas unter Hochdruckbedingungen erfolgt über ein volumetrisch arbeitendes Primärnormal – einer Rohrprüfstrecke –, das auf dem Prüfstand *pigsar*TM der E.ON-Ruhrgas von der PTB betrieben wird. Um zukünftig nicht nur den von der Rohrprüfstrecke unmittelbar abgedeckten, sondern auch den darüber hinaus möglichen Durchflussbereich auf *pigsar*TM mit einer verbesserten Messunsicherheit darstellen zu können, wird basierend auf dem Einsatz der Laser-Doppler-Anemometrie ein zweites, unabhängiges Primärnormal mit einer angestrebten Messunsicherheit von 0,1 % für den Volumendurchfluss entwickelt. Die Durchflussmessung des Gases wird dabei auf eine rückwirkungsfreie Messung der Geschwindigkeit in der Gasströmung zurückgeführt [2].

Wird in einem durchströmten Querschnitt der Fläche *A* die Geschwindigkeitskomponente *u* des Gases senkrecht auf der Fläche *A* sowie auch die Dichte *ρ* gemessen, ergibt sich der Massenstrom *Q_m* durch die Querschnittsfläche aus der Integration der gemessenen Geschwindigkeit über die Fläche *A*:

$$Q_m = \int_A u \rho dA$$

Durch die Strömungskonditionierung in der Düseninlaufstrecke, die Auslegung der Düsenkontur und das hohe Kontraktionsverhältnis der Düsen wird am Düsenaustritt ein rotationssymmetrisches, nahezu kastenförmiges Strömungsprofil mit einer Eindellung von nur 0,1 % bei einer sehr geringen Turbulenz in der Kernströmung erzeugt, siehe Bild 5.

Unter der Voraussetzung der Rotationssymmetrie der Düsenströmung beschränkt sich dann die Messung des Geschwindigkeitsprofils auf die Messung über einen Düsenradius *r* von der Düsenmitte bei *r* = 0 bis zum Düsenrand bei *r* = *r_{max}*. Die Integration des Massenstroms vereinfacht sich in diesem Fall zu:

$$Q_m = 2\pi \int_{r=0}^{r_{max}} u(r) \rho(r) r dr$$

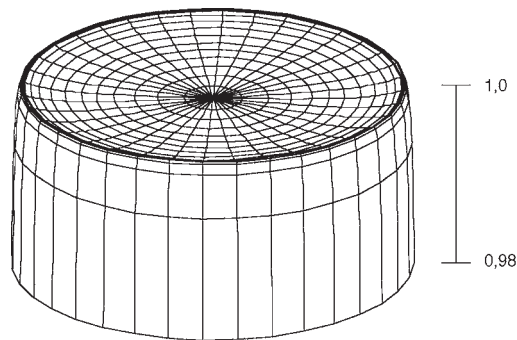


Bild 5:
Normierte Geschwindigkeitsverteilung über der Düsenaustrittsfläche

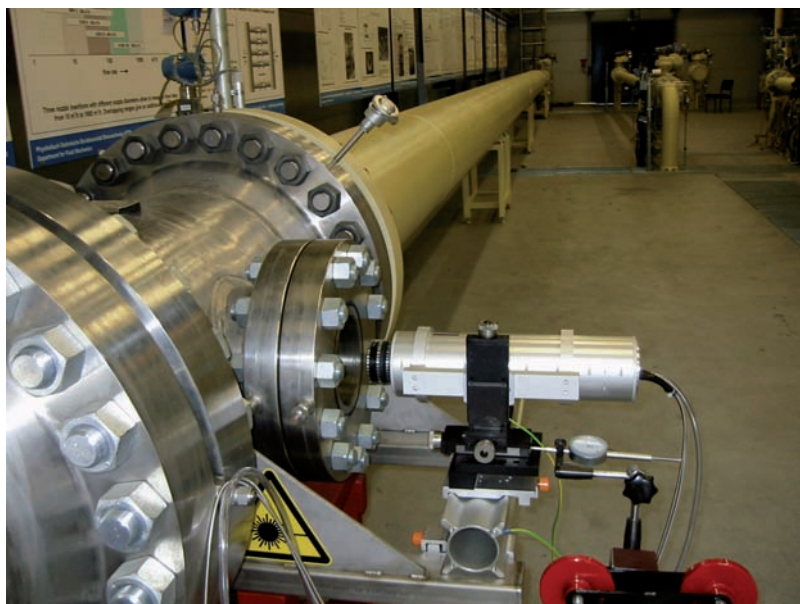
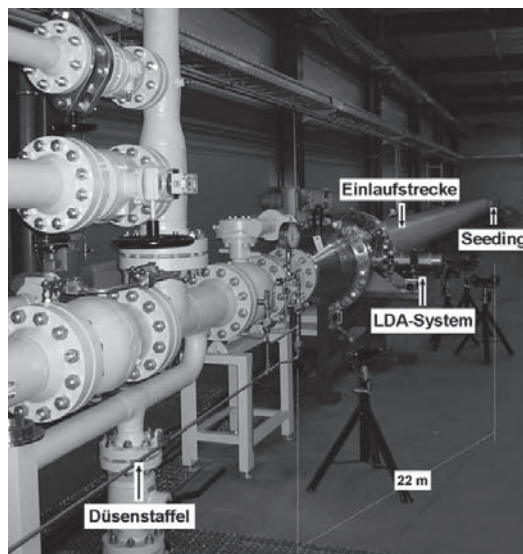


Bild 6:
Blick auf die optische Durchflussmesseinrichtung in der Messhalle

Bild 6 zeigt die optische Durchflussmesseinrichtung in der Messhalle mit der Seedingvorrichtung zur Erzeugung kleiner Streuteilchen, deren Geschwindigkeit im Gasstrom gemessen wird, der Einlaufstrecke und dem LDA-Düsenmodul mit Messfensteranordnung. Die nachgeschaltete Düsenstaffel mit parallel angeordneten kritischen Düsen stellt das Transfornormal zwischen dem optischen Durchflussnormal und der Rohrprüfstrecke dar und dient zugleich der Stabilisierung des Durchflusses für die Dauer der LDA-Messungen.

Um auch den Volumenstromanteil am Düsenrand bei $r = r_{\max}$ hinreichend genau bestimmen zu können, wurde ein spezieller Strömungsprofilsensor entwickelt. Bspw. beträgt bei einer Messdüse mit einem Austrittsdurchmesser von 64 mm die auftretende Strömungsgrenzschichtdicke ca. 1 mm. Dies entspricht einem Volumenstromanteil von ca. 5 %. Mit der erreichbaren Ortsauflösung konventioneller LDA-Systeme wäre die exakte Vermessung der Grenzschichtdicke nicht hinreichend. Der neuentwickelte Strömungsprofilsensor erlaubt innerhalb des konventionellen LDA-Messvolumens eine Ortsauflösung von wenigen μm . Das benutzte Verfahren besteht in der Auswertung der Phasenbeziehung von LDA-Signalen zweier Fotoempfänger, deren Signalphasendifferenz eine direkte Ortsinformation über den Streuteilchendurchgang innerhalb des Messvolumens liefert [3].

Durch den Einsatz des Profilsensors können unmittelbar am Düsenaustritt Strömungsprofile mit erhöhter Ortsauflösung aufgenommen werden. Bild 8 zeigt die schematische Darstellung der Messanordnung sowie ein viel versprechendes, direkt am Düsenaustritt gemessenes Strömungsgeschwindigkeitsprofil.

4 Zusammenfassung

Die Laser-Doppler-Anemometrie dient als rückwirkungsfreies Präzisionsmessverfahren für die Kalibrierung, Darstellung und Weitergabe von Strömungsmessgrößen im Bereich der Strömungsgeschwindigkeits- und Durchflussmessung. Die Anwendungsbereiche umfassen den Einsatz von LDA-Systemen für die Realisierung von Normalen für den Volumendurchfluss und die Strömungsgeschwindigkeit wie auch für die rückwirkungsfreie Strömungsfeldanalyse zur Reduzierung der Messunsicherheiten in Prüf- und Kalibriereinrichtungen.

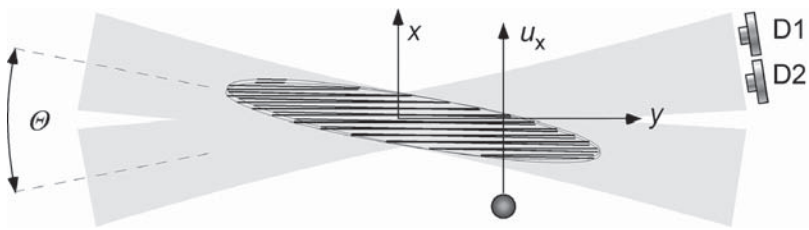


Bild 7:
Prinzip des Profilsensors
nach dem Referenzstrahl-
verfahren in Vorwärts-
streuung

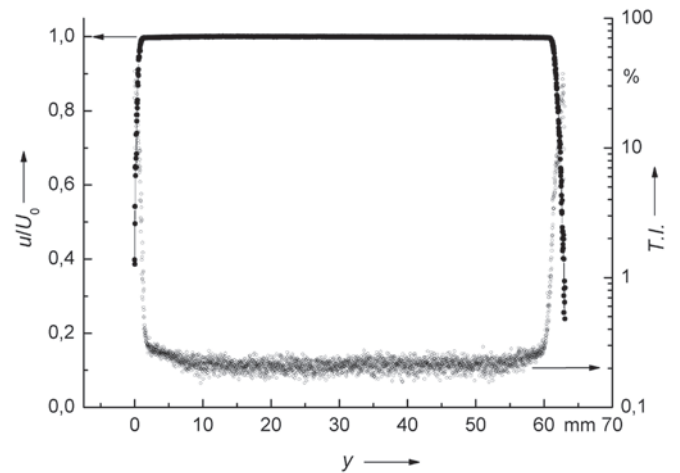
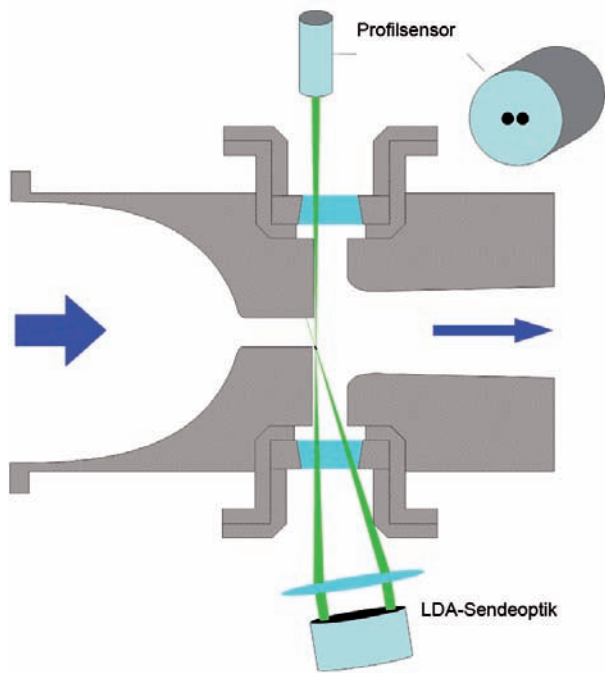


Bild 8:
Strömungsprofilsensor-Messanordnung und gemessenes auf die Strömungsgeschwindigkeit in der Kernströmung normiertes Geschwindigkeitsprofil sowie gemessener Turbulenzgrad in der Hochdruck-Erdgasströmung

5 Literatur

- [1] H. Müller, N. Pape, T. Sodomann, J. Kampe, D. Dopheide: Einsatz der Laser-Doppler-Anemometrie für die Kalibrierung von Anemometern in Windkanälen. 14. Fachtagung Lasermethoden in der Strömungsmesstechnik, Braunschweig, 5.–7. September 2006, Beitrag 17.1–17.6
- [2] H. Müller, V. Strunck, B. Mickan, R. Kramer, D. Dopheide, H.-J. Hotze: Das nationale Normal pigsar™ auf dem Weg zum europäischen Erdgaskubikmeter. Erfahrungsaustausch der Chemiker und Ingenieure des Gasfachs, Erfurt, 16.–17. September 2004, GWF / Gas-Erdgas (2005)
- [3] V. Strunck, H. Müller, D. Dopheide: Traversionsfreie LDA-Grenzschichtmessungen mit Mikrometereauflösung im Meßvolumen. 6. Fachtagung Lasermethoden in der Strömungsmesstechnik, Universität GH Essen, 28.–30. September 1998, Beitrag 28.1–28.11

Gasmessung und Gaszählerprüfung in der Praxis

Rainer Kramer¹, Bodo Mickan²

1 Einführung

Gegenwärtig werden in Deutschland ca. 100 Milliarden m³ Erdgas im Jahr verbraucht. Neben elektrischer Energie und Mineralöl stellt Erdgas somit einen der wichtigsten Energieträger der Bundesrepublik Deutschland dar. Der größte Teil des Gases wird aus Ländern wie Russland, Norwegen und den Niederlanden importiert.

Auf dem Weg von der Erzeugung bis zum letztendlichen Verbrauch wird das Gas ca. dreimal gemessen. In den überregionalen Versorgungsnetzen wird das Gas überwiegend mit einem Druck von 60 bar, vereinzelt bis 80 bar transportiert. Es wird dann mehrfach entspannt und je nach Anwendungsfall mit einem relativ geringen Druck (in Haushaltsnetzen 22 mbar Differenzdruck zum Atmosphärendruck) einer Verbrennung zugeführt.

Auf Grund der unterschiedlichen Quellen des Erdgases kann sich die Zusammensetzung des Gases und damit seine Eigenschaften wie der Brennwert und die Kompressibilität deutlich unterscheiden. Dieser Umstand zieht eine Reihe von messtechnischen Maßnahmen nach sich, die eine Abrechnung des Gases nach seinem tatsächlichen Energiegehalt ermöglichen.

Im Folgenden soll zunächst auf die im geschäftlichen und amtlichen Verkehr verwendeten Messgrößen eingegangen werden. Einige der wichtigsten zur Messung dieser Größen eingesetzten Messgeräte werden in ihrer Wirkungsweise kurz vorgestellt bevor zum Schluss noch ein Überblick über die gesetzlichen Grundlagen für die Verwendung der Messgeräte im amtlichen und geschäftlichen Verkehr gebracht wird.

2 Gasarten

Brenngase der öffentlichen Gasversorgung sind gasförmige Brennstoffe (siehe DIN 1340), die an Haushalte, Gewerbebetriebe, öffentliche Einrichtungen und Industrieunternehmen zur allg. Verwendung, überwiegend zur Wärmeerzeugung geliefert werden. Es werden verschiedene Gasfamilien mit weitgehend übereinstimmenden Eigenschaften bzw. Zusammensetzung unterschieden:

- wasserstoffreiche Gase (Stadtgas und Ferngas)
- methanreiche Gase (meist aus natürlichen Vorkommen stammende Erdgase oder synthetische Erdgase)
- Flüssiggase nach DIN 51622 und
- Kohlenwasserstoff/Luft-Gemische

Derzeit werden am häufigsten methanreiche Gase (im Weiteren als Erdgas bezeichnet) verwendet. Entsprechend ihrer Gaszusammensetzung und somit auch ihres Brennwertes werden Erdgase in L (low) und H (high) Gase unterteilt, wobei der Brennwert zwischen ca. 9,5 bis 12 kWh/m³ liegen kann.

3 Messgrößen

Ziel der Gasmessung ist es, die einem Vertragspartner über eine Versorgungsleitung in einem Abrechnungszeitraum in Form von Gas zugeführte Energie E zu bestimmen. Diese Energie ergibt sich als das Produkt aus dem Normvolumen des Gases und dem Brennwert des Gases $H_{s,n}$:

$$E = V_n H_{s,n} \quad (1)$$

Der Brennwert ist nach [1] definiert als die Energie, die bei der Verbrennung von 1 m³ trockenem Gas (unter Normbedingungen) entsteht. Darin eingeschlossen ist auch die Wärmemenge, die bei der Kondensation des bei der Verbrennung entstehenden Wasserdampfes abgegeben wird. Der Heizwert eines Gases berücksichtigt die Kondensationswärme nicht und ist deshalb je nach Gaszusammensetzung um bis zu 9 % geringer als der Brennwert.

Fast alle Gaszähler messen das Gasvolumen unter den Bedingungen im Messgerät, auch Volumen im Betriebszustand V_b genannt. Der Betriebszustand wird durch die Größen Temperatur T und Druck p bestimmt. Bei den verschiedenen Zählertypen sind diese Messgrößen an unterschiedlichen Orten, die in den allg. Vorschriften oder in der Zulassung festgelegt wurden, zu messen.

Um Gleichung (1) für die Energieberechnung anwenden zu können, ist das im Betriebszustand gemessene Gasvolumen auf das Volumen tro-

¹ Dr. Rainer Kramer, Leiter der Arbeitsgruppe „Gasmessgeräte“
E-Mail: rainer.kramer@ptb.de

² Dr. Bodo Mickan, Leiter der Arbeitsgruppe „Hochdruck-Gas“
E-Mail: bodo.mickan@ptb.de

cken Gases im Normzustand umzuwerten. Als Normzustand werden nach DIN 1343 der Druck bzw. die Temperatur $p_n = 1,01325$ bar und $T_n = 273,15$ K bzw. $\vartheta_n = 0^\circ$ C bezeichnet. Der Normzustand wird insbesondere für Verrechnungszwecke benötigt, die bei der Gasmessung vorherrschenden Betriebszustände weichen hiervon deutlich ab.

Nach Definition ist das Volumen im Normzustand V_n das Produkt aus der Zustandszahl Z und dem Volumen im Betriebszustand V_b :

$$V_n = Z V_b \quad (2)$$

Für ein reales Gas gilt die Zustandsgleichung:

$$pV = z n R T \quad (3)$$

Darin bedeuten n die Anzahl der Mole, R die Gaskonstante und z der so genannte Realgasfaktor, der für reale Gase sowohl von der Gasbeschaffenheit (Gaszusammensetzung) als auch von Druck und Temperatur abhängig ist.

Das Verhältnis aus den Realgasfaktoren im Normzustand z_n und im Betriebszustand z wird Kompressibilitätszahl K genannt.

$$K = \frac{z}{z_n} \quad (4)$$

Die Kompressibilitätszahl eines Gases ist im Normzustand definitionsgemäß 1. Sie kann aus der Gaszusammensetzung nach den in der Technischen Richtlinie Gas 9 angegebenen Algorithmen berechnet werden, wobei für die Bestimmung der Gaszusammensetzung meist Gaschromatographen eingesetzt werden. Für das Volumen im Normzustand gilt somit

$$V_n = V_b \frac{T_n p}{p_n T} K \quad (5)$$

Die Umrechnung eines im Betriebszustand ermittelten Gasvolumens V_b in das Normvolumen V_n erfolgt mit Hilfe elektronischer Mengenumwerter, die die digitalisierten Informationen über das gemessene Volumen V_b und die dazugehörigen Drücke und Temperaturen unter Berücksichtigung der Gasbeschaffenheit (Kompressibilität) verwenden.

4 Gerätetechnik

Nachfolgend soll ein Überblick zu den derzeit üblichen Gaszählerbauarten gegeben werden. Nähere Informationen zu Funktion und Eigenschaften können der Fachliteratur entnommen werden [4].

4.1 Volumengaszähler

Volumengaszähler werden in Verdrängungsgaszähler und Strömungsgaszähler eingeteilt. Bei Verdrängungsgaszählern, die auch als volumetrische Gaszähler bezeichnet werden, erfolgt die Volumenmessung unmittelbar durch perio-

disches Füllen und Entleeren einer oder mehrerer Messkammern. Zu dieser Gruppe gehören die in großen Stückzahlen verwendeten Balgengaszähler und Drehkolbengaszähler.

Bei Strömungsgaszähler erfolgt die Volumemessung mittelbar, d. h. es werden strömungsphysikalische Effekte genutzt, die mit Hilfe speziell angepasster Messorgane bzw. Sensorsysteme erfasst werden. Zu den am häufigsten eingesetzten Strömungsgaszählern gehören Turbinenradgaszähler und Ultraschallgaszähler.

Balgengaszähler

Im Haushaltsbereich werden Balgengaszähler eingesetzt, die von mehreren deutschen und ausländischen Firmen hergestellt und vertrieben werden. Aufgrund der großen Stückzahlen und der ausgefeilten Herstellungstechnologien können diese Zähler preisgünstig auf den Markt gebracht werden, was einer Verbreitung moderner elektronischer Zähler bisher entgegenstand.

Balgengaszähler sind volumetrische Zähler mit vier Messkammern. Jeweils zwei Messkammern bilden eine Einheit, die durch eine verformbare Wand (den Balg) getrennt sind. Die Balgen beider Einheiten sind über Hebel und Gestänge miteinander verbunden und treiben über einen Kurbeltrieb Schieber und das Zählwerk an, siehe Bild 1.

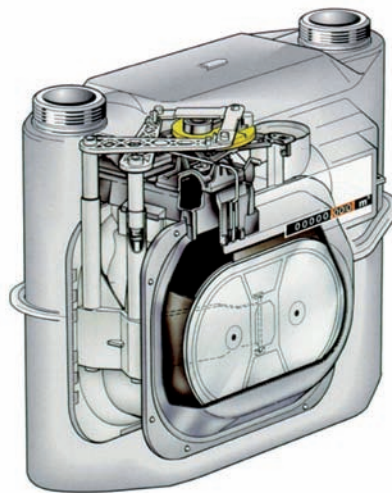


Bild 1:
Schnittbild eines Balgengaszählers

Während des Messvorganges gelangt das Gas vom Eingangsstutzen durch ein geöffnetes Ventil in eine Messkammer und befüllt diese. Hierbei wird das Gas aus der gegenüberliegenden Messkammer zum Ausgangsstutzen gefördert. Nach dem der Balg seine Endlage beim Befüllen erreicht hat, schaltet das Gestänge die als Schieber gestaltete Ventile derart um, dass die gerade entleerte Messkammer befüllt bzw. das Gas aus der vollen Messkammer zum Ausgangsstutzen gefördert und damit entleert

wird. Die andere Einheit arbeitet in gleicher Weise, jedoch mit einer „Phasenverschiebung“. Hierdurch wird erreicht, dass die zum Umschalten der Schieber erforderlichen Kräfte durch die andere Einheit geliefert werden.

Balgengaszähler werden heute so gefertigt, dass am Zählwerk die Möglichkeit zur Erzeugung volumenproportionaler Impulse besteht. Sie können damit wie andere Gaszähler mit z. T. sehr unterschiedlichen Systemen zur Übertragung der Zählerstände zu Umwertern oder Zusatzeinrichtungen ausgestattet werden. Am gebräuchlichsten sind Encoder und magnetische Impulsgeber.

Balgengaszähler werden in den Baugrößen G1,6 bis G250 gefertigt, wobei die Baugrößen G4 ($Q_{\max} = 6 \text{ m}^3/\text{h}$, $Q_{\min} = 0,04 \text{ m}^3/\text{h}$) und G6 ($Q_{\max} = 10 \text{ m}^3/\text{h}$, $Q_{\min} = 0,06 \text{ m}^3/\text{h}$) am weitesten verbreitet sind.

Für Abrechnungszwecke wird als Bezugstemperatur $15 \text{ }^\circ\text{C}$ gewählt. Da die Gasvolumina wie oben beschrieben von thermodynamischen Einflüssen abhängen, kann zur Verringerung der Messabweichungen auch eine Temperatur-Mengenbewertung berücksichtigt werden oder die Möglichkeit genutzt werden, einen temperaturumwertenden Balgengaszähler zu verwenden. Diese Balgengaszähler verfügen über temperaturempfindliche Elemente, z. B. Bimetallhebel, die eine temperaturabhängige Verstellung des Messkammervolumens bewirken.

Balgengaszähler haben eine Eichgültigkeitsdauer von acht Jahren, wobei eine Verlängerung um jeweils vier Jahre möglich ist, sofern eine größere Zahl gleichartiger Zähler zu einem Los zusammengefasst wird und eine stichprobenartige Überprüfung ein positives Ergebnis liefert. Das Stichprobenverfahren erlaubt eine erhebliche Verringerung des Aufwandes für die Nachreichung bei den Versorgungsunternehmen, ohne dass eine Einbuße beim Verbraucherschutz eintritt.

Drehkolbengaszähler

Drehkolbengaszähler sind volumetrische Zähler, bei denen sich zwei rotierende Kolben in einem Gehäuse gegeneinander abwälzen. Das Schnittbild der Kolben senkrecht zur Rotationsachse ist so gestaltet, dass die Spalten zwischen den Kolben selbst und dem Gehäuse unabhängig von der Stellung gering sind. Die Kolben werden durch ein Getriebe mit geringem Spiel synchronisiert, so dass sie sich bei der Drehung nicht berühren. Das gemessene Volumen wird jeweils zwischen den Kolben und der Gehäusewand gefördert.

Am Synchronisationsgetriebe werden das Hauptzählwerk und der Impulsgeber angeschlossen. Die Spaltabmessungen können durch moderne Fertigungsverfahren gering gehalten

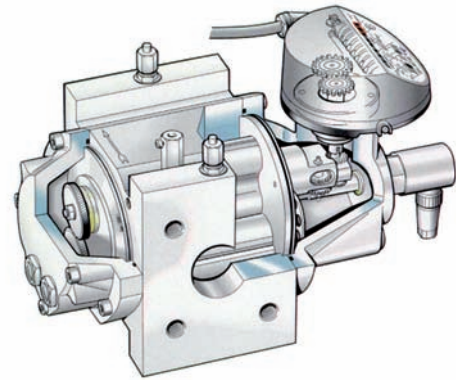


Bild 2:
Aufbau eines Drehkolbengaszählers

werden, wodurch es möglich ist, sehr große Durchflussbereiche von bis zu 250 zu erreichen. Andererseits führen die geringen Spaltabmessungen zu einer hohen Empfindlichkeit gegen Schmutzpartikel. Um eine Beschädigung der Kolben, die aus Leichtmetall gefertigt werden, zu vermeiden, sind deshalb u. U. entsprechende Vorkehrungen wie Filter vorzusehen.

Drehkolbengaszähler werden überwiegend in den Baugrößen G16 bis G1000 gefertigt. Der maximale Durchfluss Q_{\max} ist jeweils der G-Wert der nächst größeren Baugröße in m^3/h (z. B. hat ein G16 ein Q_{\max} von $25 \text{ m}^3/\text{h}$). Der minimale Durchfluss Q_{\min} kann je nach zugelassenem Messbereich zwischen $1/5 Q_{\max}$ bis $1/250 Q_{\max}$ liegen.

Turbinenradgaszähler

Zur Messung von großen Gasmengen im Mittel- und Hochdruckbereich werden überwiegend Turbinenradgaszähler eingesetzt. Turbinenradgaszähler bestehen aus einem druckfesten Gehäuse, einem Verdrängungskörper, dem Turbinenrad und einem Getriebe, das das Hauptzählwerk antreibt.

Die Zähler verfügen über ein oder mehrere Impulsausgänge, die hoch- und niederfrequente Impulse liefern. Die hochfrequenten Impulsgeber nutzen häufig die Schaufelenden der Turbinenräder oder Zahnscheiben zur Generierung von Impulsen. Zur Gewährleistung der Dichtigkeit des Gehäuses werden Magnetkupplungen eingesetzt. Durch einen zweiten Impulsgeber kann ein phasenverschobenes Impulssignal erzeugt werden. Mit Hilfe einer geeigneten Signalauswertung lassen sich Störungseinflüsse unterdrücken und die einwandfreie Funktionalität der Zähler überwachen.

Während die hochfrequenten Impulse in der Regel eine nicht ganzzahlige Impulswertigkeit (Impulse/Volumeneinheit) aufweisen, die bei der Prüfung der Zähler bestimmt wird, können hingegen für die niederfrequenten Impulse durch Justierung des Zählwerksgetriebes ganzzahlige

Impulswertigkeiten erreicht werden. Darüber hinaus werden die niederfrequenten Impulse außerhalb des druckfesten Gehäuses im Hauptzählwerk generiert, was weniger aufwendig ist.

Für Hochdruckanwendungen ist es üblich, die Zähler im gesamten Druckbereich zu prüfen. Durch konstruktive Verbesserungen konnte in den letzten Jahren erreicht werden, dass die Fehlerkurven für die verschiedenen Drücke nur gering von der Niederdruckkurve (die mit Luft gemessen wird) abweichen.

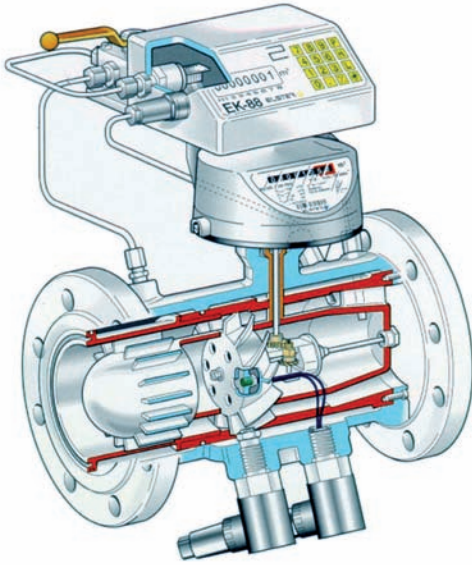


Bild 3:
Schematische Darstellung eines Turbinenradgaszählers (mit angebaubtem Mengenumwerter)

Ultraschallgaszähler

In den letzten Jahren wurden insbesondere in größeren Gasmessstationen zunehmend Ultraschallgaszähler eingesetzt. Vorteilhaft bei diesem Zählertyp ist, dass keine beweglichen Teile vorhanden sind, die einem mechanischen Verschleiß unterliegen. Das Messprinzip beruht darauf, dass über den Einfluss der Strömungsgeschwindigkeit auf die Schallausbreitung Rückschlüsse auf den Volumenstrom gewonnen werden. Wird ein Schallimpuls bspw. vom Transducer A ausgesandt und vom Transducer B empfangen, siehe Bild 4, so ist die Laufzeit t_{ab} des Impulses in Folge der Strömungsgeschwindigkeit u_m kleiner als bei ruhender Strömung. Werden hingegen die Schallimpulse in die umgekehrte Richtung, also von B nach A, gesandt, ist die Laufzeit t_{ba} größer als ohne Strömung. Nach Messung beider Laufzeiten wird die Schallgeschwindigkeit c aus der Bestimmungsgleichung für die mittlere Pfadgeschwindigkeit u_m eliminiert, so dass im Ergebnis die mittlere Strömungsgeschwindigkeit entlang eines Pfades sich nur aus geometrischen

Größen und der Laufzeitdifferenz der Schallimpulse gemäß Gleichung (8) errechnet.

$$t_{ab} = \frac{L}{c + u_m \cos(\varphi)} \quad (6)$$

$$t_{ba} = \frac{L}{c - u_m \cos(\varphi)} \quad (7)$$

$$u_m = \frac{L}{2 \cos(\varphi)} \left(\frac{1}{t_{ab}} - \frac{1}{t_{ba}} \right) \quad (8)$$

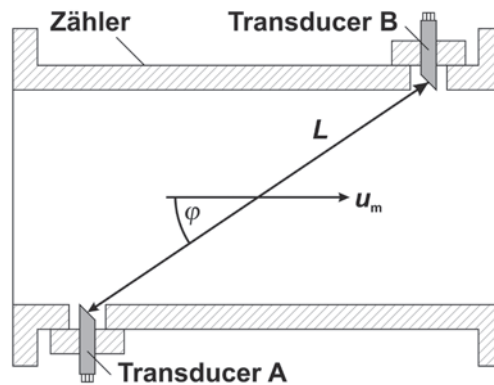


Bild 4:
Prinzip eines Ultraschallgaszählers

Ist wie bei Ultraschall-Haushaltsgaszählern sichergestellt, dass das Strömungsprofil unabhängig von den Anströmbedingungen sich stets in gleicher Weise ausbildet, genügt es einen einzigen Ultraschall-Pfad zu verwenden. Bei den Großgaszählern mit Nennweiten DN 80 und größer kann hingegen auch bei 10 DN Einlaufänge kein ausgebildetes Strömungsprofil angenommen werden. Um eine ausreichende „Abtastung“ der Strömung zu erreichen, werden zugelassene Ultraschallgaszähler (Großgaszähler) mit mindestens drei Pfaden ausgestattet. Der Volumenstrom Q wird aus den Pfadgeschwindigkeiten u_m dann durch eine gewichtete Summation gebildet. Da die gemessenen Laufzeiten auch eine Berechnung der Schallgeschwindigkeit erlauben, kann zur Überwachung der Zähler ein Vergleich mit den Schallgeschwindigkeitswerten erfolgen, die aus einer gegebenenfalls gemessenen Gasbeschaffenheit berechnet wurden.

4.2 Gasbeschaffenheitsmessung

Zur Bestimmung des Brennwertes $H_{s,n}$ von Erdgas im Normzustand eignen sich verschiedene Verfahren, von denen Gaschromatographen und Gaskalorimeter die wichtigsten sind. Brennwertrekonstruktionssysteme erlauben den Brennwert in einem Netz zu berechnen.

Gaskalorimeter

Den Aufbau eines Gaskalorimeters zeigt Bild 5. Kernstück bildet eine Brennkammer, die von einem Wärmetauscher umgeben ist. Der Wärmeträger (z. B. Wasser) wird durch die bei der Verbrennung freiwerdende Energie des zu messenden Gases erwärmt, wobei der Wärmetauscher so ausgelegt ist, dass auch die Kondensationswärme des bei der Verbrennung entstehenden Wasserdampfes erfasst wird. Der Brennwert folgt aus der Beziehung:

$$H_{s,b} = \frac{V_W \cdot c_W \cdot \Delta t}{V_G} \quad (9)$$

hierbei sind:

- $H_{s,b}$ Brennwert des Gases im Betriebszustand
- V_G Volumen des Gases im Betriebszustand
- V_W Volumen des Wärmeträgers (z. B. Wasser)
- c_W Wärmekapazität des Wärmeträgers
- Δt Temperaturerhöhung des Wärmeträgers

Um den Brennwert des Gases im Normzustand zu berechnen, ist der Brennwert im Betriebszustand durch die Zustandszahl zu dividieren.

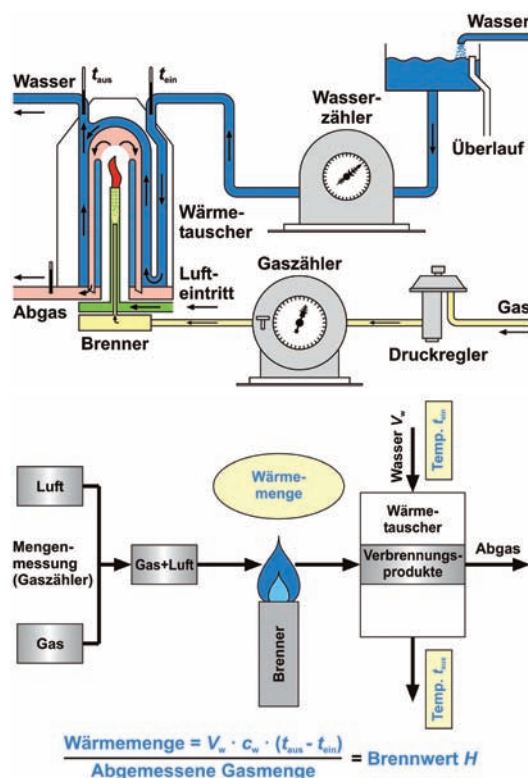


Bild 5:
Aufbau und Prinzip eines Kalorimeters

Gaschromatographische Brennwertbestimmung

Ein relativ weit verbreitetes Verfahren zur Bestimmung des Brennwertes besteht in der Bestimmung der Gasbeschaffenheit mit Hilfe von Prozess-Gaschromatographen. Hierbei handelt es sich um modifizierte Labor-Gaschromatographen, die vollautomatisch die Probenentnah-

me, Auswertung und Anzeige der Messwerte durchführen. Im Gegensatz zu Kalorimetern arbeiten Gaschromatographen in Messzyklen, die derzeit minimal drei Minuten bei zugelassenen Geräten betragen. Wie in Bild 6 dargestellt, erfolgt die Gasanalyse mit Trennsäulen, durch die ein inertes Trägergas geleitet wird. Zu Beginn einer Messung wird an der Probenschleife mit Hilfe eines Umschaltventils eine bestimmte Menge des zu messenden Gasgemisches in das Trägergas injiziert. Die Bestandteile eines Gasgemisches benötigen unterschiedliche Zeiten (Retentionszeiten), um an den Ausgang der Trennsäule zu gelangen und erzeugen im Detektor (Wärmeleitfähigkeitsdetektor), der zur Kompensation von Umgebungseinflüssen über eine Vergleichszelle mit reinem Trägergas verfügt, unterschiedlich breite und hohe Peaks. Die Auswertung der Signalkurve (Chromatogramm) liefert eine Aussage zur Konzentration der einzelnen Bestandteile. Eine ausreichend geringe Unsicherheit der Analyse kann nur gewährleistet werden, wenn regelmäßig eine Kalibrierung und Justierung der Geräte mit einem Kalibriergas erfolgt, dass hinsichtlich seiner Zusammensetzung dem zu messenden Gas möglichst nahe kommen soll.

Die Berechnung des Brennwertes des untersuchten Gases erfolgt durch Addition der Konzentrationen und Brennwerte der Einzelkomponenten entsprechend DIN 51 857 bzw. ISO 6976

$$H_{s,n} = \sum_{i=1}^{11} x_i H_i \quad (10)$$

Ein besonderer Vorteil des Einsatzes von Gaschromatographen besteht darin, dass neben der Berechnung des Brennwertes auch die Dichte und weitere Kennzahlen des Gases mit Hilfe der Gaszusammensetzung berechnet werden können. Es besteht dann die Möglichkeit, andere Messsysteme (z. B. Dichtesensoren) durch Vergleich der gemessenen und gerechneten Werte laufend zu überprüfen.

Brennwertrekonstruktionssysteme

Auf Grund des hohen Aufwandes für die Bestimmung des Brennwertes an einem Messort sind für Gasnetze Systeme entwickelt worden, die eine Ermittlung von Abrechnungsbrennwertwerten mit Hilfe einer Rekonstruktion erlauben. Hierbei werden nur die Gasbeschaffenheiten der in ein Netz eingespeisten Gasströme gemessen und die Gasbeschaffenheit und dessen zeitlicher Verlauf an beliebigen Orten im Netz mit Hilfe eines geeigneten Modells berechnet, siehe Bild 7.

Vorraussetzung hierfür ist die Kenntnis der Geometrie und Topologie des Netzes (Leitungslängen, Rohrdurchmesser, Rohrrauigkeiten etc.), der Messdaten über die eingespeisten und entnommenen Volumenströme sowie Druckmessdaten von hydraulisch abge-

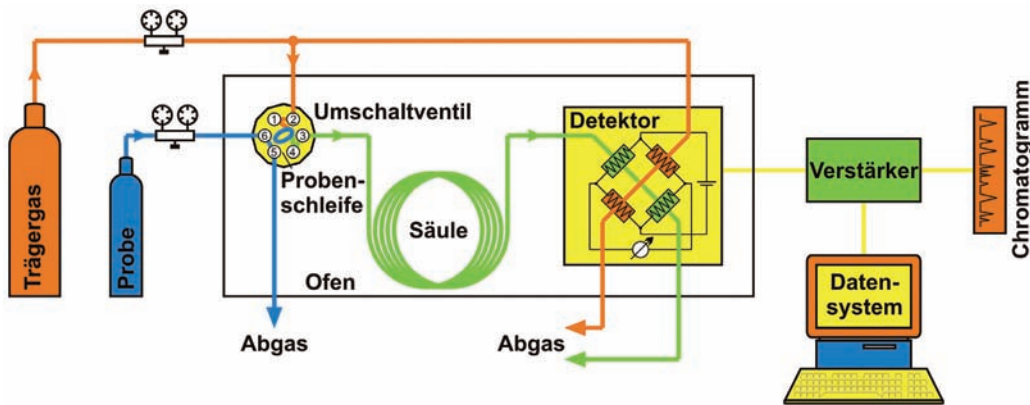


Bild 6:
Prinzip eines Gaschromatographen

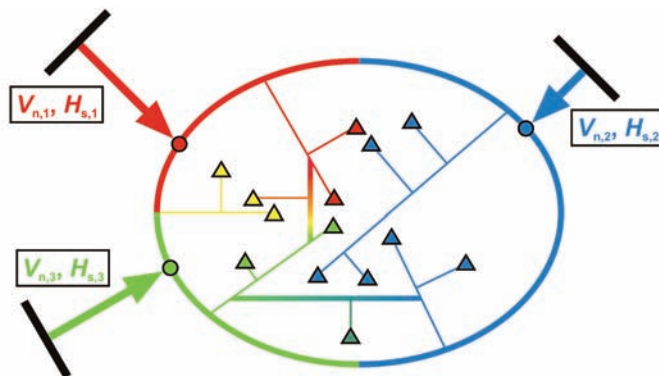


Bild 7:
Schematische Darstellung eines Netzes mit Brennwertrekonstruktion:
○ Einspeisepunkte: Messung der eingespeisten Menge V_n und Brennwert H_s
△ Verbrauchspunkte: Messung der Menge sowie Berechnung der Brennwertes auf Grundlage der Einspeisung und einer Modellbildung für die Netz-durchströmung

schlossenen Netzteilen. Da die Volumenströme z. T. am Messort zwischengespeichert werden und erst zeitverzögert zur Verfügung stehen, erfolgt die Rekonstruktion des Brennwertes und seines Zeitverlaufes nachträglich. Zur Überprüfung der Funktion des Systems sind Referenzmessstellen vorgesehen. Brennwertrekonstruktionssysteme müssen umfangreichen Anforderungen genügen und werden durch die PTB zugelassen.

Werden in Versorgungsnetze Gase eingespeist, die sich nur wenig im Brennwert unterscheiden, kann die Bestimmung des Abrechnungsbrennwertes mit Hilfe der im DVGW Arbeitsblatt G 685 angegebenen Verfahren erfolgen.

5 Zulassung von Gasmessgeräten

Zum Schutz des Verbrauchers, zur Sicherung eines redlichen Wettbewerbs und zur Stärkung des Vertrauens in amtliche Messungen müssen Messgeräte zugelassen und geeicht werden. Welche Messgeräte geeicht werden müssen und welche Anforderungen dabei gelten, wird im Eichgesetz und in der Eichordnung geregelt. Die Eichung eines Gerätes ist möglich, sofern eine Zulassung des Messgerätes vorliegt. Die Eichung selbst wird durch Eichbehörden oder staatlich anerkannte Prüfstellen durchgeführt und stellt einen hoheitlichen Akt dar, der in die Zuständigkeit der Länder fällt.

Zur Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Messgeräte im gesetzlich geregelten

Bereich wurde 2004 die „Europäische Messgeräterichtlinie“ (MID) verabschiedet. Im Gegensatz zu den Europäischen Richtlinien nach dem so genannten „alten Ansatz“ werden in der MID technologieunabhängige Anforderungen an Messgeräte festgelegt. Im Rahmen eines Konformitätsbewertungsverfahrens, das an Stelle der Zulassung und Eichung tritt, muss der Hersteller die Konformität der Messgeräte mit den Anforderungen der MID nachweisen, wobei abschließend eine spezielle CE-Kennzeichnung erfolgt. Rechtmäßig CE-gekennzeichnete Messgeräte sind den erstgeichteten gleichgestellt und müssen in allen Länder der EU für eichpflichtige Messungen akzeptiert werden.

Messgeräte zur Messung von Gasen, Wasser und Flüssigkeiten außer Wasser sowie Wärme müssen in Deutschland, sofern sie unter die MID fallen, entsprechend den Vorgaben der MID konformitätsbewertet werden. Für Messgeräte, die insbesondere für Industrieanwendungen eingesetzt werden und deshalb nicht vom Anwendungsbereich der MID erfasst werden, wie z. B. Blendenrechner und Zusatzgeräte, kann durch ein Zulassungsverfahren weiterhin eine innerstaatliche Zulassung zur Eichung erwirkt werden.

Rechtsgrundlage für die Zulassung zur Eichung bzw. Konformitätsbewertung von Gaszählern sind eine Reihe von Gesetzen, Verordnungen, Richtlinien und Normen, deren Verzeichnis regelmäßig in den PTB-Mitteilungen [2] aktualisiert wird. Im Folgenden sollen die für die

Gasmessung relevanten Vorschriften auszugsweise vorgestellt werden.

Als allgemeine Vorschriften für Messgeräte gelten:

- die Europäische Messgeräterichtlinie, MID (Measuring Instruments Directive 2004/22/EC)
- das Gesetz über Einheiten im Messwesen
- das Gesetz über das Mess- und Eichwesen (Eichgesetz)
- die Eichordnung (EO)
- Gesetzliches Messwesen – Allgemeine Regelungen (GM-AR)
- das Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit (EMVG), sowie
- das Verwaltungskostengesetz im Zusammenhang mit der Erteilung von Zulassungen.

Die MID wurde am 31.3.2004 im Amtsblatt der EU veröffentlicht und trat am 30.10.2006 in Kraft. Geregelt werden Messgeräte, die in hoher Stückzahl verwendet bzw. auf den Markt gebracht werden. Im Bereich der Versorgungsmessgeräte zielt die MID auf Messgeräte, die in Haushalt, Gewerbe und Leichtindustrie verwendet werden.

Die MID Richtlinie 2004/22/EC (Measuring Instruments Directive) regelt:

- die Anforderungen an Gaszähler bis zum Inverkehrbringen und der Inbetriebnahme,
- grundlegende Anforderungen an Messgeräte (technologieunabhängig),
- Festlegungen hinsichtlich der Konformitätsbewertung und CE M-Kennzeichnung (an Stelle von Zulassung und Eichung),
- Beschreibung und Festlegung möglicher Konformitätsbewertungsmodule
- Anforderungen an benannte Stellen (zuständig für die Konformitätsbewertung).

Nach Inkrafttreten der MID wurde die Richtlinie durch eine Anpassung von Eichgesetz und Eichordnung (EO) in nationales Recht umgesetzt.

In den allgemeinen Vorschriften der EO (EO-AV) werden die allg. Anforderungen an die Messgeräte, die zuständigen Stellen, die Zulassung und Eichung bzw. Konformitätsbewertung unter Bezug auf andere Rechtsvorschriften insbesondere der MID festgelegt. In den Anlagen zur Eichordnung werden spezielle Anforderungen für die einzelnen Messgerätearten, ggf. ebenfalls unter Bezug auf die MID festgelegt. Die Anlage 7 (EO 7) ist den Messgeräten für Gas gewidmet.

Das nationale Recht regelt:

- Pflichten der Messgeräteverwender und die Eichpflichtigkeit von Messgerätearten,
- Nacheichung, Befundprüfung bzw. Nachschau,
- Anforderungen nach dem „Inverkehrbringen“, Verkehrsfehlergrenzen
- Eichgültigkeitsdauer
- Verantwortlichkeit für die Marktaufsicht

- Gebühren und Ordnungswidrigkeiten.

Um einen einheitlichen Vollzug des Eichwesens sicherzustellen, werden PTB-Prüfregeln verabschiedet. Sie dienen der Beschreibung von Prüfständen, Prüfabläufen usw., die zur Eichung von Gaszählern bzw. Zusatzgeräten eingesetzt werden. Hinsichtlich der Durchführung des Stichprobenverfahrens für die Verlängerung der Eichgültigkeitsdauer von Balgengaszählern wurden zwei Verfahren in den PTB-Mitteilungen veröffentlicht [2]. Zur Regelung spezieller Probleme werden ergänzend zu den PTB-Anforderungen und Prüfregeln Technische Richtlinien Gas (TR G) erlassen.

PTB-Anforderungen, PTB-Prüfregeln und Technische Richtlinien werden von der PTB in Zusammenarbeit mit den Eichbehörden und Vertretern der Industrie erarbeitet. Sie werden den entsprechenden Verbänden (z. B. dem DVGW) zur Stellungnahme vorgelegt. Durch die Verabschiedung in der „Vollversammlung für das Eichwesen“ erhalten sie den Charakter einer anerkannten Regel der Technik.

6 Zusammenfassung

Auf dem Weg von der Quelle bis zum Endverbraucher wird die Menge und der Energiegehalt des Energieträgers Erdgas mehrfach gemessen. Wegen der sehr unterschiedlichen Messbedingungen in Bezug auf Druck und Volumenstrom an den Messstellen sowie der unterschiedlichen Gasqualitäten insbesondere Energiegehalts, existiert eine große Palette an Messgeräten und ein komplexes System zur Sicherstellung der richtigen Verwendung der Messgeräte und Messwerte.

7 Literatur

- [1] Brennwert und Heizwert; Begriffe. DIN 5499
- [2] Verzeichnis der Vorschriften und anerkannten Regeln der Technik nach der Eichordnung, zu finden auf www.ptb.de unter Publikationen, Publikationen des gesetzlichen Messwesens, Übersichten von Regelungen und Richtlinien
- [3] Richtlinie 2004/22/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31. März 2004 über Messgeräte
- [4] *Wernekinck, U.* (Hrsg.): Gasmessung und Gasabrechnung, 3. Auflage. Vulkan-Verlag GmbH, Essen 2005

Sicherstellung der Rückführbarkeit der Mengen- und Durchflussmessungen von Flüssigkeiten

Gudrun Wendt¹, Rainer Engel², Jörg Riedel³

1 Einleitung

Mengen- und Durchflussmessungen von Flüssigkeiten sind in vielen Bereichen von Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft anzutreffen. Die zu messenden Flüssigkeiten reichen vom Trinkwasser über Mineralöl und Mineralölprodukte, verflüssigte Gase bis hin zu Pharmazeutika, Lacken, Farben und vielen anderen chemischen Zwischen- und Endprodukten. Dabei sind große Bereiche hinsichtlich Menge und Durchfluss, bezüglich der Stoffparameter der zu messenden Flüssigkeiten wie Dichte und Viskosität sowie der Betriebsbedingungen Temperatur und Druck abzudecken.

2 Derzeitiger Stand der Rückführbarkeit der Flüssigkeitsmessungen und künftige Konzeption

Generell gilt, dass zur Sicherstellung der Einheitlichkeit und Richtigkeit einer Messung ihre Rückführung auf ein nationales oder internationales Normal für die entsprechende Messgröße gefordert ist. Dies bedeutet, dass die Anzeige des verwendeten Messgerätes in einer ununterbrochenen Kette von stufenweisen Vergleichen mit dem Primärnormal, das an der Spitze der entsprechenden Kalibrierhierarchie steht, verglichen werden kann.

Auf dem Gebiet der Flüssigkeitsmessungen verfügt die PTB hierfür über eine ganze Reihe von Normalmesseinrichtungen, wobei das Hydrodynamische Prüffeld (HDP) die zentrale Stellung einnimmt. Bevor diese Normalmesseinrichtungen näher beschrieben werden, soll zunächst auf einige Besonderheiten im Bereich der Mengen- und Durchflussmessung von Flüssigkeiten hingewiesen werden.

- Es werden insgesamt vier Messgrößen – Volumen, Masse, Volumendurchfluss und Massedurchfluss – verwendet, wobei diese Messgrößen bei der Darstellung und innerhalb des Rückführungsprozesses wechseln können, da sie mit Hilfe der Messgrößen Dichte und Zeit jeweils ineinander überführt werden können.
- Vor der Fertigstellung des HDP im Jahre 2003 existierte keine durchgängige Rückführ-

barkeit der Flüssigkeitsmengenmessungen auf ein nationales Normal. Jede für Prüfungen und Kalibrierungen verwendete Messeinrichtung wurde individuell entsprechend ihres Wirkprinzips (volumetrisch, gravimetrisch) elementweise auf die erforderlichen Normale von Masse, Länge, Dichte, Temperatur und Zeit rückgeführt. In einem solchen Fall wird der an das zu prüfende Messgerät weiterzugebende Messwert aus den entsprechenden Einzelmessgrößen „statisch“ zusammengesetzt. Da sich eine solche Rückführung nicht in der zu bestimmenden Messgröße vollzieht, werden Einflüsse auf das Messergebnis, die sich aus der Dynamik des Messprozesses ergeben, nicht angemessen berücksichtigt. Hierzu gehören beispielsweise gestörte Geschwindigkeitsprofile oder hohe Turbulenzgrade der Strömung am Ort des Prüflings, schwankende Flüssigkeitsströme während der Messungen, instabile Regelzustände, Übertragungen von Pumpenvibrationen und vieles andere mehr.

- Alle bisher bekannten Verfahren, auf deren Grundlage Flüssigkeitsmessgeräte realisiert sind, weisen neben der dynamischen Beeinflussbarkeit auch eine teilweise sehr starke Abhängigkeit von den Stoffparametern der zu messenden Flüssigkeit auf. Folglich ist vorgeschrieben, dass jedes Messgerät ausschließlich mit der Flüssigkeit zu prüfen beziehungsweise zu kalibrieren ist, für das es bei seiner Verwendung bestimmt ist. Dies bedeutet, dass für jede messtechnisch relevante Flüssigkeit eine eigene Rückführbarkeitskette aufzubauen wäre, was sowohl aus wirtschaftlichen wie auch aus metrologischen Gründen nicht sinnvoll ist.

Die PTB hat deshalb ein alternatives, langfristiges Konzept erarbeitet. Dieses sieht vor, mit Hilfe zu entwickelnder medienunabhängiger Transfornormale und -verfahren eine Rückführung **aller** Flüssigkeitsmessungen auf ein einziges nationales Normal – das HDP – zu ermöglichen. Auf diese Weise können die Messgrößen, die mit dem HDP mit dem Messgut Wasser realisiert werden, mit Hilfe solcher Transfornormale auf alle nachgeordneten Prüf- und Kalibriereinrichtungen – unabhängig vom Messgut, mit dem diese arbeiten – weitergegeben werden. Bild 1 zeigt diese Konzeption.

¹ Dr. Gudrun Wendt, Leiterin des Fachbereichs „Flüssigkeiten“, E-Mail: gudrun.wendt@ptb.de

² Dr. Rainer Engel, Leiter der Arbeitsgruppe „Rückführung Flüssigkeitsmessungen“, E-Mail: rainer.engel@ptb.de

³ Jörg Riedel, Arbeitsgruppe „Flüssigkeitsprüfstände“, E-Mail: joerg.riedel@ptb.de

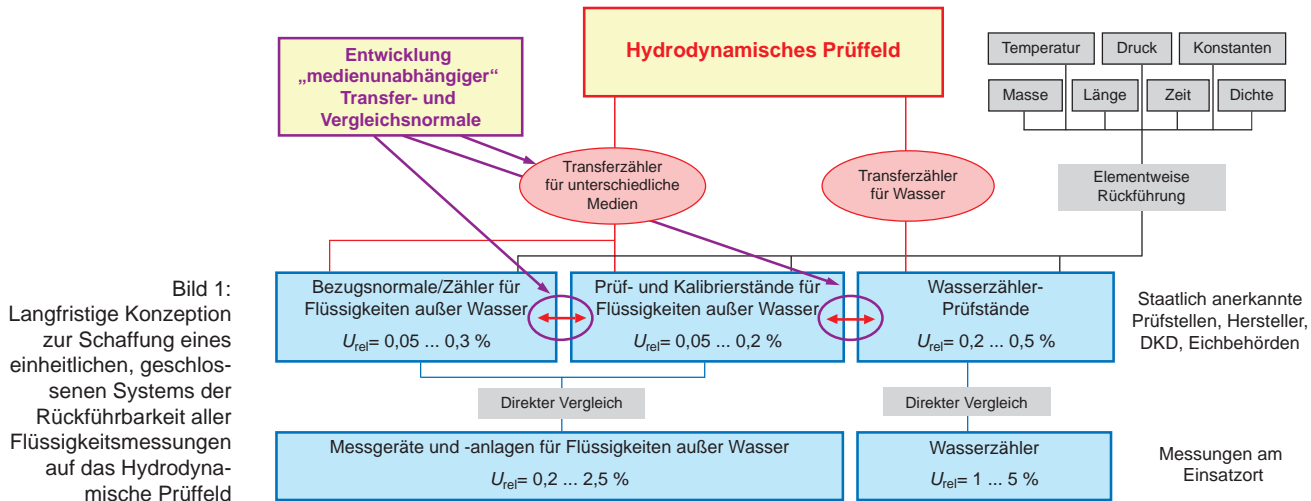


Bild 1: Langfristige Konzeption zur Schaffung eines einheitlichen, geschlossenen Systems der Rückführbarkeit aller Flüssigkeitsmessungen auf das Hydrodynamische Prüffeld

3 Normalmesseinrichtungen auf dem Gebiet der Flüssigkeitsmessungen

3.1 Hydrodynamisches Prüffeld

Das Hydrodynamische Prüffeld (Bild 2) realisiert alle vier in der Mengen- und Durchflussmessung von Flüssigkeiten relevanten Messgrößen: Masse, Volumen, Massedurchfluss und Volumendurchfluss einer strömenden Flüssigkeit. Es arbeitet mit dem Messgut Wasser in einem Durchflussbereich von $0,3 \text{ m}^3/\text{h}$ bis $2100 \text{ m}^3/\text{h}$ und einer erweiterten relativen Messunsicherheit von $0,02 \%$.

Zentrale Komponente des HDP ist ein gravimetrisches Referenznormal, das aus drei Wägesystemen mit einer 30-Tonnen-, einer 3-Tonnen- und einer 300-Kilogramm-Waage besteht. Die damit bestimmte Masse wird, erforderlichenfalls unter Zuhilfenahme der Dichte

des Messgutes und der Messzeit, mit der Anzeige des jeweiligen zu prüfenden Messgerätes verglichen. Bild 3 zeigt einen Teil der Messhalle des HDP. Im Vordergrund befinden sich die beiden Messstrecken, die jeweils alternativ betrieben werden können und die den Einbau von Durchflussmessgeräten in Nennweiten zwischen 20 mm und 400 mm erlauben. Im Hintergrund sind zwei der drei Wägesysteme – die 30-t- und die 3-t-Waage – zu erkennen.

Die drei Wägesysteme des HDP weisen grundsätzlich das gleiche Funktionsprinzip auf: Sie kombinieren jeweils eine „klassische“ Hebelwaage mit elektromagnetischer kraftkompensierender Wägezelle und die Kraftaufnehmertechnik mit Dehnungsmessstreifen als Sensorelemente. Zusätzlich ist jedes Wägesystem mit einer integrierten Kalibriereinrichtung ausgestattet. Um dynamische Störkräfte zu entkoppeln, wurden die Wägesysteme auf einem

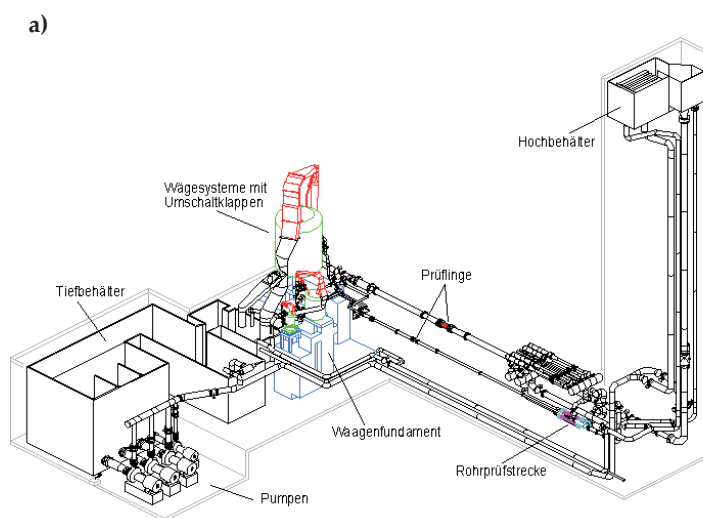


Bild 2: a) Prinzipdarstellung der Anlage des Prüffeldes ohne Gebäude b) Willy-Wien-Turm der PTB mit HDP-Hochbehälter im 9. Stockwerk

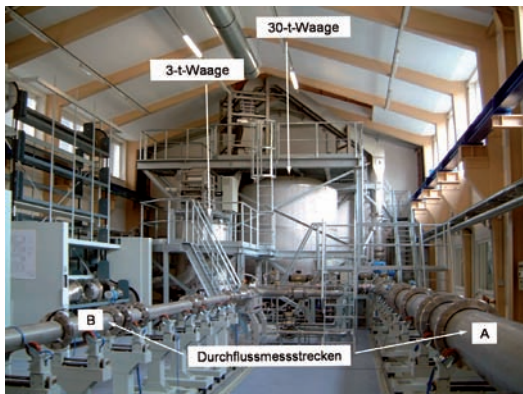


Bild 3:
Blick in die Messhalle des Hydrodynamischen
Prüffeldes der PTB

schwingungsgedämpften Betonfundament errichtet. Eine ausführliche Beschreibung der Waagenteknik und der Schwingungsisolierung kann [3] und [4] entnommen werden.

Die Durchflusserzeugung und -stabilisierung erfolgt über ein System von elektronisch geregelten Pumpen und einen Hochbehälter mit Überlaufwehre. Der Hochbehälter besitzt ein Fassungsvermögen von 6 m³, befindet sich auf einer Höhe von 35 m und dient zusätzlich zu der elektronischen Durchflussregelung zur hoch genauen Stabilisierung des Durchflusses.

Die Mess- und Betriebsart, bei der die höchste Genauigkeit bei der Kalibrierung erzielt wird und die auch in der Messanlage der PTB zur Anwendung kommt, ist die statische Wägung mit fliegendem START-STOPP-Betrieb. Bei dieser Betriebsweise wird vor und während der Messung die Messflüssigkeit kontinuierlich in einem geschlossenen Kreislauf bewegt. Der eigentliche Messvorgang wird dadurch gestartet, dass eine Umschaltklappe von der Bypass-Position in die Umlenkposition zum Wägebühler geschaltet wird. Beim Durchgang durch den Flüssigkeitsstrahl wird in der Mittenposition der Umschaltklappe die Erfassung der Messsignale des Prüflings sowie die Erfassung der Messzeit mittels elektronischem Zähler gestartet. Nach Erreichen einer vorgegebenen Messmenge im Wägebühler wird die Umschaltklappe wieder in ihre Ausgangslage zurückgeschaltet. Bei diesem Durchgang durch die Strahlmitte werden die Erfassung der Prüflingausgangssignale und die Zeitmessung gestoppt.

Alle Komponenten des Prüffeldes wurden von Beginn an so konzipiert und gebaut, dass deren individuelle Messunsicherheitsbeiträge vorgegebene projektierte Werte realisieren, die wiederum für die gesamte erweiterte Messunsicherheit der Anlage einen Wert besser als den bereits genannten Wert von 0,02 % garantieren. Für den Fall der Kalibrierung eines Durchflussmessgerätes mit einem Impulsfrequenz-Signal-

ausgang f (beispielsweise eines Turbinenrad-, magnetisch-induktiven oder Coriolis-Durchflussmessers) nehmen die Gleichungen zur Bestimmung der Standardmessunsicherheit des Kalibrierfaktors K_{meter} die folgende Form an:

$$K_{meter} = \frac{f}{\dot{V}_{REF}}$$

$$u_{K_{meter}}^2 = \left(\frac{\partial K_{meter}}{\partial f} u_f \right)^2 + \left(\frac{\partial K_{meter}}{\partial \dot{V}} \cdot \frac{\partial \dot{V}}{\partial m} u_m \right)^2 + \left(\frac{\partial K_{meter}}{\partial \dot{V}} \cdot \frac{\partial \dot{V}}{\partial \rho_{water}} u_\rho \right)^2 + \left(\frac{\partial K_{meter}}{\partial \dot{V}} \cdot \frac{\partial \dot{V}}{\partial (\Delta V_{IP})} u_{\Delta V} \right)^2 + \left(\frac{\partial K_{meter}}{\partial \dot{V}} \cdot \frac{\partial \dot{V}}{\partial (\Delta V_{T_div})} u_{T_div} \right)^2 + \left(\frac{\partial K_{meter}}{\partial \dot{V}} \cdot \frac{\partial \dot{V}}{\partial T_{MEAS}} u_T \right)^2$$

$$\left(\frac{u_{K_{meter}}}{K_{meter}} \right)^2 = \left(\frac{u_f}{f} \right)^2 + \left(\frac{u_m}{m} \right)^2 + \left(\frac{u_\rho}{\rho_{water}} \right)^2 + \left(\frac{u_{\Delta V}}{V_0} \right)^2 + \left(\frac{u_{T_div}}{V_0} \right)^2 + \left(\frac{u_T}{T_{MEAS}} \right)^2$$

wobei

- $u_{K_{meter}}$ Standard-Messunsicherheit des Messgeräte-K-Faktors:
- u_f Standardunsicherheit der Messung der Impulsfrequenz f
- u_m Standardunsicherheit der Massebestimmung m der Messflüssigkeit
- u_ρ Standardunsicherheit der Dichtebestimmung ρ der Messflüssigkeit
- $u_{\Delta V}$ Standardunsicherheit der Bestimmung des Zwischenrohrvolumens ΔV (Rohrverbindung zwischen Prüfling und Normal)
- u_{T_div} Standardunsicherheit des Umschaltklappen-(Diverter)-Zeitfehlers
- u_T Standardunsicherheit der Bestimmung der Messzeit T_{MEAS}

Ausgehend von diesem entscheidenden Entwurfskriterium wurden alle konstruktiven, funktionellen sowie die Messunsicherheit bestimmenden messtechnischen Anforderungen entsprechend abgeleitet [1].

Darüber hinaus ist für die Funktion der gesamten Durchfluss-Normalmesseinrichtung eine optimale funktionelle Einbindung aller Einzelkomponenten in das Gesamtsystem der Messanlage eine unabdingbare Voraussetzung. Dies wurde durch eine entsprechende Gestaltung der Prozessleittechnik der Gesamtanlage realisiert [5]. Für das Wägesystem bedeutet dies zum Beispiel, dass auch die für die Korrektur des Luftauftriebs notwendigen Messwerte von Lufttemperatur, atmosphärischem Luftdruck und relativer Luftfeuchte erfasst und dem übergeordneten Prozessleitsystem für die weitere Messdatenaufbereitung und -verarbeitung zur Verfügung gestellt werden. Andererseits

dienen die Waagenkalibrierungen, die an allen Tagen, an denen hochgenaue Durchflusskalibrierungen durchgeführt werden, auch zur Datengewinnung für ein qualifiziertes Qualitätsmanagement. So kann die Einhaltung der ausgewiesenen relevanten Grenzwerte und deren Langzeitstabilität kontinuierlich kontrolliert werden. Auf der Basis der regelmäßig erfassten Daten und deren ständiger Überwachung können rechtzeitig Abweichungen von der „normalen“ Funktionalität erkannt und gegebenenfalls Wartungs- oder Reparaturmaßnahmen eingeleitet werden. Nur dadurch kann die Messunsicherheit des Hydrodynamischen Prüffeldes zuverlässig und glaubhaft bei allen Messungen gewährleistet werden.

Besonders hervorgehoben werden sollte, dass das hohe messtechnische Niveau des HDP auch international große Anerkennung findet und durch den 2006 abgeschlossenen BIPM-Schlüsselvergleich nachdrücklich nachgewiesen werden konnte [6].

3.2 Mineralölzähler-Prüfstand

Die wissenschaftlichen Arbeiten zur Entwicklung medienunabhängiger Transfornormale erfordern experimentelle Untersuchungen und Verifizierungen mit anderen Flüssigkeiten als Wasser. Hierfür soll insbesondere auch der Mineralölzähler-Prüfstand (MÖZ) eingesetzt werden. Sowohl Messprinzip als auch Prüfmedium unterscheiden sich von denen des HDP. Wie in Bild 4 dargestellt, werden als Ausgangsnormale insgesamt vier geometrisch vermessene Normalbehälter mit 5000 L-, 1000 L-, 200 L- und 100 L-Fassungsvermögen verwendet. Prüfliquidität ist Testbenzin mit einer dynamischen Viskosität von 0,8 mPa·s und einer Dichte von 770 kg/m³. Der realisierbare Durchflussbereich liegt zur Zeit zwischen 0,6 m³/h und 120 m³/h. Die durch internationale Vergleichsmessungen bestätigte erweiterte Messunsicherheit beträgt 0,05 %.

Laufende Umbauarbeiten am Mineralölzähler-Prüfstand werden künftig einen Pumpendirektbetrieb ermöglichen, wodurch der Messbereich insbesondere in Richtung kleinerer Durchflüsse erweitert werden kann. Gleichzeitig ergeben sich deutlich verbesserte Bedingungen für den Einsatz von Referenzzählern und damit für eine völlig freie Wahl der Messzeiten. Ferner wird ein automatisches Höhenmesssystem auf magnetostriktiver Basis installiert, um die bisherige Einschränkung bezüglich der auf die jeweiligen Behältergrößen festgelegten Prüfvolumina zu beseitigen. Langfristig ist die Verwendung weiterer Testflüssigkeiten, insbesondere von Flüssigkeiten mit größeren Viskositäten im unteren Durchflussbereich, vorgesehen.



Bild 4: Normalbehälter des Mineralölzähler-Prüfstandes mit Fassungsvermögen von 5000 Liter, 1000 Liter, 200 Liter und 100 Liter

3.3 Pipetten-Prüfstand

Ungeachtet der vorgestellten langfristigen Konzeption zur Schaffung eines einheitlichen, geschlossenen Systems der Rückführbarkeit aller Flüssigkeitsmessungen wird die Messung kleiner statischer Volumina auch weiterhin Bedeutung haben. So erfolgt beispielsweise die Eichung von Zapfsäulen oder das Auslitern von Tankwagen ausschließlich mit Hilfe von Eichkolben. Auch im Rahmen der internationalen Harmonisierung der Flüssigkeitsmessungen werden Vergleichsmessungen mittels statischer Volumennormale (Eichkolben und Pipetten) durchgeführt. Der in Bild 5 gezeigte Pipetten-Prüfstand arbeitet mit destilliertem Wasser und ist für Volumina zwischen 1 Liter und 100 Litern ausgelegt. Er hat seine herausragenden messtechnischen Parameter durch zahlreiche internationale Vergleiche unter Beweis gestellt, zuletzt im Rahmen des 2006 abgeschlossenen Schlüsselvergleichs, wobei die angegebene erweiterte Messunsicherheit von 0,004 % eindrucksvoll bestätigt werden konnte.



Bild 5:
Wägeeinrichtung des Pipetten-Prüfstandes für die Darstellung kleiner statischer Volumina bis 100 Liter

4 Zusammenfassung

Die PTB verfügt mit ihren Normalmessenrichtungen zur Darstellung der Einheiten der Menge und des Durchflusses von Flüssigkeiten über ein in sich geschlossenes System von Messeinrichtungen, um langfristig die Rückführung aller Flüssigkeitsmessungen in den wirtschaftlich relevanten Anwendungsbereichen sicher zu stellen. Die zentrale Stellung nimmt hierbei das

Hydrodynamische Prüffeld ein, mit dessen Hilfe sich durch die Kombination vieler Maßnahmen wie dem Einsatz von hoch genauen Waagen mit Umschaltklappen, einer dedizierten Störungs-dämpfung und dem Betrieb über einen Hochbehälter eine herausragend niedrige Messunsicherheit von 0,02 % bei der Durchflusskalibrierung von Flüssigkeitsmessgeräten realisieren lässt.

5 Literatur

- [1] W. Poeschel, R. Engel: The concept of a new primary standard for liquid flow measurement at PTB Braunschweig. 9th International Conference on Flow Measurement FLOMEKO '98, proceedings, pp. 7–12, Lund, Sweden, June 15–17, 1998
- [2] BIPM: Calibration and Measurement Capabilities (CMCs) der nationalen Metrologieinstitute. <http://www.bipm.org>
- [3] R. Engel, H.-J. Baade: New-Design Dual-Balance Gravimetric Reference Systems with PTB's New "Hydrodynamic Test Field". 11th International Conference on Flow Measurement FLOMEKO 2003, Groningen, The Netherlands, May 12–14, 2003
- [4] S. Maas, R. Nordmann, M. Pandit: Die Kopplung von elektrischen und mechanischen Schwingungen in einem Meßsystem, VDI-BERICHT Nr. 978, 1992
- [5] R. Engel, H.-J. Baade, A. Rubel: Performance Improvement of Liquid Flow Calibrators by Applying Special Measurement and Control Strategies. 11th International Conference on Flow Measurement FLOMEKO 2003, Groningen, The Netherlands, May 12–14, 2003
- [6] J. S. Paik, K. B. Lee, R. Engel, A. Loza, Y. Terao, M. Reader-Harris: BIPM Key Comparison KC1 Final Report: CCM.FF-K1. BIPM Paris, Nov. 2006

Gesetzliches Messwesen im Bereich der Flüssigkeitsmesstechnik

Michael Rinker¹, Gudrun Wendt²

1 Einleitung

Die wirtschaftliche Bedeutung von Flüssigkeiten, deren Messung der gesetzlichen Kontrolle unterliegt, lässt sich sehr anschaulich anhand der gehandelten Mengen und der daraus resultierenden finanziellen Aufwendungen für Hersteller, Versorgungsunternehmen und Endverbraucher zeigen. So werden in Deutschland zum Beispiel jährlich ca.

- 56 Mio t Otto- und Dieselmotortreibstoffe
- 38 Mio t Heizöl
- 6 Mio t Flugzeugtreibstoffe
- 5.500 Mio m³ Trinkwasser
- 32 Mio m³ Milch
- 2 Mio m³ Bier

verbraucht, die mit entsprechend zugelassenen, geeichten bzw. zertifizierten Messgeräten und -anlagen gemessen werden. Dazu gehören unter anderem

- 45 Mio Wasserzähler
- 5.400 Messanlagen für Milch
- 19.050 Straßentankwagen und -anhänger
- 7.600 Tankstellen mit allen Einzelzapfstellen.

2 Flüssigkeitsmessungen im gesetzlich geregelten Bereich

Das breite Spektrum an Durchflussbereichen, maximal zulässigen Fehlern und Produkteigenschaften führen zu einer Vielzahl unterschiedlicher Messtechniken und -methoden: Volumetrische Mengenmessung mit Verdrängungszählern, Durchflussmessung mit Turbinenradzählern, Differenzdruckaufnehmern, magnetisch-induktiven Volumenintegratoren, Massemessung mit Corioliszählern und deren Integration in die verschiedensten Arten von Messanlagen.

Die aus diesen unterschiedlichen Messmethoden resultierenden Probleme bedingen eine intensive Koordination der Aktivitäten von Messgeräteherstellern und -anwendern, Eichbehörden, benannten Stellen und der Marktaufsicht mit dem Ziel, die Messsicherheit von Messgeräten im geschäftlichen Verkehr unter allen Anwendungsbedingungen zu gewährleisten und dauerhaft sicherzustellen. In Abhängigkeit

vom konkreten Einsatzfall müssen hierbei Fehlergrenzen von $\pm 0,2\%$ (Pipelinezähler) bis $\pm 2,5\%$ (Messanlagen für kryogene Flüssigkeiten) eingehalten werden.

Die PTB ist von daher Dienstleister für eine Vielzahl deutscher und europäischer Unternehmen sowie für Eich- und Marktaufsichtsbehörden in den Bereichen Produktzertifizierung, Forschung und Entwicklung, wobei dies insbesondere auch die umfangreichen Aktivitäten in den nationalen und internationalen Vorschriften- und Normungsgremien einschließt.

3 Produktzertifizierung

Für die Bauartzulassung und Produktzertifizierung von Flüssigkeits-Messgeräten sind insgesamt drei Anlagen zur Eichordnung [1] – die Anlage 4 „Messgeräte für ruhende Flüssigkeiten“, Anlage 5 „Messanlagen für strömende Flüssigkeiten“ und Anlage 6 „Wasserzähler“ relevant. Seit Einführung der neuen europäischen Messgeräte-richtlinie 2004/22/EG (MID) [2] im November 2006 ist die PTB benannte Stelle für Wasserzähler (MI-001) und für Messanlagen für Flüssigkeiten außer Wasser (MI-005) und hat mehr als 50 Entwurfs- und Baumusterprüfbescheinigungen ausgestellt, 37 Revisionen bereits bestehender Zertifikate bearbeitet sowie an entsprechenden Herstelleraudits teilgenommen.

Mit der Bearbeitung dieser Aufgaben wurde ein entscheidender Beitrag zur Festigung der Position der deutschen Messgeräteindustrie insbesondere auf dem europäischen Markt geleistet. Der Zugang deutscher Hersteller zu den weltweiten Märkten wurde darüber hinaus durch 17 OIML-Zertifikate und -Prüfberichte nachhaltig unterstützt.

4 Forschung und Entwicklung für den gesetzlich geregelten Bereich

Als nationales Kompetenzzentrum für die Flüssigkeitsmengenmessung nutzt die PTB ihre Kapazitäten aus dem Bereich Forschung und Entwicklung zunehmend auch für Aufgaben, die in unmittelbarem Zusammenhang mit der Sicherung der Messungen am Einsatzort stehen.

¹ Dr. Michael Rinker, Leiter der Arbeitsgruppe „Flüssigkeitsmessgeräte“, E-Mail: michael.rinker@ptb.de

² Dr. Gudrun Wendt, Leiterin des Fachbereichs „Flüssigkeiten“, E-Mail: gudrun.wendt@ptb.de

Dies geschieht meist in enger Zusammenarbeit mit den Eichbehörden und konzentriert sich insbesondere auf die Entwicklung und Einführung moderner und effizienter Verfahren zur messtechnischen Prüfung von Messgeräten und -anlagen unter konkreten Einsatzbedingungen.

So wurde z. B. gemeinsam mit dem Hersteller und der Eichdirektion Nord ein Messsystem aus Laserscanner und spezifischer Software entwickelt, das die innere Geometrie von Lagerbehältern optisch vermessen kann [3, 4]. Es ist in der Lage, die bisherigen Verfahren zur Kalibrierung von Lagerbehältern nicht nur messtechnisch zu ersetzen und zu verbessern, sondern gewährleistet auch enorme Verringerungen von Zeitaufwand und physischer Belastung für das Prüfpersonal. Bild 1 zeigt von links nach rechts: Einen typischen Lagerbehälter für Mineralölprodukte (hier mit einem Fassungsvermögen von ca. 50 000 m³), den im Inneren eines Lagerbehälters aufgestellten Lasermesskopf und die durch einen einzigen Scan in einer Messzeit von circa 15 Minuten erstellte Punktwolke aus etwa 800 000 Datenpunkten. In Abhängigkeit von Größe, Form und ggf. vorhandenen Einbauten kann somit mit Hilfe eines oder mehrerer Scans individuell für jeden Behälter eine Fülltabelle erstellt werden. Diese Fülltabelle ordnet jeder Höhe ein entsprechendes Behältervolumen zu, so dass im Anwendungsfall dem jeweils gemessenen Füllstand das aktuell im Behälter befindliche Flüssigkeitsvolumen mit einer Messunsicherheit von deutlich kleiner als 0,5 % zugeordnet werden kann.

Ein zweites Beispiel für eine sehr erfolgreiche Zusammenarbeit mit den Eichbehörden war die Bearbeitung des gemeinsamen Forschungsvorhabens „Transfornormale für strömendes Wasser“ [5]. Im Mittelpunkt stand hier die Entwicklung von Verfahren zur Prüfung von Wasserzählern am Einsatzort. Neben der Durchführung von umfangreichen Messungen sowohl auf Prüfständen als auch vor Ort in den Wohnungen und der Erstellung zahlreicher Statistiken wurden auch entsprechende Ergänzungen in die betreffenden eichtechnisch relevanten Vorschriften

[6] eingebracht. Damit wurde ein wichtiger Beitrag zum Verbraucherschutz, insbesondere im Rahmen von Befundprüfungen von Wasserzählern, geleistet.

5 Internationale Normung

Die zunehmende Internationalisierung von Produktion und Handel erhöht in verstärktem Maße auch die Bedeutung internationaler Normen und Vorschriften. Für das gesetzliche Messwesen sind hier in erster Linie die Aktivitäten im Rahmen der OIML maßgebend, wobei für den Bereich der Flüssigkeitsmessung insbesondere die 2007 abgeschlossene Revision der OIML-Empfehlung R117 „Dynamische Messanlagen für Flüssigkeiten außer Wasser“ [7] zu nennen ist. Schon bei ihrer Veröffentlichung im Jahr 1995 fand dieses Dokument große internationale Anerkennung und ist seitdem in vielen Mitgliedsländern der OIML in nationales Recht umgesetzt worden. Technischer Fortschritt und wachsende Anforderungen an die Messungen, insbesondere auch auf dem Gebiet der flüssigen Energieträger, sowie die Tatsache, dass die OIML R117 als normatives Dokument zur Europäischen Messgeräte-richtlinie Anwendung findet, erforderte eine grundlegende Überarbeitung. Neben den aktiven Vertretern aus 32 Mitgliedsstaaten waren auch zahlreiche Beobachter aus der Industrie und von Herstellerverbänden in die Überarbeitung einbezogen. Das Sekretariat, das die fachliche Koordinierung der Revision übernommen hatte, wurde durch die USA (NIST) und Deutschland (PTB) gebildet. Über 540 Kommentare und Änderungsvorschläge sind seit 2002 in die neue Fassung der R 117 eingeflossen.

Eine vollständige Neugestaltung erfuhr auch die OIML-Empfehlung R80 „Road and rail tankers“ [8], deren Überarbeitung zunächst gemeinsam von der Slowakei (SLM) und Deutschland (PTB), seit 2005 nur noch von der PTB koordiniert wurde. Schwerpunkt war hier insbesondere die Einbindung neuer Technologien. Dies betraf zum Beispiel die in Deutschland marktreif entwickelte und im gesetzlich geregelten Bereich einsetzbare Füllstandsmessung auf Tankwagen,



Bild 1:

Von links nach rechts:

- Lagerbehälter in einem Tanklager
- Lasermesskopf im Inneren eines Lagerbehälters
- Punktwolke als Ergebnis eines Laserscans aus 800 000 einzelnen Datenpunkten

die vor allem hinsichtlich der Manipulations-sicherheit den bisherigen Messsystemen weit überlegen ist [9]. Der letzte Entwurf der OIML R80-1 durchläuft derzeit unter dem geänderten Titel „Road and rail tankers with level gauging“ die abschließende Abstimmungsrunde.

Von ähnlich großer Bedeutung sind die Gremien der WELMEC, 1990 als „Western European Legal Metrology Cooperation“ gegründet und derzeit mit der Erarbeitung eines harmonisier-ten, widerspruchsfreien Lösungsansatzes für die Probleme des europäischen gesetzlichen Messwesens im allgemeinen, und mit der Umsetzung der Messgeräterichtlinie MID für Messanlagen für Flüssigkeiten außer Wasser (WG 10) und Wasserzähler als Versorgungsmessgerät (WG 11) befasst.

Weitere wichtige internationale Normungs-gremien im Bereich der Flüssigkeitsmessungen befinden sich in den Technischen Komitees von ISO und CEN, deren Hauptaufgabe darin besteht, durch eine Vereinheitlichung der Anforder-ungen an Flüssigkeitsmessgeräte und -anlagen die Voraussetzungen für eine weltweite Aner-kenkung von Prüfergebnissen, Zulassungen und Zertifikaten zu schaffen.

6 Zusammenfassung

Das gesetzliche Messwesen ist für den Bereich der Flüssigkeitsmessungen von außerordent-licher Bedeutung, wobei die Schwerpunkte vor allem auf der Messung von Mineralöl und Mineralölprodukten sowie von Trinkwasser und anderen flüssigen Lebensmitteln liegen. Die PTB tritt hier vordergründig als Dienstleister auf. Dies betrifft die Produktzertifizierung, die Einbringung der Ergebnisse aus Forschung und Entwicklung in neue Messgeräte und Prüfver-fahren sowie die Sicherung von Verbraucher-, Gesundheits- und Arbeitsschutz. Die PTB ist somit Partner für eine Vielzahl deutscher und europäischer Unternehmen wie auch für die Eich- und Marktaufsichtsbehörden. Hervorzu-heben sind in diesem Zusammenhang aber auch die umfangreichen Aktivitäten in den nationalen und internationalen Vorschriften- und Nor-mungsgremien ein.

7 Literatur

- [1] Eichordnung – Allgemeine Vorschriften (EO-AV) vom 12. August 1988 (BGBl. I S. 1657), zuletzt geändert durch die Vierte Verordnung zur Änderung der Eichordnung vom 8. Februar 2007 (BGBl. I S. 70)
- [2] Richtlinie 2004/22/EG des Europäischen Par-laments und des Rates vom 31. März 2004 über Messgeräte (ABl. L 135 S. 1), umgesetzt durch die Vierte Verordnung zur Änderung der Eichordnung vom 8. Februar 2007 (BGBl. I S.70)
- [3] Linke, J.; Wendt, G.; Jost, R.; Werner, D.: Ent-wicklung eines Normal-Messverfahrens zur Volumenbestimmung von Lagerbehältern mit den 3D-Laser-Scansystemen CALLIDUS. In: Brunner, F. K. (Hrsg.): Ingenieurvermessung 07. Beiträge zum 15. Internationalen Inge-nieurvermessungskurs Graz 17.–20.04.2007 (ISBN 978-3-87907-448-8), Heidelberg: Wich-mann, S. 131–143
- [4] Wendt, G.; Jost, R.; Linke, J.; Werner, D.: Ein neues laseroptisches Verfahren zur Volumen-bestimmung großer Mineralöl-Lagertanks. In: Odin, A.; Schwartz, R. (Hrsg.): PTB-Bericht MA-84 (ISBN 978-3-86509-818-4), Braun-schweig, April 2008, S. 71–81
- [5] Wendt, G. et al.: Transfornormale für strö-mendes Wasser. PTB-Bericht MA-82 (ISBN 978-3-86509-765-1), Braunschweig, November 2007
- [6] Technische Richtlinie W 19 der PTB: Mess-geräte für Wasser. Befundprüfungen durch Eichbehörden und staatlich anerkannte Prüf-stellen. PTB, Ausgabe 11/07
- [7] OIML R117-1: Dynamic measuring systems for liquids other than water. Part 1: Metrolog-ical and technical requirements. OIML, Paris 2007
- [8] OIML R80: Road and rail tankers. OIML, Pa-ris 1989
- [9] Wendt, G.; Jost, R.: Eichfähige Füllstandsmess-technik für den mobilen Einsatz. Technische Überwachung Bd. 45 (2004), Nr. 4, S. 22–24

Angewandte Wärmemengenmessung in strömenden Fluiden: Wärme- und Kältezähler

Jürgen Rose¹, Thomas Lederer²

1 Einleitung

Temperiertes Wasser zu Heiz- oder Kühlzwecken und warmes Brauchwasser bilden die teuerste „Verpackung“ von Energie, die im Handel ist. Der Gesetzgeber hat daher die Verwendung von Wärmemengenzählern zur verbrauchsabhängigen Abrechnung von Heiz- und Warmwasserkosten vorgeschrieben [1] und dabei zwei Hauptziele verfolgt: Einerseits soll – messtechnisch abgesichert – eine weitestgehende Gerechtigkeit bei der Verteilung der Kosten zwischen Erzeugern und Energieverwendern ermöglicht werden. Zum Anderen – und das ist der wichtigste Effekt präziser Messungen – soll der Verbraucher in den Stand gesetzt werden, mit der Energie bewusst und sparsam umzugehen.

Dabei ist ein großer Vorteil des Messgeräts Wärmemengenzähler (kurz: Wärmezähler), dass die bezogene Energie am Messgerät in gesetzlichen Einheiten (z. B. kWh) angezeigt wird. Dies unterscheidet Wärmezähler von den Heizkostenverteilern, aus deren Anzeigewerten nachträglich in einem komplizierten – und für Verbraucher oft undurchsichtigen – Verfahren Wärmeverbräuche ermittelt werden. Ein weiterer kostensparender Vorteil ist, dass der Installationsort des Wärmezählers – wiederum im Gegensatz zum Heizkostenverteiler – unabhängig von der Vielfalt geometrischer Heizkörperausführungen sogar außerhalb von Wohnräumen gewählt werden kann.

Die technischen Anforderungen an den Wärmezähler sind im Vergleich zu anderen Verbrauchsmessgeräten ungleich höher. So muss der Wärmezähler in der Haustechnik – bei vergleichbarem Gerätepreis – einen zwölfmal größeren Leistungsumfang messrichtig und messbeständig bewältigen als ein Elektroenergiezähler. Darüber hinaus ist der Wärmezähler mit Abstand das komplexeste Verbrauchsmessgerät: Jedes der von den Herstellern angebotene Wärmezähler-Teilgerät, d. h. Durchflusssensor, Temperaturfühlerpaar und mikroprozessorgesteuertes Rechenwerk kann auf verschiedenen physikalischen Wirkprinzipien beruhen.

2 Wirtschaftlicher Hintergrund

Im Gesamtprozess werden in Deutschland jährlich rd. 50 Mrd. € für Heizung, Kühlung und Warmwasser ausgegeben. 14 % der Heizung erfolgt aus Fernwärmenetzen, ca. 30 % werden aus lokalen Netzen bezogen. Die weltweit führende Position in Deutschland entwickelter Wärmezähler lässt sich am jährlichen Verkauf von ca. 1 Mio. Messgeräten am innerstaatlichen und weltweiten Markt erkennen, gleichbedeutend einem Umsatz von 80 Mio. €, Tendenz stark steigend, da viele Zähler nach der Eichgültigkeitsdauer von fünf Jahren ersetzt werden.

Der relative Marktanteil für Wasser- und Wärmezähler deutscher Hersteller liegt in Europa bei 75 %, weltweit bei 45 %, der deutsche Wärmezählermarkt wird derzeit zu 95 % von in Deutschland entwickelten und endgefertigten Wärmezählern beherrscht.

Bei den Wärmezählerherstellern sind ca. 3000 Arbeitsplätze angesiedelt, für die Netze der Abrechnung ist der zehnfache Arbeitskräfteanteil anzusetzen. Große Dynamik im Wärmezählermarkt ist in China zu verzeichnen. Hier beliefern rd. 50 chinesische Firmen den lokalen Markt. Alle großen deutschen Hersteller sind dort aktiv (Produktion, Entwicklung in Deutschland).

In Deutschland sind rd. 12 Mio. Wärmezähler im Einsatz, wobei 45 staatlich anerkannte Prüfstellen für Wärme sowie zahlreiche durch Unteraufträge beauftragte Revisionsfirmen und die Eichämter ca. 2100 Mitarbeiter beschäftigen. 2,4 Mio. Wärmezähler/Teilgeräte werden durch dieses Wirtschaftssystem jährlich zur Nacheichung aufbereitet, erst- und nachgeeicht oder sind Gegenstand von Befundprüfungen. Jährlich erstellt und zertifiziert die PTB etwa 130 EG-Baumuster- und Entwurfprüfbescheinigungen sowie Zulassungserweiterungen. Nach Aussage der Hersteller besitzen diese Dokumente zusätzlich eine grundlegende Bedeutung für den Marktauftritt im außereuropäischen Raum, speziell in Russland, China, Indien und im fernöstlichen Raum.

¹ Dr. Jürgen Rose, Leiter der Arbeitsgruppe „Messung thermischer Energie“,
E-Mail: juergen.rose@ptb.de

² Thomas Lederer, Leiter des Fachbereichs „Wärme“,
E-Mail: thomas.lederer@ptb.de

3 Physikalische Grundlagen der Messung thermischer Energie

Das menschliche Gefühl für eine angenehme Wohnraumtemperatur entspricht messbar einer ausgewogenen Temperaturverteilung im Raum. Wärme im physikalischen Sinn ist ungeordnete Molekülbewegung, Wärmeenergie ist deren Bewegungs- (kinetische) Energie. Die Temperatur ist ein Maß für den Mittelwert der kinetischen Energie der Moleküle.

Außerhalb des physikalischen Laborbereiches ist kaum eine andere physikalische Größe so schwierig wirtschaftlich zu messen, wie die aus mehreren Messgrößen zusammengesetzte thermische Energie. Zudem sollen die Wärmemengenzähler kostengünstig im Erwerb und Betrieb sein. Stellvertretend für ein Heizungssystem wird ein im zeitlich stationären Zustand mit Wasser als Wärmeträger durchflossener Heizkörper betrachtet, siehe Bild 1.

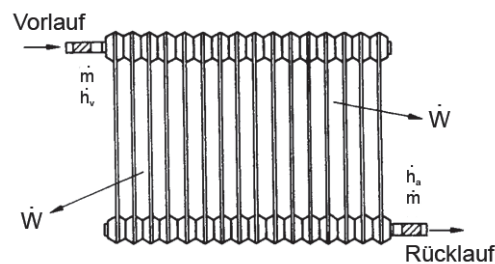


Bild 1: Massenstrom und Enthalpiedifferenz im Heizkörper

Durch die Vorlaufleitung strömt während der Zeit Δt ein stationärer Massenstrom des Wärmeträgers in den Heizkörper. Ein gleich großer Massenstrom verlässt den Heizkörper durch dessen Rücklaufleitung. An die umgebende Luft wird durch den Heizkörper Wärme abgegeben. Der Energieinhalt des Wärmeträgers wird physikalisch von der thermodynamischen Zustandsgröße „spezifische Enthalpie“ $h = h(p, \theta)$ beschrieben, die vom Druck p und der Temperatur θ abhängig ist. Durch Wärmeabgabe wird dieser Energieinhalt vermindert. Dabei kühlt sich das Wasser ab.

Für die vom Heizkörper an die Umgebung abgegebene Wärmemenge W folgt über eine Zeitspanne von t_0 bis t_1 :

$$W = \int_{t_0}^{t_1} \dot{m} \cdot \Delta h \cdot dt \quad (\text{Gl. 1})$$

Die direkte Messung der Enthalpiedifferenz Δh ist – im Gegensatz zu den leicht messbaren Größen Massenstrom und Zeitspanne Δt – nicht möglich. Messbar ist jedoch die Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf. Dabei nutzt man den Zusammenhang aus, dass

sich die Enthalpiedifferenz für inkompressible Medien wie Wasser mithilfe der spezifischen Wärmekapazität bei konstantem Druck $C_p(\theta)$ darstellen lässt:

$$\Delta h = C_p(\theta) \cdot (\theta_{\text{Vorlauf}} - \theta_{\text{Rücklauf}}) \quad (\text{Gl. 2})$$

Die Messung von Volumenströmen \dot{V} ist in der praktischen Anwendung häufig einfacher als die Messung von Massenströmen \dot{m} . Masse und Volumen des Wärmeträgermediums Wasser hängen über die (stark temperaturabhängige) Dichte $\rho(\theta)$ zusammen. Üblicherweise wird die spezifische Wärmekapazität bei konstantem Druck $C_p(\theta)$ sowie die Dichte $\rho(\theta)$ zusammengefasst zum sogenannten Wärmekoeffizienten oder k -Faktor $k(p, \theta_V, \theta_R)$, der spezifische Eigenschaften des jeweiligen Wärmeträgermediums bezüglich der Volumenerfassung berücksichtigt.

Für das Wärmeträgermedium Wasser lassen sich Zahlenwerte für den Wärmekoeffizienten aus Zustandsgleichungen für $\rho(\theta)$, $h(\theta)$ u. a. berechnen. Wärmekoeffizienten anderer flüssiger Wärmeträgermedien (z. B. Gemische von Wasser und Glykol) entstehen durch kalorimetrische Untersuchungen der Wärmeträger. Wärmehäufiger für andere Wärmeträgermedien als Wasser unterliegen in Deutschland nicht der Eichpflicht.

Für die technische Arbeitsgleichung des Wärmehäufiger zur Bestimmung der von einem Heizungssystem abgegebenen thermischen Energie W folgt aus den Gleichungen (1) und (2) für den stationären Fall

$$W = k(p, \theta_V, \theta_R) \cdot V \cdot (\theta_V - \theta_R). \quad (\text{Gl. 3})$$

4 Aufbau von Wärmehäufigern

Gemäß der aus den physikalischen Grundlagen der Messung thermischer Energie hergeleiteten technischen Arbeitsgleichung (Gl. 3) des Wärmehäufigers werden Messungen der Vor- und Rücklauftemperatur sowie des Volumens des Wärmeträgermediums im Wärmetauscher-Kreislaufsystem durchgeführt. Gerätetechnisch sind Wärmehäufiger aus drei voneinander unterscheidbaren Teilgeräten aufgebaut, dem

Volumen- oder Durchflusssensor (hydraulischer Geber), dem Temperaturfühlerpaar und dem elektronischen Rechenwerk.

In Abhängigkeit von der Ausführung können die Teilgeräte untrennbar miteinander verbunden sein („Vollständiger Wärmehäufiger“, Beispiel für die Haustechnik im Bild 2) oder unter Beachtung der elektrischen Kompatibilität austauschbar aufgebaut sein.

Jedes von den Herstellern angebotene Teilgerät kann auf verschiedenen physikalischen Wirkprinzipien beruhen, deren gegenwärtiges industrielles Produktspektrum übersichtsweise unter den gängigen Bezeichnungen vorgestellt wird [2]:

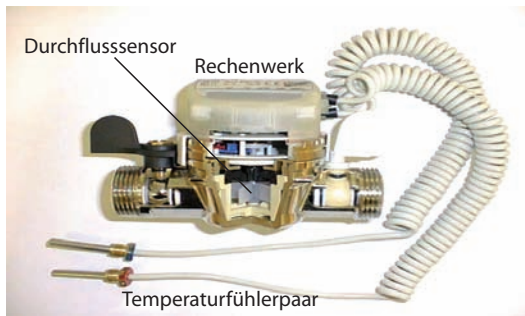


Bild 2:
Vollständiger Wärmezähler in Kompaktausführung mit direkter Einbaumöglichkeit des Rücklauf-Temperaturfühlers (Modellaufchnitt)

Durchflusssensor nach mechanischen Wirkprinzipien (Turbinenradzähler, Ein- und Mehrstrahlflügelradzähler, Woltmanzähler, Stau- und Wirkdruckverfahren mit Blenden, Venturidüsen) sowie nach statischen Wirkprinzipien (magnetisch-induktive und Ultraschall-Verfahren, Wirbelzähler, Schwingstrahlzähler). In der Haustechnik ist ein starker Trend zum Ultraschall-Durchflusssensor zu verzeichnen.

Temperaturfühlerpaar, bestehend aus industriellen Platin-Widerstandsthermometern und Messwiderständen gemäß DIN EN 60751 (Pt 100, Pt 500, Pt 1000, Pt 10000), Halbleiterfühler und Thermoelemente.

Elektronisches Rechenwerk mit mikroprozessorgesteuerter Elektronik, speicherprogrammierter und Interrupt-Prozessablaufsteuerung.

5 Gesetzliche Anforderungen an Wärme- und Kältezähler

Für Wärmezähler gelten europaweit einheitliche Anforderungen. In Umsetzung der Europäischen Messgeräterichtlinie (MID) gilt seit 08.02.2007 in Deutschland die Vierte Verordnung zur Änderung der Eichordnung (EO) [3]. Kältezähler sind national geregelt. In der Anlage 22 zur EO werden deshalb in getrennten Abschnitten Wärme- und Kältezähler mit ihren erlaubten Messfehlergrenzen behandelt. Für bereits nachgezeichnete Wärmezähler älterer Baujahre gelten Übergangsbestimmungen, wobei die heute geltenden Eichfehlergrenzen (EFG) zur Steigerung der Abrechnungsgenauigkeit einzuhalten sind.

Im Feldeinsatz müssen Wärme- und Kältezähler die sogenannten Verkehrsfehlergrenzen (VFG) einhalten, die das Doppelte der EFG betragen. Die Messung kleiner Temperaturdifferenzen bei Fußbodenheizungen und Klimakälte-Kreisläufen sowie geringer Durchflüsse stellt an den Wärmezähler sehr große Anforderungen. Bedingt durch Unsicherheitsbeiträge der physikalischen Einflussgrößen kann thermische Energie im besten Fall mit einer relativen Unsicherheit von 0,4 % gemessen werden.

Die gesetzlich erlaubten VFG für Wärmezähler betragen derzeit bei geringen Durchflüssen und kleinen Temperaturdifferenzen bis 20 %, stark abnehmend hin zu 8 % bei mittleren bis großen Temperaturdifferenzen und Durchflüssen. Diese Maximalgrenzen werden von verantwortungsbewussten Betreibern in der Regel jedoch nicht ausgeschöpft. Eine Feldstudie hat gezeigt, dass im Jahresmittel der typische Messfehler von hochwertigen und korrekt eingebauten Wärmezählern rd. 2 % beträgt [4]. Augenscheinlicher Grund für diese geringe Messunsicherheit ist, dass kleine Durchflüsse und Temperaturdifferenzen über die Heizperiode betrachtet wenig zum Gesamtenergieumsatz beitragen.

Dennoch gibt es bei der Wärmemengenmessung eine Vielzahl zu lösender Probleme: Ziel muss sein, Wärmezähler unempfindlicher gegen die in der Installationspraxis leider häufig festzustellenden und von der Zulassung abweichenden Vorgaben zu machen. Beispielsweise erzeugen eine unzureichende Wärmekopplung zum Temperaturfühlerpaar, strömungsbedingte Volumensmessfehler, außerhalb technischer Richtlinien befindliche chemische Wasserzusammensetzungen sowie ungleiche Drücke in der Vor- und Rücklaufleitung große Messabweichungen. Im Einzelfall können sie viel größer als die erlaubten Verkehrsfehlergrenzen sein. Felduntersuchungen zeigen, dass weniger als 5 % aller Wärmemengenzähler nach Beendigung der Eichperiode außerhalb der VFG liegen.

Ein wichtiges Instrument der PTB zur kontinuierlichen Verbesserung der Messtechnik – damit zum Verbraucher- und Umweltschutz – ist die Durchführung einer Vielzahl von Forschungsvorhaben und Untersuchungen, die mit Partnern aus der Industrie, mit fachlicher Unterstützung durch Eichaufsichtsbehörden sowie internationaler Fachgremien durchgeführt werden. Ein wichtiges Forum ist dabei der von der PTB mit anderen führenden europäischen Staatsinstituten ins Leben gerufene Verein EMATEM e. V. (European Metrology Association for Thermal Energy Measurement), der als Organisationsplattform für internationale Workshops, Konferenzen und Seminare dient. Besonderem Zuspruch erfreut sich die EMATEM-Summerschool, die alljährlich zur Behandlung aktueller Probleme der Wärmemengen- und Durchflussmessung einlädt.

Ein Teil der Untersuchungsergebnisse schlägt sich in der Herausgabe technischer Richtlinien (TR) nieder. Aktuelle Beispiele sind die TR K 7.1 zur Nacheichung für nach der MID konformitätsuntersuchte Wärmezähler und Geräte gemäß Übergangsregelung sowie die TR K 7.2, die messtechnische Untersuchungen zur Bauartzulassung und Eichung von Kältezählern behandelt. Ein besonderer Fokus der

PTB liegt auf der ständigen Weiterentwicklung basisgebender Fachgrundnormen für die Konformitätsprüfung zu den Anforderungen der MID. Hier sei vor allen Dingen die durch PTB-Entwicklungen stark geprägte harmonisierte EN 1434 des Europäischen Normungskomitees (CEN) genannt, in die kürzlich die in der PTB entwickelte und vom Verband der deutschen Wasser- und Wärmezählerindustrie e.V. mitfinanzierte „Neue Beschleunigte Alternative Abnutzungsprüfung“ implementiert wurde. Andere Untersuchungen bezogen sich auf den hydraulischen Messteil von Messkapselzählern nach EN 14154 sowie auf das normative Dokument R 75 der Internationalen Organisation für das gesetzliche Messwesen (OIML).

6 Aktuelle Herausforderungen

6.1 Einfluss von Ablagerungen in Durchflusssensoren auf die Messbeständigkeit

Zur Absicherung grundlegender Forderungen zum Verbraucherschutz fordert der Gesetzgeber umfassende Untersuchungen unter realen Feldbedingungen mit Niederschlag in international genormte Messgenauigkeits- und Beständigkeitsuntersuchungen. In der PTB wurden hierfür in intensiver Zusammenarbeit mit der Industrie physikalische Untersuchungen zum Einfluss von Ablagerungen auf die Messunsicherheit in Durchflusssensoren durchgeführt. Dabei wurde insbesondere ein Verfahren entwickelt, welches typische Ablagerungen innerhalb eines Tages generiert, die ähnliche physikalisch-chemische Eigenschaften aufweisen wie „echte“ Ablagerungen und somit vergleichbare Effekte auf die Messeigenschaften der Durchflusssensoren aufweisen [5].

6.2 Strömungstechnische Einflüsse auf die Messrichtigkeit von Durchflusssensoren und Entwicklung optischer Durchflusssensortechnik

Die Messrichtigkeit von Durchflusssensoren von Wärmemengenzählern ist oftmals von der Qualität der Strömung stromaufwärts vor dem Messgerät abhängig. Insbesondere Drall und asymmetrische Geschwindigkeitsverteilungen der Rohrströmung können verheerende Wirkungen mit Messabweichungen bis zu 20 % verursachen. Zur Untersuchung dieser Einflüsse wurde unter Federführung der PTB gemeinsam mit dem Schweizerischen Staatsinstitut METAS und dem Österreichischen Staatsinstitut BEV der internationale Arbeitskreis „Laseroptische Strömungsdiagnostik“ gegründet. Als Resultat umfangreicher Messungen in den Staatsinstituten, bei Prüfstellen und Herstellern entstand eine international anerkannte und zur Norm empfohlene Prüfrichtlinie zur Validierung von

Durchflussprüfständen, die die Vergleichbarkeit unterschiedlicher Prüfstellen gestattet und zugleich eine Grundlage für Bewertungen von Prüfanlagen für Flüssigkeiten außer Wasser ist. Außerdem wurde der industriellen Forderung entsprochen, Praxisfälle durch Neudefinitionen ungestörter Zulaufängen nach z. B. gekrümmten Rohrleitungsabschnitten schärfer zu berücksichtigen [6].

6.3 Entwicklung von Zählern für Kühlkreisläufe und Solarenergieanwendungen

Das zuständige europäische Technische Komitee TC 176 vom CEN fordert die Überarbeitung der Produktnorm EN 1434 mit Anforderungen und Prüfvorgaben an Wärmezähler in Wasser-Glykolegemischen. Auch in Kühlkreisläufen bei ausschließlicher Verwendung von Wasser ergeben sich neue Herausforderungen an die Mess- und Prüftechnik: Bedingt durch das im Vergleich zur Heizung stark verringerte Temperaturniveau und durch geringe Temperaturdifferenzen (z. B. im Kreislaufsystem 6 °C / 12 °C) entstehen speziell für die Analog-Digitalwandler der Rechenwerke höhere Anforderungen zur Linearitäts- und Gleichlaufabweichung.

Die Verwendung von Wärmezählern in Kollektorkreisen thermischer Solarenergieanlagen erfordert schnelle Reaktionen auf die hohe Dynamik der Messgrößen. Dementsprechend müssen die Integrations- und Berechnungszeiten für die Temperaturdifferenz und den Durchfluss aufeinander abgestimmt sein. Die notwendig kurze thermische Ansprechzeit ist durch eine entsprechende Prüfeinrichtung zu verifizieren. In der PTB wurde deshalb zur Prüfung des thermischen Übergangsverhaltens von Durchflusssensoren eine Anlage entwickelt, die eine zyklische Umschaltung zwischen oberer und unterer Mediumtemperatur gestattet.

6.4 Smart Meters

Zur Eindämmung der Folgen der Klimaveränderung orientieren sich politische Vorgaben auf eine drastische Reduzierung des CO₂-Ausstoßes und einen sparsamen Umgang mit fossilen Energieträgern. Zu den Maßnahmen gehört die Schaffung von Sparanreizen für verantwortungsvollen Wärmeverbrauch, der im Ergebnis dem Endkunden (z. B. Wohnungsmieter) zeitnah unter monatlicher Abrechnungslegung auszuweisen ist. Die in Entwicklung befindlichen Wärmezähler müssen folglich in der Lage sein, zeitgenau die in separaten Energieregistern akkumulierten Wärmemengen über Fernausleseschnittstellen messrichtig und kundenbezogen rückführbar an die Sammelstellen der Abrechnungsdienste zu übertragen. Dabei muss auch eine wettbewerbsorientierte Preisgestaltung beim Wechsel von Fernwärmeanbietern

und Abrechnungsunternehmen möglich sein. Die neue Messgerätegeneration soll außerdem sparanreizbildende Tarifierungen im Ergebnis gemessener Prozessgrößen wie z. B. Rücklauf-temperatur und Temperaturdifferenz gestatten, um energetische Potenziale optimaler Energie-einkoppelvorgänge des Fernwärmeerzeugers in die Sekundärnetze der Abnehmer auszuschöpfen. Gegenwärtig werden zum sogenannten Smart Metering - d.h. kommunikative Zählergeneration - die logistischen, entwicklungs-, zulassungs- sowie eichtechnischen Voraussetzungen geschaffen, um die hohen politischen Zielstellungen zu erfüllen.

7 Zusammenfassung

Bei Absicherung korrekter Installationen und richtiger Messgeräteverwendung ermöglichen Wärme- und Kältezähler zum Stand der Technik die Einhaltung gesetzlicher Forderungen zur Gewährleistung der Abrechnungsgerechtigkeit unter Schaffung von Sparanreizen zum Energieträgereinsatz und zur thermischen Energieverwendung. Die hohe technisch-physikalische Qualität moderner Messgeräte wird maßgebend durch die Zulassungstätigkeit der PTB, durch abgestimmte Forschungs- und Entwicklungsarbeiten mit Partnern im In- und Ausland sowie durch Beiträge zur internationalen Normung auf dem Gebiet der thermischen Energiemessung kontinuierlich weiterentwickelt. Messgerätehersteller, Heiz- und Kühlkraftwerkbetreiber, Messgeräteverwender und der einzelne Wohnungsmieter sind somit in der Lage, ihren jeweiligen verantwortungsvollen gesellschaftlichen Verpflichtungen im Vertrauen auf messrichtige und messbeständige Verbrauchsmessgeräte nachzukommen.

8 Literatur

- [1] Verordnung über die verbrauchsabhängige Abrechnung der Heiz- und Warmwasserkosten (Verordnung über Heizkostenabrechnung – HeizkostenV – vom 20.1.1989 (BGBl. I S.115)
- [2] *Kreuzberg, J., Wien, W.:* Handbuch der Heizkostenabrechnung. Kapitel 5. *Rose, J.:* Messgeräte für thermische Energie in Wärmetauscher-Kreislaufsystemen. Werner-Verlag GmbH & Co. KG Düsseldorf. ISBN 3-8041-5160-4
- [3] Vierte Verordnung zur Änderung der Eichordnung vom 8. Februar 2007 (BGBl. I S. 70), Abschnitte grundlegende und messgerätespezifische Anforderungen an Wärme- und Kältezähler
- [4] *Adunka, F.:* Überlegungen zur Genauigkeit der Wärmeenergiemessung. Neue Entwicklungen der Wärmemessung, Österreichisches Fortbildungsinstitut. Wien, 28./29.10. 2008
- [5] *Rodrigues, D.:* Ablagerungen in Wärmezählern. Neue Entwicklungen der Wärmemessung, Österreichisches Fortbildungsinstitut. Wien, 28./29.10. 2008
- [6] *Müller, U.; Dues, M.; Utz, M.; Lederer, T.; Büker, O.:* Einsatz der Laser-OPPLER Velocimetrie zur Überwachung der Messrichtigkeit von Durchflusssensoren im Einbauzustand. Fachtagung „Lasermethoden in der Strömungsmesstechnik“. Rostock, 4. bis 6.9. 2007

Durchflussmessung in Kraftwerken

Thomas Lederer¹, Jürgen Rose²

1 Einleitung

Gegenwärtig schränkt die mangelnde Präzision bei der Messung von Volumen- bzw. Massenströmen die Effizienz beim Betrieb von Kraftwerken wesentlich ein. Beispielsweise muss der Unsicherheit der Strömungsmesstechnik bei der Ausbeute der thermischen Leistung von Atomkraftwerken durch Abstriche im einstelligen Prozentbereich Rechnung getragen werden. Bei allen Kraftwerkstypen muss davon ausgegangen werden, dass die Messunsicherheiten bei der Durchflussmessung sich zu suboptimalen Steuerungs- und Regelungsprozessen potenzieren. Zusätzlich führen erhöhte Messunsicherheiten zu Beaufschlagungen der Sicherheitsmargen, wodurch die Effizienz der Anlagen limitiert wird. Auch bei der Bestimmung der thermischen Energie bei Prozessen der Kraft-Wärme-Kopplung spielt die Durchflussmesstechnik eine wichtige Rolle. Sie beeinflusst das gesamte Energiemanagement im Kraftwerk und hat darüber hinaus eine erhebliche Bedeutung bei der öffentlichen Förderung der Fernwärme. Die Durchflussmesstechnik steht somit im Fokus bei der Steigerung der Effizienz von Kraftwerken.

2 Status quo zur Messunsicherheitsverbesserung in Kraftwerken

Gegenwärtig beruht ein wesentlicher Teil der Durchflussmessung in Kraftwerken auf Differenzdruckmessungen, vorwiegend mittels Blenden oder Venturi-Düsen. Die Unsicherheiten dieser Messungen liegen im Bereich von ca. 1 bis 2 %. Problematisch an dieser Messtechnik sind der grundsätzlich nichtlineare Zusammenhang zwischen Durchfluss und Messsignal, die erhebliche Empfindlichkeit der Anzeige gegenüber Störungen von Form, Symmetrie oder Drall der Zuströmung sowie die erhöhte Messunsicherheit bei sehr kleinen Durchflüssen. Darüber hinaus weisen diese Messverfahren erhebliche Probleme mit Langzeitdriften („Fouling“ der Blenden) auf, so dass die Gewährleistung der Messbeständigkeit im Verlaufe der sehr langen Einsatzzeiten als problematisch einzuschätzen ist [1].

In den vergangenen Jahren sind Verfahren entwickelt worden, die am Symptom der zu großen

Messunsicherheit bei der Durchflussmessung in Kraftwerken angreifen aber nicht an deren Ursache. Messtechnisch sind Durchflussmessgeräte in Rohrgeometrien untersucht worden, die den hydraulischen Aufbauten in Kraftwerken weitgehend entsprechen mit der Intention, vergleichbare Strömungsprofileinflüsse vorzufinden. Dies ist sicherlich im Grundsatz zutreffend, jedoch wurden diese Messungen nicht bei den Betriebsbedingungen (z. B. Wasser bei einem Druck von 200 bar und Temperaturen bis 280 °C) durchgeführt. Mittels Extrapolationsverfahren, die thermisch- und druckbedingte Geometrieänderungen einbeziehen und über das Reynold'sche Ähnlichkeitsgesetz veränderte Viskositäten und Dichten berücksichtigen, lassen sich zwar Korrekturen für die Übertragung auf unterschiedliche Betriebsbedingungen und Medien durchführen, eine Erhöhung der Messunsicherheit muss jedoch auch in Kauf genommen werden.

Ein weiterer messtechnischer Ansatz war z. B. die Montage von zusätzlichen Ultraschall-Clamp-On-Sensoren mit dem Ziel zusätzliche Monitorsignale zu generieren, um Aussagen über das Driftverhalten der eingesetzten Prozessmessgeräte zu erhalten. Aufgrund des zu großen Unsicherheitsbeitrages durch die Messstellenparameter auf die Gesamtmessunsicherheit ist dieser Ansatz aus heutiger Sicht nicht unbedingt weiter zu verfolgen.

Zusammenfassend kann man über die messtechnischen Ansätze bei der Volumen- bzw. Massenstrombestimmung in Kraftwerken sagen, dass diese nicht entscheidend zur Verringerung der Messunsicherheit und zur Erhöhung der Messbeständigkeit beigetragen haben.

Aufgrund der geringen Fortschritte bei messtechnischen Verfahren in der Kraftwerksmesstechnik haben sich in jüngerer Vergangenheit mathematische Verfahren durchgesetzt, die aufgrund u. a. von Massebilanzen alle Messungen im Kraftwerk miteinander korrelieren. Diese Verfahren wurden in Anlehnung an die VDI Richtlinie 2048 „Messunsicherheiten bei Abnahmemessungen an energie- und kraftwerkstechnischen Anlagen“ [2] geschaffen.

Während in der VDI Richtlinie deutlich darauf hingewiesen wird, dass diese Methode

¹ Thomas Lederer, Leiter des Fachbereichs „Wärme“,
E-Mail: thomas.lederer@ptb.de

² Dr. Jürgen Rose, Leiter der Arbeitsgruppe „Messung thermischer Energie“,
E-Mail: juergen.rose@ptb.de

lediglich dazu verwendet werden kann, grobe Fehler (z. B. Lecks oder Driften) zu detektieren, wurde von den Protagonisten das Verfahren zu einer Methode stilisiert, mit ihr Kraftwerksprozesse zu optimieren und Messunsicherheiten zu reduzieren. Dabei liegt die einleuchtende, aber falsche Vorstellung zugrunde, dass durch die Korrelation von Messdaten deren Unsicherheit sinken müsse, frei nach dem Motto, „die Messgröße werde ja nun mehrfach gemessen, daher sinke die Messunsicherheit“. In Wirklichkeit ist die Korrelation von Messdaten in der Messunsicherheitsbestimmung vorzeichenbehaftet, es können sich je nach betrachtetem Messsystem die Unsicherheiten vergrößern oder vermindern. Darüber hinaus liegt der Methode die Annahme zugrunde, dass die grundlegenden Messgleichungen linearisierbar sind. Bei der in Kraftwerken eingesetzten Messtechnik kann dieser Ansatz grundsätzlich falsch sein (z. B. bei Blenden) und unter Umständen zu unrealistischen Lösungen führen.

Zusammenfassend lässt sich über die mathematischen Methoden zur Effizienzoptimierung („Uprating“) von Kraftwerken sagen, dass diese sich an den Grenzen der Validität bewegen. Hierfür spricht auch die Rücknahme von Uprating-Genehmigungen in den Vereinigten Staaten, die sich auf diese Methode stützten. Die verbreitete Anwendung dieser Methode hat wahrscheinlich ihre Wurzeln darin, dass die Community der Kraftwerksbetreiber mit dem modernen Konzept und den mathematischen Methoden der Messunsicherheitsbestimmung tendenziell nicht vertraut ist.

3 Lösungsansätze zur Effizienzoptimierung

Aus metrologischer Sicht sind direkte, rückgeführte Messungen des Durchflusses an jenen neuralgischen Punkten des Kraftwerks notwendig, die für die Gesamtenergiebilanz und auch für das Steuerungskonzept von Bedeutung sind. In Frage kommen hier beispielsweise die Ermittlung des Volumenstroms in der Speisewasserleitung, den verschiedenen Rückkühlleitungen, dem Auskopplungspunkt für Kraft-Wärme-Kopplung etc. Im Grundsatz können hierfür drei verschiedene Wege begangen werden.

Aktuell machen Mehrpfad-Ultraschall-Messsysteme von sich reden. Hier liegen vielversprechende und langjährige Erfahrungen mit derartigen Messgeräten im Bereich der Gas- und Mineralöl-Messtechnik vor. Metrologisch abgesichert wird diesen Messgerätearten eine erweiterte Unsicherheit von weniger als 0,2 % zugesprochen. Die Messgeräte scheinen über einen weiten Temperatur- und Viskositätsbereich der Messmedien linear zu arbeiten, siehe Bild 1. Für den Einsatz in Kraftwerken liegt jedoch (in

Bezug auf die dort vorherrschenden Reynoldszahlen) noch eine Lücke von etwa einer Größenordnung zwischen den validierten Messwerten und dem Betriebspunkt im Kraftwerk. Für eine typische Kraftwerksanwendung liegt die Reynoldszahl in der Größenordnung von ca. $5 \cdot 10^7$, also etwa eine Dekade oberhalb gegenwärtig verfügbarer Messbereiche.

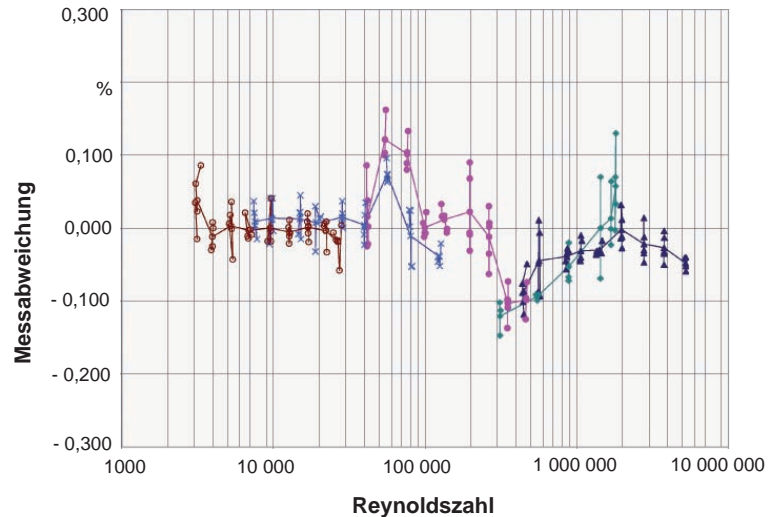


Bild 1:
Messabweichung eines typischen 5-Pfad Ultraschallsensors (hier: Altosonic V, Fa. Krohne Messtechnik) für Fluide unterschiedlicher Viskosität (braun: 87,3 cSt, hellblau 28,8 cSt, rot: 5,6 cSt, dunkelblau : 0,5 cSt, grün: 1,1 cSt,) in Abhängigkeit von der Reynoldszahl

Die PTB ergänzt im Hinblick auf die Wichtigkeit der Kraftwerksmessungen mit Investitionen in Millionenhöhe ihre Messmöglichkeiten. Letztendlich werden Normal-Messanlagen zur Verfügung stehen, die rückgeführte Messungen über einen Temperaturbereich von 3 °C bis 230 °C, einen Volumenstrombereich von 6 l/h bis 1000 m³/h und bei Drücken bis zu 40 bar erlauben. Mit diesen Messanlagen wird es erstmalig möglich sein, metrologisch abgesicherte Aussagen zur Unsicherheit von Kraftwerksmessungen zu machen. Zur Klärung der hierfür grundlegenden wissenschaftlichen Aspekte führt die PTB Forschungsarbeiten gemeinsam mit Fa. Krohne Messtechnik durch.

Eine ideale Methode wäre eine Kalibrierung von Kraftwerks-Messtechnik unter Betriebsbedingungen, d. h. bei Volumenströmen bis 10 000 m³/h, Drücke bis 200 bar und Temperaturen bis 280 °C. Es spricht einiges dafür, dass der Aufbau einer solchen Prüfanlage in einem Kraftwerk für diese Zwecke wirtschaftlich lukrativ wäre. In der PTB gibt es bereits Beispiele für vergleichbare Kooperationen mit Firmen (z. B. mit E.ON Ruhrgas), in deren Rahmen auf einem privatwirtschaftlich betriebenen Prüfstand ein nationales Normal realisiert worden ist.

Eine weitere Möglichkeit, die für direkte, rückgeführte Messungen des Durchflusses in

Kraftwerken zum Einsatz kommen könnte, besteht in der Anwendung laseroptischer Methoden, speziell die der Laser Doppler Velozimetrie (LDV). Hier wird der Volumenstrom durch die direkte Integration der laseroptisch gemessenen Geschwindigkeitsverteilung am Ort der Messung ermittelt. Der Vorteil des Verfahrens ist, dass Messungen des Volumenstroms selbst in stark gestörten, drallbehafteten und bei zeitlich schnell veränderlichen Volumenströmen und schwankenden Fluidtemperaturen ohne nennenswerte Einbußen der Messunsicherheit von ca. 0,2 % durchführbar sind.

Die PTB hat gemeinsam mit den zwei innovativen Laserfirmen Intelligent Laser Applications GmbH, Jülich (D) und Optolution GmbH, Reinach, (CH) ein entsprechendes Messverfahren entwickelt und patentiert [3], sowie ein Messsystem aufgebaut und validiert. Das Messsystem wird derzeit in einem Kraftwerk der Fernwärme Wien im Feldeinsatz erprobt, siehe Bild 2.

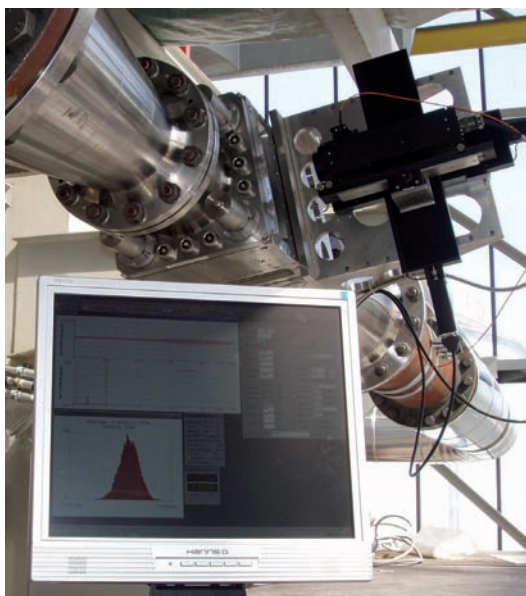


Bild 2:
Einsatz eines Laser-
Doppler-Velozimeters
im Kraftwerk Kagran der
Fernwärme Wien

Das patentierte Messverfahren vereint die berührungslose LDV-Geschwindigkeitsmessung mit einer genauen Positionierung des Messortes auf ein vorbestimmtes Raster in der Rohrleitung. Der optische Zugang zur Strömung erfolgt hierbei über eine brechzahlpassende und strömungstechnisch optimiert aufgebaute Fensterkammer. Gegenwärtig ist das System limitiert für Anwendungen in Wasser bis 120 °C und 25 bar. Technisch sind Auslegungen auf höhere Drücke und Temperaturen machbar. Die PTB steht hierzu in engem Kontakt mit dem TÜV. Aktuelle Entwicklungen gehen dabei in Richtung von Verfahren, bei denen im laufenden Betrieb in Kraftwerken optische Komponenten integriert werden. Diese „Hot Tapping“-Verfahren sind in der Kraftwerkstechnik und Chemieindustrie bereits erprobt und anerkannt.

4 Zusammenfassung

Die Wirkungsgrade von Kraftwerken ließen sich mit metrologisch verbesserter Messtechnik, insbesondere bei der Volumenstrombestimmung, um ca. 2 % verbessern. Die PTB arbeitet gegenwärtig an zwei Methoden, um hier Ressourcen mobilisieren zu können. Zum einen wird ein metrologisch abgesichertes Verfahren entwickelt, um die Kalibrierung der gängigen Prozessmessgeräte bei niedrigeren Drücken und Temperaturen auf die Einsatzbedingungen im Kraftwerk zu extrapolieren. Zum anderen arbeitet die PTB an der Adaption von laseroptischen Verfahren an die Messbedingungen in Kraftwerken. Ein besonderer Vorteil der laseroptischen Methode ist dabei die direkte Bestimmung des Volumenstromes auch bei ungünstigsten Strömungsbedingungen. Die dritte und vielversprechendste Methode zur Reduktion der Messunsicherheit von Volumenströmen in Kraftwerken, die Kalibrierung der Prozessmessgeräte unter Einsatzbedingungen, würde eine entsprechende Normalmessanlage erforderlich machen. Hier sind die Möglichkeiten der PTB in finanzieller Hinsicht überfordert. Gemeinsam mit Partnern aus der Industrie könnte eine derartige Messanlage jedoch aufgebaut und profitabel betrieben werden können.

Literatur

- [1] *Jean-Melaine Favenne*: Energie de France, Vortrag IAEA Workshop „Increasing Power Output and Performance of Nuclear Power Plants by Improved Instrumentation and Control Systems“, 29. – 31. Mai 2007, Prag, Tschechische Republik
- [2] VDI 2048, Messunsicherheiten bei Abnahmemessungen an energie- und kraftwerkstechnischen Anlagen, ICS 17.020; 27.010, August 2003
- [3] *Müller, Dues, Utz, Lederer, Bükler*: Optimisation of Laser Doppler Velocimetry for Monitoring of Measurement Uncertainty of Flow Sensors under operating conditions Fachtagung „Lasermethoden in der Strömungsmesstechnik“, 9. – 11. September 2008, Karlsruhe

Erneuerbare Energieträger – Metrologische Herausforderungen bei Erzeugung und Handel

Stefan M. Sarge¹, Henning Wolf², Roland Schmidt³, Harald Müller⁴

1 Einleitung

Neben der seit langem intensiv genutzten Wasserkraft werden in jüngster Zeit wieder vermehrt Energieträger aus der vorindustriellen Zeit genutzt. Es sind dies vor allem die zur Stromerzeugung genutzte Windenergie und die als erneuerbare Kraft- und Brennstoffe bezeichneten Träger chemischer Energie aus nicht-fossilen, regenerativen Quellen. Dabei handelt es sich um feste Biomasse, Pflanzenöle, veresterte Pflanzenöle (Biodiesel), Bioethanol und Biogas. Erneuerbare Energieträger gewinnen zunehmend an Verbreitung, da man sich von ihnen eine Reihe von ökologischen und ökonomischen Vorteilen erhofft. So sollen durch ihren Einsatz

- die Emission von Treibhausgasen, speziell Kohlendioxid, verringert,
- die Abhängigkeit von Energieimporten vermindert,
- der Landwirtschaft eine neue Einkommensquelle erschlossen,
- die mittelständige Wirtschaft gefördert,
- zukunftsfähige Arbeitsplätze in innovativen Unternehmen geschaffen,
- Exportchancen für die deutsche Industrie eröffnet
- sowie eine Beispielfunktion für ökologisches Handeln gegeben werden.

Aus metrologischer Sicht ist bei der Nutzung von Windenergie besonders die Messung der Strömungsgeschwindigkeit relevant, bei der Nutzung erneuerbarer Kraft- und Brennstoffe sind es Messungen von Materialparametern wie Dichte, Viskosität und Energiegehalt.

Anmerkung: Energie kann weder erzeugt noch vernichtet, sondern nur von einer Energieform in eine andere umgewandelt werden (1. Hauptsatz der Thermodynamik). Deshalb wird hier – im Gegensatz zu den einschlägigen Gesetzen, Schriften, Kommentaren etc. – von „erneuerbaren Energieträgern“ statt von „erneuerbaren Energien“ gesprochen.

2 Windenergie

Mit einer Strommenge von über 30 Mrd. kWh jährlich ist Deutschland weltweit führend in der Stromerzeugung aus Windenergie. Seit 1991 wurden Anlagen mit einer Leistung von über 20.000 MW installiert und damit nicht nur erhebliche technologische Fortschritte erzielt, sondern auch die Stromgestehungskosten (in €/kWh) um ca. 60 % gesenkt. Mit 30,5 Mrd. kWh lieferte die Windkraft 2006 bereits 5 % der deutschen Stromversorgung und stellt damit den größten Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern [21].

Nach den zu erwartenden Entwicklungen erreichen im Strommarkt erneuerbare Energieträger bis zum Jahr 2010 einen Anteil von 15,5 % und bis 2020 einen Anteil von 27 % an einem von derzeit 612 TWh auf dann 570 TWh leicht zurückgehenden Bruttostromverbrauch [21]. Die regenerative Stromerzeugung steigt demnach von 74 TWh (1 TWh = 1 Mrd. kWh) im Jahr 2006 auf über 150 TWh im Jahr 2020, wobei die Windenergie über die Hälfte des Gesamtbeitrags ausmacht.

¹ Dr. Stefan M. Sarge, Leiter der Arbeitsgruppe „Kalorische Größen“
E-Mail: stefan.sarge@ptb.de

² Dr. Henning Wolf, Leiter der Arbeitsgruppe „Flüssigkeitseigenschaften“,
E-Mail: henning.wolf@ptb.de

³ Dr. Roland Schmidt, Arbeitsgruppe „Gasmessgeräte“
E-Mail: roland.schmidt@ptb.de

⁴ Dr. Harald Müller, Leiter der Arbeitsgruppe „Strömungsmesstechnik“,
E-Mail: harald.mueller@ptb.de

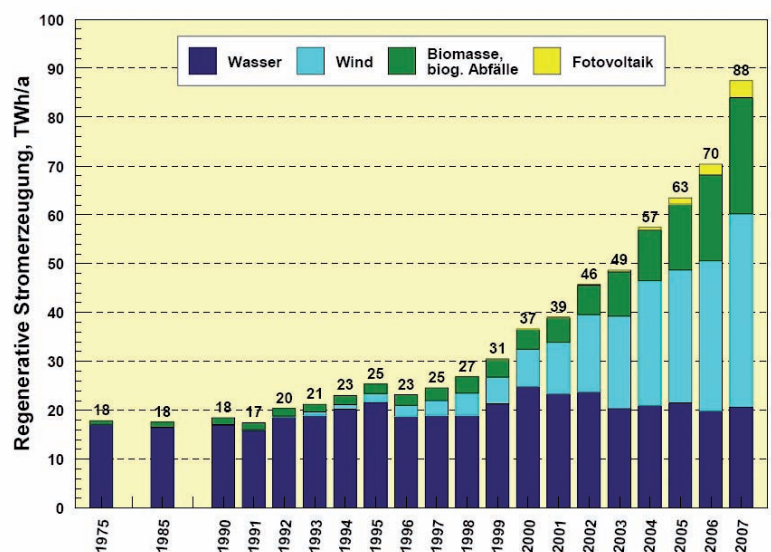


Bild 1: Entwicklung der Stromerzeugung aus „Erneuerbaren Energien“ [22]

Für den Beitrag der an Land aus Windenergie gewonnenen elektrische Energien wird innerhalb der nächsten 10 Jahre eine Zunahme um etwa 50 % erwartet. Dies wird erreicht durch die weitgehende Erschließung der noch verbleibenden Standorte und vor allem durch den vermehrten Ersatz alter Windenergieanlagen durch neue, modernere und effizientere Anlagen (Repowering). Langfristig wird als von erheblich größerer Bedeutung die Entwicklung der Windenergienutzung auf See (Offshore) gesehen.

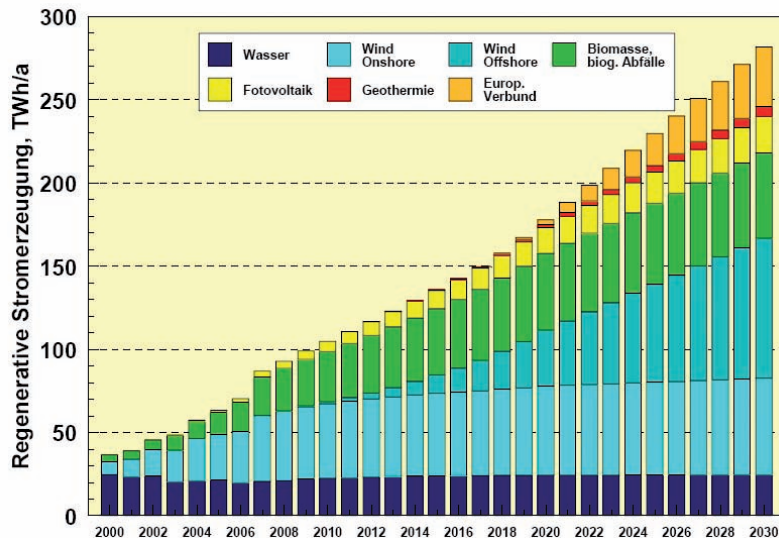


Bild 2: Entwicklung der Stromerzeugung aus „Erneuerbaren Energien“ [22]

Von zentraler Bedeutung für Windpotenzialanalysen und Effizienzbetrachtungen von Windenergieanlagen ist die genaue Messung der Windgeschwindigkeit. Die generierte elektrische Energie hängt mit der dritten Potenz von der Windgeschwindigkeit ab. Geht man von einer mittleren Jahres-Windgeschwindigkeit zwischen 7 m/s und 10 m/s aus, so führen die derzeit im Windenergiesektor anzusetzenden Messunsicherheiten für Anemometerkalibrierungen von $\geq 0,1$ m/s bei der Erstellung von Prognosen zur Windenergiegewinnung zu Unsicherheiten von bis zu 8 %.

Daher besteht mit der prognostizierten Bedeutung der Windenergienutzung und der Erschließung von Entwicklungs- und Kostensenkungspotenzialen ein erhöhtes Interesse an einer verbesserten Rückführung der Windgeschwindigkeitsmessung mit reduzierter Messunsicherheit. Die im Jahr 2008 allein im Bereich der Windenergie auf über 6000 angestiegene Zahl von beim DKD durchgeführten Anemometerkalibrierungen belegt den zunehmenden Bedarf an rückgeführten Windgeschwindigkeitsmessungen, wobei der Reduzierung der Messunsicherheit im Hinblick auf die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit neuer Anlagen eine zunehmende Bedeutung zukommt.

Hier ist es die Aufgabe der PTB, durch den Einsatz geeigneter, insbesondere auch optischer, rückwirkungsfreier Messverfahren die Rückführung der Windgeschwindigkeitsmessung in dem für die Leistungskennlinien von Windenergieanlagen interessanten Bereich von 5 m/s bis 10 m/s künftig mit Messunsicherheiten von deutlich unter 1 % sicherstellen zu können. In diesem Zusammenhang hat die PTB ihre Messmöglichkeiten durch einen neuen Windkanal „Göttinger Bauart“ mit einem Düsendurchmesser von 320 mm für Luftgeschwindigkeiten von unter 0,5 m/s bis über 60 m/s erweitert.

3 Biokraftstoffe

Erneuerbare Kraft- und Brennstoffe werden als Reinstoffe oder in Gemischen mit fossilen Brennstoffen eingesetzt. Die Eigenschaften der Biokraftstoffe können durch chemische oder physikalische Verfahren denen der fossilen Kraftstoffe angeglichen werden, so dass diese aufbereiteten Stoffe ohne Veränderung der Motoren und Anlagen verwendet werden können. Durch Modifikation der Motoren und Anlagen ließen sich Biokraftstoffe auch direkt einsetzen. Beim Einsatz von Gemischen mit fossilen Kraftstoffen wählt man die Konzentration oft so, dass das Gemisch in nicht modifizierten Motoren und Anlagen verwendet werden kann. In beiden Fällen muß jedoch sichergestellt werden, dass die zur Messung der Stoffeigenschaften und Mengen eingesetzten Messgeräte im Rahmen der Anforderungen, insbesondere des Eichgesetzes, richtige Ergebnisse liefern.

3.1 Politisches Umfeld

Der Gesetzgeber unterstützt die Einführung von Biokraftstoffen, indem er einen Mindestanteil in fossilen Kraftstoffen fordert. Entsprechend dem Biokraftstoffquotengesetz vom 18. Dezember 2006 [1] wird ein Anteil von insgesamt 8 % Biokraftstoff, davon mindestens 3,6 % in Otto- und mindestens 4,4 % in Dieselmotoren, jeweils bezogen auf den Energiegehalt, bis zum Jahr 2015 gefordert. Dem Mineralölproduzenten bzw. -händler bleibt es allerdings überlassen, ob er diese Quote durch Beimischung oder durch Verkauf jeweils reinen fossilen und reinen alternativen Kraftstoffes erfüllt.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 [2] soll u. a. dazu beitragen, den Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 % zu erhöhen. Dazu wird u. a. die Produktion von Biogas und dessen Verstromung insbesondere in Blockheizkraftwerken gefördert.

Die Bundesregierung hat sich verpflichtet, bis zum Jahr 2020 die Emission klimarelevanter Gase um 40 % (270 Mt) zu reduzieren. Als besonders ausbaufähig werden der Einsatz von Biogas, siehe

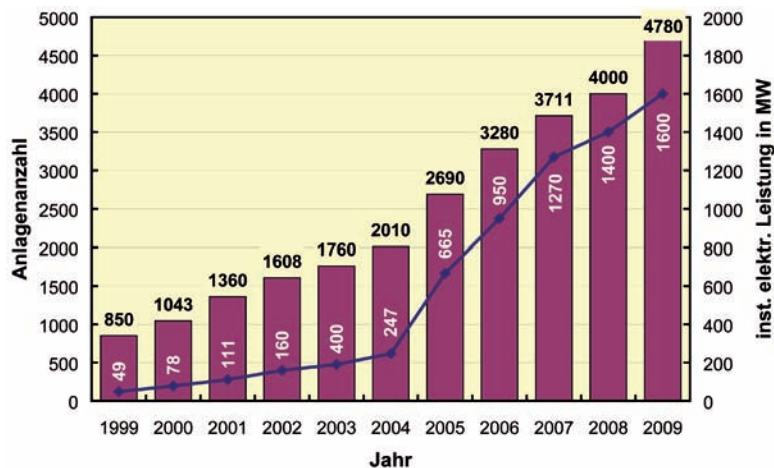


Bild 3:
Tatsächliches (1999 – 2007) und prognostiziertes (2008, 2009) Wachstum der Anzahl der Biogasanlagen und der durch Verstromung von Biogas erzeugbaren elektrischen Leistung.
Quelle: BMU

Bild 3, sowie der Einsatz von biogenen flüssigen Kraftstoffen im Verkehrssektor betrachtet.

3.2 Gesetzliches Messwesen

Das Eichgesetz [3] regelt den Handel mit messbaren Gütern, indem es den Einsatz zugelassener und geeichter Messgeräte überall dort fordert, wo dies zur Gewährleistung der Messsicherheit erforderlich ist. Zweck des Gesetzes ist,

- den Verbraucher beim Erwerb messbarer Güter zu schützen,
- die Voraussetzungen für richtiges Messen im geschäftlichen Verkehr zu schaffen,
- die Messsicherheit in Bereichen des öffentlichen Interesses zu gewährleisten,
- das Vertrauen in amtliche Messungen zu stärken.

Grundsätzlich fordert das Eichgesetz den Einsatz geeigneter Messgeräte. So wird z. B. an Tankstellen mit geeichten Tanksäulen das Volumen des abgegebenen Benzins gemessen und Heizöl in Tankwagen mit geeichten Volumensmessgeräten geliefert. Der Brennwert von Gasen wird an repräsentativen Stellen des Gasnetzes mit geeichten Brennwertmessgeräten gemessen, und die thermische Energie der gelieferten Gasmenge wird nach den anerkannten Regeln der Technik bestimmt.

3.2.1 Konventionelle gasförmige Brennstoffe

Im Bereich der fossilen Kraft- und Brennstoffe findet das Eichgesetz seit jeher Anwendung. Betroffen ist sowohl die Messung der thermischen Energie als auch die Messung des Gasvolumens. Die thermische Energie von Gas ist die Energiemenge, die bei der Verbrennung einer gegebenen Gasportion in Form von Wärme frei wird. Die dem Endverbraucher gelieferte Energiemenge wird ermittelt, indem die durch Volumenmessung vor Ort bestimmte Gasmenge auf Normbedingungen (Normtemperatur $T_n = 273,15$ K, Normdruck $p_n = 1013,25$ mbar) umgewertet und mit dem Abrechnungsbrennwert multipliziert

wird, der sich durch Messung des Brennwertes des Gases an repräsentativer Stelle im Gasnetz ergibt. Die Messung des Brennwertes an repräsentativer Stelle ist notwendig, weil Erdgas als Naturprodukt in seiner Zusammensetzung und damit auch in seinem Energiegehalt – quantitativ ausgedrückt durch den Brennwert – schwankt.

Die Umwertung des gemessenen Volumens unter Betriebsbedingungen auf ein Volumen unter Normbedingungen erfolgt mittels Zustandsgleichungen, die das Druck-Temperatur-Volumen-Verhalten eines Erdgases in Abhängigkeit von der Zusammensetzung beschreiben. Die Umwertungsverfahren müssen von der PTB geprüft und für den Einsatzzweck zugelassen sein. Dem anerkannten Stand der Technik entsprechen zurzeit drei Verfahren: Direkte Dichtemengenwertung [4], Zustands-Mengenwertung mit der SGERG-88-Zustandsgleichung [5] und die Zustands-Mengenwertung mit der AGA-8-DC92-Zustandsgleichung [6]. Noch nicht als Regel der Technik nach der Eichordnung anerkannt ist die Zustands-Mengenwertung mit der GERG-2004-Zustandsgleichung [7].

3.2.2 Erneuerbare gasförmige Brennstoffe

Auch beim Handel mit erneuerbaren Kraft- und Brennstoffen sind geeichte Messgeräte vorgeschrieben. Biogas unterscheidet sich in seiner Zusammensetzung und in den physikalischen Eigenschaften von Erdgas. Werte für Biogas sind in Tabelle 1 dargestellt. Dabei wird zwischen Rohbiogas, das direkt nach der Fermentation anfällt, und aufbereitetem Biogas, das eine Entschwefelungs-, Trocknungs- und Kohlendioxidreduktionsbehandlung mittels Druckwasserwäsche, Druckwechseladsorption oder anderer Verfahren erfahren hat, unterschieden. Rohbiogas dient – nach einer Grobentschwefelung – zum direkten Antrieb eines Gasmotors oder eines Blockheizkraftwerks. Auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas dient zur Einspeisung in Erdgasverteilnetze als Zusatzgas oder als Austauschgas.

Nach [8] sind Zusatzgase Gasgemische, die sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Eigenschaften wesentlich von dem Grundgas unterscheiden. Sie können dem Grundgas in begrenzter Menge zugesetzt werden, sofern das Brennverhalten des Gemisches nur unwesentlich verändert wird. Austauschgase sind Gasgemische, die trotz vom Grundgas abweichender Zusammensetzung und Eigenschaften ein gleichartiges Brennverhalten wie das Grundgas aufweisen. Sie werden anstelle des Grundgases eingesetzt.

Tabelle 1:
Zusammensetzung (Volumenanteil in Prozent) und Eigenschaften von Rohbiogas und aufbereitetem Biogas zum Einsatz als Austauschgas [8, 11-12]

	Rohbiogas	aufbereitetes Biogas
CH ₄ / %	50 – 75	76 – 98
CO ₂ / %	25 – 45	< 6
H ₂ O / %	2 – 7 (20°C – 40°C)	< Taupunkt
H ₂ S / %	0,002 – 2	< 0,0005
N ₂ / %	< 2	< 4
O ₂ / %	< 2	< 3
H ₂ / %	< 1	< 5
H _{s,n} / kWh/m ³	5,55 – 8,50	8,40 – 10,84
W _{s,n} / kWh/m ³	5,53 – 9,76	9,48 – 14,31
ρ _n / kg/m ³	1,31 – 0,98	1,02 – 0,74

Da Biogasanlagen oft im ländlichen Raum betrieben werden, ist die Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz eine sinnvolle Möglichkeit, das Gas an den Ort zu transportieren, wo Strom und Wärme gebraucht werden. Um die Abrechnungsgerechtigkeit für den Endverbraucher zu gewährleisten, ist auch in diesem Fall das DVGW Arbeitsblatt G 685 [20] anzuwenden. Insbesondere ist für die Brennwertabweichungen die Einhaltung der sogenannten „2 %-Grenze“ zu fordern, d. h. die mittleren Brennwerte an den Einspeisestellen dürfen nicht mehr als 2 % von dem im Verteilnetz während der Abrechnungsperiode herrschenden mittleren Brennwert abweichen. Zugelassene und geeichte Brennwertrekonstruktionssysteme [9], die sich auf der Ebene der Fernverteilstellen bewährt haben, lassen sich z. Zt. noch nicht auf der lokalen Ebene einsetzen. Hier werden entsprechende Forschungsanstrengungen unternommen [10].

Die Bestimmung des Volumens von Biogas unter Betriebsbedingungen wird mit klassischen Gaszählern durchgeführt, die im allgemeinen auch für Biogas geeignet und zugelassen sind. Allerdings sind die für die Umwertung auf das Normvolumen im Erdgasbereich weitverbreiteten Verfahren über die Zustandsgleichungen SGERG-88 [5] oder AGA-8-DC92 [6] für Erdgase mit den typischen Komponenten und ihren üb-

lichen Konzentrationsverhältnissen abgeleitet worden, also *a priori* nicht für Biogas und seine Mischungen mit Erdgas geeignet.

Mengennummerer sind im Allgemeinen für den Einsatz von Erdgasen zugelassen. Diese Einschränkung ergibt sich teilweise explizit durch einen entsprechenden Passus in der Bauartzulassung, teilweise implizit durch das im Mengennummerer implementierte Umwertungsverfahren auf der Basis der Zustandsgleichung SGERG-88, welches nur für natürliche Erdgase einsetzbar ist, deren Zusammensetzungen der sogenannten „1/3-Regel“ gehorchen, d. h. die Anteile der Kohlenwasserstoffe nehmen mit zunehmender Kettenlänge in einer geometrischen Reihe ab [5, S. 17]. Auch die alternativ implementierte Zustandsgleichung AGA-8-DC92 ist für Biogase grundsätzlich nicht geeignet, da diese Zustandsgleichung nicht für sauerstoffhaltige Gase, sondern für Erdgase entwickelt wurde [6].

In dem Entwurf der neuen Eichordnung (Entwurf EO 7-7 (2006), Abschnitt 2.3 [19]) sind Eichfehlergrenzen für die Gaszusammensetzung und weitere Gasbeschaffenheitsgrößen vorgeschlagen worden. Damit führt der Einsatz der handelsüblichen Gaschromatographen bei sauerstoff- oder wasserstoffhaltigen Gasen zu einer Überschreitung der Eichfehlergrenze für die Komponenten Sauerstoff, Stickstoff und Wasserstoff, sofern bestimmte Konzentrationsniveaus überschritten werden. Gaschromatographen, die Sauerstoff und Stickstoff voneinander trennen, sind verfügbar; Gaschromatographen mit Wasserstoffanalyse sind in der Entwicklung.

Die Einschränkungen hinsichtlich Mengennummerierung und Brennwertbestimmung führten in der Vergangenheit *de facto* zu einer Verhinderung der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Um die politisch gewollte Einspeisung bis zur Entwicklung und Zulassung geeigneter Messgeräte und Zustandsgleichungen nicht zu blockieren, wurden deshalb von den Eichbehörden und der PTB Grenzwerte für die nicht-detektierten Komponenten festgelegt, unterhalb derer auch für Erdgas zugelassene Brennwertmessgeräte und Mengennummerer im eichtechnischen Sinne „richtig“ messen, d. h. hier ist die Abweichung kleiner als 10 % der Eichfehlergrenze. Diese Regelungen wurden im November 2007 von der Vollversammlung für das Eichwesen als *Technische Regel Gas Nr. 14* verabschiedet und von der PTB veröffentlicht. Eine Erläuterung dieser Regeln ist bereits erschienen [13, 14].

3.2.3 Konventionelle flüssige Kraft- und Brennstoffe

Die Mengenummessung von Flüssigkraft- und -brennstoffen erfolgt üblicherweise ebenfalls mit Volumenummessgeräten. Die Weitergabekette von der Raffinerie bis zum Endverbraucher enthält

vier bis sechs Übergabestellen, die die Flüssigkeiten bei verschiedenen Temperaturen weiterreichen, d. h. auch hier ist eine Mengenumwertung erforderlich. Bei der Weitergabe von Heizöl ist sie gesetzlich zwingend vorgeschrieben, bei der Weitergabe von Kraftstoffen erfolgt sie auf freiwilliger Basis. Die Umwertungsmethoden sind in der PTB-Anforderung 5 [15] beschrieben. Entsprechende Umwertungsfaktoren für die verschiedenen Kraft- und Brennstoffe werden in regelmäßigen Abständen in den PTB Mitteilungen veröffentlicht [16].

3.2.4 Erneuerbare flüssige Kraft- und Brennstoffe

Beim Handel mit flüssigen Kraft- und Brennstoffen sind die eingesetzten Volumenmessgeräte ebenfalls auf die Eigenschaften der alternativen Stoffe einzurichten, da diese sich in der Dichte und der Viskosität und den jeweiligen Temperaturabhängigkeiten von den fossilen Brennstoffen unterscheiden. Biokraftstoffe unterscheiden sich auch im Heizwert von den Mineralölkraftstoffen, auch untereinander bestehen je nach Rohstoffbasis Unterschiede.

Das Biokraftstoffquotengesetz und die ihm zugrundeliegende EU-Richtlinie [17] definieren die erforderliche Zumischung über den Energiegehalt der Kraftstoffe. Entgegen dem in der Gaswirtschaft üblichen Gebrauch des Brennwertes zur Quantifizierung des Energiegehalts wird bei flüssigen Kraft- und Brennstoffen der Heizwert zugrunde gelegt (der Brennwert unterscheidet sich vom Heizwert durch die bei der Kondensation des bei der Verbrennung gebildeten Wasserdampfs auftretende Kondensationsenthalpie, der Brennwert ist folglich immer größer als der Heizwert). Mangels rückgeführter, der Öffentlichkeit zugänglicher und somit nachvollziehbarer Messungen wurden die Heizwerte der Biokraftstoffe und Mineralölkraftstoffe vom Bundesfinanzministerium per Erlass festgelegt [18].

Die geringeren Heizwerte der Biokraftstoffe im Vergleich zu den fossilen Kraftstoffen wirken sich in einem Kraftstoffmehrverbrauch aus. Zudem ist die Größe dieses Mehrverbrauchs abhängig von der dem Biodiesel zugrundeliegenden Ölpflanze. Der Heizwert des Biodiesels unterliegt bisher nicht der Normung, und an den Tankstellen findet keine Kennzeichnung statt. Ein weiterer, wesentlicher Unterschied zwischen Biokraftstoffen und Mineralölkraftstoffen besteht in ihrer Wasseraufnahmefähigkeit. Während Mineralölkraftstoffe praktisch kein Wasser zu lösen vermögen, kann Biodiesel bereits nennenswerte Mengen Wasser aufnehmen, Bioethanol ist vollständig mischbar mit Wasser. Eine Messung des Wassergehaltes ist deshalb erforderlich.

Dichte und Viskosität von Biokraftstoffen sind ebenfalls abweichend von den Werten der

fossilen Kraftstoffe und variieren zudem je nach Biokraftstoff. Die Kenntnis der Dichte und ihrer Temperaturabhängigkeit ist essentiell für die Mengenumwertung, die bei Flüssigkraftstoffen auf die Basistemperatur von 15 °C erfolgt. Die Viskosität ist eine wichtige Korrektionsgröße für Durchflussmessgeräte, deren Anzeige viskositätsabhängig ist. Dichte und Viskosität der reinen Biokraftstoffe und ihrer Mischungen mit fossilen Kraftstoffen sind deshalb jeweils als Funktion der Temperatur zu bestimmen. Die im geschäftlichen Verkehr zwischen Hersteller, Großhändler, Zwischenhändler, Tankstellenbetreiber und Verbraucher eingesetzten Messgeräte müssen gegebenenfalls angepasst werden, um die Einhaltung der Eich- und Verkehrsfehlergrenzen sicherzustellen und auch die einseitige Ausnutzung der Fehlergrenzen zu unterbinden.

3.3 Messprogramm der PTB

Die PTB hat ein F&E-Programm zur Bestimmung des Energiegehalts sowie zur Messung der Dichte und Viskosität von erneuerbaren Kraft- und Brennstoffen gestartet:

- Entwicklung eines Gaschromatographen zur Bestimmung von Zusammensetzung, Brennwert, Dichte und anderer Größen von Rohbiogas und aufbereitetem Biogas,
- Untersuchungen zur Unsicherheit des mittels Zustandsrekonstruktionssystemen bestimmten Brennwertes von Gasen in der öffentlichen Gasversorgung,
- Bestimmung von Brennwert und Heizwert flüssiger Biokraftstoffe und Biobrennstoffe,
- Messung der Dichte und der Viskosität von flüssigen Biokraftstoffen und ihren Gemischen mit fossilen Kraftstoffen. Besonderes Augenmerk wird auf die derzeit aktuellen Mischungsverhältnisse, wie sie von Tankstellen angeboten werden, gelegt.

Die Untersuchungen an den flüssigen Kraftstoffen erstrecken sich auf Ethanol-Superbenzin-Mischungen und auf Mischungen von zurzeit Rapsölmethylester, Sojaölmethylester, Kokosölmethylester und Palmölmethylester mit Dieselmethylester. In allen Fällen werden Mischungen mit fossilem Kraftstoff sowohl in Sommer- als auch in Winterqualität untersucht.

Die große Zahl der Mischungen erfordert einen hohen Zeitaufwand. Um Daten möglichst schnell verfügbar zu machen, werden Messdaten kurzfristig im Internetangebot der PTB auf der Seite des Fachbereiches 1.5 „Flüssigkeiten“ (<http://www.ptb.de/de/org/1/15/index.htm>) in Form einer PDF-Datei zur Verfügung gestellt.

4 Zusammenfassung

Die Bedeutung regenerativer Energiequellen wie Wind- und Bioenergie nimmt stark zu. Es wird erwartet, dass durch ihren Einsatz der Treibhauseffekt und die damit verbundene Erwärmung der

Erde sowie die Abhängigkeit der Energieversorgung von Mineralölprodukten verringert werden kann. Insbesondere die Vielfalt der Bioenergieträger und die zur Zeit noch ungenügende Kenntnis der für den Einsatzzweck relevanten physikalischen und chemischen Eigenschaften erfordern die Bestimmung von Stoffdaten auf der Basis von Messwerten mit bekannter Unsicherheit, eine Anpassung der Messtechnik sowie die Überarbeitung der einschlägigen Technischen Regeln.

Literatur

- [1] Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften (Biokraftstoffquotengesetz – BioKraftQuG) vom 18. Dezember 2006 (BGBl. I S. 3180)
- [2] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien – (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074),
- [3] Gesetz über das Mess- und Eichwesen (Eichgesetz) vom 23. März 1992 (BGBl. I S. 711), zuletzt geändert durch das Gesetz zur Änderung des Gesetzes über Einheiten im Messwesen und des Eichgesetzes, zur Aufhebung des Zeitgesetzes, zur Änderung der Einheitenverordnung und der Sommerzeitverordnung vom 3. Juli 2008 (BGBl. I S. 1185)
- [4] *Detlef Vieth, Martin Uhrig*: Moderne Verfahren der Gasmengenmessung, GWF Gas – Erdgas **145** (2004) S. 200–208
- [5] DVGW Technische Regel Arbeitsblatt G 486 (08/92), Realgasfaktoren und Kompressibilitätszahlen von Erdgasen – Berechnung und Anwendung, 1. Beiblatt (08/95), Druckfehlerkorrektur, 2. Beiblatt (12/95), Ergänzende Anforderungen zur Berechnung und Anwendung von Realgasfaktoren und Kompressibilitätszahlen von Erdgasen, Hrsg.: DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn: Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH
- [6] International Standard ISO 12213-2 (2006), Natural gas – Calculation of compression factor – Part 2: Calculation using molar-composition analysis, Hrsg.: ISO International Organization for Standardization, Genf, Schweiz
- [7] *Oliver Kunz, Reinhard Klimeck, Wolfgang Wagner, Manfred Jaeschke*: GERG Technical Monograph 15 (2007). The GERG-2004 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures, Fortschritt-Berichte VDI Nr. 557, Bochum, 2007
- [8] DVGW Technische Regel Arbeitsblatt G 260 (01/00), Gasbeschaffenheit, Hrsg.: DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn: Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH
- [9] *Detlev Hoburg, Peter Ullbig*: Gesetzliches Messwesen und Brennwertrekonstruktionssysteme, GWF Gas – Erdgas **143** (2002) S. 30–38
- [10] *Hans-Peter Beck, Cathrin Schröder, Ernst-August Wehrmann*: Nachbildung nicht gemessener Abnahmen eines Gasverteilnetzes mit Hilfe eines Messgrößenbeobachters, GWF Gas – Erdgas **148** (2007) S. 270–280
- [11] Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., Gülzow. (Hrsg.), 3. Auflage 2006
- [12] DVGW Technische Regel Arbeitsblatt G 262 (11/04), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung, Hrsg.: DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn: Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH
- [13] *Dieter Stirnberg, Joachim Kastner, Roland Schmidt, Stefan M. Sarge*: Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz und messtechnische Anforderungen: Position der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt und Interpretation, Gaswärme International **56** (5) (2007) S. 2–5
- [14] *Detlev Hoburg, Stefan M. Sarge, Roland Schmidt*: Einspeisung von Biomethan in das öffentliche Gasnetz, Erneuerbare Energien, März 2008, S. 54–57
- [15] PTB-Anforderung 5: Messanlagen für strömende Flüssigkeiten außer Wasser
- [16] *Gudrun Wendt, Michael Rinker*: Einstellwerte für Temperatur-Mengenumberter von Flüssigkeitszählern, PTB-Mitteilungen **114** (2004) S. 117–119
- [17] Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor, Amtsblatt Nr. L 123 vom 17/05/2003 S. 0042–0046
- [18] Erlaß des Bundesministeriums der Finanzen betreffend Biokraftstoffquotengesetz, GZ III A 1 – V 8405/07/0002, DOK 2007/0322364, vom 17. Juli 2007
- [19] Anforderungen an Geräte zur Bestimmung der Gasbeschaffenheit, PTB-Mitteilungen **118** (2008) S. 19–20
- [20] DVGW Technische Regel Arbeitsblatt G 685 (04/93), Gasabrechnung, Hrsg.: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn: Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH
- [21] Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) gemäß § 20 EEG – BMU-Entwurf, Kurzfassung vom 5.7.2007
- [22] „Leitstudie 2008“ Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Oktober 2008

Mikrodurchfluss – Flussraten im Bereich Mikroliter pro Minute

Henning Wolf¹, Rainer Kramer², Bodo Mickan³

1 Einleitung

Die Erfassung sehr kleiner Durchflüsse gewinnt seit einigen Jahren zunehmend an Bedeutung. Während bisher Durchflüsse mit Flussraten im Bereich $\mu\text{l}/\text{min}$ nur in wenigen Anwendungen wie z. B. in chromatographischen Verfahren genutzt wurden, hat sich das Spektrum von möglichen Anwendungen durch Apparaturen, die in Mikrosystemtechnik hergestellt werden, verbreitert. Eine solche Entwicklung ist sowohl bei Gas- als auch bei Flüssigkeitsströmungen zu beobachten. Die PTB reagiert darauf mit der Entwicklung von Normalmessapparaturen und Transfornormalen, die speziell für den Bereich kleiner Durchflüsse entwickelt werden.

2 Flüssigkeiten

Weit verbreitet sind bereits Anwendungen im chemisch-analytischen Bereich, der Begriff „lab-on-a-chip“ ist ein inzwischen weithin bekanntes Schlagwort für diese Entwicklung [1, 2]. Die Miniaturisierung ermöglicht Analysen mit sehr geringen Probenmengen und verschiedene Sensoren auf einem Chip ermöglichen mehrere Analysen gleichzeitig. Die Messzeit ist häufig viel kürzer als bei Verwendung klassischer Apparaturen, die Messunsicherheit wird dabei oft nicht vergrößert.

Starke Verbreitung gewinnt die Mikrodosierung im medizinischen Bereich [3]. Medikamente müssen nicht in ein- oder mehrmaligen täglichen Gaben über den ganzen Körper verteilt werden, sondern können mit gleichmäßiger Dosierung rund um die Uhr, idealerweise nahe der Zielstelle, abgegeben werden. Auf diese Art können die Menge des Medikamentes verringert und unerwünschte Nebenwirkungen deutlich reduziert werden. Medikamentendepots lassen sich außerhalb des Körpers tragen und über Ports dem Körper zuführen, sie werden aber zunehmend auch direkt im Körper eingepflanzt. Implantierte Depots geben so über Jahre Flüssigkeit in festgelegter Dosierung ab. In der Erprobung befinden sich zudem Systeme zur Bolusgabe, die per Funksignal von außen gesteuert werden.

2.1 Erzeugung und Messung kleiner Durchflüsse

Bei den genannten Anwendungen liegen Flussraten typischerweise im Bereich zwischen $1 \mu\text{l}/\text{min}$ und $1000 \mu\text{l}/\text{min}$, die Anwendung noch kleinerer Flussraten im „Nanobereich“ ist bereits abzusehen.

Zur Erzeugung sehr kleiner Durchflüsse wurden zahlreiche Mikropumpen entwickelt, auf die an dieser Stelle nicht weiter eingegangen werden soll, eine Übersicht liefert [4]. Die Messung der Flussraten geschieht vorwiegend mit thermischen Sensoren. Hierbei wird ein von der Flüssigkeit durchströmter Rohrabschnitt beheizt. Bei ruhender Flüssigkeit ist die Temperaturverteilung um die geheizte Stelle symmetrisch. Aufgrund des Wärmetransports in Flussrichtung ergibt sich bei strömender Flüssigkeit eine Asymmetrie in der Temperaturverteilung, die als Maß für die Flussrate dient. Solche Systeme lassen sich in klassischer Feinmechanik aufbauen, aber auch in Mikrosystemtechnik sehr stark miniaturisieren [5]. Da die Stärke der Temperaturasymmetrie von der Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität der Flüssigkeiten abhängig ist, sind die Geräte für die jeweilige Flüssigkeit zu justieren und zu kalibrieren.

2.2 Normalmessapparatur für kleine Flussraten

Kleine Flussraten werden häufig mit gravimetrischen Verfahren gemessen. Bei einfachen Aufbauten dient die Zunahme des Wägewertes einer Laborwaage als Maß für die Flussraten. Volumetrische Apparaturen wurden ebenfalls realisiert [6]. Um eine rückgeführte Messung sehr kleiner Flussraten mit geringer Unsicherheit zu ermöglichen, müssen jedoch eine Reihe zusätzlicher Parameter gemessen und konstant gehalten werden. In der PTB wird zur Zeit eine entsprechende Normalmessapparatur für den Flussratenbereich zwischen $1 \mu\text{l}/\text{min}$ (und kleiner) und $1 \text{ ml}/\text{min}$ aufgebaut. Diese Apparatur wird wie die bereits in der PTB realisierten großen Durchflussmessanlagen (Hydrodynamisches Prüffeld, Wärmezähler-Prüfstand) gravimetrisch arbeiten, d. h. die Flüssigkeit wird auf eine Waage geleitet, dort wird ihre Masse gemessen und

¹ Dr. Henning Wolf, Leiter der Arbeitsgruppe „Flüssigkeitseigenschaften“, E-Mail: henning.wolf@ptb.de

² Dr. Rainer Kramer, Leiter der Arbeitsgruppe „Gasmessgeräte“ E-Mail: rainer.kramer@ptb.de

³ Dr. Bodo Mickan, Leiter der Arbeitsgruppe „Hochdruck-Gas“ E-Mail: bodo.mickan@ptb.de

das Flüssigkeitsvolumen wird mittels ihrer Dichte errechnet.

Im Gegensatz zu den großen Anlagen, die in einem Start-Stop-Betrieb gefahren werden und eine integrale Flussrate bestimmen, kann die Mikrofluss-Anlage kontinuierlich Flussraten messen („dynamischer Betrieb“). Die zeitliche Auflösung der Messung liegt dabei – bedingt durch die Integrationszeit der verwendeten Waage – bei etwa 1 Sekunde. Ein konstanter Durchfluss wird wie bei den großen Anlagen auch mittels eines erhöht montierten Vorratsgefäßes in Verbindung mit einer einstellbaren Drossel erzeugt. Um Tropfenbildung zu vermeiden und um Verdunstungsverluste zu minimieren, wird der Flüssigkeitsstrom vom Vorratsgefäß bis in das Wägegefäß leitungsgebunden geführt. Die projektierte Messunsicherheit für die Massenstrombestimmung wird deutlich unter 1 % liegen. Neben den auch bei den großen Anlagen auftretenden Unsicherheitsbeiträgen ist hier die Unsicherheit bei der Bestimmung der Verdunstungsrate entscheidend. Die Verdunstungsrate wird zur Korrektur der gemessenen Flussrate benötigt. Neben der Waagenempfindlichkeit ist die Verdunstung derjenige Effekt, der die untere Messgrenze der Apparatur bestimmt. Da die Verdunstungsrate nicht gleichzeitig mit der Flussrate gemessen werden kann, sondern vor und nach der eigentlichen Messung erfasst werden muss, ist ihre zeitliche Konstanz von entscheidender Bedeutung. Diese Konstanz wird aber von vielen Parametern wie Temperatur, Luftdruck, Konvektion, freier Oberfläche der Flüssigkeit, Höhe des Gefäßes und Sättigungsgrad des umgebenden Gases beeinflusst [7]. Letztlich müssen alle diese Parameter konstant gehalten werden.

Ein experimentell gewonnenes Ergebnis zur Verdunstung zeigen Bild 1 und Bild 2. In Bild 1 ist die durch Verdunstung verursachte Masseabnahme eines mit Wasser gefüllten Wägegefäßes gezeigt. Bild 2 zeigt die Abweichung der in Bild 1 gezeigten Messwerte zu einer gefitteten Gerade. Das Langzeitverhalten des Kurvenverlaufs ist auf die zeitlich nicht konstante Verdunstung

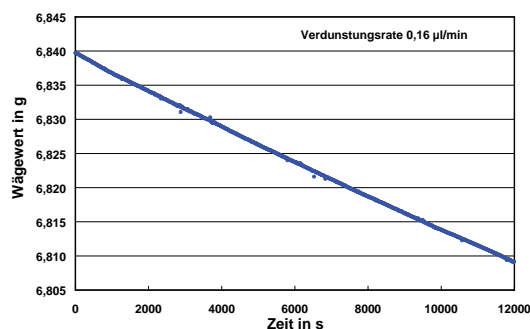


Bild 1: Durch Verdunstung von Wasser bewirkter Masseverlust in einem Wägegefäß

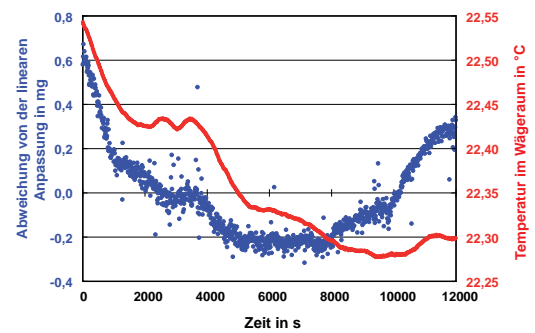


Bild 2: Abweichung der Verdunstungsrate von einem linearen Verhalten.

Blaue Kurve: Abweichung des durch Verdunstung bewirkten Masseverlustes von einer linearen Anpassung an die Daten (linke Ordinate). Rote Kurve: Temperatur im Wägeraum (rechte Ordinate).

zurückzuführen, wohingegen die Streuung der Messwerte und einzelne Ausreißer der Waage zugeordnet werden können. Eine Größe, die die Änderung der Verdunstung wesentlich beeinflusst, ist die Temperatur im Wägeraum, deren Verlauf ebenfalls in Bild 2 dargestellt ist (rote Kurve). Weitere mögliche Einflussgrößen auf die Verdunstung sind die Änderungen des Luftdruckes, des Sättigungsgrades der Luft mit Wasserdampf und die durch Temperaturänderung bedingte Konvektion der Luft.

2.3 Ausblick

Aufgrund der bisher vorliegenden Ergebnisse wird erwartet, dass in der Normalmessapparatur durch konstruktive Maßnahmen Verdunstungsraten mit Werten kleiner als $0,05 \mu\text{l}/\text{min}$ erreicht werden können. Dieser Wert ist auch als Richtwert für die kleinste Flussrate zu sehen, die mit der Apparatur sinnvoll gemessen werden kann, so dass sich der oben angesprochene Flussratenbereich nach unten bis hin zu dieser kleineren Flussrate erweitern ließe. Mit der Fertigstellung der Apparatur ist 2009 zu rechnen.

3 Gase

Bei der Bestimmung kleiner Gasdurchflüsse muss zwischen Anwendungen unterschieden werden, bei denen die Durchflussmessung zur Bewertung von Geräte- bzw. Systemeigenschaften benutzt wird und solchen, bei denen Gasdurchflüsse unterschiedlicher Gase als Prozesseingangs- bzw. -ausgangsgröße zu messen sind. Als Beispiel für die erste Gruppe seien Dichtigkeitsprüfungen von Apparaturen und Systemen genannt, die u. a. in der Vakuumtechnik von großer Bedeutung sind. Für die Qualitätssicherung von Produkten werden zunehmend Untersuchungen an hermetischen Kapselungen oder auch bei Verpackungen durchgeführt. Um extrem kleine Leckraten detektieren zu können, wird bei der Leckmessung überwiegend mit

Helium oder Wasserstoff gearbeitet. Zur Kalibrierung der Leckmessgeräte werden Prüflöcher eingesetzt, die über lange Zeiträume annähernd konstante Flüsse abgeben.

Die zweite Anwendungsgruppe, bei der es um die Messung von Gasströmen bei Prozessen in der Chemie und Biologie geht, soll im weiteren im Vordergrund stehen. Ein Beispiel hierfür ist die Erzeugung von Gasgemischen für Verbrennungsuntersuchungen. Dabei müssen relativ große Gasströme mit kleinen Gasströmen gemischt werden. Von zunehmender Bedeutung ist die Erzeugung von Prüfgasen für die Kalibrierung von Analysemessgeräten. Die Prüfgase werden derzeit häufig gravimetrisch, d.h. durch Einwiegen der Bestandteile in eine Gasflasche hergestellt. Um den gesamten Messbereich der Analysegeräte abzudecken, wird eine Vielzahl von Kalibriergasgemischen eingesetzt. Eine andere Möglichkeit besteht darin, jeden Bestandteil des Kalibriergases entsprechend seinem Anteil als Gasstrom eines reinen Gases zu erzeugen, zu messen und anschließend das Gemisch zu homogenisieren. Die Miniaturisierung der Analysegeräte führt zu einem Bedarf an kleinen Kalibriergasmengen, dementsprechend besteht die Notwendigkeit möglichst auch kleine Gasströme der z. T. sehr kostspieligen Reinstgase hierfür einsetzen zu können.

3.1 Erzeugung und Messung von Gasdurchflüssen

Zur Messung kleiner Gasdurchflüsse werden überwiegend thermische Massestrommesser oder -Regler (mass flow controller, MFC) sowie Laminardurchflussmesser (laminar flow elements, LFE) verwendet. Kommerziell erhältlich sind Geräte für minimale Durchflüsse bis zu $Q_{\min} = 0,1 \text{ ml/min}$. Das Prinzip der thermischen Massestrommesser ist grundsätzlich vergleichbar mit dem der in Abschnitt 2.2 für Flüssigkeiten erläuterten Geräte. Die Abhängigkeit von der Gasart ist hier ebenfalls gegeben.

Bei LFE wird der Druckabfall bestimmt, der sich beim Durchströmen eines oder mehrerer parallel durchflossener Kanäle mit geeigneter Dimensionierung einstellt. Die Kanäle können als Kapillare, Schlitze oder als Ringspalte ausgeführt sein, dadurch besteht die Möglichkeit laminare Strömungen in den Kanälen mit kleinen Reynoldszahlen ($Re < 2000$) zu untersuchen. Der Durchfluss ist gasartabhängig und in erster Näherung proportional zum Differenzdruck und zur Viskosität des Gases.

Derzeit erfolgt die Rückführung der Kalibrierung dieser Messgeräte überwiegend mit Luft. Für den Einsatz der Geräte mit anderen Gasen werden Umrechnungsfaktoren benötigt, die experimentell oder theoretisch an Hand der Gaseigenschaften ermittelt werden. Als

relative Unsicherheitswerte werden hier einige Prozent erwartet. Auf Grund der Erfahrungen der PTB mit kritisch betriebenen Düsen, die eine sehr gute Langzeitstabilität zeigen, wurde die Nutzung von Mikrodüsen vorangetrieben. Untersuchungen zur Übertragbarkeit von Luftkalibrierungen auf andere Gase, insbesondere auf Erdgas, zeigen, dass bei Kenntnis der thermodynamischen Gaseigenschaften Unsicherheiten $U < 0,5 \%$ erreicht werden können [7]. Gegenüber der in ISO 9300 [11] standardisierten Form haben die Mikrodüsen aus fertigungstechnischen Gründen eine vereinfachte Geometrie. Bild 3 zeigt eine REM-Aufnahme einer Mikrodüse, die mit Luft, Methan und Wasserstoff kalibriert wurde und für einen Reynoldszahlbereich zwischen $Re = 5$ und $Re = 900$ eingesetzt werden kann.

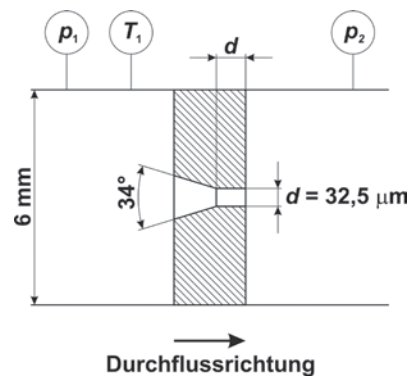
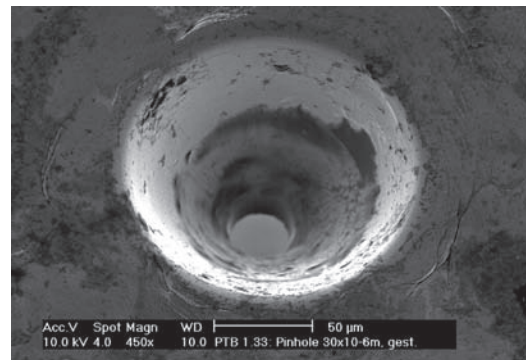


Bild 3:
REM- Aufnahme und Skizze einer PTB-Mikrodüse mit einem Halsdurchmesser von $d = 32,5 \mu\text{m}$

Ebenso wie bei den LFE sind bei der Mengenbestimmung mit einer Mikrodüse neben der Temperatur der Eingangsdruck und der Differenzdruck über der Düse zu messen. Messergebnisse sind in Bild 5 dargestellt. Für Differenzdrücke $\Delta p > 900 \text{ mbar}$ werden die Düsen kritisch, d.h. der Durchfluss ist nur noch vom Eingangsdruck und der Eingangstemperatur sowie der Gaszusammensetzung abhängig.

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen, dass mit Hilfe einer strömungsphysikalisch begründeten Normierung der Einfluss der Gasart gut abgebildet werden kann [8]. Auf Grund der laminaren Strömungsverhältnisse und der einfachen Geometrie lassen sich die Mikrodüsen sehr gut mit Hilfe numerischer Simulationen

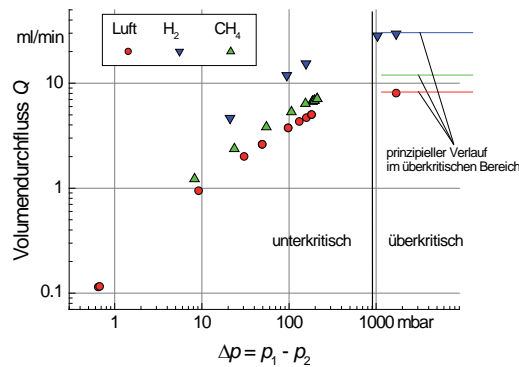


Bild 4:
Durchfluss durch eine Mikrodüse als Funktion des Differenzdruckes zwischen Eingang und Ausgang für Luft, Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4) (Q bezogen auf Eingangsdruck p_1 und Eingangstemperatur T_1).

untersuchen [9]. Da hierbei die Kompressibilität des Gases berücksichtigt werden muss, können messtechnische Untersuchungsergebnisse, die an Mikrodüsen gewonnen wurden, für die Optimierung von numerische Lösungsalgorithmen für kompressible Strömungsprobleme herangezogen werden.

3.2 Normalmessapparatur für kleine Flussraten

Zur Rückführung der Durchflussmessung sind auch bei den hier betrachteten Durchflüssen gravimetrische und volumetrische Fundamentalapparaturen im Einsatz. Es wurden auch pvTt-Verfahren für kleinste Durchflüsse entwickelt, bei denen die Druck- und Temperaturänderungen in einem bekannten Volumen V zur Durchflussbestimmung benutzt werden. Bei der gravimetrischen Methode wird die Abnahme der Masse eines Behälters bestimmt, aus dem Gas während der Kalibrierung ausströmt. So wurden in den letzten Jahren Normalapparaturen entwickelt, die während der Kalibrierung die Abnahme der Masse unmittelbar auswerten, d. h. eine dynamische Wägung durchführen. Grundsätzlich ist

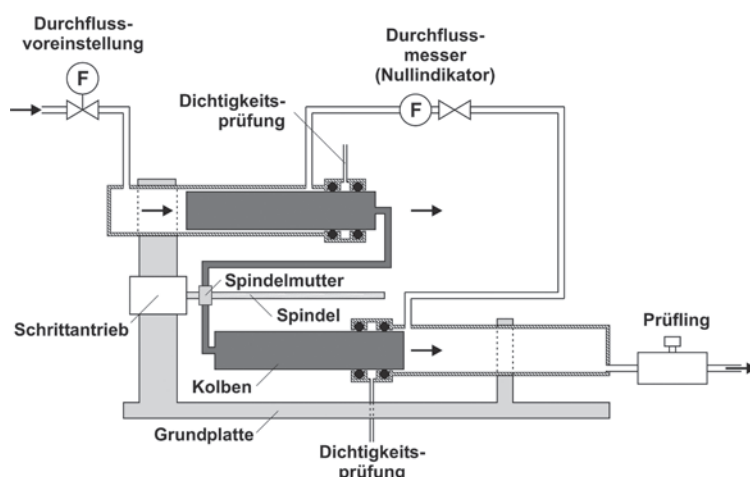


Bild 5:
Aufbau des Doppelkolben-Komparators

auch die Messung der Masse des Behälters am Beginn und Ende einer Kalibrierung möglich. Die An- und Abkopplung des Behälters vom Prüfling ist technisch schwierig, würde aber beim Wägen einen Kraftnebenschluss verhindern. Unsicherheitseinflüsse ergeben sich bei der dynamischen Wägung durch die Verbindungskapillare zum Prüfling, durch Auftriebseffekte, die Dichtigkeit des Systems und die Unsicherheit der Wage selbst.

In der PTB wurde für die Rückführung ein Kolbensystem entwickelt, das über die Vermessung der Kolbenstangen auf die SI-Einheit der Länge rückgeführt worden ist. Die Besonderheit des in Bild 5 gezeigten Aufbaues besteht darin, dass durch die Verkopplung der zwei Kolbensysteme das Komparatorprinzip verwirklicht wurde. Während der Beschleunigung beider Kolben durch den Schrittmotor wirkt das Kolbensystem 1 als Durchflusssenke und das Kolbensystem 2 als Durchflussquelle. Bei einer bestimmten Schrittmotorgeschwindigkeit strömt in die „Senke“ die gleiche Menge Gas ein wie von der „Quelle“ hinaus befördert wird. Bei dieser Geschwindigkeit wird in der Verbindungsleitung zwischen den beiden Kolben kein Durchfluss festgestellt und der Komparator ist abgeglichen. Ein besonderer Vorteil des Gerätes besteht darin, dass eine quasi unbegrenzte Stabilisierung von Druck und Temperatur beim gewünschten Kalibrierdurchfluss am Prüfling möglich ist. In einem Durchflussbereich von $Q_{\min} = 0,05$ ml/min und $Q_{\max} = 100$ ml/min lassen sich mit den Doppelkolben-Komparatoren der PTB Volumenströme mit einer Unsicherheit von 0,05 % ($k = 2$) darstellen.

3.3 Ausblick

Auf Grund der zunehmenden Nachfrage zur Rückführung von Arbeitsnormalen bei DKD-Laboratorien und in der Industrie hat die PTB eine Gasversorgung mit den wichtigsten technischen Gasen aufgebaut. Damit besteht die Möglichkeit mittels Kolbennormalen die Rückführung für diese Gase zu realisieren und Kalibrierungen für Dritte durchzuführen. Im Rahmen der Qualitätssicherung sind an den Normalapparaturen weitere Validierungen zur Quantifizierung von Unsicherheitseinflüssen, z. B. der Dichtigkeit, vorzunehmen. Hinsichtlich der Mikrodüsen sollen weitere Untersuchungen zur Übertragbarkeit von Kalibrierergebnissen von einem Gas auf andere Gase vorgenommen werden, wobei die dabei erreichbaren Unsicherheiten auszuloten sind. Um einen Einsatz als TransfERNormal voranzutreiben, sind auch Langzeituntersuchungen vorgesehen.

4 Zusammenfassung

Um die rückführbare Messung sehr kleiner Flussraten zu gewährleisten, werden in der PTB Grundlagenuntersuchungen sowohl für die Messung der Flussraten von Flüssigkeiten als auch von Gasen durchgeführt und Normalmessapparaturen aufgebaut. Als Dienstleistung kann die Kalibrierung von Durchflussmessgeräten für Wasser im Flussratenbereich 1 ml/min bis 1 µl/min ab Ende 2009 angeboten werden. Eine Erweiterung auf andere Flüssigkeiten ist geplant.

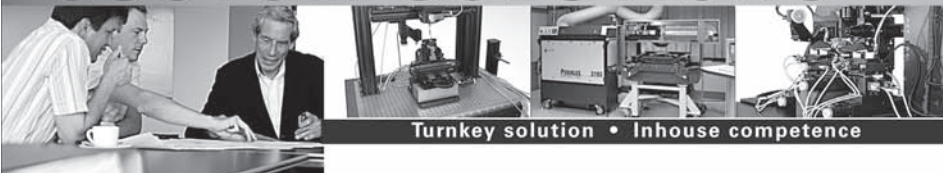
Mit Hilfe von Kolbengeräten können an der PTB Durchflussmessgeräte ab 0,1 ml/min mit verschiedenen technischen Gasen kalibriert werden. Eine Verbesserung der Unsicherheit der Normale insbesondere für Durchflüsse unter 1 ml/min und die Entwicklung von Transfornormalen auf Basis von Mikrodüsen sind zukünftige Arbeitsschwerpunkte.

Literatur

- [1] Franke, Th., Wixforth, A.: Mikrofluidik: Das Labor auf dem Chip, Physik in unserer Zeit **38**, (2007) S. 88–94
- [2] <http://www.nature.com/nature/supplements/insights/labonachip/index.html>
- [3] Doll, A.; Heinrichs, M.; Goldschmidtboeing, F.; Schrag, H. J.; Hopt, U. T.; Woias, P.: A high performance bidirectional micropump for a novel artificial sphincter system. Sensors and Actuators A – Physical **130** (2006) S. 445–453
- [4] Woias, P.: Micropumps – past, progress and future prospects. Sensors and Actuators B – Chemical **105** (2005) S. 28–38
- [5] Suske, W.: Chemische Rundschau **2** (2006) S. 38–39
- [6] Marinozzi, F.; Bini, F.; Cappa, P.: Calibrator for microflow delivery systems. Review of Scientific Instruments **76** (2005) S. 15106-1 – 15106-6
- [7] Marchl, W.: Problematik der Verdunstung kleinster Flüssigkeitsmengen aus Probengefäßen bei modernen Analyseverfahren der medizinischen Diagnostik, Dissertation TU München (1998)
- [8] B. Mickan, R. Kramer, D. Dopheide: The Use of Micro-Nozzles under Sonic and Subsonic Conditions with Various Gases, Proceedings of the 6th International Symposium on Fluid Flow Measurement, Queretaro, Mexico, May, 2006.
- [9] E. von Lavante, R. Kramer, B. Mickan: Flow behavior in sonic micro-nozzles. FLOM-EKO' 2003, Groningen, The Netherlands, 12–14 May 2003, CD-ROM, Session P, page 61
- [10] R. Kramer, B. Mickan: Traceability in Gas Flow Measurements., Proceedings of the PITCON Conference, Chicago, USA, 7.-16. März 2004, Published by CD-ROM, session 8500-800, 09.03.2004
- [11] International Standards Organization, Measurement of Gas Flow by Means of Critical Flow Venturi Nozzles, ISO 9300:2005(E)

CUSTOM SOLUTIONS

precision made in germany



micos

Phone: + 49 7634 50 57 - 0 | www.micos.ws

Turnkey solution • Inhouse competence