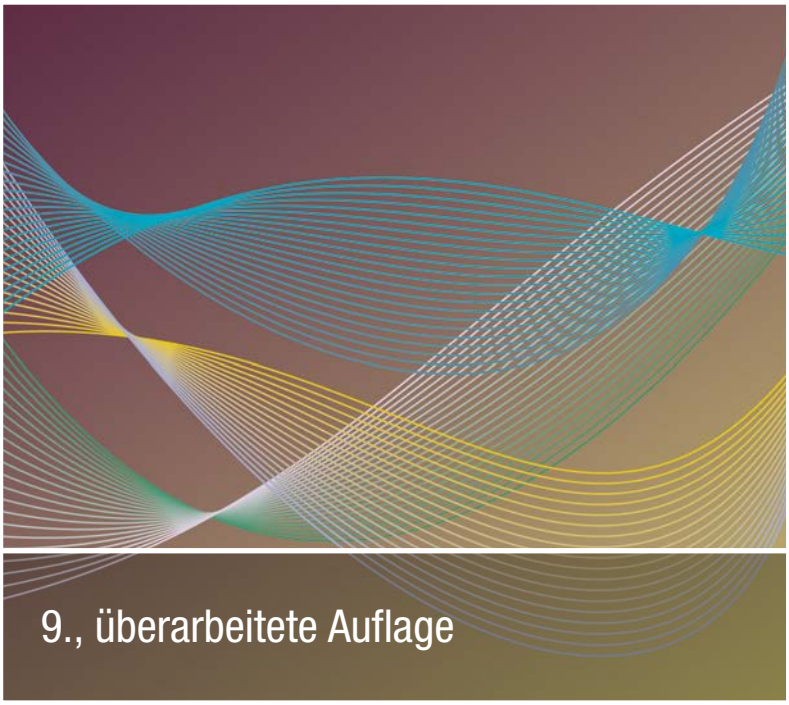
Günter Cerbe · Benno Lendt (Hrsg.)

Grundlagen der Gastechnik

Gasbeschaffung – Gasverteilung – Gasverwendung



9., überarbeitete Auflage

DVGW

HANSER

Disclaimer zur Barrierefreiheit

Der Carl Hanser Verlag unternimmt große Anstrengungen, um seine Produkte barrierefrei zu machen. Dazu gehört auch, dass Bilder oder Tabellen für blinde und sehbehinderte Menschen zugänglich gemacht werden. Dies geschieht durch zusätzliche beschreibende Texte (Alternativtexte), die in den Daten integriert sind. Die Alternativtexte können von assistiven Technologien (z. B. Screenreadern) vorgelesen werden. Bei der Erstellung dieser Texte kommt eine KI zum Einsatz. Die inhaltliche Verantwortung liegt weiterhin bei den Lektor:innen und Autor:innen.

Cerbe (Hrsg.) / Lendt (Hrsg.)

Grundlagen der Gastechnik



Bleiben Sie auf dem Laufenden!

Hanser Newsletter informieren Sie regelmäßig über neue Bücher und Termine aus den verschiedenen Bereichen der Technik. Profitieren Sie auch von Gewinnspielen und exklusiven Leseproben. Gleich anmelden unter

www.hanser-fachbuch.de/newsletter

Günter Cerbe (Hrsg.)
Benno Lendt (Hrsg.)

Grundlagen der Gastechnik

Gasbeschaffung – Gasverteilung – Gasverwendung

9., überarbeitete Auflage

Mit Beiträgen von Florian Altendorfner, Holger Dörr, Timm Heinzel, Benno Lendt, Gerald Linke, Linda von Oesen, Sebastian von Oesen, Thomas Schmidt, Andreas Schrader, Paul Semotam und Gerrit Volk

HANSER

Über die Herausgeber:
Prof. Dr.-Ing. Günter Cerbe (†) lehrte bis zu seiner Pensionierung Energie- und Gastechnik an der Fachhochschule Braunschweig/Wolfenbüttel. Er war Begründer der Standardwerke „Technische Thermodynamik“ und „Grundlagen der Gastechnik“.
Prof. Dr.-Ing. Benno Lendt lehrte bis zu seiner Pensionierung Gas- und Energietechnik und war danach als Lehrbeauftragter für Gastechnik am Institut für energieoptimierte Systeme (EOS) der Fakultät Versorgungstechnik der Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften tätig.

Print-ISBN: 978-3-446-48354-5
E-Book-ISBN: 978-3-446-48665-2

Die allgemein verwendeten Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für alle Geschlechter.

Alle in diesem Werk enthaltenen Informationen, Verfahren und Darstellungen wurden zum Zeitpunkt der Veröffentlichung nach bestem Wissen zusammengestellt. Dennoch sind Fehler nicht ganz auszuschließen. Aus diesem Grund sind die im vorliegenden Werk enthaltenen Informationen für Autor:innen, Herausgeber:innen und Verlag mit keiner Verpflichtung oder Garantie irgendeiner Art verbunden. Autor:innen, Herausgeber:innen und Verlag übernehmen infolgedessen keine Verantwortung und werden keine daraus folgende oder sonstige Haftung übernehmen, die auf irgendeine Weise aus der Benutzung dieser Informationen – oder Teilen davon – entsteht. Ebenso wenig übernehmen Autor:innen, Herausgeber:innen und Verlag die Gewähr dafür, dass die beschriebenen Verfahren usw. frei von Schutzrechten Dritter sind. Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt also auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benützt werden dürften.

Die endgültige Entscheidung über die Eignung der Informationen für die vorgesehene Verwendung in einer bestimmten Anwendung liegt in der alleinigen Verantwortung des Nutzers.

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek:
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter http://dnb.d-nb.de abrufbar.

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt.
Alle Rechte, auch die der Übersetzung, des Nachdruckes und der Vervielfältigung des Werkes, oder Teilen daraus, vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf ohne schriftliche Einwilligung des Verlages in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren), auch nicht für Zwecke der Unterrichtsgestaltung – mit Ausnahme der in den §§ 53, 54 UrhG genannten Sonderfälle –, reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.
Wir behalten uns auch eine Nutzung des Werks für Zwecke des Text und Data Mining nach § 44b UrhG ausdrücklich vor.

© 2027 Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, München
Vilshofener Straße 10 | 81679 München | info@hanser.de
www.hanser-fachbuch.de
Lektorat: Julia Stepp
Herstellung: Melanie Zinsler
Coverkonzept: Marc Müller-Bremer, www.rebranding.de, München
Covergestaltung: Max Kostopoulos
Titelmotiv: Max Kostopoulos
Satz: Eberl & Koesel Studio, Kempten
Druck: CPI Books GmbH, Leck
Printed in Germany

Inhalt

Vorwort XXI

Geleitwort XXIII

Autorenverzeichnis XXV

1 Brenngase im Energiemarkt – Vorkommen, Gewinnung und Aufbereitung 1

1.1 Brenngasarten nach Herkunft und Entstehung 1

1.2 Gasaufkommen, Verbrauch, Reserven und Entwicklung 3

1.3 Erdgas 8

1.3.1 Lagerstätten, Aufsuche und Förderung 9

1.3.2 Aufbereitung 17

1.3.3 Transport 19

1.4 LNG (Liquefied Natural Gas) 21

1.5 Biomasse 26

1.5.1 Herkunft und Nutzung von Biomasse 26

1.5.2 Eigenschaften der Gase aus Biomasse 27

1.6 Biogase 29

1.6.1 Grundlagen der Vergärung 29

1.6.2 Verunreinigungen im Biogas und deren Wirkungen 31

1.6.3 Anlagenkonzepte 32

1.6.3.1 Biogas aus landwirtschaftlichen Anlagen 32

1.6.3.2 Klärgas 32

1.6.4 Ressourcen, Perspektiven und derzeitiger Stand ... 33
1.6.5 Anforderungen an die Eigenschaften der Biogase aus der nachfolgenden Nutzung ... 34
1.6.5.1 Dezentrale Nutzung des Biogases ... 35
1.6.5.2 Einspeisung von Biomethan in die öffentliche Gasversorgung ... 36
1.7 Synthesegas aus fossilen und regenerativen Quellen ... 37
1.7.1 Entgasung ... 38
1.7.2 Vergasung ... 40
1.7.3 Vergasung schwerer Kohlenwasserstoffe ... 41
1.7.4 Vergasung von Kohle ... 41
1.7.5 Thermische Vergasung von Biomasse – Schwachgas ... 42
1.8 Flüssiggas ... 44
1.9 Wasserstoff ... 44
1.10 Gas als Brennstoff im Fahrzeugbetrieb ... 49

2 Eigenschaften und Austausch von Brenngasen ... 54

2.1 Gaszustand ... 54
2.1.1 Bezugszustände und Mengenangaben ... 54
2.1.2 Ideales und reales Verhalten ... 58
2.1.3 Gasgemische ... 69
2.1.4 Verflüssigte Gase ... 72
2.2 Gaskennwerte ... 74
2.2.1 Brennwert und Heizwert ... 74
2.2.2 Dichte und relative Dichte ... 81
2.2.3 Gasdruck ... 82
2.2.4 Wobbe-Index ... 85
2.2.5 Gasmodul und Primärluftverhältnis ... 87
2.2.6 Methanzahl ... 90
2.2.7 Zündverhalten ... 90
2.2.8 Wärmekapazität und Viskosität ... 96
2.2.9 Stoffwerte nicht brennbarer Gase ... 97
2.3 Einteilung der Brenngase ... 98
2.3.1 Einteilungskriterien ... 98
2.3.2 Gasfamilien ... 99

2.3.3 Prüfgase ... 105
2.3.4 Regenerativ erzeugte Gase ... 108
2.4 Austausch und Zusatz von Gasen ... 109
2.5 Umstellung und Anpassung von Gasanlagen ... 114
2.5.1 Umstellung von Gasanlagen ... 115
2.5.2 Anpassung der Gasgeräte ... 116

3 Verbrennung der Gase ... 121
3.1 Verbrennungsvorgang ... 121
3.2 Verbrennungsrechnung ... 123
3.3 Verbrennungskontrolle ... 135
3.3.1 Messmethode ... 135
3.3.2 Verbrennungsdreiecke ... 136
3.3.3 Berechnungsmethoden ... 140
3.4 Theoretische Verbrennungstemperatur ... 148
3.5 Verluste und Wirkungsgrade ... 154
3.5.1 Verluste bei Gasgeräten ... 154
3.5.2 Feuerungstechnischer Wirkungsgrad ... 158
3.5.3 Gesamtwirkungsgrad ... 163
3.5.4 Wandverlustwirkungsgrad ... 164
3.5.5 Teillastwirkungsgrad ... 164
3.6 Abgastaupunkt ... 171

4 Rohrnetzberechnung ... 174
4.1 Strömungstechnische Grundlagen ... 174
4.1.1 Allgemeines ... 174
4.1.2 Strömungsformen ... 175
4.1.3 Reibung und Rauheit ... 178
4.1.3.1 Integrale Rauheit ... 181
4.1.4 Einzelwiderstände ... 183
4.1.4.1 Einzelwiderstandsbeiwerte für Armaturen ... 184
4.1.4.2 Äquivalente Rohrlänge ... 184
4.1.5 Auftrieb ... 186
4.1.6 Gesamtdruckdifferenz bei der Gasfortleitung ... 187
4.1.7 Strömungsgeschwindigkeit ... 188

4.2 Druckverlustberechnung ... 189
4.2.1 Raumveränderliche Fortleitung bei realem Verhalten ... 189
4.2.2 Raumveränderliche Fortleitung ohne Berücksichtigung des realen Verhaltens ... 196
4.2.3 Raumbeständige Fortleitung ... 201
4.2.4 Überschlägige Druckverlustberechnung ... 210
4.3 Rohrnetze ... 214
4.3.1 Netzformen ... 214
4.3.2 Begriffe und Gesetzmäßigkeiten ... 215
4.3.3 Berechnungsverfahren ... 217
4.3.4 Einsatz von EDV-Anlagen ... 225

5 Gastransport – Gasverteilung ... 228

5.1 Gasleitungen ... 228
5.1.1 Planung von Gasleitungen ... 228
5.1.1.1 Grundbegriffe und Vorschriften ... 228
5.1.1.2 Trassierung und Wegerecht ... 236
5.1.1.3 Zeitplan ... 237
5.1.1.4 Aufbau von Gasrohrnetzen ... 237
5.1.1.5 Bauteile des Gasrohrnetzes ... 238
5.1.1.6 Rohrwanddickenberechnung bei Stahlrohren ... 247
5.1.1.7 Hinweise für die Planung ... 251
5.1.2 Bau von Gasleitungen ... 251
5.1.2.1 Rohrgrabenarbeiten ... 251
5.1.2.2 Rohrverlegungsarbeiten ... 252
5.1.2.3 Korrosionsschutz von Stahlrohrleitungen ... 253
5.1.2.4 Gas-Netzanschluss ... 256
5.1.3 Betrieb von Gasleitungen und Gasrohrnetzen ... 260
5.1.3.1 Europäische Methanverordnung (EU-Methanverordnung 2024/1787) ... 260
5.1.3.2 Inbetriebnahme neuverlegter Leitungen ... 260
5.1.3.3 Außerbetriebnahme von Leitungen ... 261
5.1.3.4 Stilllegung ... 261
5.1.3.5 Rohrnetzüberwachung ... 261
5.1.3.6 Bereitschaftsdienst/Rufdienst ... 262

5.1.3.7 Rohrnetzinstandhaltung ... 263
5.1.3.8 Umstellung von Gasleitungen auf Wasserstoff ... 264
5.2 Gas-Druckregelanlagen (GDR) sowie Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRM) ... 264
5.2.1 Planung, Bau und Betrieb von GDR und GDRM ... 264
5.2.1.1 Grundbegriffe und Vorschriften ... 264
5.2.1.2 Arten und Bauausführung von GDR und GDRM ... 271
5.2.1.3 Aufbau von GDR bzw. GDRM – Baugruppen und Bauteile ... 273
5.2.1.4 Instandhaltung von GDR bzw. GDRM ... 309
5.2.2 Gasmengenmessung ... 310
5.2.2.1 Messverfahren ... 310
5.2.2.2 Eichpflicht der Gasmessung ... 320
5.2.2.3 Thermische Gasabrechnung ... 321
5.2.2.4 Mess- und Fernwirktechnik ... 322
5.2.3 Odorierung ... 322
5.2.3.1 Grundsätzliches ... 322
5.2.3.2 Odoriermittel ... 324
5.2.3.3 Erforderliche Odoriermittelzugabe ... 324
5.2.3.4 Einfluss der Einspeisung von Biogas auf den Geruch von odoriertem Erdgas ... 326
5.2.3.5 Kontrolle der Odoriermittelkonzentration im Gasverteilnetz ... 327
5.2.3.6 Hinweise ... 327
5.3 Verdichter-Anlagen ... 328
5.3.1 Verdichter in Gastransportleitungen ... 330
5.3.2 Verdichter in Speicher- und Verteilungsanlagen ... 333
5.4 Gasentspannungsanlagen ... 336
5.4.1 Thermodynamische Grundlagen ... 336
5.4.2 Anlagenauslegung ... 338
5.5 Netzsteuerung – Dispatching ... 342
5.6 Transportkosten ... 345
5.6.1 Erdgastransport ... 345
5.6.2 Wasserstofftransport ... 348

6 Speicherung und Konditionierung von Erdgas und Wasserstoff ... 352

6.1 Berechnung der erforderlichen Speicherkapazität ... 353
6.2 Speicherung in untertägigen Hohlräumen ... 358
6.2.1 Porenspeicher ... 358
6.2.2 Kavernenspeicher ... 361
6.3 Kugelgasbehälter und Röhrenspeicher ... 378
6.3.1 Kugelgasbehälter ... 378
6.3.2 Röhrenspeicher ... 378
6.4 Speicherleitung ... 380
6.5 Speicher für verflüssigtes Erdgas (LNG) ... 382
6.6 Oberirdische Speicher für Wasserstoff ... 384
6.7 Konditionierung mit Flüssiggas in Biogasanlagen ... 384

7 Gasbrenner ... 387

7.1 Definition, Einteilung und Anforderungen ... 387
7.2 Grundlegende Zusammenhänge ... 394
7.2.1 Freistrahl ... 394
7.2.1.1 Massenstromzunahme ... 394
7.2.1.2 Geschwindigkeits-, Konzentrations- und Temperaturverteilungen ... 396
7.2.2 Berechnung der Luftansaugung bei Injektorbrennern ... 398
7.2.3 Ausdehnung der Flamme und Flammenstabilisierung ... 405
7.2.3.1 Vormischbrenner ... 405
7.2.3.2 Diffusionsbrenner ... 413
7.2.4 Schadstoffbildung in Gasfeuerungen ... 418
7.3 Ausrüstung von Gasbrennern ... 426
7.3.1 Zündeinrichtung ... 429
7.3.2 Belastungsregelungen und Verbrennungsoptimierung ... 430
7.3.2.1 Belastungsregelungen ... 430
7.3.2.2 Verbrennungsoptimierung ... 435
7.3.3 Sicherheitsabsperrarmaturen ... 441
7.3.4 Gasdruckregel- und Überwachungseinrichtungen ... 444
7.3.4.1 Druckregler (Druckregelgerät) ... 445
7.3.4.2 Gasdruckwächter ... 445

7.3.5 Funktionskontrolleinrichtung für das Gebläse ... 445
7.3.6 Flammenüberwachungseinrichtungen – Zündsicherungen ... 446
7.3.6.1 Möglichkeiten der Flammenüberwachung ... 448
7.3.7 Sonstige Mess- und Sicherheitseinrichtungen ... 451
7.3.7.1 Dichtheitskontrolleinrichtung (Leckgassicherung) ... 451
7.3.8 Beispiele für Gasbrenner ... 452
7.3.8.1 Gasbrenner in Heizungsanlagen ... 452
7.3.8.2 Flammlose Oxidation ... 455

8 Gasgeräte in Haushalt und Gewerbe ... 459

8.1 Übersicht und Einführung ... 459
8.1.1 Einteilungen von Gasgeräten ... 459
8.1.2 Anforderungen an Gasgeräte und deren Kennzeichnung ... 466
8.2 Gesetze, Verordnungen und Normen ... 469
8.2.1 Gasgeräteverordnung ... 469
8.2.2 Gebäudeenergiegesetz 2023 (GEG 2023) ... 472
8.2.3 Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen (1. BImSchV) ... 475
8.2.4 Ökodesign-Verordnung ... 478
8.3 Funktion und Anwendungsgebiete der Gasgeräte ... 481
8.3.1 Koch-, Wasch-, Trocknungs- und Kühleinrichtungen ... 481
8.3.2 Gaswasserheizer und Vorratswasserheizer ... 483
8.3.2.1 Gaswasserheizer ... 483
8.3.2.2 Vorratswasserheizer ... 488
8.3.2.3 Geräteausführungen ... 489
8.3.3 Gasgebläsebrenner-Kessel-Kombinationen ... 492
8.3.3.1 Schallschutz ... 492
8.3.3.2 Abgasklappen ... 494
8.3.4 Brennwertnutzung bei Gasgeräten ... 495
8.3.5 Gasheizgeräte ohne Warmwasser als Wärmeträger ... 496
8.3.6 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Gaswärmepumpen ... 499
8.3.7 Brennstoffzellen ... 508
8.3.7.1 Funktionsprinzip ... 508
8.3.7.2 Brennstoffzellen – Typen und Anwendungsmöglichkeiten ... 510

8.4 Lastberechnung und Auslegung ... 515
8.4.1 Wasserheizer ... 515
8.4.2 Umlaufwasserheizer ... 520
8.4.3 Kombiwasserheizer ... 522
8.4.4 Heizstrahler ... 524
8.4.5 Gaswärmepumpen ... 526
8.5 Jahresgasverbrauch ... 529
8.5.1 Jahresgasverbrauch der Wasserheizer ... 537
8.5.1.1 Jahres-Wärmeaufwand für die Deckung des Trinkwasserwärmebedarfs ... 537
8.5.1.2 Jahres-Wärmeaufwand für die Deckung des Heizwärmebedarfs ... 538

9 Gasinstallationen in Gebäuden und auf Grundstücken ... 542
9.1 Allgemeine Grundlagen ... 542
9.2 Voraussetzungen für die Ausführung von Gasanlagen ... 543
9.3 Leitungsanlagen ... 544
9.3.1 Rohre ... 549
9.3.2 Form- und Verbindungsteile sowie sonstige Bauteile ... 552
9.3.3 Rohrverbindungen ... 552
9.3.4 Korrosionsschutz ... 553
9.3.5 Erstellen von Leitungsanlagen ... 553
9.3.5.1 Allgemeines ... 553
9.3.5.2 Außenleitungen ... 553
9.3.5.3 Innenleitungen ... 554
9.3.6 Verwahren der Leitungsanlagen ... 557
9.3.7 Arbeiten an in Betrieb befindlichen Leitungen ... 557
9.3.8 Aufstellen, Umtauschen und Abnehmen von Gaszählern ... 558
9.3.9 Sicherheits- und Regeleinrichtungen ... 559
9.3.10 Entfernen von Leitungsanlagen ... 559
9.3.11 Gasströmungswächter ... 559
9.3.12 Schutz gegen Eingriffe Unbefugter ... 560
9.3.13 Auswahl von Gasströmungswächtern ... 560
9.4 Bemessung von Leitungsanlagen für Gase der 2. Gasfamilie ... 564
9.4.1 Allgemeine Festlegungen ... 564

9.4.2 Tabellenverfahren ... 564
9.4.2.1 Übersicht über die Arbeitsschritte ... 564
9.4.2.2 Ermittlung der Nennbelastung ... 565
9.4.2.3 Ermittlung der Spitzenbelastung ... 565
9.4.2.4 Druckverlust durch steigende oder fallende Leitungen 565
9.4.2.5 Druckverlust-Tabellen ... 565
9.4.2.6 Berechnungslänge der Teilstrecke l_R und Druckverlust aus Einzelwiderständen ... 566
9.4.2.7 Auswahl und Druckverlust der Rohre und Bauteile ... 567
9.4.2.8 Gasströmungswächter (GS) ... 584
9.5 Berechnung von Leitungsanlagen für Flüssiggas ... 587
9.6 Anschluss von Gasgeräten und Gasflaschen ... 588
9.6.1 Anschluss von Gasgeräten ... 588
9.6.2 Anschluss von Gasflaschen ... 588
9.7 Aufstellung von Gasgeräten ... 588
9.7.1 Grundlegende Festlegungen ... 588
9.7.2 Begriffe und Gasgerätebezeichnungen ... 589
9.7.2.1 Begriffe ... 589
9.7.2.2 Gasgerätebezeichnungen ... 589
9.7.3 Bedingungen für die Aufstellung von Gasgeräten ... 590
9.7.3.1 Grundsätzliches ... 590
9.7.3.2 Unzulässige Räume für die Aufstellung von Gasgeräten 590
9.7.3.3 Bedingungen für raumluftabhängige Geräte der Art B bei mechanischer Raumluftabsaugung ... 590
9.7.3.4 Bedingungen für Gasgeräte der Art B_1 und B_4 bei der Aufstellung in Wohnungen und vergleichbaren Nutzungseinheiten ... 591
9.7.3.5 Schutz der Gasgeräte und der Leitungsanlage gegen thermische Beanspruchungen (z. B. Brandeinwirkung) 591
9.7.3.6 Zusätzliche Bedingungen für Flüssiggas-Geräte ... 591
9.7.3.7 Abstände der Gasgeräte zu Bauteilen aus brennbaren Baustoffen ... 592
9.7.3.8 Bedingungen für die Aufstellung von Gasgeräten der Art A (hier Gas-Haushaltskochgeräte) ... 592

9.7.4 Bedingungen für den Anfahrzustand von Gasgeräten der Art B_1 und B_4 mit Strömungssicherung sowie mit einer Gesamtnennleistung $\sum \dot{Q}_{NL} \leq 50\,kW$ und für die Verbrennungsluftversorgung von raumluftabhängigen Gasgeräten der Art B 592
9.7.4.1 Bedingungen für den Anfahrzustand 592
9.7.4.2 Bedingungen für die Verbrennungsluftversorgung von raumluftabhängigen Gasgeräten der Art B mit einer Gesamtnennleistung $\sum \dot{Q}_{NL} \leq 50\,kW$ 594
9.7.4.3 Bedingungen für die Verbrennungsluftversorgung von raumluftabhängigen Gasgeräten der Art B mit einer Gesamtnennleistung $\sum \dot{Q}_{NL} > 50\,kW$ 601
9.7.5 Zusätzliche Bedingungen für die Aufstellung von raumluftunabhängigen Gasgeräten der Art C 603
9.7.5.1 Grundsätzliches 603
9.7.5.2 Bestimmungen für Gasgeräte der Art C_1 mit horizontaler Verbrennungsluftzufuhr und Abgasabführung durch die Außenwand 604
9.7.5.3 Bestimmungen für Gasgeräte der Art C_3 mit Verbrennungsluftzufuhr und Abgasabführung senkrecht über Dach 604
9.7.5.4 Bestimmungen für Gasgeräte der Art C_4 mit Verbrennungsluftzufuhr und Abgasabführung zum Anschluss an ein Luft-Abgas-System (LAS) 604
9.7.5.5 Verschiedenes 604
9.7.6 Zusätzliche Bestimmungen bei der Aufstellung von gewerblich und industriell genutzten Gasgeräten 605
9.8 Abgasabführung von Gasgeräten der Art B 605
9.8.1 Grundsätzliches 605
9.8.2 Abgasanlagen – Anforderungen, Planung, Ausführung und Berechnung 606
9.8.3 Abgasabführung über Abgasanlagen 606
9.8.3.1 Eigene Abgasanlagen 606
9.8.3.2 Gemeinsame Abgasanlage 606
9.8.3.3 Gemeinsame Abgasanlage für Gasgeräte der Art B_1 und Art B_2 606
9.8.4 Abgasabführung über Lüftungsanlagen 607
9.8.5 Verbindungsstücke (Abgasrohre) 608
9.8.5.1 Querschnitt 608

9.8.5.2 Ausführung ... 608
9.8.5.3 Führung ... 608
9.9 Abgasabführung aus raumluftunabhängigen Gasgeräten ... 609
9.10 Prüfung von Innen- und Außenleitungen ... 611
9.10.1 Prüfungsvoraussetzungen und Dokumentation ... 611
9.10.2 Prüfmedien ... 611
9.10.3 Temperaturausgleich ... 611
9.10.4 Prüfungsdurchführungen ... 612
9.10.4.1 Prüfung gemäß DVGW-TRGI für neu verlegte Leitungen 612
9.10.4.2 Prüfung gemäß DVGW-TRGI für vorhandene Innenleitungen ... 612
9.10.4.3 Prüfung gemäß DVGW-TRGI für Anschlüsse und Verbindungen mit Betriebsdrücken bis 1 bar ... 613
9.10.4.4 Prüfung gemäß TRF ... 613
9.11 Inbetriebnahme und Funktionsprüfungen von Gasanlagen ... 614
9.11.1 Einlassen des Gases ... 614
9.11.2 Einstellen und Funktionsprüfung der Gasgeräte ... 614
9.11.3 Funktionsprüfung der Abgasanlage raumluftabhängiger Gasgeräte der Art B_1 und Art B_4 mit Strömungssicherung ... 615
9.11.4 Unterrichtung des Anlagenbetreibers ... 615
9.11.5 Unterhaltung der Gasanlagen in Gebäuden ... 615

10 Marktrollen und Aufgaben in der öffentlichen Gasversorgung ... 617

10.1 Einführung ... 617
10.1.1 Liberalisierung/Regulierung ... 617
10.1.2 Netzzugang/Marktzugang ... 619
10.2 Transport/Messung ... 621
10.2.1 Netzbetreiber/Messstellenbetreiber/Messdienstleister ... 621
10.2.2 Zusammenarbeit der Netzbetreiber (Kooperationsvereinbarung VII) ... 622
10.2.2.1 Allgemeine Bestimmungen ... 622
10.2.2.2 Marktgebiete ... 623
10.2.2.3 Interne Bestellung ... 624
10.2.2.4 Netzkopplung zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern ... 626

10.2.2.5 Gemeinsame Vermarktung von Kapazitäten 626
10.2.2.6 Regelenergie und Bilanzkreise 627
10.2.2.7 Allgemeine Schlussbestimmungen 628
10.2.2.8 Anlagen 629
10.2.3 Abwicklung von Standardlastprofilen (BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden) 631
10.2.3.1 Grundlagen der Lastprofilanwendung 632
10.2.3.2 Grundlagen und Beschreibung der Profilverfahren 632
10.2.3.3 Anwendungsverfahren von Lastprofilen 633
10.2.3.4 Qualitätsprüfung und Verbesserung 637
10.2.4 Marktprozesse Bilanzkreismanagement (BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden) 640
10.2.4.1 Darstellung verschiedener Marktrollen 640
10.2.4.2 Grundlagen 641
10.2.4.3 Vorgelagerte bilanzierungsrelevante Prozesse 644
10.2.4.4 Nominierung 645
10.2.4.5 Allokation 645
10.2.4.6 Ermittlung des Bilanzkreisstatus und Anreizsystem 646
10.2.4.7 Konvertierung und Konvertierungsumlage 646
10.2.4.8 Allokationsclearing 646
10.2.4.9 Abrechnung von Bilanzkreisverträgen 647
10.2.4.10 Mehr-/Mindermengenabrechnung 647
10.2.4.11 Berechnung und Abrechnung von Netzkonten 649
10.2.5 Marktraumumstellung (BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden) 650
10.2.6 Anreizregulierung und Festlegung der Erlösobergrenze 651
10.2.6.1 Ermittlung der Netzkosten 652
10.2.6.2 Ermittlung der Erlösobergrenze 653
10.2.7 Netzentgelte sowie Entgelte für Messung und Abrechnung 655
10.2.7.1 Netzentgelte für Transportnetze 655
10.2.7.2 Netzentgelte für örtliche Verteilernetze 655
10.2.7.3 Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung 662
10.2.7.4 Verprobung, Preisnachlässe, Konzessionsabgaben, Direktleitungsbau, Biomethan und Veröffentlichung ... 662

10.2.8 Meldungen an die BNetzA ... 663
10.2.8.1 Versorgungsunterbrechungen ... 663
10.2.8.2 Monitoring ... 664
10.2.9 Netzplanung ... 664
10.2.9.1 Gesetzmäßigkeiten des Gasabsatzes ... 664
10.2.9.2 Transportkapazität und Netzauslastung ... 674
10.2.9.3 Ausbauplanung ... 680
10.2.9.4 Netzentwicklungsplan ... 686
10.2.10 Hausanschlüsse ... 687
10.2.10.1 Baukostenzuschuss ... 687
10.2.10.2 Netzanschlusskosten ... 688
10.2.10.3 Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) ... 689
10.2.11 Krisenvorsorge Gas (BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden) ... 690
10.2.12 Konzessionsverträge ... 692
10.2.13 Biomethan ... 693
10.2.13.1 Netzanschluss ... 693
10.2.13.2 Erweiterter Bilanzausgleich ... 694
10.2.14 Messstellenbetrieb/Messung ... 694
10.3 Speicherung ... 695
10.3.1 Speicherzugang ... 696
10.3.2 Vergabe von Speicherkapazitäten ... 697
10.3.3 Speicherbewirtschaftung ... 697
10.3.4 Speicherentgelte ... 698
10.4 Handel/Vertrieb ... 699
10.4.1 Lieferanten ... 699
10.4.2 Netzzugang/Marktzugang/Lieferantenwechsel ... 699
10.4.3 Kostenbestandteile ... 700
10.4.3.1 Gasbezug ... 700
10.4.3.2 Netzentgelte ... 700
10.4.3.3 Sonstige Kosten ... 701
10.4.4 Marketing ... 701
10.4.4.1 Marketingstrategie ... 701
10.4.4.2 Marktforschung ... 702
10.4.4.3 Absatzplanung ... 703

10.4.4.4 Preispolitik ... 705
10.4.4.5 Preisgestaltung/Energiepreisvergleich ... 706
10.4.4.6 Sonderverträge ... 707
10.4.5 Grundversorgung/Ersatzversorgung ... 709
10.4.5.1 Gasgrundversorgungsverordnung – GasGVV ... 710

11 Emissionen und Immissionen; Brenn- und Abgasanalytik ... 713

11.1 Ausstoß von Luftschadstoffen und klimawirksamen Gasen ... 713
11.1.1 Allgemeines ... 713
11.1.2 Luftschadstoffe ... 713
11.1.3 Klimawirksamkeit von Spurengasen ... 716
11.1.3.1 Klimabegriff und klimawirksame Gase ... 716
11.1.3.2 Treibhauseffekt und politische Bemühungen zur Begrenzung des Ausstoßes klimawirksamer Gase ... 722
11.2 Emissionen und Immissionen ... 727
11.2.1 Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) ... 727
11.2.2 Quantitative Kennzeichnung von Emissionen und Immissionen ... 736
11.2.3 Massenbilanzen ... 741
11.2.4 Emissionen ... 744
11.2.4.1 Emissionsminderung ... 744
11.2.4.2 Emissionsgrenzwerte ... 747
11.2.4.3 Abgasschornsteine ... 754
11.2.5 Immissionen ... 759
11.2.5.1 Immissonswerte ... 759
11.2.5.2 Ausbreitungsrechnung sowie Gesamt- Vor- und Zusatzbelastung ... 761
11.2.5.3 Arbeitsplatzgrenzwerte ... 762
11.3 Messwertbeurteilung ... 763
11.4 Gasbeschaffenheit und Brenngasanalytik ... 769
11.4.1 Bestimmung der Gasbeschaffenheit ... 769
11.4.2 Messverfahren zur Bestimmung der Gasbeschaffenheit in der öffentlichen Gasversorgung ... 771
11.4.2.1 Gaschromatografie ... 771
11.4.2.2 Bestimmung des Brennwertes ... 775
11.4.2.3 Dichte-Messverfahren ... 777

11.4.2.4 CO_2-Messverfahren ... 778
11.4.2.5 Bestimmung weiterer Gaseigenschaften ... 778
11.4.2.6 Gaswarneinrichtungen und tragbare Gasdetektoren ... 779
11.5 Messen von Emissionen und Immissionen ... 780
11.5.1 Analyseverfahren ... 783
11.5.2 Lichtabsorptionsmessverfahren ... 785
11.5.3 Sauerstoffbestimmung mittels Paramagnetismus ... 786
11.5.4 Chemolumineszenz ... 787
11.5.5 Nasschemische Verfahren ... 788
11.5.6 Elektrochemische Zellen ... 789
11.6 Kondensate ... 790
11.6.1 Kondensatanfall und Kondensatinhaltsstoffe ... 790
11.6.2 Neutralisationsanlagen ... 793

12 Sicherheit im Gasfach ... 800
12.1 Einführung in das Thema ... 800
12.2 Allgemeine Erläuterung des Sicherheitsbegriffes ... 802
12.2.1 Definition von Schaden ... 802
12.2.2 Definition von Risiko ... 803
12.2.3 Definition von Sicherheit ... 804
12.3 Psychologische Aspekte der Sicherheit ... 805
12.4 Rechtliche Grundlagen ... 807
12.4.1 Sicherheitsanforderungen in Gesetzen, Verordnungen und technischen Regeln ... 807
12.4.2 Gesetze und Verordnungen ... 809
12.4.2.1 Rechtliche Bedeutung von Gesetzen und Verordnungen 809
12.4.2.2 Sicherheitsrelevante Gesetze für den Bereich der Gasversorgung ... 809
12.4.2.3 Sicherheitsrelevante Verordnungen für den Bereich der Gasversorgung ... 810
12.4.3 Technische Regeln ... 812
12.4.3.1 Rechtliche Bedeutung von technischen Regeln ... 812
12.4.3.2 DVGW-Regelwerk Gas ... 813
12.4.3.3 Normenwerk des Deutschen Instituts für Normung (DIN-Normen) ... 816

12.4.3.4 Normenwerk des Europäischen Komitees für Normung (CEN) – Erstellung der Europäischen Normen (EN) 817
12.4.4 Unternehmensinterne Festlegungen 817
12.5 Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit 818
12.5.1 Maßnahmenselektion durch Schadensanalyse 818
12.5.2 Technische Maßnahmen 819
12.5.3 Qualifizierungsmaßnahmen 820
12.5.4 Organisatorische Maßnahmen 820
12.5.5 Die Schadens- und Unfallstatistik Gas des DVGW 822
12.6 Arbeitssicherheit 824
12.6.1 Begriffsbestimmungen 825
12.6.2 Versicherungsschutz über die Unfallversicherungsträger 825
12.6.3 Rechtliche Grundlagen 826
12.6.4 Pflichten im Arbeitsschutz 827
12.6.5 Spezifische Anforderungen an den Arbeitsschutz in der Gasversorgung 828

13 Anhang 831
13.1 Lösungsergebnisse der Aufgaben 831
13.2 Formelzeichen 840
13.3 Abkürzungen 851
13.4 Wiederholung häufig gebrauchter Tabellen 857

Index 866

Vorwort

Seit dem Erscheinen der 1. Auflage vor 45 Jahren ist der Energieträger Erdgas sowohl im nationalen als auch im globalen Kontext stark in den Fokus energie- und umweltpolitischer Entwicklungen gerückt. Es werden ca. 56 % der Haushalte mit Erdgas versorgt. Umso wichtiger ist es, dass kompetente Fachleute für den sicheren und umweltschonenden Einsatz dieses Energieträgers aber auch weiterer gasförmiger Brennstoffe, deren zukünftige Bedeutung sich bereits heute abzeichnet, bereitstehen. Zur Aus- und Weiterbildung der Fachleute will dieses Buch beitragen.

In der nunmehr 9. Auflage wurden einige Themen vollständig neu bearbeitet bzw. deren Weiterentwicklung fortgeschrieben, so z. B. Gase wie Wasserstoff, Bio- und Synthesegase aus regenerativen Quellen, die Speicherung und Konditionierung von Erdgas und Wasserstoff, mit der Ökodesign-Verordnung veränderte Anforderungen an die Effizienz von Gasanwendungen sowie ein mit der fortschreitenden Liberalisierung des Gasmarktes erfolgter tiefgreifender Strukturwandel, der zu neuen und veränderten Marktrollen und Aufgaben in der öffentlichen Gasversorgung geführt hat.

Einige Bereiche wurden neu gestaltet und zugleich aktualisiert, wie z. B. die Erzeugung von Wasserstoff und Methan (Power to Gas) aus regenerativ erzeugtem Strom und neu formulierte Anforderungen an die Gasbeschaffenheit im DVGW-Arbeitsblatt G 260. Rechnung getragen wurde in nahezu allen Kapiteln sowohl der deutlich gestiegenen Bedeutung des Energieträgers Wasserstoff als auch der Konditionierung von Brenngasen im Zusammenhang mit der Einspeisung von Bio- und Synthesegas ins Erdgasnetz. Aktuelle Ergebnisse des 6. IPCC-Berichts „Klimaänderung 2023“ wurden aufgenommen. Bei allen Gesetzen, Verordnungen und Richtlinien wurde der neueste Stand berücksichtigt, z. B. bei der Gasgeräteverordnung (GAR). Diese trat 2018 in Kraft und ersetzt die Gasgeräterichtlinie (GAD). Auch das Gebäudeenergiegesetz (GEG), das 2020 die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) zusammenführte und diese ersetzt, wird berücksichtigt. An die Stelle der Ökodesign-(ErP-)Richtlinie trat 2024 die Ökodesign-Verordnung, die auch

nicht energieverbrauchende Produkte berücksichtigt. In Kapitel 9, „Gasinstallationen in Gebäuden und auf Grundstücken“, ist die aktuelle DVGW-TRGI aus dem Jahre 2018 eingeflossen.

Die Gasreinheits- und Qualitätsanforderungen gemäß technischem Regelwerk (DVGW-Arbeitsblatt G 260) wurden entsprechend überarbeitet und um eine 5. Gasfamilie „Wasserstoff“ erweitert. Bei Drucklegung des Buches wurde im europäischen Regelwerk beschlossen, die Gasfamilie „Wasserstoff“ zukünftig als 4. Gasfamilie zu führen. In der vorliegenden 9. Auflage wird noch die Systematik des DVGW-Arbeitsblattes G 260 von 2021 verwendet.

Der Sicherheit der Gasversorgung wird auch in dieser Auflage besondere Aufmerksamkeit gewidmet, insbesondere in Kapitel 12. Darüber hinaus zieht sich das Thema durch das gesamte Buch, wie z. B. bei den Fragen der Manipulationserschwernis, der Brandsicherheit, der Druckabsicherung und der Odorierung. Diese Themen wurden zum Teil weiter vertieft.

Bei Gesetzen, Verordnungen, technischen Regeln und Rechenverfahren sowie bei Stoffwerten wurde der aktuelle Stand berücksichtigt. Die behandelten technischen Regeln sollen einen ersten Einstieg und Überblick in das Regelwerk – insbesondere des DVGW – ermöglichen, können es aber keineswegs ersetzen. Etliche Bilder und Diagramme wurden zusätzlich aufgenommen, andere wurden, oft durch Mithilfe von Unternehmen der Gaswirtschaft und des DVGW, auf den neuesten Stand gebracht.

Zielsetzung und Konzeption des Buches, das sich durch seinen hohen Praxisbezug auszeichnet, werden auch in der 9. Auflage unverändert beibehalten. Wie bislang streben wir ein Fachbuch mit Lehrbuchcharakter an. Daher ist die Darstellung der verschiedenen Kapitel sorgfältig aufeinander abgestimmt und durch insgesamt ca. 160 Beispiele und Aufgaben miteinander verknüpft. Durch die Vielzahl der Tabellen und Diagramme hat sich das Buch aber auch als Handbuch bewährt.

Dankenswerterweise haben sich auch für die 9. Auflage ausgewiesene Fachleute zur Mitarbeit bereitgefunden, sodass mit fünf Hochschullehrern und sieben Autor:innen aus der Gaswirtschaft eine ausgewogene fachliche Zusammensetzung der Verfasser gewährleistet ist.

In die Neubearbeitung sind zahlreiche Anregungen aus den Hochschulen und aus der Gaswirtschaft eingeflossen. Darüber hinaus haben Mitglieder der DVGW-Hauptgeschäftsstelle und der DVGW-Ausschüsse viele wertvolle Hinweise gegeben. Ohne die kollegiale und vertrauensvolle Unterstützung dieser vielen Fachleute wäre es gar nicht möglich gewesen, den jeweils neuesten Stand der Entwicklung darzustellen. Allen Fachkollegen, die uns selbstlos geholfen haben, danken wir herzlich!

Im Juni 2026

Florian Altendorfner, Holger Dörr, Timm Heinzel, Benno Lendt, Gerald Linke,
Linda von Oesen, Sebastian von Oesen, Paul Semotam, Thomas Schmidt,
Andreas Schrader (†), Gerrit Volk

Geleitwort

Die zahlreichen Veränderungen der globalen Gaswirtschaft in der letzten Dekade rechtfertigen eine Neuauflage der *Grundlagen der Gastechnik*, denn das Buch bietet mehr, als es die beiden Begriffe Gas und Technik erahnen lassen. Es geht sowohl auf die erweiterte Bedeutung des Begriffes „Gas“ als auch auf klassische, aber vor allem innovative Gastechniken ein und geht auch auf die einem massiven Wandel unterzogene Rolle der Gaswirtschaft selbst ein.

Seit dem Erscheinen der 8. Auflage muss man unter dem Begriff „Gas“ viel mehr verstehen als Erdgas oder Biogas. Neue Gase wie Wasserstoff, Synthesegas und auch Kohlendioxid spielen eine zunehmende Rolle und weisen auf die enge Verknüpfung zwischen Energie und Chemie hin. Wasserstoff wird als das Erdgas der Zukunft angesehen – gerade im energiehungrigen Deutschland, das für ein Viertel des europäischen Energiebedarfs steht. Mit einer molekülbasierten Versorgung – 80 % unserer Energie sind Moleküle und nur 20 % sind Strom – ist Wasserstoff Hoffnungsträger, ambitionierte Klimaziele zu erreichen und eine höhere Systemresilienz zu erzielen. Deutschland hat – insbesondere mit der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2021 – Wasserstoff in die Kategorie der Energiegase erhoben und damit auch eine rechtliche Vergleichbarkeit zu Erdgas und den Regeln der Erdgaswirtschaft hergestellt. Mit einer weiteren Änderung des Gesetzes wurde 2024 der Grundstein für das weltweit erste nationale Wasserstoffhochdrucknetz gelegt. Diesen Prozess begleitend wurde ein komplettes Wasserstoff-Regelwerk in Deutschland entwickelt.

Doch keine Transformation gestaltet sich schnell und einfach. Was die neuen Gase und Erdgas vereint sind Aspekte des gefahrlosen Umgangs, der Erzeugung und Gewinnung, des Transports und der Verteilung, der Anwendungseignung und der Ausgestaltung der Marktmodelle. Auf diese Vielschichtigkeit geht das vorliegende Buch dediziert ein, etwa indem es die Stoffeigenschaften von Gasen oder die bei der Wandlung anfallenden Emissionen beschreibt. Auch in Zukunft muss Energie verteilt und in die Absatzzentren gebracht werden. Der rohrleitungsgebundene Transport und

Fragen zur technischen Optimierung gehören daher ebenso zu den Schwerpunkten des Buches. Hier hat es in den zurückliegenden Jahren erheblichen Wissens- und Erkenntnisgewinn gegeben, unter anderem den, dass eine weitgehende Wieder- oder Weiterverwendbarkeit der Erdgasnetze nach einer Umstellung auf Wasserstoff gegeben ist, was sich auf die Netzkosten und damit auf die Bezahlbarkeit von Energie durchschlägt.

Versorgungssicherheit ist neben der schon angesprochenen Nachhaltigkeit von Gasen und ihrer preiswürdigen Bereitstellung der dritte wichtige Aspekt, der in keinem Buch zur Gastechnik fehlen darf. So wird auch in diesem Buch auf die Rolle von Strukturierungselementen eingegangen, zu denen Speicher genauso gehören wie neue Import-Terminals: Mit dem Aufkeimen des Ukraine-Russland-Konfliktes und der Komplettunterbrechung der pipelinegebundenen Erdgasversorgung aus Russland wurde in Deutschland durch den Zubau von Importterminals – zum Teil mobile „Floating"-Einheiten – ein weiteres wichtiges Element geschaffen, um einseitigen Importabhängigkeiten entgegenzutreten und gleichzeitig auf „strukturierte" Weise Mengen in den Markt zu bringen. Während in den vorangegangenen Auflagen des Buches LNG (Liquefied Natural Gas) eine eher untergeordnete Rolle spielte, so ist es nun, seiner Bedeutung entsprechend, prominenter adressiert.

Mit dem Portfolio an neuen Gasen und den damit reichhaltig vorhandenen Aufgaben, sie zur vollen Marktreife zu entwickeln und einen Exit des klassischen Erdgases zur Mitte dieses Jahrhunderts vorzubereiten, spielen aus Sicht eines Technikers oder Ingenieurs Fragen der wechselseitigen Umwandlung/Konvertierung und Aspekte der Gesamtsystemoptimierung eine Rolle. Ich hinterlege dies mit konkreten Beispielen, auf die das Buch eingeht: die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff und damit die Sektorenkopplung Strom – Gas, die Gewinnung von Wasserstoff aus Erdgas und der Umgang (Speicherung oder Verwendung) des anfallenden Kohlendioxids, die Wandlung und Rückgewinnung von Wasserstoff in/aus Ammoniak zwecks einfacheren Schifftransports sowie die Synthetisierung von Kohlenwasserstoff aus Wasserstoff und Kohlendioxid. Hinzu kommen Anforderungen an Reinheit, Qualität und metrologische Erfassbarkeit. Für den Betriebs- und Volkswirt sind die Herausforderungen der Transformation nicht geringer: Hier geht es um die Neugestaltung der Märkte und Neudefinitionen der Marktrollen der handelnden Akteure – Aspekte, die ab Kapitel 10 Eingang ins Buch finden.

Wie in der vorangegangenen Auflage des Buches möchte ich mit folgenden Worten abschließen: Unsere Energielandschaft ist einem stetigen Wandel unterlegen. Sie auf Basis eines fundierten Gastechnik-Wissens als Ganzes denken und weiterentwickeln zu können, ist ein Aspekt, der den Leser dieses Buches erfreuen wird.

Im Juni 2026

Prof. Dr. rer. nat. Gerald Linke

Vorstandsvorsitzender, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW)

Autorenverzeichnis

Autor:in	Kapitel
Prof. Dr.-Ing. Florian Altendorfner Professor für Energietechnik, Technologie-Campus Steinfurt, Fachbereich Energie · Gebäude · Umwelt, FH Münster	Kapitel 3, „Verbrennung der Gase“ Kapitel 4, „Rohrnetzberechnung“
Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse (BG ETEM), Köln	Abschnitt 12.6, „Arbeitssicherheit“
Prof. Dr. rer. nat. Holger Dörr Professor für Gasversorgung/Brenngastechnik in den Bachelor- und Masterstudiengängen, Institut für energieoptimierte Systeme (EOS), Fakultät Versorgungstechnik, Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften	Kapitel 7, „Gasbrenner“ Kapitel 8, „Gasgeräte in Haushalt und Gewerbe“
Prof. Dr.-Ing. Timm Heinzel Leiter des Instituts für Versorgungstechnik (IVT) und des Masterstudiengangs Netztechnik und Netzbetrieb, Fakultät für Angewandte Naturwissenschaften, Energie- und Gebäudetechnik, Fachbereich Gebäude Energie und Umwelt, Hochschule Esslingen	Kapitel 11, „Emissionen, Immissionen; Brenn- und Abgasanalytik“
Prof. Dr.-Ing. Benno Lendt ehemals Professor für Gas- und Energietechnik, Institut für energieoptimierte Systeme (EOS), Fakultät Versorgungstechnik, Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften	Kapitel 2, „Eigenschaften und Austausch von Brenngasen“ bis zur 8. Auflage: Kapitel 8, „Gasgeräte in Haushalt und Gewerbe“ (ausgenommen: Abschnitt 8.3.7, „Brennstoffzellen“)

Autor:in	Kapitel
Prof. Dr. rer. nat. Gerald Linke Vorstandsvorsitzender, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) e. V., Bonn, sowie Privatdozent, Ruhr-Universität Bochum	Kapitel 1, „Brenngase im Energiemarkt – Vorkommen, Gewinnung und Aufbereitung“
Linda von Oesen, B. Eng. freiberufliche Versorgungstechnikingenieurin, Lengede	Kapitel 5, „Gastransport – Gasverteilung“
Sebastian von Oesen, B. Eng. Bereichsleiter Nachrichtentechnik, Avacon Netz GmbH, Salzgitter	Kapitel 5, „Gastransport – Gasverteilung“
Prof. Dr.-Ing. Thomas Schmidt Professor für die Lehrgebiete Gasversorgungswirtschaft und Betriebswirtschaftslehre, Fachbereich Energie – Gebäude – Umwelt, Fachhochschule Münster	Kapitel 6, „Speicherung und Konditionierung von Erdgas und Wasserstoff“
Dipl.-Ing. Andreas Schrader (†) ehemals Leiter Gasinfrastruktur, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) e. V.	Abschnitt 12.1, „Einführung in das Thema“, bis Abschnitt 12.5, „Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit“
Paul Semotam Lehrbeauftragter für Gastechnik, Wärmelehre und Energie- und Umwelttechnik, Berliner Hochschule für Technik	Kapitel 9, „Gasinstallationen in Gebäuden und auf Grundstücken“
Dr. Gerrit Volk, Dipl.-Kfm. Dipl.-Volksw. ehemals Referatsleiter, Bundesnetzagentur, Köln	Kapitel 10, „Marktrollen und Aufgaben in der öffentlichen Gasversorgung“

Autoren früherer Auflagen

Autor:in	Kapitel
Dipl.-Ing. Dipl.-Wirtsch.-Ing. Klaus Brüggemann ehemals Technischer Leiter, Stadtwerke Göttingen AG	Kapitel 10, „Marktrollen und Aufgaben in der öffentlichen Gasversorgung“
Prof. Dr.-Ing. Otto Carlowitz ehemals Professor an der Technischen Universität Clausthal	3. bis 5. Auflage: Kapitel 7, Kapitel 11
Prof. Dr.-Ing. Günter Cerbe (†) ehemals Professor für Energie- und Gastechnik, Fachhochschule Braunschweig/Wolfenbüttel	bis zur 6. Auflage: Kapitel 2, Kapitel 3 bis zur 7. Auflage: Herausgeber

Autor:in	Kapitel
Prof. Hans-Peter Charles ehemals Professor an der Hochschule Bremerhaven	1. und 2. Auflage: Kapitel 11
Prof. Dr.-Ing. Martin Dehli ehemals Professor für die Lehrgebiete Gastechnik, Energietechnik, Thermodynamik und Umwelttechnik, Fakultät Gebäude Energie Umwelt, Hochschule Esslingen	Kapitel 11, „Emissionen, Immissionen; Brenn- und Abgasanalytik“
Dipl.-Ing. Dipl.-Wirtsch.-Ing. Frank Gröschl Bereichsleiter Technologie und Innovationsmanagement, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) e. V.	Kapitel 7, „Gasbrenner“ Abschnitt 8.3.7, „Brennstoffzellen“
Prof. Dr.-Ing. Klaus Heikrodt ehemals Professor für das Lehrgebiet Energietechnik, Fachbereich Maschinentechnik und Mechatronik, Hochschule Ostwestfalen-Lippe, Standort Lemgo	Kapitel 7, „Gasbrenner“
Prof. Dr.-Ing. Gerd Hölzel ehemals Professor an der Fakultät Versorgungstechnik, Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften	3. und 4. Auflage: Kapitel 11
Dr. rer. pol. Jan Eibe Kätelhön ehemals Abteilungsleiter, E.ON Ruhrgas AG, Essen	Kapitel 12
Prof. Dipl.-Ing. Günter Knauf ehemals Professor an der Hochschule Esslingen	1. bis 4. Auflage: Kapitel 1, Kapitel 6
Prof. Dr.-Ing. habil. (em.) Adolf Kochs ehemals Professor an der Bergakademie Freiberg	4. Auflage: Kapitel 14
Dipl.-Ing. Horst Köhler ehemals GASAG, Berlin, sowie Lehrbeauftragter, Technische Fachhochschule Berlin	1. bis 5. Auflage: Kapitel 4
Dipl.-Ing. Torsten Kleiber Ingenieurbüro Kleiber, Berlin, sowie Lehrbeauftragter für Gastechnik, Beuth Hochschule für Technik Berlin	Kapitel 9, „Gasinstallationen in Gebäuden und auf Grundstücken“
Prof. Dr.-Ing. Jürgen Kuck ehemals Professor für Gas-/Energietechnik, Strömungstechnik und Thermodynamik, Institut für energieoptimierte Systeme (EOS), Fakultät Versorgungstechnik, Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften	Kapitel 2, „Eigenschaften und Austausch von Brenngasen“ Kapitel 3, „Verbrennung der Gase“
Prof. Dr.-Ing. Jürgen Lehmann (†) ehemals Professor an der Universität Karlsruhe	1. bis 6. Auflage: Kapitel 1, Kapitel 8
Dipl.-Ing. Horst Lethen (†) ehemals E.ON Ruhrgas Essen AG, sowie Lehrbeauftragter, Fachhochschule Rheinland-Pfalz, Abteilung Trier	1. bis 5. Auflage: Kapitel 5, Kapitel 11

Autor:in	Kapitel
Dipl.-Ing. Horst Mauruschat ehemals GASAG, Berlin, sowie Lehrbeauftragter, Technische Fachhochschule Berlin	1. bis 5. Auflage: Kapitel 9, Kapitel 12
Prof. Dr.-Ing. Jens Mischner Professor für die Lehrgebiete Gas- und Abgastechnik, Energiewirtschaft und -technik, Fakultät Gebäudetechnik und Informatik, Fachhochschule Erfurt	Kapitel 4, „Rohrnetzberechnung“ Kapitel 5, „Gastransport – Gasverteilung“
Prof. Dr.-Ing. Bernhard Mundus (†) ehemals Professor an der Fachhochschule Münster	6. bis 7. Auflage: Kapitel 7
Prof. Dr.-Ing. Hartmut Pietsch ehemals Professor an der Fachhochschule München	bis zur 7. Auflage: Abschnitt 5.3, Abschnitt 5.4, Abschnitt 5.5, Kapitel 6
Dr.-Ing. Albert Seemann Technischer Referent, Präventionsabteilung Fachgebiet Energie und Wasserwirtschaft, Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse (BG ETEM), Köln	Kapitel 12, „Sicherheit im Gasfach“
Dipl.-Ing. Dietmar Spohn ehemals Geschäftsführer der Stadtwerke Bochum GmbH	6. bis 7. Auflage: Kapitel 10
Dr.-Ing. Walter Thielen Senior Advisor, Team Consult G. P. E. GmbH, Berlin	Kapitel 1, „Brenngase im Energiemarkt – Vorkommen, Gewinnung und Aufbereitung“

1

Brenngase im Energiemarkt – Vorkommen, Gewinnung und Aufbereitung

Gerald Linke

1.1 Brenngasarten nach Herkunft und Entstehung

Die heute technisch genutzten Brenngase lassen sich unterteilen in *kohlenstoffhaltige* und *nichtkohlenstoffhaltige Brenngase* (Bild 1.1). Kohlenstoffhaltige Brenngase sind entweder direkt oder indirekt fossilen Ursprungs oder werden aus nachwachsenden organischen Rohstoffen gewonnen. Brenngase fossilen Ursprungs sind im Wesentlichen das *Erdgas* oder sie werden durch eine chemische Umwandlung der fossilen Energieträger Kohle oder Erdöl als *Synthesegas* gewonnen.

Brenngase aus nachwachsenden organischen Rohstoffen spielen gegenüber den Brenngasen fossilen Ursprungs mengenmäßig heute eine noch untergeordnete Rolle. Sie gelten jedoch gegenüber den Brenngasen fossilen Ursprungs als CO_2-neutral und genießen aus Klimaschutzgründen eine besondere Aufmerksamkeit.

Wasserstoff als nichtkohlenstoffhaltiges Brenngas wird entweder durch Nutzung elektrischer Energie über eine Elektrolyse oder eine Plasmalyse direkt aus Wasser oder durch Synthese, Crack- und/oder Reformierungsschritte aus Erdgas oder Synthesegas erzeugt.

Im Zuge der Energiewende wird in Deutschland vor allem die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse aus dem Überschussstrom der regenerativen Stromerzeugung diskutiert, um den Wasserstoff mit dem sogenannten „Power to Gas“-Verfahren weiter zu nutzen. Dieser Wasserstoff kann mit oder ohne Zwischenspeicherung entweder direkt zur Substitution von anderweitig erzeugtem Wasserstoff in der Chemie genutzt werden oder auch über den Sabatier-Prozess in Methan umgewandelt und direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden. Vorbereitet werden derzeit aber auch der Transport und die Verteilung von 100 % Wasserstoff in vorhandenen Erdgasnetzen und neu zu bauenden Infrastrukturen. In Deutschland entsteht in diesem Zuge das weltweit erste nationale Wasserstoffhochdrucknetz mit einer Gesamtlänge von ca. 10 000 km.

In der zurückliegenden Dekade wurde die generelle materialtechnische Eignung des Erdgasnetzes für den Wasserstofftransport durch Versuchsreihen des DVGW nachgewiesen. Viele gastechnische Anlagen – unter ihnen Turbinen oder Brenner – wurden für den Einsatz von Erdgas-Wasserstoffgemischen angepasst und neue Konzepte für die Nutzung von Reinwasserstoff entwickelt. Die Gasreinheits- und Qualitätsanforderungen gemäß technischem Regelwerk (DVGW-Arbeitsblatt G 260) wurden entsprechend überarbeitet und um eine neue 5. Gasfamilie „Wasserstoff“ erweitert.

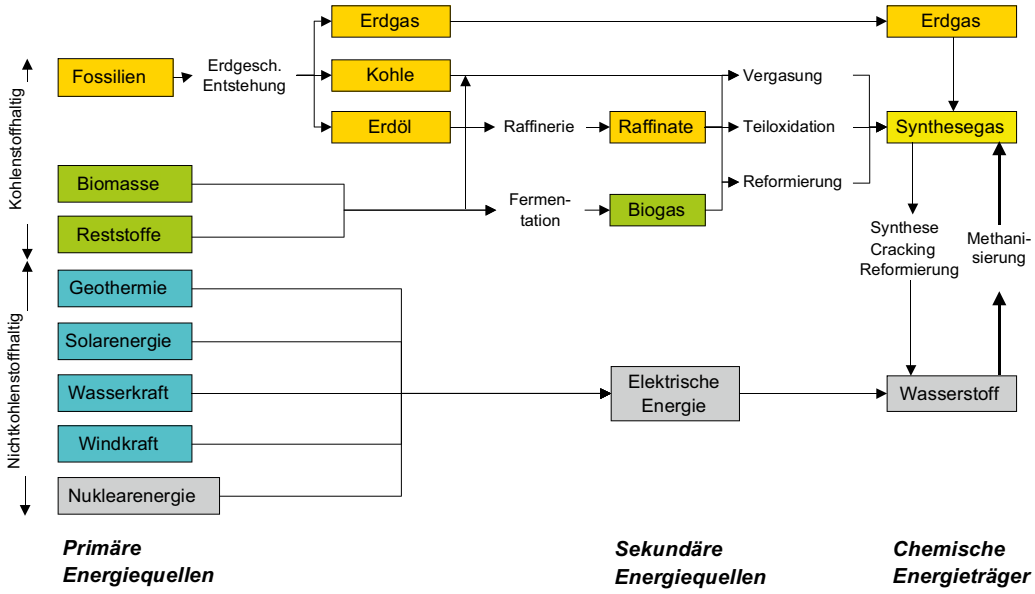


Bild 1.1 Gasproduktionspfade aus verschiedenen Energiequellen

Brenngase lassen sich auch, wie in Bild 1.1 dargestellt, nach der Energiequelle unterteilen. Eine Unterteilung ist hier nach *primären* und *sekundären Energiequellen* möglich. Typische Primärquellen sind fossile Brennstoffe wie Kohle, Erdöl und Erdgas, Biomassen und Reststoffe sowie Nuklearenergie. Als erneuerbare Primärenergiequellen gelten geothermische Quellen, Solarenergie, Wasser- und Windkraft. Als sekundäre Energiequellen werden die (Zwischen-)Produkte aus den Primärquellen bezeichnet. Das sind Raffinerieprodukte wie Petrolkoks, schwere und leichte Kohlenwasserstoffe, Biogase aus Biomassen sowie ganz wesentlich Strom aus Solarenergie, Wind- und Wasserkraft sowie Nuklearenergie, aber teilweise auch aus der Umwandlung von fossilen Brennstoffen sowie Biomassen und Reststoffen. Die Gewichtung der Bedeutung dieser verschiedenen Energiequellen wird sich sicherlich in Zukunft zugunsten der regenerativen verschieben, jedoch grundsätzlich in dieser Struktur erhalten bleiben.

1.2 Gasaufkommen, Verbrauch, Reserven und Entwicklung

Der Primärenergieverbrauch ist in Deutschland seit 2008 rückläufig und betrug in 2023 ca. 2982 TWh (Bild 1.2).

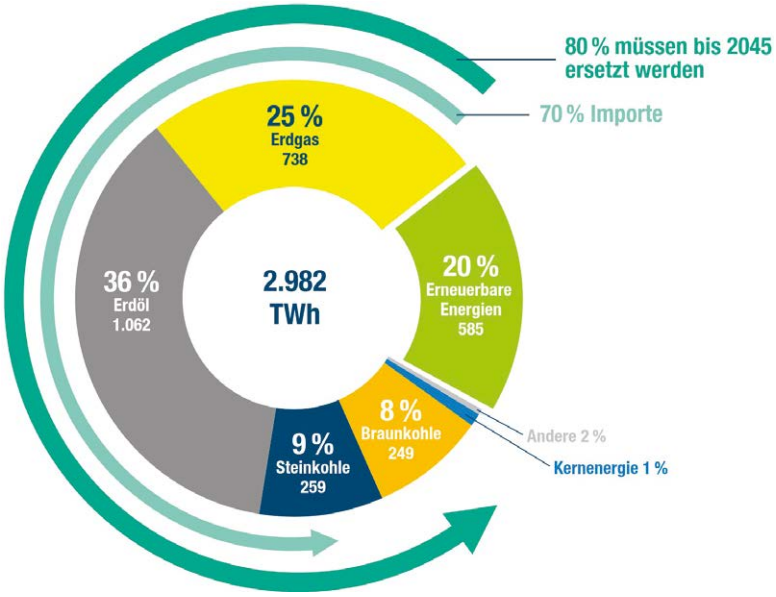


Bild 1.2 Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern in Deutschland 2023 (Quelle: DVGW)

Nach wie vor, aber mit rückläufigem Anteil trägt Mineralöl mit 36 % am meisten zur Primärenergieversorgung bei. Der Anteil von Stein- und Braunkohle ist deutlich rückläufig und erreichet 2023 einen Anteil von zusammen 17 %. Dies ist auch ein Ergebnis der Anstrengungen, CO_2-Emissionen zu reduzieren. Erdgas war mit 25 % am Primärenergieverbrauch beteiligt. Nach deutlichem Rückgang des Erdgasverbrauchs im Zusammenhang mit der Reduzierung von Erdgasimporten aus Russland hat sich der Verbrauch wieder erholt und erreicht einen Zuwachs von 4 % in 2024 gegenüber 2022. Dabei trägt Erdgas neben den aus regenerativen Quellen (Deponiegas, Klärgas und Biogas/Biomethan) hergestellten Brenngasen zu 93 % zum Gasaufkommen bei. Erneuerbare Gase verzeichnen seit rund zehn Jahren ein kontinuierliches Wachstum. Die Erzeugung von Kernenergie spielt aufgrund der deutschen Beschlüsse zum Ausstieg keine Rolle mehr und lag bei einem Anteil von nur noch 0,7 %. Erneuerbarer Strom erreicht einen Anteil von rund 20 % am Primärenergieverbrauch und leistet einen immer größeren Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs. In 2024 war aller-

dings die Stromerzeugung aus Wind rückläufig aufgrund ungünstiger Windverhältnisse, andererseits konnten Wasserkraft und Photovoltaik zulegen.

Tabelle 1.1 Typische Zusammensetzung der Brenngase (Anhaltswerte)

Brenngas**	Gaszusammensetzung in Mol-%*									
	H_2	CO	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_nH_m	CO_2	N_2	O_2
Erdgas H	–	–	93,0	3,0	1,3	0,6	–	1,0	1,1	–
Erdgas L	–	–	81,8	2,8	0,4	0,2	–	0,8	14,0	–
Hochofengas	4,1	21,4	–	–	–	–	–	22,0	52,5	–
Kokereigas	54,5	5,5	25,3	–	–	–	2,3***	2,3	9,6	0,5

* bei Annahme idealen Gasverhaltens (sonst näherungsweise) auch Vol.-% (vgl. Abschnitt 2.1.3)
** für Bio-, Deponie- und Klärgas siehe Abschnitt 1.6; für Durchschnittswerte einiger in Deutschland verteilter Erdgase siehe Tabelle 2.2
*** kann näherungsweise als C_3H_8 behandelt werden

Erdgas für die leitungsgebundene öffentliche Gasversorgung wird weitestgehend importiert. Die deutsche Erdgasförderung trägt nur noch mit rund 5 % zum Erdgasaufkommen bei. Vor dem russischen Angriff auf die Ukraine im Jahr 2022 stammten mehr als 50 % der Gasimporte aus Russland. Mit dem Einsetzen des Krieges und dem darauffolgenden weitgehenden Stopp russischer Lieferungen ab Herbst 2022 erfolgte ein tiefgreifender Wandel in der Struktur des Erdgasaufkommens. Seitdem stammen die Mengen aus Norwegen, den Niederlanden und über das LNG aus Belgien, das in Zeebrügge angelandet wird. Zudem hat Deutschland eigene LNG-Importkapazitäten aufgebaut. Das erste deutsche LNG-Terminal in Wilhelmshaven nahm seinen Betrieb Mitte Dezember 2022 auf. Der reguläre Betrieb begann Anfang Januar 2023. Kurz darauf folgte das Terminal in Brunsbüttel, über das im Januar 2023 erste LNG Mengen geliefert wurden. Damit wurde innerhalb weniger Monate der Einstieg Deutschlands in den direkten LNG-Import über eigene Terminals vollzogen. Damit hat Deutschland seine Gasversorgung in kurzer Zeit unabhängig von Russland gemacht und setzt verstärkt auf neue Lieferpartnerschaften und den Ausbau von LNG-Infrastruktur.

Die niederländische L-Gas-Produktion wird bis spätestens 2030 nahezu vollständig eingestellt. Bereits heute sinken die Liefermengen deutlich. Damit verbunden wird auch der Anteil von L-Gas (engl. low calorific gas) in Deutschland stark zurückgehen. Erforderlich ist eine Umstellung bei den Gasverbrauchern auf die Nutzung von H-Gas. Dies betrifft rund 4,5 Mio. Geräte in Haushalten und Industrie, wovon bereits mehr als die Hälfte erfolgreich angepasst wurden.

Die Entwicklung des Erdgasaufkommen 2022 im Vergleich zu 2024 zeigt Bild 1.3.

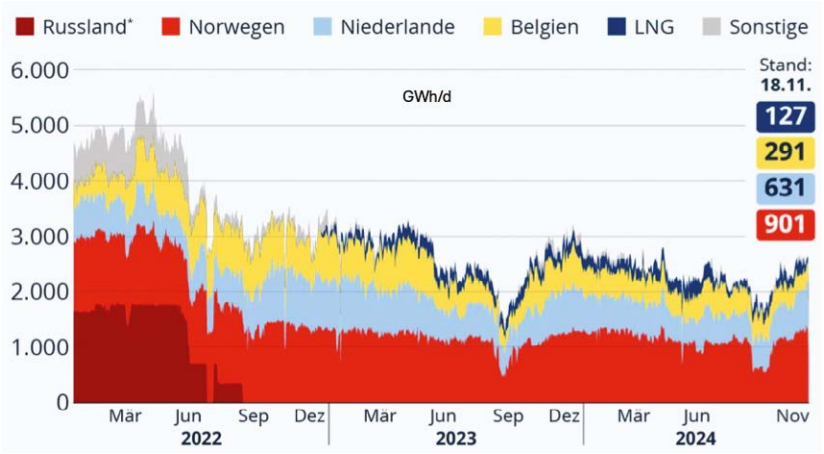


Bild 1.3 Erdgasaufkommen in Deutschland 2022 – 2024 (Quelle: Bundesnetzagentur)

Die aktuell als sicher eingeschätzten Erdgasvorräte in den verschiedenen Regionen der Welt sind in Bild 1.4 dargestellt. Die mit heutigen Fördertechnologien und unter wirtschaftlichen Bedingungen gewinnbaren konventionellen Reserven beliefen sich weltweit auf etwa 208 Billionen Kubikmeter (Tm^3).

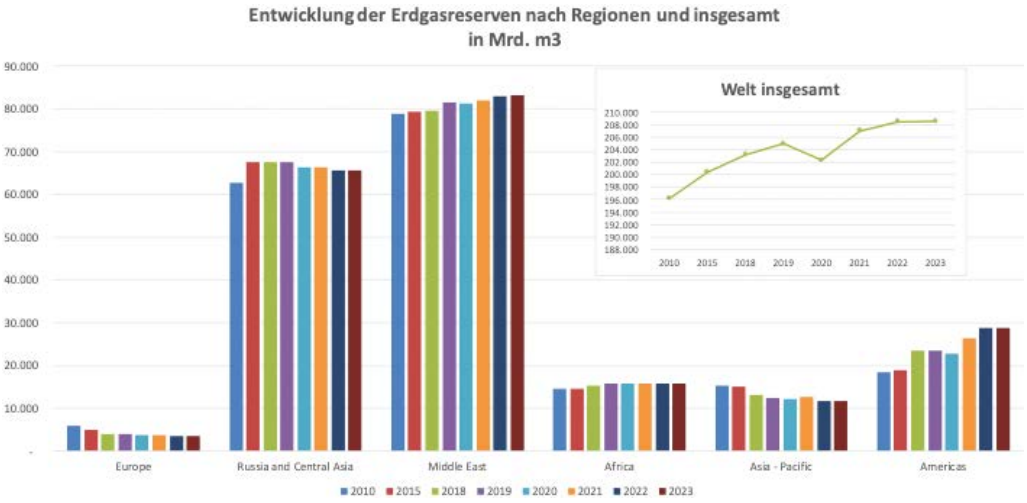


Bild 1.4 Entwicklung der Erdgasreserven 2010 – 2023 (Quelle: World Energy Review 2024; Global Gas Report 2024, DVGW-Analysen)

Diese sicher gewinnbaren Erdgasreserven haben sich in den letzten Jahrzehnten stabil entwickelt. Der weltweite Erdgasverbrauch ist kontinuierlich angestiegen. Trotz des gestiegenen Verbrauchs liegt die statische Reichweite der globalen Erdgasreserven weiterhin bei rund 50 bis 55 Jahren (Bild 1.5).

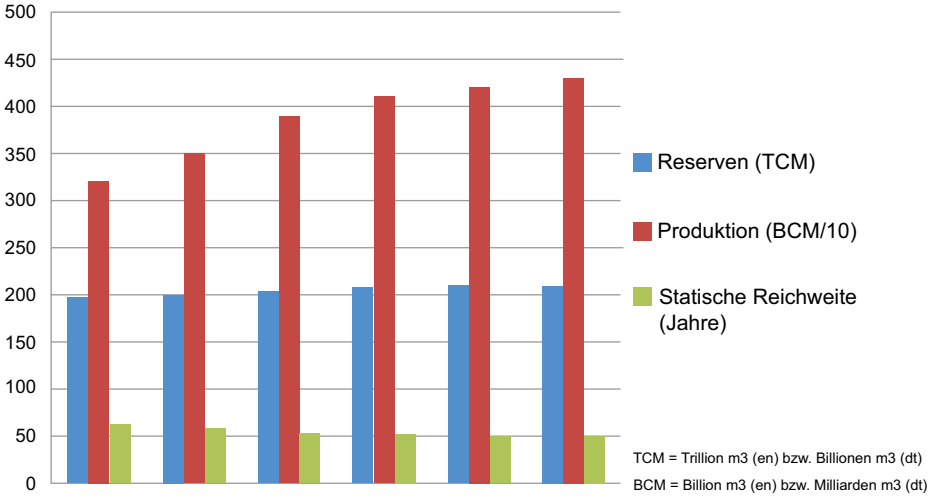


Bild 1.5 Erdgasreserven, Produktion und statische Reichweite

Die Entwicklung der Reserven wird maßgeblich durch die Entdeckung neuer Lagerstätten sowie durch technologische Fortschritte in der Exploration und Förderung beeinflusst. Hinzu kommt die globale Energiepreisentwicklung: Steigende Preise infolge geopolitischer Unsicherheiten oder knapper werdende Ressourcen machen zunehmend auch unkonventionelle Lagerstätten wie Schiefergas, Tight Gas und Flözgas und perspektivisch Gashydrate wirtschaftlich interessant. Wird das Potenzial unkonventioneller Lagerstätten mit einbezogen, könnte sich die Reichweite der globalen Erdgasreserven nahezu verdoppeln – auf bis zu 100 Jahre. Allerdings bestehen Unsicherheiten hinsichtlich der ökologischen und wirtschaftlichen Nachhaltigkeit dieser Quellen.

Alternative Quellen wie Biogas oder über Power-to-Gas erzeugtes Methan (z. B. aus Wind- oder Solarstrom) gewinnen mit steigendem CO_2-Preis und technologischer Weiterentwicklung an Bedeutung und tragen zur Verfügbarkeit von Gas bei. Während Biogas heute im Wettbewerb bestehen kann und bereits einen großen Beitrag leistet, haben Power-to-Gas-Verfahren mit nachfolgender Methanisierung bislang hohe Kosten und sind auf finanzielle Förderung angewiesen. Langfristig, bei entsprechender Kostendegression und weiter steigenden CO_2-Preisen, kann die Produktion schrittweise in die Wirtschaftlichkeit überführt werden.

Allerdings ist auch die Entwicklung des *zukünftigen Verbrauchs* zu betrachten. Weltweit stagniert dieser in den letzten Jahren. Im Gegensatz dazu können steigende LNG-Exportmengen in naher Zukunft zu einem Überangebot auf dem Weltmarkt und zu dauerhaft niedrigen Preisen führen. Aufgrund der mittel- bis langfristig sicheren und preiswerten Verfügbarkeit ist entgegen vieler staatlicher Vorgaben aber auch ein Anstieg des weltweiten Gasverbrauchs möglich. Dabei ist neben den günstigen Verbrennungseigenschaften des Erdgases mit geringen Schadstoffanteilen auch der im Vergleich zu anderen fossilen Brennstoffen niedrige CO_2-Anfall bezogen auf die eingesetzte Brennstoffenergie (Bild 1.6) zu erwähnen. Ein großer Anteil der politisch-ökologischen Ziele einer nachhaltigen Reduktion der CO_2-Abgabe in die Atmosphäre lässt sich deswegen durch den Einsatz von Erdgas anstelle anderer fossiler Brennstoffe wirkungsvoll erreichen.

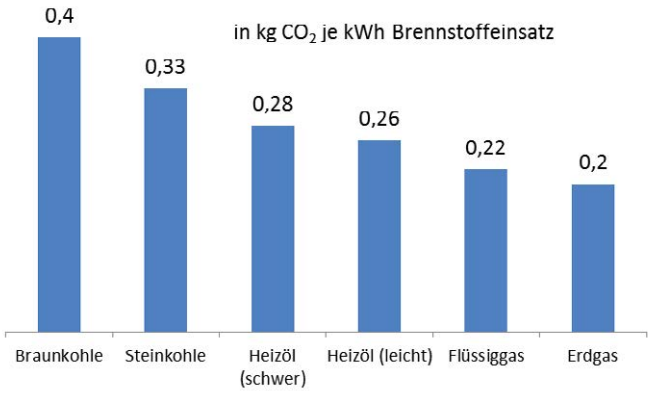


Bild 1.6 CO_2-Abgabe bei der Verbrennung fossiler Energieträger ohne Vorkettenemissionen: Heizwertbezogene Emissionsfaktoren[1)] (Quelle: E.ON (a))

Die Verbrauchsentwicklung ist in den verschiedenen Weltregionen allerdings eher unterschiedlich zu erwarten. In Deutschland und auch anderen Ländern, in denen bereits ehrgeizige Klimaschutzziele durch die Reduzierung fossiler zugunsten regenerativer Energien, aber auch durch deutliche Verbrauchssenkung durch Energieeinsparmaßnahmen und Effizienzsteigerungen definiert wurden, ist eher die Tendenz eines rückläufigen Gasverbrauchs zu erwarten. Bild 1.7 zeigt zum Beispiel die historische Entwicklung des spezifischen Wärmebedarfs pro Quadratmeter Wohnfläche von neuen Wohngebäuden seit dem Jahr 1900 in Deutschland, der vor allem durch vom Gesetzgeber veranlasste Energieeinsparmaßnahmen ab den mittleren 1970er-Jahren abgesenkt wurde und bis 2050 bzw. 2045 auf ein Minimum sinken soll.

[1] Heizwertbezogene Emissionsfaktoren E_{CO_2}; Definition siehe Abschnitt 3.3.3, Formel 3.42 und Formel 3.43.

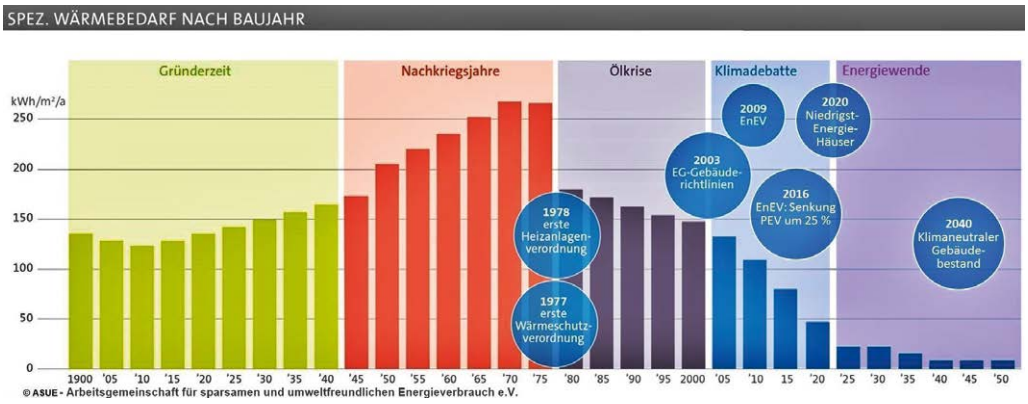


Bild 1.7 Historische Entwicklung des spezifischen Wärmebedarfs von neuen Gebäuden (eigene Darstellung in Anlehnung an ASUE 2022)

Damit einhergehend findet schon jetzt und zukünftig in noch steigendem Maße die Einspeisung regenerativ erzeugten allerdings auch volatilen Stroms in die Stromnetze statt, die zu einer für die Gasheiztechnik negativen Entwicklung der Primärenergiefaktoren und einer Bevorzugung strombasierter Heizungstechniken führen. Bei dieser Entwicklung wird die Wirtschaftlichkeit einer leitungsgebundenen Gasversorgung im bisherigen Konzept bei einer „eindimensionalen" Betrachtung auf den Prüfstand gestellt. Auf der anderen Seite zwingen diese systembedingten „Unstetigkeiten" der Versorgung zu einer Vernetzung der Energiesysteme Strom und Gas; mit Blick auf den Endkunden eröffnen neue Marktmodelle bei Einsatz von *Smart Grid-Technologien* neue Möglichkeiten.

In jedem Fall sind die Weltreserven an fossilen Energieträgern endlich. Eine intelligente und sparsame Nutzung dieser sichert damit auch einen nachhaltigen Klimaschutz.

1.3 Erdgas

Erdgas ist vor vielen Millionen Jahren auf dem Boden der Meere aus großen Mengen kleinster Lebewesen unter Abschluss von Luftsauerstoff und mit der Wirkung von Bakterien entstanden. Innerhalb *geologischer Zeiträume*, also in Millionen von Jahren, ist das Material abgesunken und von mächtigen Sedimentschichten überdeckt worden. Das so entstandene Erdgas hat sich dann zunächst in den Poren des *Muttergesteins* aufgehalten. Methan ist der Hauptbestandteil des *Erdgases*. Daneben sind Ethan, Propan, Butan und weitere Kohlenwasserstoffverbindungen, aber auch Stickstoff und Kohlenstoffdioxid enthalten.

1.3.1 Lagerstätten, Aufsuche und Förderung

Bei entsprechender Porosität des Muttergesteins erfolgte danach eine Wanderung (*Migration*) in andere Formationen. In diesen Formationen wird es heute bei entsprechendem deckgebirgeseitigen Abschluss in den sogenannten *konventionellen Lagerstätten* angetroffen. Die Migration der gebildeten Gase erfolgt dabei als horizontale oder vertikale Wanderung in die porösen Strukturen in Speichergesteinen. Maßgebend für die Durchdringung von Formationen ist deren Durchlässigkeit (*Permeabilität*), für die Speicherfähigkeit des Lagergesteins dessen *Porosität*. Die Lagerstätten stellen entweder *strukturelle Fallen* (Antiklinale, Verwerfungen) oder *stratigrafische Fallen* dar (Bild 1.8). Speichergesteine der Erdgaslagerstätten sind Sandsteine des Oberkarbons, des Rotliegenden und des Buntsandsteins sowie karbonatische Ablagerungen des Zechsteins. In aller Regel werden sie von undurchlässigen Tonsteinen als klassischem Deckgebirge, aber auch von Steinsalz überlagert.

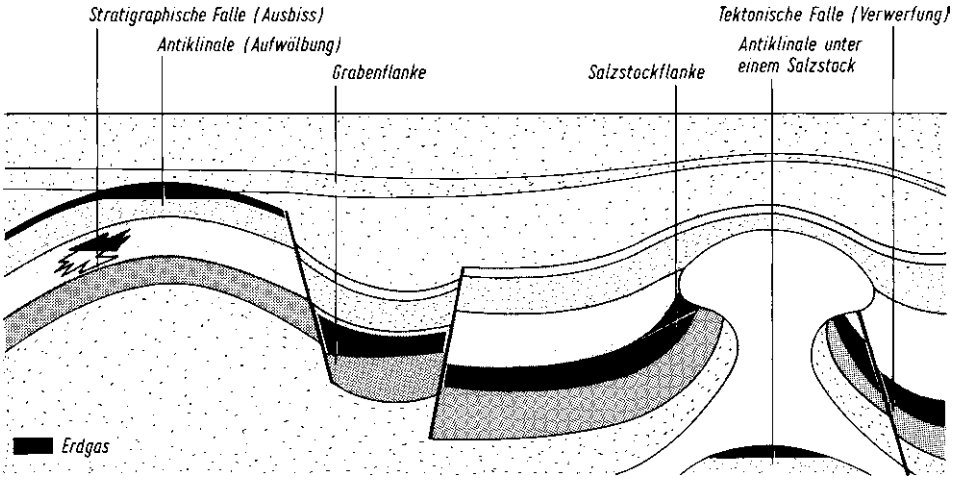


Bild 1.8 Fallenstrukturen der Erdgaslagerstätten (Quelle: BEB)

Ist die Durchlässigkeit des Speichergesteins in diesen Lagerstätten sehr gering, dann spricht man von Tight Gas. Durch diese wenig durchlässigen Gesteine kann das Erdgas nicht frei zu einer Bohrung strömen, weshalb zur Förderung zusätzliche Maßnahmen wie z. B. das unterirdische Aufsprengen der Lagerstätte mit wässrigen Suspensionen, als Fracking bezeichnet, erforderlich sind.

Im Gegensatz dazu gibt es die *unkonventionellen Lagerstätten*. Hier befindet sich das Erdgas in Schichten, in denen es auch entstanden ist („Muttergestein“). Zu diesen Vorkommen zählen Schiefergas oder auch Kohleflözgas. Schiefergas ist am Entstehungsort im Muttergestein verblieben und nicht in durchlässigere Gesteine migriert. Kohleflözgas als Abkömmling der Steinkohle trifft man in norddeutschen und nord-

holländischen Vorkommen an. Die Kohle wurde dabei sehr früh in der Erdgeschichte gebildet. Dabei entstehende Gase haben sich teilweise im Laufe der Millionen Jahre verflüchtigt. In anderen Fällen sind die Erdschichten in Bewegung geraten, wobei *ausgereifte Kohlenlager* in tiefere Bereiche abgesunken sind. Hier erfolgte eine Nachinkohlung bei höherem Druck und großer Wärme, sodass flüchtige Bestandteile freigesetzt worden sind. Diese Gase haben sich in geologischen Strukturen gesammelt, wo sie heute angetroffen werden. Auch in diesen Lagerstätten müssen zusätzliche Maßnahmen zur Förderung getroffen werden. Aus dem Vorgenannten wird deutlich, dass die Wirtschaftlichkeit der Gasausbeutung einer Lagerstätte wesentlich von der Porosität und Permeabilität seines Gesteins und der Gasdichtigkeit seines Deckgebirges bestimmt wird.

Die Suche nach Erdgaslagerstätten wird in der Regel durch *seismische Untersuchungen* der Gesteinsformationen vorgenommen. Hierbei werden künstliche Schwingungen in Form von „Mini-Erdbeben“ erzeugt, welche die Schichten der Erdkruste durchlaufen und an den Formationsgrenzen reflektiert werden. Eine große Zahl von an der Oberfläche ausgelegten Seismografen (bei dem besonders instruktiven 3D-Verfahren bis zu 12 000 Stück pro Messung) übertragen die aufgenommene Energie der reflektierten Schwingungen an ein Messfahrzeug. Mithilfe der aufgezeichneten Messwerte lässt sich eine detaillierte Beschreibung des untersuchten Gebietes hinsichtlich Bau, Tektonik, Schichtenfolge und -ausbildung bis in eine Tiefe von 5000 m erstellen.

Auf diese Weise erkannte *erdgashöffige Strukturen* werden dann durch *Aufschlussbohrungen* bis in eine Tiefe von 6000 m auf ihren Gehalt an Kohlenwasserstoffen untersucht. Die Fündigkeitsrate einer solchen Bohrung beträgt etwa 1 : 6. Zwei Bohrverfahren werden dabei angewendet, das *Rotary-Verfahren* mit mechanischer Kraftübertragung auf den Bohrmeißel (Bild 1.9) und das *Turbinen-Bohrverfahren*, bei dem die Kraftübertragung auf hydraulischem Wege über die Spülflüssigkeit erfolgt.

Der Vorteil der zweiten Methode liegt unter anderem darin, dass es horizontale Ablenkungen des Bohrkanals von bis zu mehreren 100 m erlaubt, was besonders in Lagerstätten mit geringer Permeabilität des Gesteins und bei Offshore-Explorationen die Anzahl der erforderlichen Bohrungen reduziert und deren jeweilige Ausbeute erhöht (Bild 1.10).

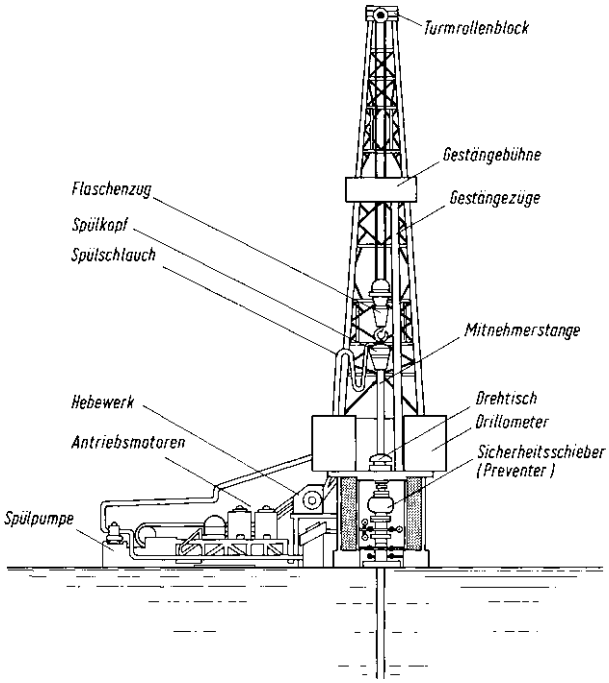


Bild 1.9
Rotary-Bohrverfahren
(Quelle: BEB)

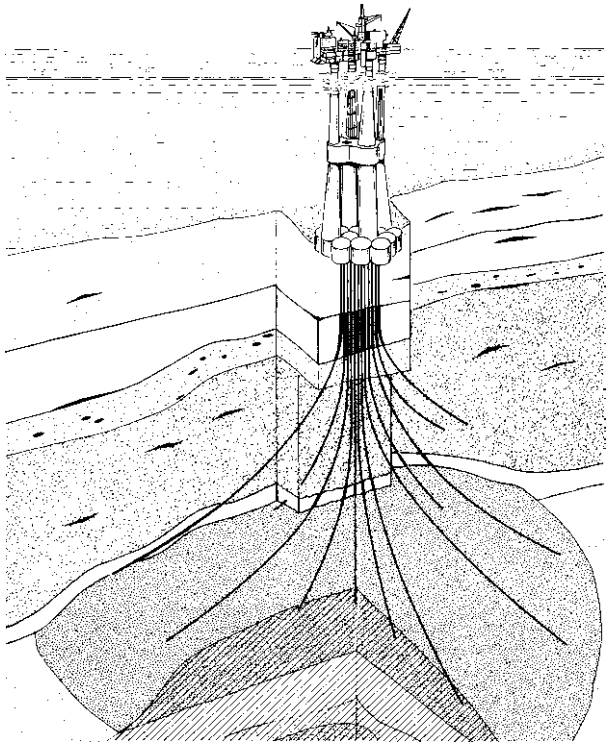


Bild 1.10
Horizontale Ablenkung beim Turbinen-Bohrverfahren
(Troll) (Quelle: E.ON (b))

Die Aufgaben der durch das hohle Bohrgestänge geführten Spülflüssigkeit sind neben der Kühlung des Bohrmeißels die Reinigung der Bohrlochsohle und die Austragung des Bohrkleins, die Abdichtung noch unverrohrter Bohrlochstrecken und die Sicherung gegen einen *Blow-out* (Gasausbruch). Bohrungen bis in große Tiefen werden in der Regel mit einem Anfangsdurchmesser von 30 Zoll begonnen, der dann in 4 bis 5 Stufen bis auf 5 Zoll verringert wird. Die einzelnen Abschnitte werden mit teleskopartig ineinander gesteckten Futterrohren (engl. casing liner) ausgekleidet, die gegen die Bohrlochwand mit Zementschlamm abgedichtet werden (Bild 1.11). Mit einer besonderen Bohrkrone (engl. rubber-lined core barrel) gewonnene Bohrkerne werden regelmäßig hinsichtlich der Gesteinsmerkmale und die Spülflüssigkeit laufend physikalisch-chemisch auf Gas- und Ölspuren untersucht.

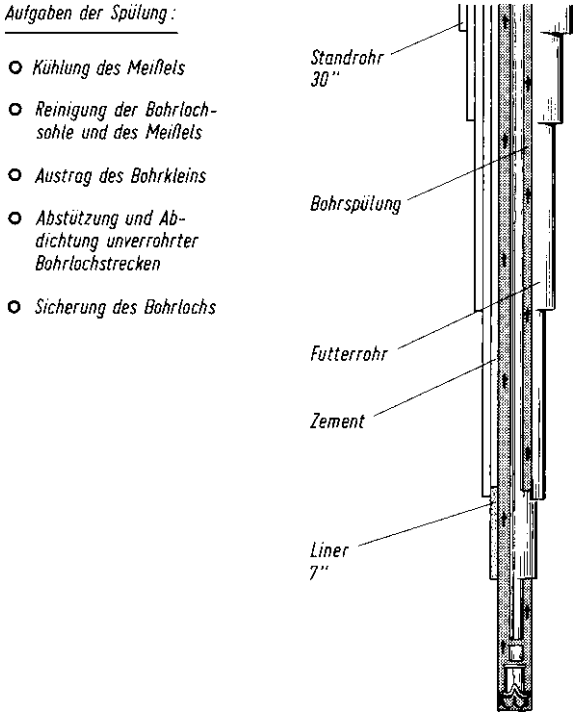


Bild 1.11 Spülung und Verrohrung einer Gasbohrung (Quelle: BEB)

Wenn die Messungen ein *verwertbares Gasvorkommen* erwarten lassen, wird die Bohrung bis unterhalb des tiefsten höffigen Horizontes verrohrt. Die Spülung wird mit einer korrosionshemmenden Flüssigkeit verdrängt. Dann wird ein gasdichter Steigrohrstrang (Förderstrang, tubing) eingebaut. Zum sicheren Abdichten des Steigrohrstranges gegen die Bohrlochwand sind meist zwei *Packer* erforderlich, die mit fest ans Gebirge bzw. an das Futterrohr pressenden Gummimanschetten gegen die über dem Packer stehende Spülung abdichten. Oberhalb des Packers bleibt die Flüssigkeit im

Ringraum, während sie aus dem Steigrohr verdrängt wird. Der Förderstrang muss in dem zu fördernden Horizont geöffnet werden, was mithilfe einer Hohlladung (*Perforationskanone*) erfolgen kann (Bild 1.12).

Die Hohlladung besteht aus einem dickwandigen Stahlrohr **(g)** mit auf verschiedenen Höhen eingebauten Sprengladungen, zumeist mit einem Kupferkern **(e)** und wird in das außen *zementierte* Futterrohr **(c)** eingebracht (Bild 1.12). Bei der Detonation werden radial gerichtete runde Löcher **(f)** durch das Futterrohr und die Zementierung bis mehrere Meter Tiefe in das Gestein geschlagen. Durch die durchlöcherte Verrohrung kann das Gas in den dann eingebauten Förderstrang (*Steigrohr*) eintreten. Die Größe des Vorkommens kann dadurch getestet werden, dass man einen Gasstrom längere Zeit entnimmt und die Druckverhältnisse der Lagerstätte beobachtet.

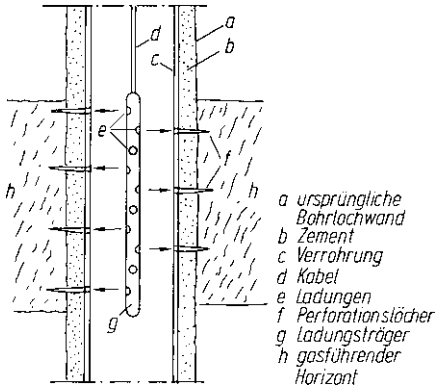


Bild 1.12
Wirkungsweise einer Bohrlochperforationskanone (schematisch) (Quelle: HLH 1967, 2/67, S. 47)

Erdgas tritt immer mit Überdruck aus. Die Lagerstätte gibt den hydrostatischen oder einen höheren Druck in Abhängigkeit von der Tiefe und von der Art des Deckgebirges ab. Am Sondenkopf steht wegen des Druckverlustes im Steigrohr ein entsprechend geringerer Druck an. Im Förderhorizont kann das Gas bei entsprechender Tiefe sehr warm sein. Infolge des Joule-Thomson-Effektes findet eine Abkühlung des Gases statt. Die Förderrate hängt vom Fließdruck ab, der eine Funktion der Teufenlage, der Mächtigkeit des gasführenden Horizontes und der Durchlässigkeit der Gesteine ist. Ergeben die Förderversuche eine technisch und wirtschaftlich nutzbare Gaslagerstätte, so kann ein *Absatz- und Entwicklungsplan* aufgestellt werden. Die Flächenerstreckung des Feldes wird ermittelt, um die vorhandene (engl. gas in place) und wirtschaftlich förderbare Gasmenge festzustellen. Dann müssen auch die Anzahl der erforderlichen Fördersonden und deren zeitlicher Aufbau geplant werden, denn mit abfallendem Förderdruck müssen weitere Bohrungen rechtzeitig abgeteuft werden.

Das Gas wird aus der Bohrung durch das über Tage angeordnete *Eruptionskreuz* entnommen (Bild 1.13), das verschiedene Aufgaben erfüllen muss. Das Eruptionskreuz ist auf das Steigrohr aufgesetzt und hat mehrere Abgänge. Ein Anschluss kann mit einer Fackelleitung verbunden, ein anderer zum eventuellen Totpumpen der Sonde

durch Einfüllen einer Schwerflüssigkeit vorgesehen werden. Oberhalb eines Hauptabsperrschiebers sind die zwei oder mehr Anschlüsse für Entnahmeleitungen und Messeinrichtungen angeordnet. Bei einigen Sonden sind feste Düsen eingebaut (Grundlast), bei anderen kann die Entnahme mit Nadelventilen gesteuert oder geregelt werden (Spitzenlast).

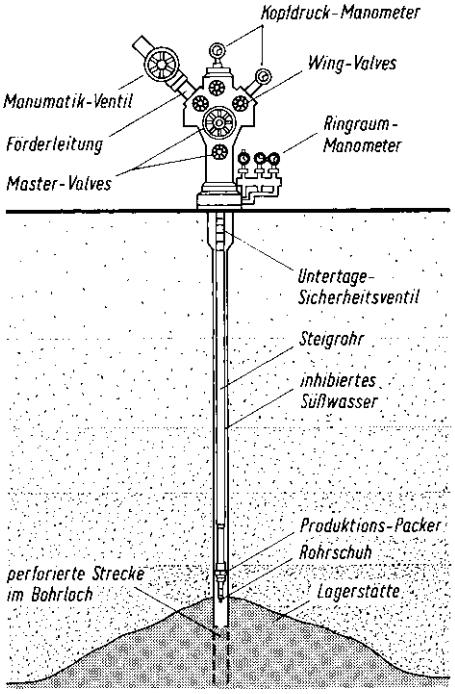


Bild 1.13
Ausrüstung einer Hochdruck-Fördersonde (Quelle: BEB)

Etwa 40 % der westeuropäischen Erdgasreserven befinden sich im *Nordseeschelf* (Bild 1.14). Die Aufsuche und die Förderung von Erdgas im Schelf unterscheidet sich nicht grundsätzlich von den an Land angewendeten Methoden. Es werden *Bohrplattformen* eingesetzt, bei der Produktion werden mehrere Bohrungen von einer Produktionsplattform erfasst. Man hat dafür kombinierte Beton- und Stahlplattformen entwickelt, die zur Aufnahme der übertägigen Bohr- und Produktionseinrichtungen dienen und durch Rammpfähle im Meeresgrund befestigt oder mithilfe gefluteter Ballasttanks abgesetzt werden (Bild 1.15).

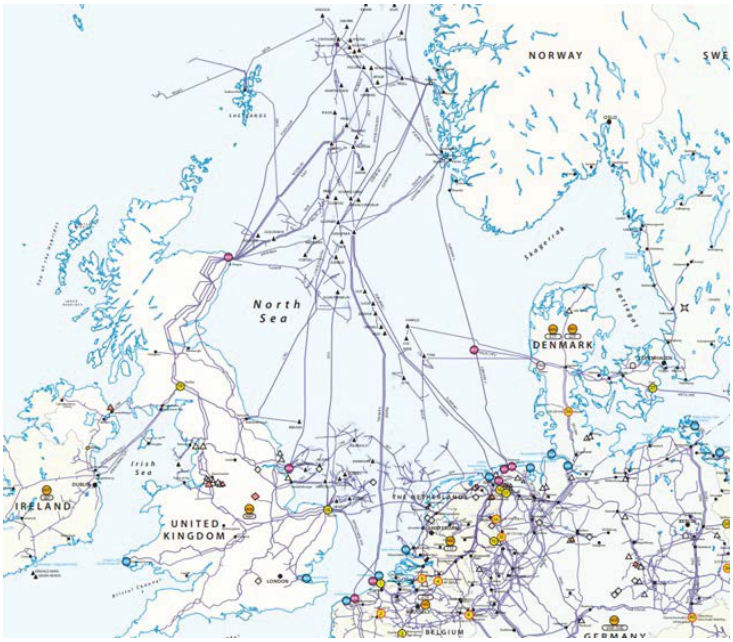


Bild 1.14 Systemkapazitäten Nordsee/Offshore-Installationen (Ausschnitt aus der „System Capacity Map“ von GIE, Gas Infrastructure Europe)

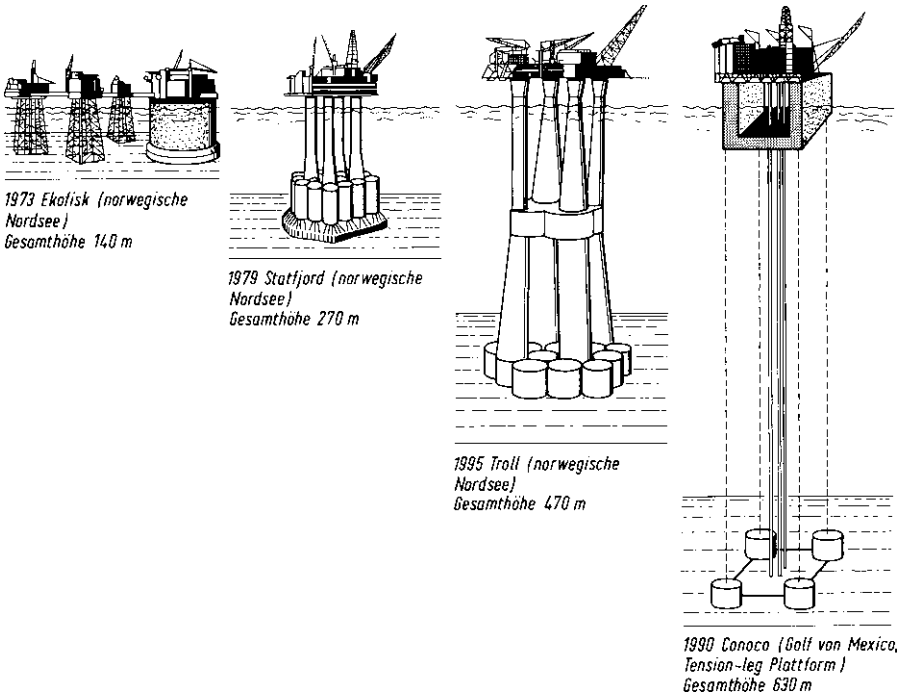


Bild 1.15 Entwicklung der Offshore-Fördertechnik (Quelle: gwi)

Die Bohrungen können von einer Plattform sternförmig aus der Senkrechten abgelenkt werden (Bild 1.10). Einige Felder werden auch durch den Einsatz submariner Sammelstationen erschlossen, die alle Förderbohrungen einer Bohrstelle bündeln und das Gas an eine entferntere, große oder schwimmende Produktionsplattform weiterleiten. Erdgas muss also im Schelfgebiet (engl. offshore), wie das bis zu 200 m tiefe Meer genannt wird, gefördert werden.

Trotz des erheblichen technischen und wirtschaftlichen Potenzials wird die seit mehr als 60 Jahren erfolgreich angewendete Fracking-Technologie bei der Öl- und Gasförderung aus Umweltgesichtspunkten kritisch diskutiert. Dabei wird durch Einpressen wässriger Suspensionen in die Bohrung das gasführende Gestein unter hohem Druck aufgesprengt und so die Förderkapazität erhöht oder im Falle von Tight Gas oder Schiefergas gar erst ermöglicht (Bild 1.16). Unterstützt durch die Öl- und Gaspreisentwicklung der letzten Jahrzehnte, vor allem aber durch die Entwicklung der Horizontalbohrtechnik hat die Anwendung dieser Technik im Hinblick auf die gewinnbaren Reserven insgesamt aber auch auf die Rollenverteilung der Exportstaaten eine neue Dimension erhalten. Eindrucksvolles Beispiel sind die USA, die sich durch die großtechnische Anwendung in den letzten Jahren auf dem Weg vom Importeur zum Öl- und Gasexporteur begeben haben. Eine gewisse Unsicherheit haftet den teilweise optimistischen Prognosen allerdings durch noch unzureichende Kenntnis über die Nachhaltigkeit der Lagerstättenförderkapazitäten an. Die mögliche Verunreinigung grundwasserleitender Schichten durch die Frackfluide erzeugt auch verbreitete Kritik aus Sicht des Umweltschutzes. Und letztlich kann – zumindest in nächster Zeit – der Weltgaspreis als solcher die Wirtschaftlichkeit der Verfahren infrage stellen.

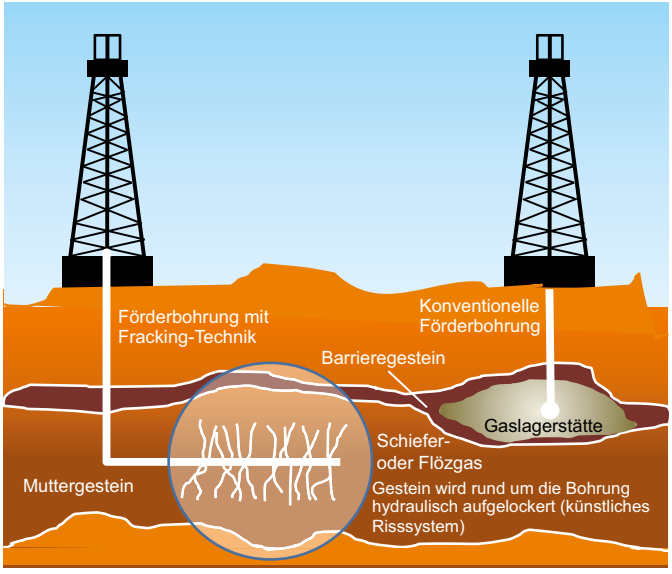


Bild 1.16
Konventionelle und unkonventionelle Gasförderung mit Fracking nach (Quelle: Green Logistics 2013)

1.3.2 Aufbereitung

Die Zusammensetzung der Erdgase variiert stark (Tabelle 1.1). Methan und die höheren Kohlenwasserstoffe stellen den brennbaren Teil dar. Dazu kommen als wesentliche Bestandteile Kohlenstoffdioxid, Stickstoff, Wasserdampf und Schwefelwasserstoff. Die beiden letzten Bestandteile müssen dem Erdgas vor dessen Einleitung in das Verteilungsnetz weitgehend entzogen werden, Wasserdampf könnte beim Entspannen des Gases und der damit verbundenen Abkühlung kristalline *Gashydrate* bilden und Verstopfungen verursachen. Wasser und Schwefelwasserstoff H_2S könnten zu Korrosionen beitragen, letzteres bei der Verbrennung den unerwünschten Abgasschadstoff Schwefeldioxid SO_2 erzeugen.

Gastrocknung. *Süßgase*, d. h. Erdgase ohne Schwefelwasserstoffbelastung, müssen vor der Einspeisung in das Verteilungsnetz lediglich getrocknet werden. Folgende Verfahren können dabei angewendet werden:

- Tiefkühlung mit Expansionskühlung (Joule-Thomson-Effekt) oder Fremdkühlung mit Kälteanlage
- Trocknung mit organischen flüssigen Absorptionsmitteln (z. B. Glykol)
- Trocknung mit festen Adsorptionsmitteln (z. B. Silicagel oder Molekularsiebe-Zeolithe mit großen inneren Oberflächen).

Bei der Tiefkühlung können dem Erdgas neben dem Wasser auch noch höhere Kohlenwasserstoffe entzogen werden. Das Schema der Trocknung mit Glykol zeigt Bild 1.17. Bei der Trocknung mit Silicagel oder Zeolithen ist ein nicht unerheblicher Aufwand zur regenerativen Trocknung des Adsorptionsmittels erforderlich, der etwa 10 % der zu trocknenden Gasmenge verbrauchen kann. Nach der Trocknung soll der Taupunkt des verbliebenen Restwasserdampfes –8 °C bis –15 °C betragen.

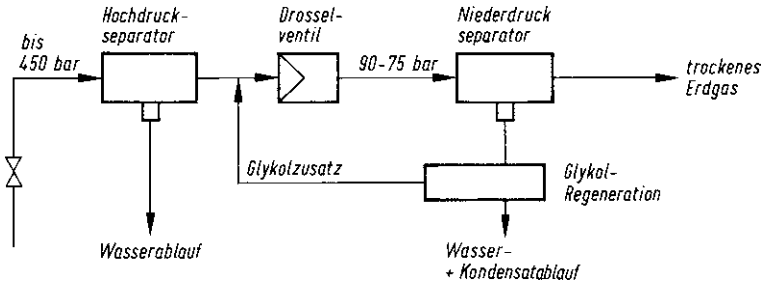


Bild 1.17 Prinzip einer Gastrocknung mit Glykol (Quelle: gwf 1970)

Entschwefelung. Erdgase mit einem Schwefelwasserstoffgehalt von mehr als 1 % werden als *Sauergase* bezeichnet, solche mit einem geringeren Anteil als *Leangase* (engl. lean = mager). Der H_2S-Gehalt deutscher Erdgase bewegt sich in einem breiten Bereich von 0,01 bis 30 %. Diese Gase werden über ein separates Leitungssystem zentralen Aufbereitungsanlagen zugeführt. Etwa 40 % des in Deutschland geförderten Erdgases mussten bisher entschwefelt werden, der Anteil hier ist wegen zunehmender Schließung stark schwefelhaltiger Quellen allerdings rückläufig. Dies geschieht in chemisch-physikalischen Waschanlagen nach dem Sulfinol-Verfahren für Sauergase und nach dem Purisol-Verfahren für Leangase. Das Prinzipschema für das Sulfinol-Verfahren zeigt Bild 1.18. Hierbei wird durch in der Waschlauge enthaltene Stoffe H_2S und in geringerem Maße auch CO_2 physikalisch und chemisch gebunden. Die beladene Lauge wird durch Dampfzugabe regeneriert. Der Schwefelwasserstoff in der sogenannten Claus-Reaktion durch partielle Verbrennung und anschließender katalytischer Reaktion zu elementarem Schwefel umgewandelt. Der jährliche Schwefelanfall aus der deutschen Erdgasreinigung beträgt etwa 0,4 Mio. t. Der Restschwefelgehalt des Reingases liegt bei weniger als 5 mg H_2S und COS/m^3 sowie weniger als 20 mg/m^3 Gesamtschwefel ohne Schwefelanteil aus der Odorierung.

Konditionierung. Erdgase mit einem zu hohen Gehalt an Stickstoff werden zur Anhebung des Brennwerts mit stickstoffarmem H-Gas gemischt. Das früher angewendete Tieftemperatur-Trennverfahren zur Abscheidung von N_2 wird nicht mehr angewendet.

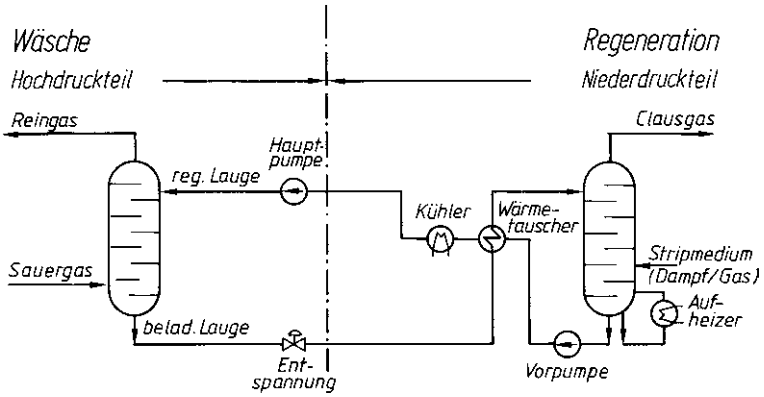


Bild 1.18 Entschwefelung von Sauergasen durch Gaswäsche nach dem Sulfinol-Verfahren (Quelle: gwf 1982)

1.3.3 Transport

Erdgasvorkommen liefern neben dem Produkt auch gleichzeitig einen wesentlichen Teil der Transportenergie in Form des in der Lagerstätte herrschenden Druckes. Dies kann zu Beginn der Aufnahme der Förderung aus 3500 m Tiefe etwa so aussehen:

Lagerstättendruck	350 bar
Sondenkopfdruck	260 bar
nach Druckreduzierung auf dem Sondenplatz	90 bar
Eingang der Aufbereitungsanlage	75 bar
Ausgang der Aufbereitungsanlage	65 bar
Übergabestation	35 bar

Mit zunehmender Ausförderung einer Lagerstätte sinkt der Lagerstättendruck. Daher müssen in der letzten Phase der Förderung *Feldkompressoren* zur Druckerhöhung eingesetzt werden. Unabhängig davon ist der Einsatz von Kompressorstationen im Ferngasleitungsnetz, die in Abständen von 100 km bis 200 km den Druck im Gasnetz über weite Strecken aufrechterhalten. Ohne den Betriebsaufwand für Feldkompressoren beträgt der für Förderung, Aufbereitung, Speicherung und Zwischenverdichtung anteilig zu leistende Aufwand etwa 6,3 % der Gasfördermenge. An Gasverlusten bis zum Endabnehmer rechnet man in Deutschland mit etwa 0,7 %.

Deutschland ist ein Erdgasimportland. Circa 90 % des verbrauchten Erdgases in Deutschland werden auf verschiedenen Wegen aus Norwegen, den Niederlanden, Belgien und über LNG weitgehend aus USA und Qatar importiert. Dazu kommen große Mengen an Erdgas, die über Deutschland in angrenzende EU-Staaten transportiert werden. Die wichtigsten dieser Gasleitungswege zeigt Bild 1.19.

Während in Deutschland der Gasverbrauch stagniert und nach den Planungen im Rahmen der Energiewende sogar eine Minderung in den nächsten 10 Jahren zu erwarten ist, hat sich in den letzten 5 Jahren der Transit in andere europäische Länder ständig erhöht. Deutschland wird damit von einem Importland zunehmend zu einer Drehscheibe der Gaswirtschaft in Europa. Hierdurch steigt die Bedeutung der Gastransportnetze in Deutschland. Diese tragen damit auch immer stärker zur Versorgungssicherheit von Energie in Europa bei. Anderseits führt der niedrigere Verbrauch zu einer geringeren Auslastung der Verteilnetze und damit zu höheren spezifischen Kosten der Infrastrukturen, was die Attraktivität von Gas im Wettbewerb zu anderen Energieträgern mindern kann.

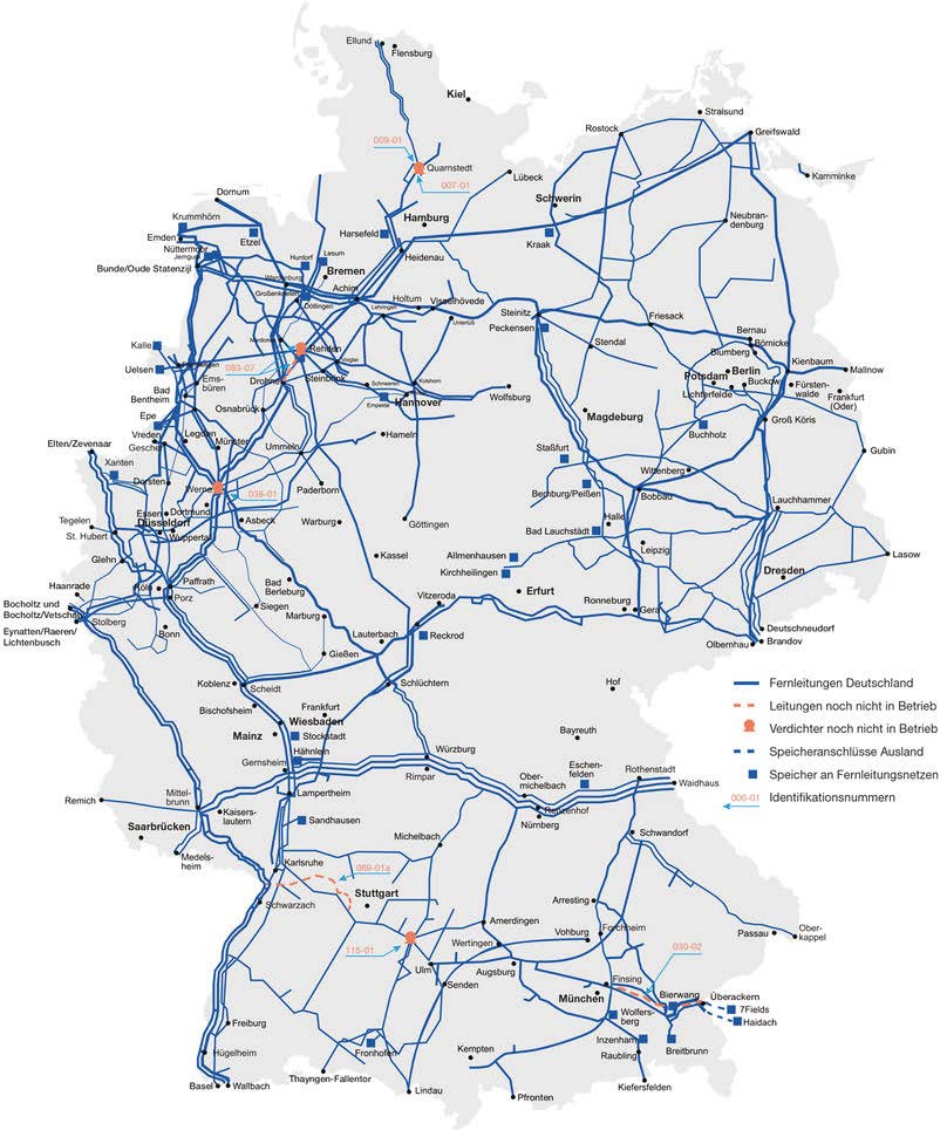


Bild 1.19 Erdgastransportleitungen Deutschland (Quelle: BDEW 2024)

Den überregionalen und grenzüberschreitenden Gastransport leisten in Deutschland die *Fernleitungsnetzbetreiber* – in 2024 waren dies 16 an der Zahl – mit einem insgesamt ca. 40 000 km langen Fernleitungsnetz. Durch Leitungen mit Durchmessern bis zu 140 cm wird das Gas mit einem Druck von bis zu 100 bar und einer mittleren Geschwindigkeit von 10 m/s über weite Strecken aus (Russland), Norwegen und den Niederlanden nach Deutschland bzw. im Transit in angrenzende EU-Staaten gefördert. Fast 700 *Verteilnetzbetreiber* liefern in Deutschland das Gas anschließend über ein

über 500 000 km langes Verteilnetz an die Endkunden. Diese mehrstufige Struktur ist im Vergleich zu anderen europäischen Staaten komplex.

In 2011 wurden in Deutschland zwei qualitätsübergreifende Marktgebiete geschaffen, *GASPOOL* in Nord- und Ostdeutschland, sowie *NetConnect Germany* (*NCG*) in West- und Süddeutschland (vgl. Abschnitt 10.1.2). In den beiden Marktgebieten kooperierten die jeweiligen Transportnetzbetreiber und die nachgelagerten Verteilnetzbetreiber, indem die Fernleitungsnetze und nachgelagerten Verteilernetze in einer einzigen Bilanzierungszone als Handelszone zusammengefasst werden. Innerhalb einer solchen Handelszone konnten Transportkunden flexibel Ein- und Ausspeiseverträge abschließen und entsprechend gebuchte Transportkapazitäten nutzen.

2021 erfolgten eine Reform und der Zusammenschluss zu einem einzigen Marktgebiet, dem Trading Hub Europe (THE). THE leistet Balancing Services, d. h., es ist für die Beschaffung von Ausgleichsenergie zuständig. Mit der durch den 2022 einsetzenden Krieg zwischen Russland und der Ukraine und dem Erfordernis, durch Befüllung der deutschen Erdgasspeicher Versorgungssicherheit gerade in den leistungsstarken Wintermonaten zu gewährleisten, kommt THE in Ergänzung zu anderen Marktteilnehmern (Händlern) auch die Aufgabe zu, Erdgasmengen am internationalen Markt zu beschaffen, falls die Erreichung von Speicherfüllstandszielen vor der Heizperiode in Gefahr ist.

1.4 LNG (Liquefied Natural Gas)

Erdgas ist häufig ein Nebenprodukt bei der Ölförderung oder es wird aus großen Erdgaslagerstätten gewonnen. In den meisten Fällen ist der lokale Markt zu klein, um eine vollständige Nutzung vor Ort zu ermöglichen. Je nach geografischer Lage kommt der Transport über Pipelines oder aber auch die Verflüssigung zu LNG (Liquefied Natural Gas) mit anschließendem Transport in Betracht.

Der Erdgastransport im verflüssigten Zustand stellt trotz hoher Aufbereitungs- und Transportkosten eine sinnvolle oder sogar die einzige Alternative zum leitungsgebundenen Transport zum einen bei abgelegenen Produktionsstätten (USA, Afrika, Alaska, Nahost (Katar), Australien, Indonesien, Karibik, Malaysia)) und zum anderen aufgrund der hohen Flexibilität dar. Er erfolgt in speziell dafür entwickelten LNG-Tankern. In manchen Versorgungsgebieten, wie z. B. im Nordosten der USA, wird es auch zur Deckung von Verbrauchsspitzen im Winter eingesetzt (Abschnitt 6.5).

Die wichtigsten Transportrouten für Flüssigerdgas zu den Märkten zeigt Bild 1.20. 22 Länder exportierten 2024 weltweit insgesamt 411 Mio. t flüssiges Erdgas (IGU 2025) zu 48 verschiedenen Importmärkten. Die bedeutendsten Exporteure (Stand 2024, IGU 2025) sind USA (88,4 Mio. t), Australien (81,0 Mio. t), Qatar (77,2 Mio. t), Russland (33,5 Mio. t), Malaysia (27,7 Mio. t), Indonesien (17,6 Mio. t), Nigeria (13,8 Mio. t) und Algerien (11,6 Mio. t).

Die bedeutendsten Verbraucherregionen waren in 2024 Asien mit 282 Mio. t/a, Europa mit 101 Mio. t/a und Süd/Zentral-Amerika mit 13 Mio. t/a.



Bild 1.20 LNG-Transport, Haupthandelsströme zu den Märkten (Quelle: World LNG Report – 2025 Edition)

Der Markt hat sich in den vergangenen Jahren weltweit dynamisch entwickelt. Exportkapazitäten wurden erweitert. Die USA haben sich aufgrund der Schiefergasentwicklung von einer Importnation in eine Exportnation gewandelt, wodurch insbesondere in Asien und Europa die Importe stark angestiegen sind. Insbesondere in Europa wurden der Wegfall der russischen Importmengen im Nachgang des Ukrainekrieges die LNG-Importkapazitäten stark ausgebaut. Das Thema Versorgungssicherheit und Diversifizierung der Lieferanten spielt hier eine wichtige Rolle. Allein in Deutschland wurden zwischen 2022 und 2025 sechs schwimmende Terminals (FSRU) installiert. LNG bleibt ein auf der globalen Ebenen wachsender Markt. Mehr als das doppelte der weltweit fast 500 Mio. t/a Verflüssigungskapazität befindet sich heute zusätzlich in der Projektierungsphase. Welche und wie viele dieser Projekte allerdings umgesetzt werden, ist fraglich und abhängig von geopolitischen Entwicklungen. Neben dem Austausch CO_2 intensiver Brennstoffe haben sich in den letzten Jahren neue Anwendungen, wie zum Beispiel der Einsatz als Schiffstreibstoff etabliert. Über den Einsatz von Bio-LNG oder synthetischem LNG kann die LNG-Infrastruktur zur Dekarbonisierung beitragen.

LNG ist eine farblose und geruchlose Flüssigkeit mit einer Siedetemperatur von ca. –161,5 °C bei 1,013 bar und besitzt nur etwa 1/600 des Volumens im gasförmigen Norm-

zustand (siehe auch Tabelle 2.4). Herstellungsbedingt ist wegen eines geringeren Inertgasanteils der Heizwert etwas höher als der von normalem Erdgas. Zusammensetzungen variieren je nach Herkunftsland.

LNG wird sowohl nach der Verflüssigung im Exportterminal als auch vor der Verdampfung im Anlandeterminal in isolierten doppelwandigen Tanks zwischengelagert (siehe Abschnitt 6.5). Der innere Tank besteht in der Regel aus einer Nickellegierung und hat zusammen mit der zugehörigen Isolierung die Aufgabe, die Verdampfung des LNG zu verhindern. Eine zweite, innenisolierte und dichte Tankhülle hat die Aufgabe, LNG-Verluste aus dem inneren Tank aufzufangen. Das Volumen der Tanks beträgt zwischen 35 000 m^3 bis zu 200 000 m^3. In den Verflüssigungsanlagen werden je nach Verfahren zur Deckung des Energiebedarfs bis zu 15 % des Erdgases verbraucht.

In den letzten zwei Jahrzehnten haben sich neben den landbasierten Anlandeterminals auch schwimmende Terminals, sogenannte FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) etabliert. Dies sind entweder umgebaute LNG-Tanker oder -Neubauten, die mit Verdampfungseinheiten zur gasförmigen Entladung ausgerüstet sind. In 2024 entfiel über die Hälfte der neu installierten Anlandekapazität von 66,6 Mio. t auf schwimmende Terminals. Grund hierfür ist die höhere Flexibilität und kürzere Realisierungszeit, der aber geringere Tank- und Verdampfungskapazitäten der einzelnen Terminals im Vergleich mit Landanlagen gegenüberstehen.

LNG wird unter Atmosphärendruck in speziell dafür gebauten Tankschiffen transportiert. Diese werden meist mit einem Tankinhalt von 140 000 m^3 bis zu ca. 180 000 m^3 Tankinhalt gebaut. Katar hat für spezielle Handelsrouten nach Italien, Großbritannien und USA zwei neue Tankerklassen Q-flex 216 000 m^3 und Q-max (bis zu 270 000 m^3) entwickelt. Gegenwärtig gibt es ca. 750 LNG-Tanker und weitere 337 in Bestellung (IGU/) sodass auch dadurch einem weiteren Anstieg des LNG-Handelsvolumens nichts entgegensteht. Die Zahl der kleinen (5 – 20 000 m^3) Spezialschiffe zur Bebunkerung des Anteils der globalen Handelsflotte die auf Gasantrieb umgestellt hat beträgt mittlerweile 56 Einheiten.

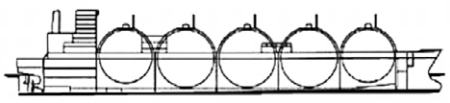
Die Ladung wird durch Isolierung kalt gehalten, wodurch die Verdampfungsrate (Boil off/BOG) typisch bei 0,15 % des Tankvolumens pro Tag begrenzt werden kann. Bei einem 150 000 m^3-LNG-Tanker sind das täglich ca. 225 m^3 LNG bzw. ca. 135 000 m^3 gasförmig. Moderne Membrantanksysteme erreichen BOG Raten von < 0,1 % pro Tag. Das verdampfte Gas (Boil Off Gas, BOG) wird zur Deckung des Brennstoffbedarfs für die Antriebsanlage genutzt. LNG-Tanker werden heute mehr und mehr mit Rückverflüssigungssystemen ausgerüstet. Dies hat zwei Gründe: Zum einen ist die Effizienz der Antriebsysteme im Vergleich zur Isolierung weiter gestiegen, zum anderen ändert sich das Fahrverhalten aufgrund des wachsenden Spot-Marktes. Eine Anpassung der Geschwindigkeit (Slow Steaming) oder Wartezeiten auf der Fahrt müssen im Design der Schiffe berücksichtigt werden.

Die ersten Tanker wurden in den 1970er-Jahren gebaut und bis Ende des Jahrhunderts von Dampfturbinen mit bis zu 30 000 kW Leistung angetrieben. Zum Jahrtau-

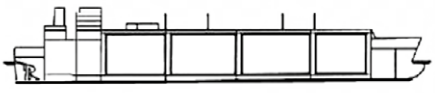
sendwechsel wurden diese zunächst von sogenannten DFDE-Antrieben abgelöst. Dies sind Systeme, die auf Gas und Diesel betriebenen Viertaktmotoren basieren. Über Generatoren wird Strom für den Antrieb und die Schiffssysteme erzeugt. Seit einigen Jahren setzt sich wieder eine direkt angetriebene Welle mit 2-Taktmotoren durch. Diese Motoren sind nach dem Otto- oder Diesel-Prinzip designed und können sowohl Gas als auch Schiffsdiesel verbrennen. Die Tanker erreichen Geschwindigkeiten von 20 Seemeilen/h (= ca. 37,0 km/h). Für die Ladetanks der LNG-Tanker haben sich zwei Konstruktionen durchgesetzt: selbsttragende Kugeltanks und Membrantanks, wobei der überwiegende Teil der Flotte mit Membrantanks ausgerüstet ist (siehe Bild 1.21). In Einzelfällen sind auch andere Tankkonstruktionen eingesetzt worden.

Selbsttragende Tanks nehmen aufgrund ihrer Konstruktion das Gewicht der Ladung (470 – 490 kg/m^3) und ihr Eigengewicht ohne seitliche Abstützung auf. Die Kugeltanks (Bild 1.21a) werden heute ausschließlich aus Aluminium gebaut. 9 % Nickelstahl wurde zu Beginn der Entwicklung dieses Tanksystems eingesetzt. Sie werden durch eine zylindrische Tragkonstruktion mit dem Schiffsboden verbunden. Die Kugeln haben einen Durchmesser bis zu 40,5 m, entsprechend einem Inhalt von ca. 33 700 m^3. Die Materialdicke beträgt ca. 40 mm bis 70 mm. Der Äquatorring, der den Kugeltank mit der zylindrischen Tragkonstruktion verbindet, ist bis zu ca. 200 mm dick. Die Tanks können beim Abkühlen auf die Ladungstemperatur von ca. –161 °C ohne besondere Beeinträchtigung des Schiffskörpers schrumpfen. Für die Kugeltanks wird in den international gültigen Sicherheitsvorschriften für LNG-Tanker keine zweite gasdichte Wandung (2. Barriere) verlangt, wie sie für die Membrantanks vorgeschrieben ist.

Membrantanks (Bild 1.21b) sind Ladetanks, deren Wände entweder über die gesamte Fläche an der Innenhülle des Schiffskörpers befestigt sind oder deren Wände durch Überdruck im leeren Tank an den Laderaumwänden anliegen. Für Membrantanks sind, wie schon erwähnt, zwei Wandungen (Barrieren) vorgeschrieben. Das Tankgewicht und das Ladungsgewicht werden über die Wärmedämmschicht auf den Schiffskörper übertragen. Die Membrantanks erlauben eine relativ gute Ausnutzung des Schiffskörpervolumens.



a) Kugeltanksystem



b) Membrantanksystem

Bild 1.21
LNG-Tanker

Beim System GTT (Gaz-Technigaz) wird für die eigentliche Tankwand (1. Barriere) ein ca. 1 mm dickes Blech aus rostfreiem Stahl eingesetzt. Zur Aufnahme der Schrumpfkräfte ist das Stahlblech horizontal und vertikal gesickt. Zwischen der Tankwand und der Innenhülle des Schiffskörpers ist eine Dämmschicht angeordnet.

Aus wirtschaftlichen Gründen werden die Be- und Entladezeiten der LNG-Tanker möglichst kurz gehalten. Sie betragen im Allgemeinen jeweils 1 bis 1,5 Tage. Beim Entladen der Tanker wird üblicherweise kaltes Gas zum Volumenausgleich in die Schiffstanks zurückgeführt. Die Ladetanks werden während der Leerfahrt zum Beladeterminal üblicherweise kalt gehalten. Dieses geschieht durch die natürliche Verdampfung von LNG, das nach dem Entladen in den Ladetanks belassen wird. Entstehende Temperaturschichtungen in der Gasphase und an der Tankwandung können unter Nutzung von Spraypumpen ausgeglichen werden.

Die Anlandeanlagen für das LNG werden allgemein als LNG-Terminal bezeichnet (Bild 1.22). In diesen wird LNG von den LNG-Tankern mit bordeigenen Pumpen in die als Zwischenlager dienenden LNG-Tanks gepumpt.

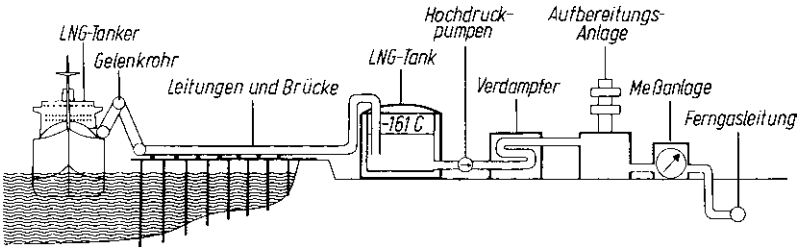


Bild 1.22 LNG-Anlandeterminal

Aus den Tanks wird LNG über Pumpen entnommen, über Druckerhöhungspumpen auf den Druck der Pipeline gebracht und unter diesem Druck verdampft. Eingesetzt werden dafür entweder Verdampfer, die Seewasser direkt als Wärmeträger nutzen oder mit Erdgas beheizte (Tauchflammen-)Verdampfer. In direkt mit Seewasser arbeitenden Verdampfern kühlt sich das Seewasser um etwa 5 °C bis 7 °C ab. Wie weiter oben beschrieben sind die Hälfte der aktuell installierten Anlagen als schwimmende Terminals (FSRU) ausgeführt.

In Hinblick auf die Bemühungen, die CO_2-Emissionen weltweit deutlich zu reduzieren, wird für LNG als Ersatz für Öl im Transportwesen zukünftig ein hohes Potenzial vermutet. Aufgrund der positiven Schadstoffbilanz wird im Lkw-Flottenbetrieb und auch in der Seeschifffahrt vermehrt LNG als Treibstoff eingesetzt. Bereits erfolgte und zukünftig zu erwartende verschärfte Umweltschutzauflagen haben diese Entwicklung bereits in Gang gesetzt und werden sie zukünftig wohl auch noch beschleunigen.

1.5 Biomasse

1.5.1 Herkunft und Nutzung von Biomasse

Kohlenstoffhaltige Rohstoffe sind als Stoffe organischer Herkunft grundsätzlich zur energetischen Umsetzung geeignet. Sie werden unterteilt in *Energiepflanzen* (z. B. Energiemais, Grünroggen, Chinaschilf), *Ernterückstände* (Stroh, Resthölzer), *organische Nebenprodukte aus der Weiterverarbeitung von Biomassen* (Gülle, Mist) und *Abfälle* (Müll, Schlachthofabfälle, Klärschlamm, Reststoffe aus der Lebensmittel- und der Waschmittelindustrie). Meist wird als Sammelbegriff der Ausdruck *Biomasse* benutzt, die Einbeziehung der unterschiedlichen Rohstoffe wird dabei allerdings nicht immer einheitlich gehandhabt (wie z. B. beim Klärschlamm).

Biomassen weisen im Vergleich zu Kohlen und Klärschlamm relativ hohe Sauerstoffgehalte und niedrigere Kohlenstoffgehalte auf. Im Verhältnis zum Kohlenstoffgehalt liegt auch der Wasserstoffgehalt höher, ebenso die flüchtigen Gehalte. Der Heizwert trockener Biomassen ist vergleichbar dem von Rohbraunkohle oder Torf (Tabelle 1.2).

Tabelle 1.2 Analysen von Biomassen im Vergleich zu Stein- und Braunkohle, Analysewerte in Massen-% (Mühlen)

	Gasflamm-kohle	Rheinische Braunkohle	Klär-schlamm trocken	Biotonne	Holz	Gras
Elementaranalyse, waf*						
C	81 – 85	68	77	50 – 55	46,6	50,7
H	5 – 6	5	6	6 – 8	5,9	6,6
O	7 – 10	26	12	35 – 40	44,2	40,6
N	1 – 2	0,8	2	2 – 3	0,5	1,5
S	0,5 – 2	0,4	2	ca. 0,6	0,1	< 0,2
Cl	< 0,2	< 0,2	0,4	< 0,5	nicht benannt	< 0,5
Asche, wf*	5 – 20	4	45	ca. 30	0,7	5,1
Flüchtige, waf*	35 – 40	53	60 – 90	ca. 90	84	79,8

* wf = wasserfrei; waf = wasser- und aschefrei

Die Nutzung von Biomasse ist nach mechanischer und eventueller thermischer Aufbereitung (Trocknung) durch die direkte Verbrennung oder durch eine stoffliche Umwandlung zu *Biogas* oder *Schwachgas (Synthesegas)* möglich (Bild 1.23).

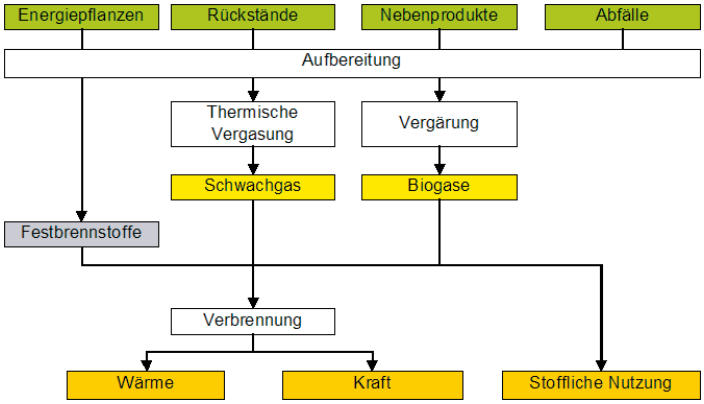


Bild 1.23 Nutzungsarten von Biomassen (Quelle: eigene Darstellung)

Die energetische Nutzung durch *direkte Verbrennung* zu Heizzwecken ist mit Sicherheit die älteste Nutzungsform in der Menschheitsgeschichte. Allerdings wird aus exergetischen Gründen zunehmend eine Stromerzeugung angestrebt, wobei hier vielfach das Problem der Wärmeabsetzung besteht.

Durch die *Vergärung* von organischem Material durch methanbildende Mikroorganismen in anaerobem, feuchtem Umfeld entsteht *Biogas*, ein Gasgemisch mit der Hauptkomponente Methan. Daneben bilden sich in der Regel neben erheblichen Mengen Kohlenstoffdioxid auch schwefelhaltige Komponenten, zum Teil als Schwefelwasserstoff, zum Teil in Form organischer Schwefelverbindungen. Ein weiterer Bestandteil ist aufgrund des Entstehungsprozesses in einer Aufschwemmung Wasser. Auf die Aspekte der thermischen Vergasung von Biomassen wird in Abschnitt 1.7 eingegangen.

1.5.2 Eigenschaften der Gase aus Biomasse

Das durch Vergärung organischer Substanz entstehende *Biogas* besteht aus etwa 40 Vol.-% bis 70 Vol.-% CH_4, 25 Vol.-% bis 40 Vol.-% CO_2 und Resten von H_2S (Bild 1.24). H_2 und CO sind aufgrund der Vergärungskinetik praktisch nicht enthalten. Die Gase aus *Vergärungsprozessen* kommen bezüglich der Gehalte an brennbaren Anteilen dem vorwiegend aus CH_4 bestehenden Erdgas am nächsten.

Dem gegenüber entsprechen Gase aus *thermischen Vergasern* eher dem von früher bekannten Kokerei- oder Stadtgas mit nennenswerten Wasserstoff- und Kohlenstoffmonoxidgehalten.

Während Biogase und Klärgase vorwiegend CO_2 als inerten Bestandteil besitzen, sind in Deponiegasen auch nennenswerte Anteile an Stickstoff und zum Teil auch Sauerstoff zu finden.

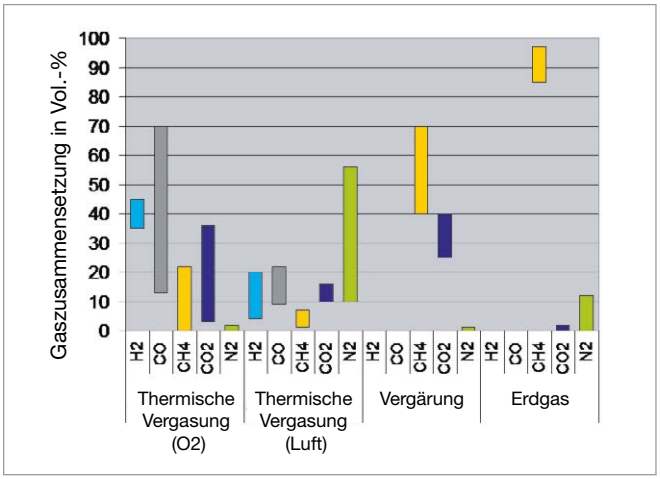


Bild 1.24 Zusammensetzung von Gasen aus Biomasse im Vergleich zu Erdgas (Quelle: Thielen: Anhaltswerte, eigene Ermittlungen)

Die Heizwerte von Rohgasen aus Biomasse sind durchweg niedriger als die von Erdgas. Dies kommt vor allem durch den höheren Anteil an inerten Bestandteilen. Die Heizwerte der Gase aus Vergärungsprozessen (Bild 1.25) liegen wegen des hohen Methangehaltes mit 15 MJ/m^3 bis 30 MJ/m^3 deutlich über den Werten der Gase aus der thermischen Vergasung und reichen vom Stadtgas bis an den unteren Bereich von Erdgas L heran. Die relative Dichte von Biogas schwankt zwischen $d_n = (0{,}7 \ldots 1{,}0)$ und liegt damit im Bereich zwischen Erdgas und Luft.

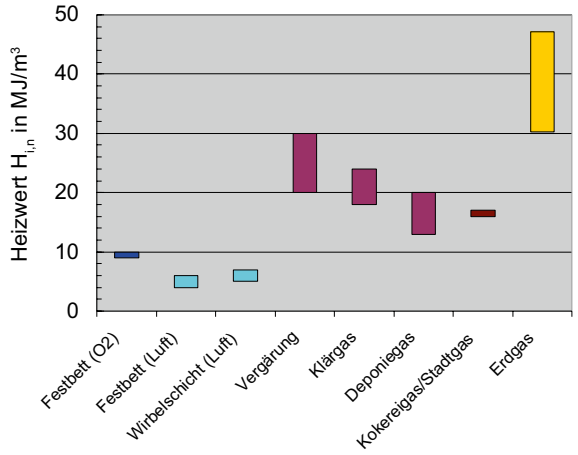


Bild 1.25 Heizwerte $H_{i,n}$ von Biogasen im Vergleich zu Erdgas (Quelle: DVGW und andere Quellen)

1.6 Biogase

Damit die Gasversorgung einen Beitrag zur Energiewende leisten kann, muss fossiles Erdgas sukzessive durch klimafreundliche Gase substituiert werden. Hierbei spielt Biomethan eine wichtige Rolle.

1.6.1 Grundlagen der Vergärung

Grundlage der *Vergärung von Biomasse* ist der anaerobe Abbau von organischen Materialien unter Luftabschluss durch methanbildende Archaen, bei dem als Hauptprodukte Methan (CH_4) und Kohlenstoffdioxid (CO_2) entstehen (Bild 1.26). Dieses Gas wird im Allgemeinen als Biogas bezeichnet. Abhängig vom eingesetzten Substrat liegt der Methangehalt bei 50 Mol.-% bis 70 Mol.-%.

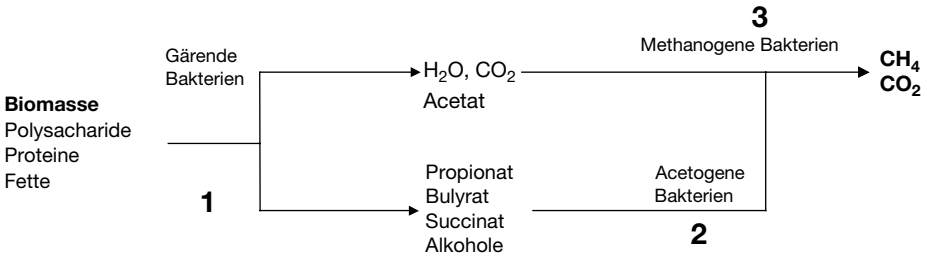


Bild 1.26 Vergärung: Anaerober Abbau organischer Substanz zu Biogas (Quelle: Weiland 2001)

Der Abbau der organischen Substanz erfolgt vereinfacht in drei Schritten. Im ersten Schritt werden die Substrate wie Proteine, Kohlehydrate und Fette in einer Hydrolysestufe durch fermentative Mikroorganismen zu Aminosäuren, Zuckern und Fettsäuren abgebaut und im Weiteren dann durch Säurebildung in organische Säuren und Alkohole. Der erste Schritt ist in der Regel für die Geschwindigkeit des anaeroben Abbaus bestimmend. Im zweiten Schritt erfolgt die weitere Umwandlung in Essigsäure, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid. Aus der Essigsäure und dem Wasserstoff zusammen mit dem Kohlenstoffdioxid erfolgt schließlich im dritten Schritt durch methanbildende Mikroorganismen die Methanbildung. Einflussgrößen auf den Prozess sind im Wesentlichen Temperatur, Verweilzeit und die Substratzusammensetzung.

Als Rest verbleibt in der Regel ein Vergärungssubstrat aus nicht umgesetzten organischen und mineralischen Bestandteilen, welcher entweder als Dünger verwendet werden kann oder entsorgt wird. Die Verbesserung insbesondere des vor der Einbringung von Biomasse in den Fermenter eingesetzten Zellaufschlusses birgt noch ein Effizienzsteigerungspotenzial des Vergärungsprozesses.

Tabelle 1.3 Vergleich der Literaturangaben zur Zusammensetzung von Rohbiogas aus NawaRo und Reststoffen mit den zugehörigen Anforderungen nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Quelle: DVGW EBI 2025)

Bezeichnung	Einheit	Typische Werte		Anforderungen G 260 (aktuelle Version, 2021)
		Rohbiogas (NawaRo)*	Rohbiogas (Reststoffe)*	
Brennwert	kW h/m³	5,5 – 6,1	6,6 – 7,8	8,4 – 13,1
Relative Dichte		0,99 – 1,04	0,85 – 0,94	0,55 – 0,75
Wobbe-Index	kW h/m³	5,4 – 6,1	6,8 – 8,4	H-Gas: 13,6 – 15,4 L-Gas: 11 – 13,0
Wassergehalt	mg/m³	gesättigt bei TFermenter, pFermenter (typisch: > 10 000 mg/m³)		200 (MOP ≤ 10 bar) 50 (MOP > 10 bar)
CH_4	Mol-%	50 – 55	60 – 70	≥ 95 (H-Gas) ≥ 90 (L-Gas)
CO_2		45 – 50	30 – 40	L-Gas: begrenzt durch mind. CH_4-Gehalt H-Gas: ▪ MOP < 16 bar: 4 ▪ MOP ≥ 16 bar: 2,5**
O_2		typischerweise 0 – 1 Bei Sauerstoffeinbringung in der Entschwefelung sind höhere Sauerstoffgehalte möglich.		in L-Gasnetzen: ≤ 3 in H-Gasnetzen: ≤ 1 an Übergabepunkten zu Untertage-speichern: 0,001
H_2		<< 1		begrenzt durch brenntechnische Kenn-daten sowie technische Einschränkungen der Gasinfrastruktur (z. B. CNG-Tankstellen) kein fester Grenzwert
Carbonsäuren	mg/m³	Spuren		kein Grenzwert spezifiziert
Alkohole		Spuren	< 22	kein Grenzwert spezifiziert
BTEX		Spuren	< 10	kein Grenzwert spezifiziert
höhere Kohlen-wasserstoffe		Spuren	< 1250	KW-Kondensationspunkt: –2 °C (1 bar ≤ p ≤ 70 bar)**
Schwefelver-bindungen		< 3000	< 30 000	Mercaptanschwefel: ≤ 6 H_2S und COS: ≤ 5** Gesamtschwefel**: ▪ ohne Odorierung ≤ 6 ▪ mit Odorierung ≤ 10
NH_3 und Amine		< 1	< 10 000	10
Si gesamt		< 30		≤ 0,3***

* eigene Messwerte und Literaturangaben
** Hier sind die Ausnahmen und Anmerkungen in Tabelle 3 des aktuellen DVGW-Arbeitsblattes G 260 zu beachten.
*** wenn keine sensitiven Verbraucher angeschlossen sind: 1 mg/m³

1.6.2 Verunreinigungen im Biogas und deren Wirkungen

Biorohgas enthält verschiedene Verunreinigungen, die vor der Einspeisung ins Gasnetz gemäß den Anforderungen des DVGW Arbeitsblatts G 260 (siehe Tabelle 1.3) entfernt werden müssen. Zu nennen sind insbesondere CO_2, O_2, H_2S und H_2O. Bei der Vergärung von biogenen Reststoffen können auch weitere Substanzen wie Siloxane oder höhere Kohlenwasserstoffe enthalten sein.

Kohlenstoffdioxid mindert den Heizwert und kann bei Wassertaupunktunterschreitungen zu Korrosionen führen. CO_2-Anteile im Brenngas erhöhen allerdings die Methanzahl und sind von daher für den Einsatz in Motoren unschädlich. In Gasgeräten bewirkt ein erhöhter CO_2-Gehalt im Brenngas eine Verringerung der Flammengeschwindigkeit und damit eine stärkere Neigung zum Abheben der Flammen. *Sauerstoff* kann wie CO_2 bei Wassertaupunktunterschreitungen zu Korrosionen führen. *Schwefelwasserstoff* entsteht bei allen durch Vergärung erzeugten Gasen durch bakterielle Zersetzung schwefelhaltiger organischer Substanzen. Bei hohen Temperaturen ist Heißgaskorrosion möglich und bei Wassertaupunktunterschreitungen Korrosion durch Schwefelsäure. Grundsätzlich ist der *Wassergehalt* von Biogasen zu minimieren, weil bei Taupunktunterschreitungen im Zusammenspiel mit SO_2 oder CO_2 Korrosion in nachgeschalteten Anlagenteilen möglich ist.

Klärgase enthalten in der Regel Siloxane, deren Ursprung in Körperpflegemitteln und Waschmitteln liegt. Diese können durch Oxidation zu Siliziumdioxid in einem Gasmotor zu SiO_2-Ablagerungen führen, die zu einer starken Erhöhung des Abriebs an beweglichen Motorteilen und damit zu einem irreparablen Motorschaden führen können. Gegebenenfalls ist also eine Siloxanabscheidung vorzusehen.

Deponiegase können – im Gegensatz zu Biogasen aus landwirtschaftlichen Anlagen oder kommunalen Abwasseraufbereitungen – außerdem noch eine große Vielfalt an artfremden Gasen und Dämpfen enthalten, die in Form von Treibgasen, Lösemitteln oder anderen organischen/anorganischen Verbindungen mit dem Müll auf die Deponie gelangt oder dort durch teilweise Zersetzung eingebrachter höherer Kohlenwasserstoff-Verbindungen entstanden sind. Darüber hinaus können *Halogenkohlenwasserstoffe* und *Benzole* im Deponiegas enthalten sein. Halogenkohlenwasserstoffe können bei der Verbrennung zur Bildung von hochtoxischen Dioxinen und Furanen führen. Insbesondere auf Deponien mit hohem Industriemüll-Anteil ist die Gaszusammensetzung kaum kalkulierbar. Deponiegas ist daher auch nicht für die Einspeisung ins Erdgasnetz erlaubt.

1.6.3 Anlagenkonzepte

1.6.3.1 Biogas aus landwirtschaftlichen Anlagen

Die Vergärung von reiner Biomasse stellt in der landwirtschaftlichen Nutzung das Hauptverfahren zur Gaserzeugung dar. Eingesetzt werden nachwachsende Rohstoffe (*NawaRo*: Energiepflanzen), Gülle aus der Viehhaltung und alle Arten von Grünschnitt. Die Hauptkomponente des Vergärungsprozesses ist der *Fermenter*. Er besteht im Wesentlichen aus einem gasdichten Reaktor mit einer Abzugsvorrichtung für das Produktgas. Zur Steuerung der Reaktion ist eine Beheizung notwendig: Der Fermentationsprozess findet in der Regel zwischen 37 °C und 42 °C statt. Durch eine Mischeinrichtung kann die Reaktion beschleunigt werden. Beschickungs- und Austragskomponenten sorgen für den Biomasseeintrag und den Austrag der festen Reststoffe. Bild 1.27 zeigt das Schema gängiger Biogaserzeugungsanlagen mit Stromerzeugung und Wärmenutzung.

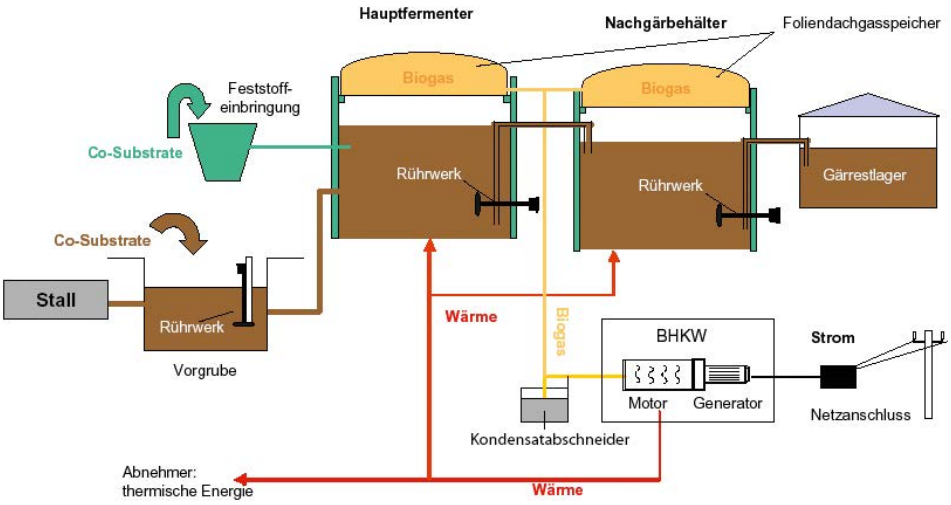


Bild 1.27 Biogasanlage (Quelle: FV Biogas)

1.6.3.2 Klärgas

Die anaerobe Schlammfaulung stellt heute auf allen mittleren und großen Kläranlagen das Verfahren der Klärschlammstabilisierung dar. Bei der Ausfaulung des Rohschlamms wird *Klärgas* (auch Faulgas genannt) erzeugt (Anlagenschema siehe Bild 1.28).

Die gasmotorische Verbrennung des Gases mit Stromerzeugung ist Stand der Technik und wird an vielen Anlagen umgesetzt. Auf diese Weise kann bis zu 50 % des Eigenbedarfs an elektrischer Energie der Kläranlage und der gesamte Wärmebedarf gedeckt werden.

In einigen Klärgasgewinnungsanlagen wird auch eine Co-Vergärung von Biomasse durchgeführt. Die Vergärung der Biomasse kann dabei zusammen mit dem Klärschlamm in einem Behälter oder aber auch getrennt erfolgen.

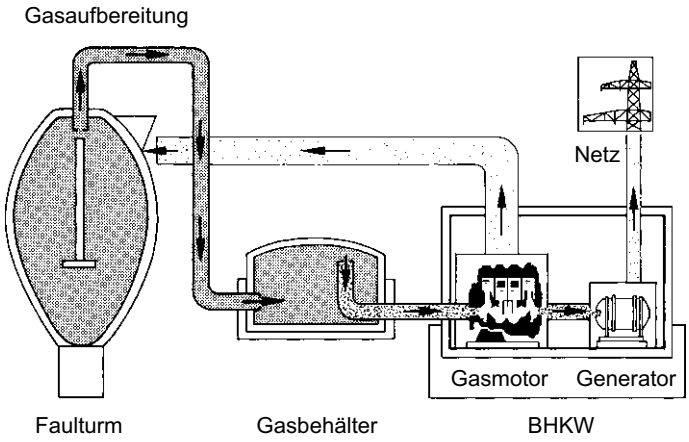


Bild 1.28 Klärgasgewinnung und Verstromung (Quelle: ASUE)

1.6.4 Ressourcen, Perspektiven und derzeitiger Stand

Biomasse wird in Europa unterschiedlich genutzt. Entscheidend sind die natürlichen Ressourcen und die Verfügbarkeit anderweitiger Energieformen, zunehmend aber auch die gesetzlichen Rahmenbedingungen. Der Anteil regenerativer Energien insgesamt am gesamten Primärenergieverbrauch in Deutschland hat sich in den letzten 10 Jahren nahezu verdoppelt und betrug in 2023 ca. 20 %, davon etwa die Hälfte in Form von Biomasse.

In Deutschland gibt es in 2023 etwa 9900 Biogasanlagen, die eine installierte elektrische Leistung von 5,9 GW bereitstellen. Die erzeugte Strommenge beträgt 28,4 TWh/a (2024) was einer durchschnittlichen arbeitsrelevanten Leistung von 3,2 GW entspricht. Die Diskrepanz zwischen installierter und arbeitsrelevanter Leistung ist auf die Flexibilisierung der Stromproduktion an Biogasanlagen durch die Überbauung der BHKW zurückzuführen.

In 2023 speisten 242 Anlagen 10,2 TWh an auf Erdgasqualität gebrachtes Biogas (Biomethan) in das öffentliche Gasnetz (siehe Abschnitt 1.6.5.2) ein und konnten so etwa 1 % der Erdgasmenge ersetzen. Dieser Anteil soll bis 2030 auf 10 % gesteigert werden, um die klimapolitischen Ziele in Deutschland zu unterstützen. Im Zuge der durch den russischen Angriff auf die Ukraine im Februar 2022 erfolgten Umwälzungen am deutschen Gasmarkt, ist durch die Gasverteilnetzbetreiber ein starker Anstieg an An-

schlussbegehren gemeldet worden, wodurch das vorangehend genannte Ziel durchaus erreichbar erscheint.

Die Angaben für die insgesamt mögliche Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen in Deutschland differieren erheblich. Bei der Abschätzung muss zum einen berücksichtigt werden, dass nicht die gesamte Biomasse, die theoretisch zu erzeugen wäre, auch technisch genutzt werden kann, zum anderen muss die Art der Nutzung betrachtet werden. Ganz entscheidend ist der Ansatz für die zur Verfügung stehenden Landbauflächen und die Verbringung anfallender Reststoffe.

Man definiert verschiedene Nutzungspotenziale. Dabei gibt das *theoretische Potenzial* die maximale, ohne jede Einschränkung verfügbare Menge an. Das *technische Potenzial* definiert die tatsächlich an der Biogasanlage verfügbare Energiemenge unter Berücksichtigung gegebener technischer Restriktionen ohne eine Betrachtung der heutigen Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu Konkurrenzenergien. Neuerdings definiert man auch ein *nachhaltiges Potenzial*, das Umweltgesichtspunkte wie Boden- und Ressourcenschutz mitberücksichtigt. Schließlich berücksichtigt das *wirtschaftliche Potenzial* auch noch die Frage, ob der Substrateinsatz wirtschaftlichen Anforderungen genügt.

Das *technische Brennstoffpotenzial aus Biomasse* ohne Berücksichtigung der Technik der Erzeugung wird mit 280 TWh/a bis 320 TWh/a angegeben. Das technisches Potenzial der Biogaserzeugung aus fermentierbarer Biomasse wird von der dena mit 149 TWh (LHV) angeben. Hierbei entfallen ca. 60 TWh/a (LHV) auf die Nutzung von Reststoffen. Die wohl neueste und umfassendste Studie zum Biogaspotenzial in Deutschland ist im vom DVGW geförderten Projekt „ENEVEG“ (2023) durchgeführt worden. Hier wird ein Gesamtbiogaspotenzial von 191 TWh/a (LHV) ermittelt, wovon 111 TWh/a (LHV) auf die Nutzung von Reststoffen zurückzuführen ist. Das Biogaspotenzial aus Reststoffen von 60 TWh/a bis 111 TWh/a (LHV) (DBFZ 2022 gibt 105 TWh/a (LHV) an) wird in der zukünftigen Nutzung von Biogas/Biomethan eine zunehmend wichtige Rolle einnehmen, da deren Nutzung durch regulatorische Rahmenbedingungen gefördert wird. Zusätzlich zur Methanerzeugung aus fermentierbarer Biomasse kann durch die Vergasung holzhaltiger Biomasse erneuerbares Methan bereitgestellt werden. Das Methanpotenzial aus Vergasung holzartiger Biomasse wird in der DVGW-Studie „Roadmap Gas 2050“ mit 95 TWh/a (LHV) angegeben.

1.6.5 Anforderungen an die Eigenschaften der Biogase aus der nachfolgenden Nutzung

Von wesentlicher Bedeutung für die technische Machbarkeit, aber auch für die Wirtschaftlichkeit der Biogasverwendung, ist dessen Gasqualität. Dabei hat das Substrat auf die Gasqualität (Spurenstoffe) einen Einfluss, aber auch die Wirtschaftlichkeit des erzeugten Biogases hängt entscheidend vom Substrat ab, da dieses entscheidend für

die Vermarktungsoptionen ist. Unterschieden werden muss dabei bezüglich der nachfolgenden Nutzung.

1.6.5.1 Dezentrale Nutzung des Biogases

Die dezentrale Stromerzeugung ist bei kleineren Einheiten mit Gas-Otto-Motoren oder Zündstrahl-Dieselmotoren möglich, bei größeren Einheiten durch Verbrennung in Gasturbinen oder Dampferzeugern mit nachfolgender Dampfturbine. Im Leistungsbereich unter P_{el} = 10 MW eignen sich für die Stromerzeugung prinzipiell Gas-Ottomotoren und vom Ansatz her Brennstoffzellen, deren Entwicklung jedoch für eine wirtschaftlich vertretbare Anwendung noch nicht dem notwendigen technischen Stand entspricht. Die mit Dampfmotoren und Dampfturbinen erzielbaren Wirkungsgrade sind hier aufgrund der erwähnten Prozesstemperaturbeschränkungen, aber vor allem aufgrund der im niedrigen Leistungsbereich zu kleinen Apparateabmessungen mit entsprechenden Verlusten, zu niedrig (Bild 1.29). Sie kommen daher vorwiegend im größeren Leistungsbereich zum Einsatz.

Im Bereich der dezentralen Biogasnutzung zur Stromerzeugung werden nahezu ausschließlich BHKW mit Gasmotoren eingesetzt. Durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) können höhere Gesamtwirkungsgrade und eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erzielt werden. Dies ist insbesondere bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen nicht immer der Fall. Aktuell werden in Deutschland ca. 15 TWh Wärme aus Biogas bereitgestellt (Quelle: Umweltbundesamt). Diese Situation wird sich im Zuge der kommunalen Wärmeplanungen in Richtung erweiterter Wärmenutzung aus Biogas-BHKW verschieben.

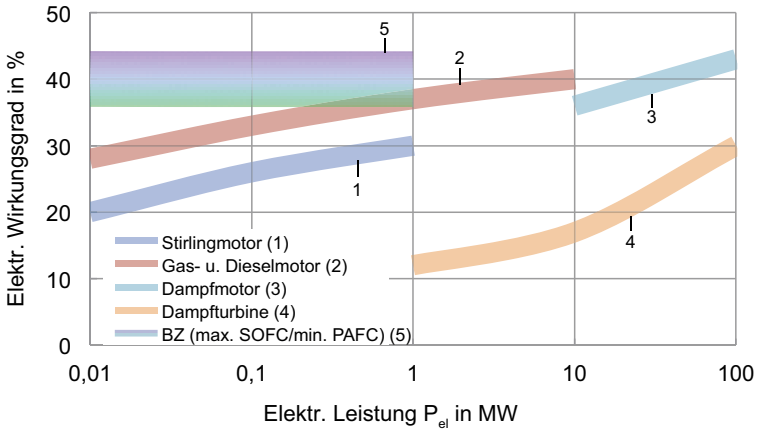


Bild 1.29 Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung aus Biomasse (Quelle: Thielen 2015)

Für einen Gas-Ottomotor ist die zu fordernde Zündfähigkeit des Gasgemisches im Wesentlichen über den Methangehalt oder die brennbaren Bestandteile Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid sichergestellt. Langjährige Erfahrungen liegen allerdings vorwiegend für Gase aus Vergärungsprozessen mit überwiegendem Methananteil vor, während der Einsatz von Wasserstoff in BHKW erst am Anfang steht. Seit 2014 wurden in Deutschland weniger als 100 Wasserstoff-BHKW in Betrieb genommen, aber über viele Tausend Betriebsstunden zum Erfahrungsaufbau genutzt.

In Gasturbinen oder bei der Verbrennung in Dampferzeugern muss die stabile Zündung und Verbrennung sichergestellt werden, die in der Regel allerdings keine Probleme bereiten. Klär- und Deponiegase können siliziumorganische Verbindungen enthalten. Diese werden bei der motorischen Verbrennung zu SiO_2 umgesetzt und schädigen als Schleifmittel die Innenflächen der Zylinder und der Lager und somit den Motor. Grundsätzlich abgeschieden werden muss Schwefel zur Vermeidung von Heißgaskorrosion, aber auch zur Erfüllung der gesetzlichen Emissionsgrenzwerte. Bei Gasmotoren wird zur Vermeidung von Korrosionsproblemen eine Begrenzung von 0,15 Vol.-% (als H_2S) genannt, für den diskutierten Einsatz in Brennstoffzellen ist eine vollständige Abscheidung zu fordern.

Eine weitere dezentrale Biogas-Nutzungsoption ist die lokale Aufbereitung und die Nutzung als Kraftstoff. Dabei müssen die Qualitätsanforderungen der DIN EN 16723-2 eingehalten werden. Die Grenzwerte in der DIN EN 16723-2 entsprechen weitgehend den Gasbeschaffenheitsanforderungen von Gasen der öffentlichen Gasversorgung gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260. Das aufbereitete Biogas kann dabei lokal an einer „Hoftankstelle“ direkt als CNG abgegeben werden. Eine weitere Option ist die Verflüssigung des Biomethans. Das verflüssigte Biomethan kann ebenfalls lokal getankt werden oder es wird über den LNG-Markt (z. B. an öffentliche Tankstellen) vermarktet. Bei der Verflüssigung müssen zum Teil jedoch prozessbedingt höhere Reinheitsanforderungen eingehalten werden, um z. B. das Ausfrieren von CO_2 zu vermeiden.

1.6.5.2 Einspeisung von Biomethan in die öffentliche Gasversorgung

Die Anforderungen an die Beschaffenheit von Gasen in der öffentlichen Gasversorgung werden durch das DVGW-Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“ festgelegt. Biogase aus der Vergärung oder Schwachgase aus thermischen Vergasungsprozessen sind als Rohgase keine Gase nach DVGW G 260.[2)] Sie bedürfen einer Aufbereitung, um eine Einspeisung in das Gasnetz zu ermöglichen.

Da neben Methan CO_2 die Hauptkomponente von Biogas darstellt, ist bei der Einspeisung von Biogas die CO_2-Entfernung ein wichtiger Schritt, um den Grenzwert von kleiner 4 Mol-% (MOP < 16 bar) bzw. 2,5 Mol-% (MOP > 2,5 Mol-%) einzuhalten. Des Weiteren bedarf es einer Staubabscheidung, einer Trocknung sowie einer Entschwe-

[2] Das DVGW-Regelwerk unterscheidet DVGW-Arbeitsblätter, DVGW-Merkblätter und DVGW-Hinweise mit jeweils unterschiedlichem Charakter ihrer Verbindlichkeit (Abschnitt 12.4.3.2). Wir verwenden in diesem Buch im Allgemeinen die Kurzbezeichnung DVGW G …

felung. Zudem müssen die brenntechnischen Eigenschaften (unter anderem Wobbe-Index) eingehalten werden, was zum Teil einer Konditionierung bedarf. In Abhängigkeit des Gasnetzes, in welches eingespeist wird, muss Sauerstoff entfernt werden. In H-Gasnetzes gilt dabei nach dem DVGW Arbeitsblatt G 260 ein Grenzwert von 1 Mol-%. Wenn ein Untergrundgaspeicher (UGS) an das Netz angeschlossen ist, gilt ein Grenzwert von 0,001 Mol-%. Wenn die Vermeidung von Sauerstoff in der Biogas-Prozesskette nicht ausreicht, um den Sauerstoffgrenzwert einzuhalten, muss eine Sauerstoffentfernung vorgesehen werden.

1.7 Synthesegas aus fossilen und regenerativen Quellen

Bis zur Einführung des Erdgases in Europa 1960 wurden überwiegend feste Brennstoffe, wie Steinkohle oder Braunkohle, zur Stadtgaserzeugung eingesetzt. Der Beginn der Stadtgaserzeugung auf dem europäischen Festland kann in der 1815 erstellten Steinkohlen-Gasbereitungsanlage in Halsbrücke/Sachsen gesehen werden.

Die Gaserzeugung aus Stein- und Braunkohle hat in Deutschland einen außerordentlich hohen Entwicklungsstand erreicht, besitzt aber aufgrund der Umweltvorteile und wirtschaftlichen Vorteile und des noch relativ niedrigen Preises von Erdgas nur eine untergeordnete Bedeutung. Zunehmende Umweltgesichtspunkte, insbesondere die erklärten Ziele zur CO_2-Abscheidung rücken thermische Vergasungsprozesse aus fossilen Stoffen bei der energetischen Nutzung in den Hintergrund. Sowohl aufgrund eines auch zukünftig nennenswerten prognostizierten Anteils von Stein- und Braunkohle in Höhe von ca. 20 % an der Primärenergieversorgung weltweit als auch der zukünftig zunehmenden Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen ist die thermische Gaserzeugung aber auch weiterhin zu betrachten. Man unterscheidet dabei grundsätzlich die Entgasung und die Vergasung bzw. partielle Oxidation.

Bei der thermischen Vergasung biogener Feststoffe mit einem sauerstoffhaltigen Vergasungsmittel, meist Luft, entsteht wie bei der Kohlevergasung ein *Schwachgas*. Bei der Vergasung mit Luft enthält das Produktgas meist 5 Vol.-% bis 20 Vol.-% H_2, 10 Vol.-% bis 30 Vol.-% CO, 10 Vol.-% bis 15 Vol.-% CO_2, bis zu 6 Vol.-% CH_4 und 10 Vol.-% bis 60 Vol.-% N_2. Darüber hinaus ist in der Regel ein gewisser Anteil langkettiger Kohlenwasserstoffe enthalten, die als Teere auskondensieren und in den nachfolgenden Prozessschritten sehr störend sein können.

Biomassen zeigen sich bei der Verbrennung und Vergasung häufig problematischer als Kohle, bedingt durch kritische Inhaltsstoffe wie Chlor, Schwefel und Stickstoff, sowie Alkalien, insbesondere Kalium, welche die Verbrennung inhibieren und den Ascheerweichungspunkt zum Teil deutlich senken. Die Folgen sind Verbrennungsstörungen und dadurch verursachte erhöhte Schadstoffemissionen, Heizflächenverschmutzungen und Korrosion.

Die Gaserzeugung aus Biomasse kommt vorwiegend in dezentralen Anlagen zum Einsatz. Die Anlagengrößen sind dabei im Normalfall aus logistischen Gründen (Substrateinzugsbereich) auf eine Obergrenze von ca. 20 MW thermisch beschränkt, obwohl größere Anlagen grundsätzlich wirtschaftlicher wären. Ein Anreiz zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit wird in der Entsorgung von Abfällen und Resthölzern gesehen.

Neben den Gasen aus thermischer Vergasung ist noch *Pyrolysegas* bekannt, das neben Holzkohle und Pyrolyseöl bei der thermischen Spaltung (Verkohlung) von Biomasse unter Luftabschluss entsteht, und *Synthesegas*, das bei der Vergasung fester Biomasse mit Sauerstoff und Dampf bei hohem Druck entsteht. Synthesegas besteht hauptsächlich aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff und kann für die Methanolsynthese eingesetzt werden. Der Heizwert ist höher als der von Schwachgas.

Thermische Vergasungsprozesse mit Luft führen aufgrund der überwiegend endotherm verlaufenden Vergasungsreaktionen in der Regel zu einer niedrigeren Ausbeute an brennbaren Substanzen und einem höheren inerten CO_2- und Stickstoffanteil als Vergasungsprozesse mit Sauerstoff. Die direkte Folge ist ein niedrigerer Heizwert bei Vergasungsprozessen mit Luft. Allgemein führt ein höherer Reaktionsdruck zu einer erhöhten Methanausbeute, während hohe Reaktionstemperaturen zu einem erhöhten Anteil an Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid führen.

In Schwachgasen aus thermischen Vergasungsprozessen sind neben Feststoffpartikeln, Kohlenstoffdioxid und Wasserdampf vor allem Schwefelwasserstoff und höhere Kohlenwasserstoffe als Verunreinigungen zu nennen, die als Teere auskondensieren können. Die nachfolgende Verbrennung der Gase, falls notwendig nach einer Entschwefelung oder weitergehenden Reinigung, in Brennkammern, Gasturbinen oder in Gas-Otto- oder Gas-Dieselmotoren ist in der Regel unkritisch.

Bei ausreichender Leistungsgröße ab etwa P_{el} = 10 MW wird die Stromerzeugung über einen Wasserdampfkreislauf mit Dampfturbine oder in Form eines Gas- und Dampfturbinenprozesses (GuD) sinnvoll. Die Frischdampftemperaturen werden allerdings bei der direkten Verbrennung der Biomasse aufgrund der durch die Alkalien beeinflussten negativen Verbrennungseigenschaften und durch Verschmutzungs- und Korrosionsprobleme an den Heizflächen auf ca. 420 °C begrenzt. Damit sind bei reinen Dampfturbinenprozessen über den Frischdampfdruck auch die Prozesswirkungsgrade begrenzt.

1.7.1 Entgasung

Steht die stoffliche Nutzung des fossilen Brennstoffs, in der Regel Stein- oder Braunkohle, in einem weiterverarbeiteten Zustand im Vordergrund, dann kommt in erster Linie die *Entgasung* unter Sauerstoffabschluss in Betracht. Dieser Vorgang wird auch Schwelung oder Verkokung genannt. Würde man bei diesem Verfahren Biomasse in

Form von Holz einsetzen, wäre das Endergebnis Holzkohle. Es handelt sich dabei um die klassische Köhlerei im Holzmeiler.

Bei der Entgasung unter Luftabschluss findet eine Freisetzung der flüchtigen Bestandteile bzw. mit steigenden Temperaturen eine Umwandlung höher siedender in niedriger siedende Komponenten und deren Freisetzung statt. Man unterscheidet nach der ersten Stufe, der reinen Entgasung die *Schwelung* (bei ca. 550 °C), die *Mitteltemperaturverkokung* (ca. 800 °C) und die *Hochtemperaturverkokung* (ca. 1000 °C). Je nach Temperatur ist der Erhalt an Koks, Teer oder Leichtölen sowie an Gas unterschiedlich, wie am Beispiel Steinkohle in Bild 1.30 gezeigt. Mit steigender Temperatur steigt der Gasanteil aufgrund vermehrter Spaltungsprozesse, der Erhalt von Koks und Teeren fällt dagegen ab. Der Heizwert des Gases nimmt mit steigender Prozesstemperatur aufgrund der Intensivierung der Spaltprozesse ab. Gegenüber Steinkohle liegen bei Braunkohle aufgrund der höheren Reaktionsfreudigkeit die Erhalte vergleichbarer Stoffe durchweg auf niedrigerem Temperaturniveau.

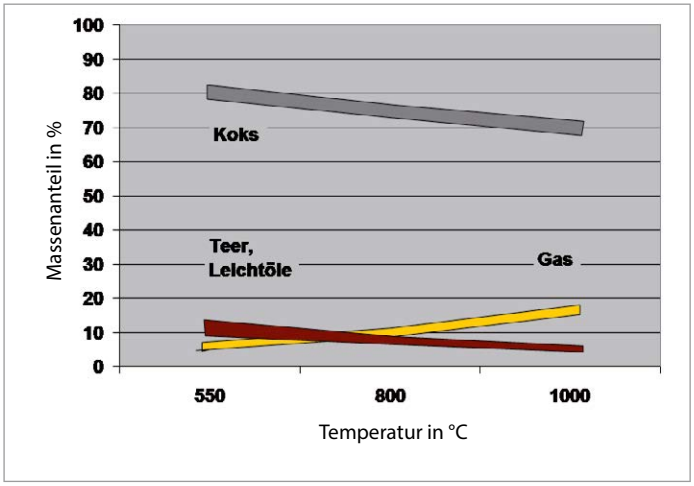


Bild 1.30 Koks, Teer- und Gaserhalte bei der Steinkohleverkokung

Schwelkoks ist lediglich für Wärmezwecke geeignet, hingegen sind Hochtemperaturkokse für metallurgische Prozesse und in Sonderanwendungen vor allem Braunkohlenkokse auch als Aktivkoks zur Gasreinigung geeignet.

1.7.2 Vergasung

Die Vergasung ist die Umsetzung von kohlenstoff- oder kohlenwasserstoffhaltigen Brennstoffen von einem festen (Kohle, Biomasse etc.), pastösen (z. B. Bitumen) oder einem flüssigen Zustand (Erdöl) in einen gasförmigen Zustand. Vergasungsmittel sind Sauerstoff, Wasserdampf oder Kohlenstoffdioxid.

Vergasungsreaktionen laufen als thermische Verfahren bei höheren Temperaturen, aber auch biologisch bei niedrigeren Temperaturen als Vergärung ab. Auf jeden Fall muss der zu vergasende Kohlenstoff in einem reaktionsfähigen Zustand sein. Vergasungsreaktionen können endotherm (mit Energiezufuhr, Reaktionsenthalpie ΔH_R positiv) oder exotherm (mit Energiefreisetzung, Reaktionsenthalpie ΔH_R negativ) oder auch kombiniert bzw. hintereinander verlaufen. Man unterscheidet Vergasung bei atmosphärischem Druck und bei Überdruck. Die meisten Vergasungsverfahren werden wegen des höheren Wirkungsgrades, aber auch wegen der eventuellen Einbindung in einen Kombiprozess, als Druckverfahren betrieben. Die Grundreaktionen der Vergasungsverfahren sind folgende: C

Boudouard-Reaktion	$C + CO_2 \Leftrightarrow 2CO$	$\Delta H_R = +172{,}47\ \mathrm{MJ/kmol}$	(1.1)
Heterogene Wassergasreaktion	$C + H_2O \Leftrightarrow CO + H_2$	$\Delta H_R = +131{,}30\ \mathrm{MJ/kmol}$	(1.2)
Methan-Bildungsreaktion	$C + 2H_2 \Leftrightarrow CH_4$	$\Delta H_R = -74{,}81\ \mathrm{MJ/kmol}$	(1.3)
Verbrennung	$C + O_2 \Leftrightarrow CO_2$	$\Delta H_R = -393{,}51\ \mathrm{MJ/kmol}$	(1.4)

Dabei sind die Reaktionen endotherm, wenn die Reaktionsenthalpie ΔH_R positiv ist und exotherm im negativen Fall.

Die Werte für die Reaktionsenthalpien ΔH_R gelten dabei unter Standardbedingungen bei 1,013 bar und 25 °C und Wasser in gasförmigem Zustand.

Aus den Grundgleichungen können alle anderen Vergasungsreaktionen gebildet werden. Zum Beispiel liefert die Kombination aus Formel 1.1 und Formel 1.2 die *homogene Wassergasreaktion* und die Kombination aus Formel 1.2 und Formel 1.3 die *Methanisierungsreaktion*:

Homogene Wassergasreaktion	$CO + H_2O \Leftrightarrow CO_2 + H_2$	$\Delta H_R = -41{,}80\ \mathrm{MJ/kmol}$	(1.5)
Methanisierungsreaktion	$CO + 3H_2 \Leftrightarrow CH_4 + H_2O$	$\Delta H_R = -206{,}40\ \mathrm{MJ/kmol}$	(1.6)

1.7.3 Vergasung schwerer Kohlenwasserstoffe

Die *partielle Oxidation* oder auch *Vergasung schwerer Kohlenwasserstoffe* (z. B. Rückstandsöle aus der Erdölverarbeitung) ist insgesamt eine exotherme bzw. autotherme Umsetzung mit Sauerstoff und Wasserdampf. Die Vergasungsreaktion selbst lässt sich allgemein schreiben als

$$C_nH_m + nH_2O \rightarrow nCO + (n + {}^1/_2\, m)H_2 \tag{1.7}$$

und ist eine *endotherme* Reaktion. Die notwendige Reaktionsenthalpie wird durch eine Teilverbrennung des Kohlenwasserstoffs mit Sauerstoff/Luft bereitgestellt.

$$C_nH_m + (n + m/4)O_2 \rightarrow nCO_2 + {}^1/_2\, mH_2O \tag{1.8}$$

Die Sauerstoff- und Wasserdampfmengen werden nun so bemessen, dass die Vergasung ohne äußere Energiezufuhr, also *autotherm*, ablaufen kann. Es gilt dann folgende Nettoreaktionsgleichung:

$$CH_{1,4} + 0{,}3\ H_2O + 0{,}4\ O_2 \rightarrow 0{,}9\ CO + 0{,}1\ CO_2 + H_2 \tag{1.9}$$

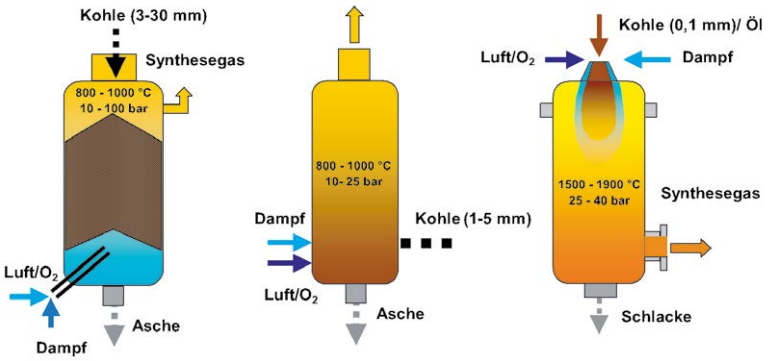
Für die Schwerölvergasung werden *Flugstromvergaser* mit flüssigem Schlackeabzug (Bild 1.31) eingesetzt. Die Verfahren werden wegen des höheren Umsatzes in der Regel unter Druck betrieben.

1.7.4 Vergasung von Kohle

Die *partielle Oxidation* oder *Vergasung von Kohle* (Bild 1.31) funktioniert im *Flugstromverfahren* bis auf die vorgeschaltete und notwendige Kohlebehandlung ähnlich der Ölvergasung. Die Kohle wird fein zermahlen und entweder mit Wasser zu einer pumpfähigen Suspension mit 50 % bis 70 % Feststoffgehalt vermischt, oder im Flugstrom gefördert und anschließend im Reaktor vergast. Die Vergasungstemperaturen liegen bei 1500 °C bis 1900 °C. In der Regel wird im Flugstrom mit reinem Sauerstoff und Dampf vergast. Der Ascheaustrag ist aufgrund der hohen Temperaturen schmelzflüssig. Daneben sind auch noch die *Wirbelschichtvergasung* und die *Festbettvergasung* bekannt. Aufgrund der hier möglichen längeren Verweilzeiten kann die Kohlekörnung gröber sein. Die Temperaturen liegen verfahrensbedingt niedriger als bei der Flugstromvergasung im Bereich 800 °C bis 1000 °C. Der Ascheaustrag erfolgt bei diesen Verfahren in fester Form unterhalb des Ascheerweichungspunktes.

Die Kohlevergasungsverfahren werden aufgrund der höheren Ausbeute ganz überwiegend als Druckverfahren bei 15 bar bis 25 bar betrieben. Durch die kohlespezifischen Anforderungen bezüglich Temperatur und Verweilzeit kann eine Vorauswahl des Vergasertyps erfolgen. Zur Vergasung von Braunkohle, die schon bei niedrigeren Temperaturen im Bereich 800 °C bis 900 °C sehr reaktiv ist, eignen sich sowohl Wir-

belschicht- als auch Schachtvergaser mit trockenem Ascheabzug. Für Steinkohle kommen vorwiegend Flugstromvergaser bei höheren Vergasungstemperaturen und feiner Kohleausmahlung zum Einsatz. Die meisten Vergasungsverfahren sind autotherm und werden entweder mit Luft oder reinem Sauerstoff als Vergasungsmittel betrieben. Übliche Kaltgaswirkungsgrade, die den chemischen Energieumsatz beschreiben, liegen bei 75 % bis 90 %.



a) Festbettvergaser b) Wirbelschichtvergaser c) Flugstromvergaser

Bild 1.31 Vergasertypen für Kohlevergasung

Die Kohlevergasung zur Synthesegasherstellung wird nur in den ausgesprochenen Kohleländern Südafrika und China durchgeführt, während in Deutschland in der Vergangenheit lediglich Pilotanlagen betrieben wurden. Aufgrund der niedrigen Erdgaspreise werden Vergasungsprozesse mit Kohle oder Kohlenwasserstoffen nur in Kombination mit Raffinerieprozessen, zur Entsorgung von Reststoffen oder dort betrieben, wo Erdgas nicht in ausreichender Menge vorhanden ist.

1.7.5 Thermische Vergasung von Biomasse – Schwachgas

Die bei Biomasse einsetzbaren Vergasertypen lassen sich im ersten Schritt nach der Brennstoffbewegung und im zweiten Schritt nach der Gasführung einordnen. Für die Biomassevergasung kommen in erster Linie Festbett- und Fließbettvergaser zur Anwendung. Dabei versucht man die Prozesstemperaturen in allen Zonen unterhalb der Ascheerweichungstemperatur von ca. 850 °C bis 900 °C zu halten, da Asche aus Biomasse aufgrund der oft hohen Alkaliengehalte niedrige Schmelztemperaturen aufweist und korrosiv ist. Bei einstufigen Flugstromvergasern ist aufgrund der hohen Verbrennungstemperaturen und der Aschezusammensetzung deshalb mit Schwierigkeiten beim flüssigen Schlackeabzug und Korrosionsproblemen an den Wänden und

Heizflächen zu rechnen. Beim *Festbettvergaser* unterscheidet man nach der Gasführung zwischen folgenden Typen:

- Gleichstromvergaser mit absteigender Vergasung (bis ca. 10 MW)
- Gegenstromvergaser mit aufsteigender Vergasung
- Querstromvergaser

Gleichstromvergaser mit absteigender Vergasung liefern ein Schwachgas mit niedrigem Teergehalt, sind mit ihrer thermischen Leistung allerdings auf ca. 10 MW begrenzt. *Gleichstromvergaser* mit Aufwärtsgasströmung sind zwar einfacher zu bauen und zu betreiben, haben allerdings den Nachteil hoher Teergehalte im Produktgas.

Fließbettvergaser werden als stationäre Wirbelschichten und bei größeren Anlagen ab etwa 10 MW thermischer Leistung auch als zirkulierende Wirbelschichten gebaut. Im zirkulierenden Betrieb wird bei Einsatz von Katalysatormaterialien in der Umlaufasche und entsprechender Temperaturführung von ausreichend niedrigen Teergehalten im Gas berichtet. In einer Pilotanlage in Güssing/Burgenland wurde ein solcher Vergasertyp realisiert. In einer zirkulierenden Verbrennungswirbelschicht wird ein Teilstrom des Produktgases zur Aufheizung der Umlaufasche genutzt und einer Vergasungsstufe der Biomasse in einem externen Reaktor, der aufgrund des für die Vergasung notwendigen Energieaufwandes praktisch als Aschekühler funktioniert, zugeführt. Damit werden gleichmäßige Vergasungstemperaturen im Temperaturfenster zwischen Teerbildung und Alkalienschmelze angestrebt.

Der *thermische Vergasungsprozess* als solcher gliedert sich reaktionskinetisch in die 4 Zonen Trocknung, Pyrolyse/Entgasung, Oxidation und Reduktion/Vergasung. Die Zonen können räumlich getrennt (z. B. im Schachtvergaser) oder miteinander vermischt sein (z. B. in der Wirbelschicht). Man unterscheidet folgende Zonen:

Trocknung: Bis ca. 200 °C wird das im Brennstoff gebundene Wasser verdampft, wobei noch keine Zersetzung der Biomasse erfolgt.

Pyrolyse/Entgasung: Hier erfolgt eine Zersetzung der flüchtigen Bestandteile der Biomasse. Das sind zum Beispiel bei Holz im wesentlichen Zellulose, Hemizellulose, Lignin, Harze, Fett und Wachse bei 200 °C bis 400 °C durch Pyrolyse.

Oxidation: Verbrennung des festen Kohlenstoffs und eventuell vorhandenen Wasserstoffes mit Sauerstoff

$C + O_2 \Leftrightarrow CO_2$	$\Delta H_R = -393{,}51\ \mathrm{MJ/kmol}$	(1.10)
$H_2 + {}^1/_2O_2 \Leftrightarrow H_2O$	$\Delta H_R = -241{,}82\ \mathrm{MJ/kmol}$	(1.11)

Reduktion: Bildung des Gases durch die folgenden Reaktionen

$C + CO_2 \Leftrightarrow 2CO$	$\Delta H_R = +172{,}47\ \mathrm{MJ/kmol}$	(1.12)
$C + H_2O \Leftrightarrow CO + H_2$	$\Delta H_R = +131{,}30\ \mathrm{MJ/kmol}$	(1.13)
$C + 2H_2 \Leftrightarrow CH_4$	$\Delta H_R = -74{,}81\ \mathrm{MJ/kmol}$	(1.14)

(Reaktionsenthalpien ΔH_R unter Standardbedingungen bei 1,013 bar und 25 °C und Wasser in gasförmigem Zustand)

1.8 Flüssiggas

Flüssiggas, auch als LPG (Liquefied Petroleum Gas) bezeichnet, besteht aus Kohlenwasserstoffen, hauptsächlich aus Propan und Butan (siehe Abschnitt 2.1.4). Flüssiggas ist unter atmosphärischen Bedingungen gasförmig, erheblich schwerer als Luft, kann aber unter relativ geringen Drücken verflüssigt werden (siehe Bild 2.3). Flüssiggas kann aus Erdölgasen und Erdöl an den Produktionsstätten abgetrennt werden, fällt aber auch bei der Verarbeitung des Rohöls in den Raffinerien an. Da es im flüssigen Zustand nur einen Bruchteil seines Gasvolumens (siehe Tabelle 2.4) einnimmt, lässt es sich in großen Mengen in Eisenbahn-Kesselwagen, Straßentankwagen, Druckbehältern und Druckflaschen transportieren. Die Lagerung beim Verbraucher wird in Abschnitt 9.8 behandelt. Normgerechtes Flüssiggas ist nach DIN 51622 (12.1985) zusammengesetzt (siehe Tabelle 2.13).

Im Jahr 2024 betrug der Flüssiggasverbrauch in Deutschland nach Angaben des deutschen Mineralölwirtschaftsverbandes e. V. 3,8 Mio. t von denen etwas mehr als die Hälfte zur Energieversorgung beitrug.

1.9 Wasserstoff

Die globale Wasserstoffproduktion spielt im Vergleich zu Erdgas nach wie vor eine marginale Rolle, allerdings wurde die Marke von 100 Mio. t deutlich überschritten. In Deutschland liegt die Produktion aktuell bei ca. 60 TWh. Hauptquelle ist Erdgas. Der Wasserstoff wird mittels Dampfreformierung gewonnen und meist in industriellen Prozessen eingesetzt.

Durch die Notwendigkeit, die Stromnetze in Zeiten der Überproduktion aus erneuerbaren Energieträgern (Wind und Solar) zu entlasten, sowie durch Klimazielvorgaben und Bestrebungen, die bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern – unter ihnen

auch Erdgas – anfallenden Kohlendioxidemissionen perspektivisch zu eliminieren, wird die Gewinnung von Wasserstoff aus Strom immer wichtiger.

Wasserstoff gilt als sekundärer Energieträger. Zwar gibt es Funde von sogenannten weißem (natürlichem) Wasserstoff, doch gehen Schätzungen davon aus, dass diese Mengen aufgrund des hohen reaktiven Charakters von Wasserstoff sehr begrenzt sind.

Zu den heute großtechnisch angewandte Verfahren zur Wasserstofferzeugung gehören folgende:

- weit überwiegend die Dampfreformierung aus Kohlenwasserstoffen, wobei die Reformierung aus Erdgas mit 70 % den höchsten Wirkungsgrad aufweist
- elektrolytische Wasserstofferzeugung (Wasserspaltung) mit Wirkungsgraden von 65 % bis 70 % bei klassischer Elektrolyse (neue Verfahren können über 80 % erreichen)

Daneben findet man Demonstrationsanlagen oder kleinskaligere Anlagen, in denen Wasserstoff pyrolytisch oder in der sogenannten Plasmalyse gewonnen wird. Diese Verfahren haben den erheblichen Vorteil, dass sie als Nebenprodukt reinen Kohlenstoff produzieren statt – wie bei der Dampfrefomierung – das Treibhausgas Kohlendioxid.

In Deutschland und Europa werden innovative Wasserstofferzeugungsprojekte im Rahmen des IPCEI-Programms gefördert, dessen Akronym für „Important Projects of Common European Interest“ steht, sodass die Zahl der Wasserstofferzeugungsanlagen in den letzten Jahren massiv zugenommen hat, jedoch den durch die Förderdauer generierten Schwankungen unterliegt. Die hier zum Einsatz kommenden Elektrolyseur-Pakete liegen mittlerweile in einer Leistungsklasse knapp unter 0,5 GW, wie z. B. in Lingen im Zuge des Projektes Get H2 mit 300 MW Leistung.

Auch wenn der Wasserstoffmarkt derzeit noch klein ist, wird ihm eine maßgebliche Bedeutung und ein steiler Wachstumspfad zugesprochen. Das liegt vor allem daran, dass Deutschland – wie übrigens andere europäische Länder auch – nach wie vor 80 % seiner Energie in Form von Molekülen bezieht, während der Stromanteil bei 20 % liegt. Auch wenn das öffentliche Augenmerk allzu oft auf die Erfolge bei der Dekarbonisierung des Stroms durch stetigen Ausbau von Wind- und Solarenergie gelenkt wird und mittlerweile mehr als die Hälfte des Stroms erneuerbaren Ursprungs ist, so darf das nicht darüber hinwegtäuschen, dass sich eine wesentlich größere Herausforderung und Mammutaufgabe bei der Dekarbonisierung der Moleküle stellt. Mit dem Exit aus der Atomenergie und dem angekündigten Ausstieg aus der Kohleverstromung verbleiben letztendlich nur noch Gase als Moleküle zu Option, die die Grundversorgung sichern und gleichzeitig klimaneutral sein müssen. Diese Aufgabe kann – neben Biogas – von Wasserstoff und seinen Derivaten übernommen werden, da Wasserstoff emissionsfrei verbrennt und in der „kalten Verbrennung“ in Brennstoffzellen höchste Wirkungsgrade erreicht. Wasserstoff wird damit in Deutschland – als Land mit dem höchsten europäischen Energiebedarf zur Sicherung der industriellen Fertigungsprozesse sowie der Wärme- und Kraftbereitstellung – eine ähnlich wichtige Rolle wie Strom spielen.

Eine vollständige Elektrifizierung unserer Volkswirtschaft auf Basis von Erneuerbaren ist aus mehreren Gründen unerreichbar:

- Zum einen fehlen die Erzeugungspotenziale, weil Flächen zur Windausbeute und für Solartechnik im Vergleich zu anderen Ländern mit zudem deutlich höheren Ausbeuteraten (z. B. Sonnenstunden) limitiert sind, es also an „Menge“ fehlt.
- Zum anderen fehlt es an Leistung, die sowohl netztechnisch als auch zeitlich passend korreliert. Einzelgroßkunden (z. B. Stahlindustrie) oder der gesamtdeutsche Wärmemarkt fordern in bestimmten Stunden Leistungen, die nur dank der hohen Energiedichten molekularer Energieträger bereitgestellt werden können. So rufen etwa an einem kalten Wintertag die Privathaushalte in Deutschland über die Gasverteilnetze einen Leistungs-Peak von ca. 300 GW ab, was alle verfügbaren Stromerzeugungskapazitäten übersteigt. Zum Vergleich: Die konventionell gesicherte Leistung aller ca. 700 Großkraftwerke und aller ca. 70 000 Kraftwärmekopplungsanlagen (meist unter 1 MW) liegt bei ca. 82 GW. Die installierte Leistung im Bereich Wind und Solar beträgt ca. 70 GW bzw. 100 GW.
- Zum Dritten braucht jedes resiliente Energiesystem Speicherelemente. In einer volkswirtschaftlichen Betrachtung können Batterien diese Aufgaben jedoch nicht übernehmen. Nur chemische Speicher wie Wasserstoffspeicher verfügen über die hier infrage kommenden Kapazitäten und Reichweiten. Zum Vergleich: Die Erdgasspeicher können Deutschland über zwei bis drei Monate versorgen. Wasserstoffspeicher liegen theoretisch in der gleichen Größenordnung. Im Stromnetz liegen „Speicherreichweiten“ deutlich unter einer Stunde und sind einzig in Form von kurzfristig zuschaltbaren Pumpspeicherkraftwerken realisiert. Daher kommt Wasserstoff als „Resilienzelement“ der Stromwirtschaft eine weitere wichtige Bedeutung zu. Durch die elektrolytische Umwandlung von Strom in Wasserstoff (auch Power-to-Gas genannt) können Überproduktionen in Zeiten, wo Erzeugung und Bedarf nicht korrelieren, im Wasserstoff chemisch gebunden und später wieder in Kraftwerken rückgewandelt und dem Stromnetz zugeführt werden. Damit ist der Wasserstoff auch gleichzeitig Enabler eines weiterführenden Ausbaupfades der Erneuerbaren, der ansonsten durch Stromnetzengpässe einschneidend limitiert bliebe oder einen immer unwirtschaftlicheren Stromnetzzubau triggern würde. Schon jetzt prognostizieren Studien einen rasanten Anstieg der Stromnetznebenkosten von bis zu 18 Cent/kWh bis zum Jahr 2035, die die Verbraucherpreise heben und die Wirtschaft belasten werden und deren Dämpfung durch die Nutzbarmachung der deutlich höheren Transport- und Speicherkapazitäten der Gas- und Wasserstoffwirtschaft erfolgen könnte.

Während Wasserstoff in den zurückliegenden Dekaden als Industriegas marginalisiert wurde, hat sich mittlerweile die Erkenntnis Weg gebahnt, dass Wasserstoff sowohl bei den Maßnahmen gegen den Klimawandel als auch für den Erhalt einer leistungsfähigen, wettbewerbsfähigen Wirtschaft mit hohen Bedarfen eine Schlüsselrolle

spielt. In Deutschland wird dies besonders deutlich und führt dazu, dass der Wasserstoffhochlauf mittlerweile sehr konkrete Züge annimmt:

- Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2021 mit der Aufnahme des Wasserstoffs in die Kategorie der Energiegase
- erneute Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2024 mit der Verankerung zur Errichtung des weltweit ersten nationalen Wasserstoffhochdrucknetzes mit einer Gesamtlänge von ca. 10 000 km und der Auflage der Orientierung des Netzverlaufs an den IPCEI-Standorten und wesentlichen Abnehmerstrukturen (Bild 1.32)
- Aufbau eines vollständigen technischen Wasserstoff-Regelwerkes durch den DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfache e. V.) mit Fertigstellung im Jahr 2024



Bild 1.32
Verlauf des deutschen Wasserstoffkernnetzes nach FNB Gas

Große Herausforderungen hingegen bestehen noch bei der Kontrahierung von Import-Wasserstoffmengen zu vertretbaren Preisen.

Beim einem nicht-pipelinegebundenen Import stellt sich die Frage nach der besten verfügbaren Technik:

- Während sich die Fachwelt einig ist, dass der Transport von flüssigem Wasserstoff bei minus 260 °C die effizienteste Zukunftstechnologie sein wird, steht man aktuell vor der Herausforderung, entsprechende kryogene Anlagen und Schiffe in der benötigten Größenordnung – vergleichbar mit der sogenannten Qmax-Klasse der LNG-Flotte – zu bauen.
- Als Alternative bietet sich der Wasserstofftransport auf dem Seeweg in Form von Ammoniak, Methanol oder Methan an. Dabei muss aber aus den synthetisierten Gasen oder Flüssigkeiten am Ort des Verbrauchs der Wasserstoff rückgewonnen und die Begleitstoffe – im Fall von synthetischem LNG also das Kohlendioxid – müssen eingefangen und rezirkuliert werden.
- Zweifelsohne bleibt der Pipelinetransport die kostengünstigste Lösung, limitiert jedoch bei einem wirtschaftlichen Betrieb die Handelsradien auf ca. 5000 km.

Verbunden mit der Wahl der Transporttechnik aber vor allem mit der Art der Erzeugung des Wasserstoffs gehen die Energiekosten und die sogenannten äquivalenten Emissionen einher, die dem Wasserstoff – auch wenn er emissionsfrei verbrennt – angelastet werden müssen. Während etwa die Emissionen des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs – er wird auch oft als „grüner“ Wasserstoff bezeichnet, wenn der eingesetzte Strom erneuerbaren Ursprungs ist – die niedrigsten sind, ist das bei anderen Verfahren nicht der Fall. „Blauer“ Wasserstoff, ein Synonym des für den unter Abtrennung, Speicherung oder Verwertung des als Beiprodukt entstehenden Kohlendioxids aus Erdgas gewonnenen Wasserstoffs, wird mit CO_2-äquivalenten Emissionen von rund 100 Gramm pro kWh angegeben. Hier gibt es immerhin fast nur noch ein Drittel der Emissionen von Erdgas. Gleiches gilt für den „türkisen“ per Pyrolyse erzeugten Wasserstoff. Aktuelle Studien des Engler-Bunte-Instituts jedoch zeigen, dass man hier genau hinschauen muss und dass die Verwendung der Farbbegriffe irreführend ist. Tatsächlich hängt der Carbon-Footprint des grünen Wasserstoffs entscheidend von den in der Gesamtkette anfallenden Emissionen ab, also auch etwa denen bei der Herstellung von Solarpanels, wo deutliche Unterschiede zwischen in China oder in Europa erzeugten Panels zu finden sind. Auch die scheinbar mit mehr Emissionen belastete Pyrolyse „schlägt“ alle anderen Wasserstofferzeugungsarten, d. h. unterbietet die Restemissionen aller anderen Verfahren, wenn etwa Biomethan als Ausgangssubstanz verwendet wird. Auf diesem Wege kann Wasserstoff mit sog. Negativemissionen erzeugt werden.

Die Emissionsbilanzen sind aber gerade unter dem Lichte, dass innerhalb des europäischen Binnenmarktes die Kommission Vorgaben zu Schwellwerten erlässt – etwa über die Renewable Energy Directives (RED I–III) – entscheidend für den Wasserstoff-

hochlauf, denn sie können ihn massiv behindern oder befördern, je nachdem wie niedrig zulässige Restemissionswerte definiert werden. Das gilt insbesondere für den sogenannten „low-carbon“-Wasserstoff nicht erneuerbaren Ursprungs.

Neben den technischen Fragen spielt daher die Entwicklung eines fördernden Ordnungsrahmens für den Wasserstoffhochlauf eine entscheidende Rolle. Dies schließt die Entwicklung und In-Praxis-Bringung von Herkunftsnachweisen und Emissions-Zertifizierungssystemen mit ein. Diese wiederum senden Signale an potenzielle Produzenten und Lieferländer aus und können den internationalen Wasserstoffhandel fördern oder erschweren.

Mögliche Importregionen wurden mittlerweile identifiziert, gefolgt von der Untersuchung der dazugehörigen Importkorridore, etwa Richtung Skandinavien, MENA (Middle East and North Africa), Südeuropa oder Nordafrika. Mit der Einrichtung einer europäischen Hydrogen Bank und einem Doppelaktionsmodell H2Global hofft man, die am Anfang eines Hochlaufes anfallenden hohen Wasserstoffgestehungskosten dämpfen zu können. Gleichzeitig gibt es Überlegungen, auch den Bedarf an Wasserstoff anzureizen, etwa in Form einer deutschen Grüngasquote.

Experten rechnen mit Wasserstoffgestehungskosten am Ort der Herstellung von ca. 1 € pro kg. Dies bezieht sich aber auf sonnenreiche Regionen und verteuert den Energieträger auf 3 € bis 4 € pro kg nach Transport bis Deutschland. Preisstudien des DVGW zeigen, dass dies selbst im Kleinkundensegment (Privathaushalte) zu Endkundenpreisen führen kann, die den heutigen Erdgaspreisen entsprechen. Doch ist davon auszugehen, dass es zunächst die Industrie und das produzierende Gewerbe ist, dass die Anfangsmengen kontrahieren wird.

1.10 Gas als Brennstoff im Fahrzeugbetrieb

Bereits vor über 100 Jahren wurden 4-Takt-Ottomotoren mit Gas betrieben. Im Laufe der Zeit kamen dabei verschiedene Gase wie Stadtgas, Grubengas, Holzgas, Klärgas und Flüssiggas zum Einsatz. Einen breiteren Durchbruch erzielte der gasbetriebene Fahrzeugantrieb jedoch erst mit der allgemeinen Verfügbarkeit und der standardisierten Qualität von Erdgas. Dies führte zu einem deutlichen Anstieg der Zulassungszahlen von Erdgasfahrzeugen. Erdgas wird dabei als CNG (Compressed Natural Gas) oder als LNG (Liquefied Natural Gas) vertankt.

Ein wesentlicher Vorteil des Erdgasantriebs sind die geringen Schadstoffemissionen. Aufgrund des günstigen Kohlenstoff-Wasserstoff-Verhältnisses (C/H-Verhältnis) verursacht Erdgas im Vergleich zu Benzin rund 25 % weniger CO_2-Emissionen. Auch die Emissionen von Kohlenmonoxid (CO), Stickoxiden (NO_x) und unverbrannten Kohlenwasserstoffen liegen – abhängig vom Motorkonzept – bis zu 80 % unter denen konventioneller Flüssigkraftstoffe. Dies trägt insbesondere in städtischen Ballungsräu-

men mit hoher Luftbelastung zu einer Verbesserung der Luftqualität bei. Durch die Zumischung regenerativ erzeugter Gase, wie Biomethan oder in begrenztem Umfang auch grüner Wasserstoff, lässt sich die Umweltbilanz zusätzlich verbessern.

Erdgas wird in Pkw in Druckgasbehältern mit 200 bar gespeichert. Die durchschnittliche Reichweite bei CNG-Fahrzeugen beträgt etwa 400 Kilometer. Viele Fahrzeuge sind bivalent ausgelegt und verfügen zusätzlich über einen Benzintank, der bei Bedarf automatisch oder manuell zugeschaltet werden kann. Dadurch ergeben sich Gesamtreichweiten von 700 Kilometern oder mehr.

Die Betankung erfolgt an speziellen Erdgastankstellen, die an das Gasnetz angeschlossen sind. Über Kompressoren wird das Gas auf den erforderlichen Druck verdichtet. Für Schnellbetankungen (ca. 3 min) sind Zwischenspeicher mit bis zu 300 bar notwendig. Der Betankungsvorgang ähnelt dem bei konventionellen Kraftstoffen.

Im Schwerlastverkehr bietet Erdgas – insbesondere in Form von LNG (Liquefied Natural Gas) – zusätzliches Potenzial hinsichtlich Reichweite. Bei LNG-Fahrzeugen erfolgt die Betankung an spezialisierten LNG-Tankstellen, an denen das Erdgas auf rund –160 °C verflüssigt gespeichert ist (Bild 1.33). Die Betankung mit LNG ist ähnlich schnell wie bei Diesel und erfolgt meist innerhalb von 5 bis 7 Minuten. Die deutlich höhere Energiedichte im Vergleich zu CNG ermöglicht Reichweiten von bis zu 1500 Kilometern.

2023 waren weltweit rund 23 bis 28 Millionen Erdgasfahrzeuge (CNG- und LNG-betrieben) im Einsatz. Die größten Flotten finden sich in China, Iran, Indien, Pakistan, Argentinien und Brasilien. In Deutschland waren Ende 2023 rund 100 000 Erdgasfahrzeuge (Pkw, Bus, Lkw, sonstige Fahrzeuge) zugelassen. Trotz der Umweltvorteile dieser Antriebsart steigen die Zulassungszahlen nicht.

Die Zahl der öffentlichen Erdgastankstellen (CNG-Tankstellen) in Deutschland ist seit 2016 rückläufig und sank von über 900 auf unter 800 in 2024. Anders ist die Entwicklung bei LNG-Tankstellen. Die erste öffentliche Tankstelle für LNG ging 2018 in Betrieb. Aktuell gibt es knapp 180 öffentliche LNG-Tankstellen in Deutschland. Fast alle CNG und LNG-Tankstellen sind auf Bio-CNG bzw. Bio-LNG umgestellt.

Gründe für den Rückgang des Biomethaneinsatzes im Verkehrssektor sind unter anderem das wachsende Angebot an batterieelektrischen Fahrzeugen, der Rückzug von Fahrzeugherstellern aus dem CNG-Segment sowie Unsicherheiten über die politische Unterstützung der Nutzung von CNG als Kraftstoff.

Ein Grund ist auch die Ausgestaltung der EU-CO_2-Flottenregulierung. Biomethan wird hier emissionsseitig nicht als klimaneutral berücksichtigt, da nur die Emissionen am Auspuff (tank-to-wheel) zählen. Das führt dazu, dass Fahrzeuge mit Biomethanbetrieb regulatorisch wie mit fossilem Erdgas betriebene Fahrzeuge behandelt werden – und somit nicht zur Erreichung der CO_2-Flottenziele der Hersteller beitragen können.

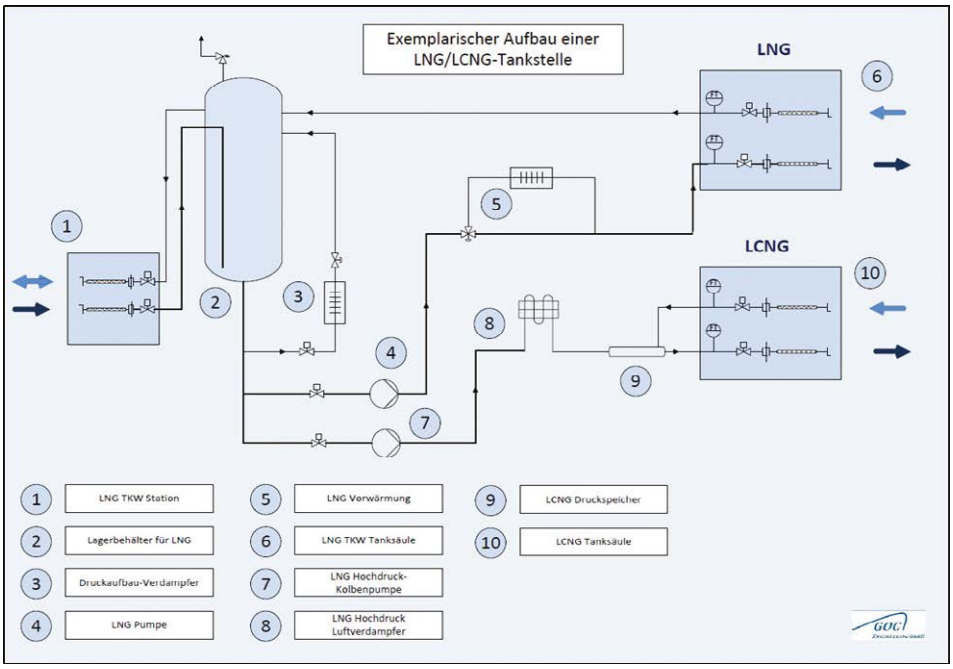


Bild 1.33 Exemplarischer Aufbau einer kombinierten LNG-/CNG-Tankstelle (Quelle: DVGW, Genehmigungshandbuch für LNG-Tankstellen, 2023)

Zudem läuft die steuerliche Begünstigung von Biomethan als Kraftstoff in Deutschland Ende 2026 aus. Auch bei der Lkw-Maut wird der Klimavorteil von Biomethan nicht anerkannt. Seit dem 1. Dezember 2023 gilt ein CO_2-Aufschlag auf die Lkw-Maut von 200 €/t CO_2. Fahrzeuge mit Bio-CNG oder Bio-LNG werden dabei wie fossil betriebene Lkw behandelt und zahlen die vollen Mautsätze, inklusive CO_2-Zuschlag. Batterieelektrische und Wasserstoff-Lkw sind bis Ende 2025 von der Maut befreit und ab 2026 teilweise vergünstigt. Somit bleibt der Einsatz von Biomethan im Schwerlastverkehr finanziell benachteiligt, obwohl Biomethan aus Klimasicht erhebliche Emissionsvorteile bieten kann.

Eine häufig bei umgerüsteten Fahrzeugen eingesetzte Alternative ist der Betrieb mit Flüssiggas (Liquefied Petroleum Gas, LPG), das unter der Bezeichnung „Autogas“ über separate Zapfsäulen an Tankstellen angeboten wird. LPG-Anlagen in Fahrzeugen sind für einen maximalen Betriebsdruck von etwa 25 bar ausgelegt. Der tatsächliche Arbeitsdruck liegt im Bereich von 5 bar bis 10 bar, abhängig von Umgebungstemperatur und Tankfüllstand.

Eine klimafreundliche Alternative zum Antrieb mit fossilen gasförmigen oder flüssigen Kohlenwasserstoffen ist der Einsatz von Wasserstoff. Wasserstoff hat im Vergleich zu Erdgas eine um etwa zwei Drittel geringere volumetrische Energiedichte, was besondere Anforderungen an die Speicherung stellt. Wasserstoff kann im Fahr-

zeug in gasförmigem Zustand unter Hochdruck gespeichert werden – bei Pkw üblicherweise mit 700 bar, bei Nutzfahrzeugen aktuell meist mit 350 bar. Für Langstreckenanwendungen im Schwerlastverkehr zeichnet sich ein Trend zu 700-bar-Systemen bei Lkw ab, da sie höhere Reichweiten ermöglichen. Alternativ ist die Speicherung von flüssigem Wasserstoff (LH_2) bei rund –253 °C sowie perspektivisch in Metallhydridspeichern möglich.

Inzwischen ist die Wasserstoffspeicher- und Fahrzeugtechnik deutlich ausgereift: Serien-Pkw mit 700-bar-Tanksystemen erzielen Reichweiten von über 600 Kilometern bei Betankungszeiten von etwa 3 bis 5 Minuten. Die Fahrzeuge nutzen überwiegend Brennstoffzellentechnologie, wobei Wasserstoff auch in dafür angepassten Verbrennungsmotoren eingesetzt werden kann. Die erforderliche Sicherheitstechnik ist etabliert und in internationalen Normen umfassend geregelt.

Besonders im Schwerlastverkehr ist Wasserstoff eine Option. Inzwischen sind Brennstoffzellen-Lkw in Europa, Südkorea und den USA im Einsatz, allerdings in geringen Stückzahlen. Hersteller wie Hyundai, Daimler Truck und Toyota setzen auf H_2-Brennstoffzellensysteme, die hohe Reichweiten (800 – 1000 km) und kurze Betankungszeiten ermöglichen – im Gegensatz zu batterieelektrischen Lkw, die bei Langstrecken noch Limitierungen aufweisen.

In Deutschland wird eine spezialisierte H_2-Tankstelleninfrastruktur aufgebaut. Im Jahr 2024 waren 82 Wasserstofftankstellen in Betrieb.

Literaturhinweis: Vertiefte Ausführungen findet man auf den Homepages deutscher und internationaler Gas- und Energieverbände, insbesondere unter *www.dvgw.de*.

Literatur

ASUE, Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.
BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin
BEB, Erdgas und Erdöl GmbH, Hannover
BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin, Bonn
BMWE, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin
BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn
DVGW, Bonn
DVGW, Genehmigungshandbuch für LNG-Tankstellen, Bonn 2023
DVGW EBI, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT, Karlsruhe 2025
E.ON Ruhrgas AG, Essen (a)
E.ON Ruhrgas AG: Erdgas aus Norwegen. Essen (b)
FNB Gas, Berlin
FV Biogas Fachverband Biogas e. V., Freising
Global Gas Report 2024, IGU, International Gas Union, London
Green Logistics: *http://green-logistics.blogspot.de/2013/02/fracking-ist-in-aller-munde-weshalb.html*
gwf – Gas/Erdgas (Das Gas- und Wasserfach), 4/70, München 1970, S. 176
gwf – Gas/Erdgas (Das Gas- und Wasserfach), 1/82, München 1982

gwi – Gaswärme international, 10/94, Essen 1994, S. 468

HLH – Lüftung/Klima, Heizung/Sanitär, Gebäudetechnik, 2/67, Düsseldorf, S. 47

IGU, International Gas Union, London

Thielen, W.: verschiedene Quellen und eigene Berechnungen. 2015

Umweltbundesamt, Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme. *https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme*

Weiland, P.: Grundlagen der Methangärung – Biologie und Substrate. VDI-Berichte Nr. 1620, 2001, S. 19 – 32

World Energy Review 2024, Eni SpA, Rom

World LNG Report – 2025 Edition, IGU, International Gas Union, London

2
Eigenschaften und Austausch von Brenngasen

Benno Lendt

2.1 Gaszustand

2.1.1 Bezugszustände und Mengenangaben

Den Zustand eines Stoffes bei vereinbarten Werten für den Druck und die Temperatur nennt man *Bezugs-* oder *Referenzzustand*. Der *Normzustand* ist durch die Normtemperatur $t_n = 0\,°C$ und den Normdruck $p_n = 1{,}01325$ bar vereinbart. Dieser Zustand wird in vielen Ländern, unter anderem in Deutschland, im Allgemeinen als Bezugszustand bei der Angabe von Gasmengen und Kennwerten verwendet. International weit verbreitet ist aber auch die Referenztemperatur $t_{ref} = 15\,°C$[1)] anstelle von $t_n = 0\,°C$. In selteneren Fällen, insbesondere bei chemischen Reaktionen, dient der *chemische Standardzustand*[2)] mit 25 °C und 1,00 bar (bisher auch 1,01325 bar) als Bezugszustand.

Zur Angabe von Mengen eines Stoffes wird vielfach die Masse m benutzt. Neben der Masse können aber auch andere Größen zur Beschreibung einer Menge verwendet werden. Bei Gasen wäre es beispielsweise denkbar, die Zahl der Moleküle anzugeben, oder aber – wegen der sonst ungewohnt hohen Zahlenwerte – einer ganz bestimmten Molekülzahl eine neue Bezeichnung zu geben und als Größe zu vereinbaren. Das ist im SI-System durch die Stoffmenge n mit der Einheit Mol (Kurzzeichen: mol) gesche-

[1] Verursacht durch die dort früher benutzte Bezugstemperatur von 60 °F (≈ 15 °C). In DIN EN 437 (07.2021): „Prüfgase, Prüfdrücke, Gerätekategorien“ werden die Kennwerte überwiegend für die Referenztemperatur t_{ref} = 15 °C angegeben (siehe Tabelle 2.12/Tabelle 2.13).

[2] p_0 = 1,00 bar ist, gemäß IUPAC-Empfehlung von 1982 (IUPAC 1996), bei neueren Tabellierungen üblich. Daneben wird auch p_n = 1,01325 bar verwendet.

hen. Die Zahl der Moleküle, die diese Stoffmenge n enthält, ist durch die *Avogadro-* oder *Loschmidt-Konstante* festgelegt:

$$\mathbf{N}_\mathrm{A} = 6{,}022 \cdot 10^{26} \frac{1}{\mathrm{kmol}}$$

Die in einem kmol enthaltene Masse heißt *molare Masse M*. Die molare Masse M eines Gases nimmt das *molare Volumen* V_m ein.

Bei Gasen wird häufig zur Mengenangabe auch das *Normvolumen* V_n verwendet, das ein Gas im Normzustand (0 °C; 1,01325 bar) einnimmt. In der Gaswirtschaft ist diese Mengenangabe üblich.

Nach dem Gesetz von Avogadro ist bei allen *idealen Gasen* in gleichem Volumen bei gleichen Drücken und Temperaturen die gleiche Anzahl Moleküle enthalten. Daher nimmt 1 kmol eines jeden idealen Gases bei gleichen physikalischen Bedingungen das gleiche molare Volumen V_m ein. Bei physikalischem Normzustand ist es das *molare Normvolumen* V_mn.

Für das ideale Gas:[3]	$V_\mathrm{mn} = 22{,}4141 \frac{\mathrm{m}^3}{\mathrm{kmol}} \approx 22{,}4 \frac{\mathrm{m}^3}{\mathrm{kmol}}$	(2.1)

Bei nicht idealen (realen) Gasen weicht das molare Normvolumen V_mn etwas von 22,4 m^3/kmol ab (Tabelle 2.1). Diese Abweichung wird z. B. bei der Berechnung der Brenn- und Heizwerte von Gasen berücksichtigt.

Zusammenhang zwischen der Masse m, der Stoffmenge n und dem Normvolumen V_n:

$$m = nM \tag{2.2}$$

$$V_\mathrm{n} = nV_\mathrm{mn} \tag{2.3}$$

$$m = \rho_\mathrm{n} V_\mathrm{n} \tag{2.4}$$

In Formel 2.4 ist ρ_n die *Dichte* im physikalischen Normzustand. Sie kann aus der molaren Masse berechnet werden:

$$\rho_\mathrm{n} = \frac{M}{V_\mathrm{mn}} \tag{2.5}$$

Allgemein gilt für die Dichte ρ und deren Kehrwert, das *spezifische Volumen* v

$$\rho = \frac{m}{V} \tag{2.6}$$

$$v = \frac{1}{\rho} = \frac{V}{m} \tag{2.7}$$

[3] DIN 1343 (01.90) benutzt beim idealen Gas das Formelzeichen $V_{\mathrm{m,\,o}}$ anstelle von V_mn.

Tabelle 2.1 Kennwerte von Brenngasen* (TRF 2021, Günther 1974, Günther 1972, Cerbe/Wilhelms 2021, Recknagel 2024, D'Ans/Lax 2013, CIT, gwi, gwf, DIN, DBI, E.ON Ruhrgas, Auer 1999)

Brenngas	Chemisches Symbol	Molare Masse	Spezielle Gaskonstante	Realgasfaktor im Normzustand	Molares Normvolumen	Dichte im Normzustand	Relative Dichte im Normzustand	Brennwert im Normzustand*		Heizwert im Normzustand*	
		M	R_i	Z_n	V_{mn}	ρ_n	d_n	$H_{s,n}$		$H_{i,n}$	
		$\frac{kg}{kmol}$	$\frac{J}{kg\,K}$	–	$\frac{m^3}{kmol}$	$\frac{kg}{m^3}$	–	$\frac{MJ}{m^3}$	$\frac{kW\,h}{m^3}$	$\frac{MJ}{m^3}$	$\frac{kW\,h}{m^3}$
Wasserstoff	H_2	2,0159	4124,47	1,0006	22,428	0,08989	0,0695	12,745	3,540	10,782	2,995
Kohlenmonoxid	CO	28,010	296,84	0,9993	22,398	1,2505	0,9672	12,634	3,509	12,634	3,509
Methan	CH_4	16,043	518,26	0,9976	22,360	0,7175	0,555	39,831	11,064	35,894	9,971
Ethin (Acetylen)	C_2H_2	26,038	319,32	0,991	22,212	1,1722	0,907	58,573	16,270	56,591	15,720
Ethen (Ethylen)	C_2H_4	28,054	296,38	0,9925	22,246	1,2611	0,975	63,435	17,621	59,478	16,522
Ethan	C_2H_6	30,070	276,51	0,9900	22,190	1,3551	1,048	70,333	19,537	64,382	17,884
Propen (Propylen)	C_3H_6	42,081	197,58	0,981	21,988	1,9138	1,480	93,596	25,999	87,591	24,331
Propan	C_3H_8	44,097	188,55	0,9789	21,941	2,010	1,554	101,142	28,095	93,118	25,866
n-Butan	C_4H_{10}	58,123	143,05	0,9572	21,455	2,709	2,095	134,115	37,252	123,857	34,405
n-Pentan	C_5H_{12}	72,150	115,24	0,918	(20,576)	(3,506)	(2,712)	(171,84)	(47,73)	(159,00)	(44,17)
n-Hexan	C_6H_{14}	86,177	96,48	0,892	(19,993)	(4,310)	(3,334)	(209,82)	(58,28)	(194,41)	(54,00)
Hochofengas	Zusammensetzung nach Tabelle 1.1 in Mol.-%	30,466	272,91	0,999	22,386	1,361	1,053	3,229	0,897	3,148	0,874
Kokereigas		11,527	721,28	1,000	22,406	0,514	0,398	19,808	5,502	17,609	4,891
Erdgas L		18,532	448,66	0,998	22,363	0,829	0,641	35,186	9,774	31,749	8,819
Erdgas H		17,492	475,33	0,997	22,352	0,783	0,605	41,215	11,449	37,213	10,337

* Werte in Klammern für Stoffe, die bei Normzustand bereits kondensiert sind

Der *Absolutdruck* eines Gases wird mit p oder p_{abs} und der gegenüber dem *atmosphärischen Bezugsdruck* p_{amb} gemessene *Überdruck* mit p_e bezeichnet.

$$p = p_{amb} + p_e \tag{2.8}$$

Tabelle 2.1 enthält Daten über Einzelgase und typische Gasgemische und Tabelle 2.2 über einige in Deutschland verteilte Erdgase.

Oberer Wobbe-Index im Normzustand*		Unterer Wobbe-Index im Normzustand**		Zündtemperatur in Luft	Zündgrenze in Luft (20 °C) p_n = 1,01325 bar		Maximale Flammengeschwindigkeit (laminar, Luft)	Spezifische Wärmekapazität bei 0 °C		Viskosität bei 20 °C		Methanzahl
					untere	obere				dynamische	kinematische bei 1 bar	
$W_{s,n}$		$W_{i,n}$		t_z	c_{zu}	c_{zo}	u_{max}	c_p	c_v	η	ν	MZ
$\frac{MJ}{m^3}$	$\frac{kWh}{m^3}$	$\frac{MJ}{m^3}$	$\frac{kWh}{m^3}$	°C	Vol.-%	Vol.-%	$\frac{cm}{s}$	$\frac{kJ}{kg\,K}$	$\frac{kJ}{kg\,K}$	$\frac{kg}{ms} = \frac{Ns}{m^2}$	$\frac{m^2}{s}$	–
48,336	13,427	40,892	11,359	530	4,0	77,0	346	14,200	10,076	$8{,}8 \cdot 10^{-6}$	$106{,}0 \cdot 10^{-6}$	0
12,846	3,568	12,846	3,568	610	10,9	76,0	20	1,040	0,743	$17{,}7 \cdot 10^{-6}$	$15{,}4 \cdot 10^{-6}$	75
53,469	14,853	48,184	13,384	645	4,4	16,5	43	2,156	1,638	$11{,}0 \cdot 10^{-6}$	$16{,}7 \cdot 10^{-6}$	100
61,515	17,088	59,433	16,509	335	2,3	78,0	168	1,513	1,193	$10{,}2 \cdot 10^{-6}$	$9{,}5 \cdot 10^{-6}$	15
64,231	17,842	60,224	16,729	540	2,3	32,5	78	1,612	1,316	$10{,}1 \cdot 10^{-6}$	$8{,}7 \cdot 10^{-6}$	15
68,700	19,083	62,887	17,469	530	2,7	14,7	49	1,729	1,453	$9{,}2 \cdot 10^{-6}$	$7{,}4 \cdot 10^{-6}$	43
76,930	21,369	71,994	19,998	460	2,0	11,1	55	1,52	1,226	$8{,}4 \cdot 10^{-6}$	$4{,}8 \cdot 10^{-6}$	18
81,123	22,534	74,687	20,746	510	1,7	10,9	47	1,549	1,361	$8{,}1 \cdot 10^{-6}$	$4{,}4 \cdot 10^{-6}$	33
92,651	25,736	85,565	23,768	490	1,4	9,3	45	1,599	1,456	$7{,}4 \cdot 10^{-6}$	$3{,}0 \cdot 10^{-6}$	10
(104,35)	(28,99)	(96,55)	(26,82)	285	1,4	7,8	55	1,599	1,484	$6{,}9 \cdot 10^{-6}$	$2{,}2 \cdot 10^{-6}$	10
(114,91)	(31,92)	(106,47)	(29,58)	240	1,0	8,1	48	1,608	1,512	$6{,}6 \cdot 10^{-6}$	$1{,}7 \cdot 10^{-6}$	10
3,147	0,88	3,068	0,85	630	33,5	76,2	14	1,02	0,74	$17{,}0 \cdot 10^{-6}$	$13{,}6 \cdot 10^{-6}$	> 130
31,406	8,724	27,918	7,755	560	4,7	34,7	95	2,68	1,99	$12{,}8 \cdot 10^{-6}$	$27{,}5 \cdot 10^{-6}$	33
43,950	12,208	39,658	11,016	640	5,0	16,4	41	1,86	1,41	$11{,}9 \cdot 10^{-6}$	$15{,}7 \cdot 10^{-6}$	90
52,975	14,715	47,832	13,287	640	4,3	16,3	43	2,05	1,57	$10{,}8 \cdot 10^{-6}$	$14{,}9 \cdot 10^{-6}$	82

** Bezugstemperatur für die Verbrennung 25 °C, für das Gasvolumen 0 °C

Beispiel 2.1

In einer Gasflasche befinden sich 11 kg Propan. Wie groß sind die Stoffmenge in kmol und das Normvolumen?

Lösung

Stoffmenge in kmol nach Formel 2.2:

$$n = \frac{m}{M} = \frac{11\,\text{kg}}{44{,}097\,\frac{\text{kg}}{\text{kmol}}} = \underline{0{,}2495\,\text{kmol}}$$

Normvolumen nach Formel 2.4:

$$V_\mathrm{n} = \frac{m}{\rho_\mathrm{n}} = \frac{11\,\mathrm{kg}}{2{,}010\,\frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{m}^3}} = \underline{5{,}47\,\mathrm{m}^3}$$

Normvolumen nach Formel 2.3:

$$V_\mathrm{n} = nV_\mathrm{mn} = 0{,}2495\,\mathrm{kmol} \cdot 21{,}941\,\frac{\mathrm{m}^3}{\mathrm{kmol}} = \underline{5{,}47\mathrm{m}^3}$$

Für Werte für M, ρ_n und V_mn siehe Tabelle 2.1

2.1.2 Ideales und reales Verhalten

Ein Gas, das die *thermische Zustandsgleichung*

$$pv = R_\mathrm{i}T \tag{2.9}$$

bei allen Drücken exakt befolgen würde, heißt *ideales Gas*. p ist als Absolutdruck einzusetzen. Der konstante Wert R_i wird als *individuelle, spezielle* oder *spezifische Gaskonstante* eines bestimmten Gases bezeichnet. Ein ideales Gas gibt es in Wirklichkeit nicht, viele Gase können aber wie das ideale Gas behandelt werden, das gilt z. B. für Kokereigas, bei niedrigen Drücken auch für Erdgas.

Die thermische Zustandsgleichung des idealen Gases für die Gasmasse m, die das Volumen V ausfüllt, bzw. für 1 kmol Gas, das das molare Volumen V_m ausfüllt, lautet

$$pV = mR_\mathrm{i}T \tag{2.10}$$

$$pV_\mathrm{m} = MR_\mathrm{i}T = R_\mathrm{o}T \tag{2.11}$$

Hierin ist R_o die *molare oder universelle Gaskonstante*, die für alle idealen Gase den gleichen Wert hat. Dieser ist nach DIN 1304 (03.94)

$$R_\mathrm{o} = MR_\mathrm{i} = 8{,}31451\,\frac{\mathrm{kJ}}{\mathrm{kmol\,K}} \tag{2.12}$$

Das Verhalten realer Gase kann durch Korrektur der thermischen Zustandsgleichung des idealen Gases mittels des *Realgasfaktors* Z oder der *Kompressibilitätszahl* K berücksichtigt werden (Index r = real).

für 1 kg	$pv_\mathrm{r} = ZR_\mathrm{i}T$	(2.13)
für 1 kmol	$pV_{mr} = ZR_0T$	(2.14)

Tabelle 2.2 Typische Zusammensetzung von ausgewählten Erdgasen und aufbereiteten Biogasen/Biomethan in Deutschland (Beispielwerte nach DVGW G 260, Stand 09.2021)

		Zusammensetzung							Kennwerte			
		CH_4 Vol.-%	C_2H_6 Vol.-%	C_3H_8 Vol.-%	C_4H_{10} Vol.-%	CO_2 Vol.-%	N_2 Vol.-%	O_2 Vol.-%	Brennwert $H_{s,n}$ kW h/m³	oberer Wobbe-Index $W_{s,n}$ kW h/m³	Dichte im Normzustand ρ_n kg/m³	Methanzahl *MZ* (± 2)
Gasgruppe H	Russland	97,0	1,4	0,45	0,15	0,2	0,8	0	11,2	14,8	0,74	90
	Nordsee	88,7	6,9	1,3	0,3	2,0	0,8	0	11,6	14,7	0,81	79
	Dänemark	90,1	5,7	2,2	1,1*	0,3	0,6	0	12,1	15,3	0,81	72
	Biomethan	96,1	0	0	0	2,9	0,8	0,2	10,6	13,9	0,76	102
	Biomethan + LPG	90,9	0	5,0	0,5	2,7	0,7	0,2	11,6	14,5	0,83	76
Gasgruppe L	Holland	83,6	3,6	0,6	0,2	1,7	10,2	0	10,2	12,8	0,83	88
	Deutschland	86,5	1,1	0,1	0	2,1	10,2	0	9,8	12	0,81	97

* Gehalte an Pentan werden Butan zugerechnet.

Für das ideale Gas ist $Z = 1$, für das reale Gas werden sogenannte *Virialkoeffizienten*[4] angefügt.

$$Z = 1 + \frac{B(t)}{v} + \frac{C(t)}{v^2} + \frac{D(t)}{v^3} + \ldots$$

Der Realgasfaktor Z ist vom physikalischen Zustand abhängig. Für den Normzustand gilt mit dem realen spezifischen Volumen v_{nr} bzw. dem realen molaren Normvolumen V_{mnr}:[5]

für 1 kg	$p_n v_{nr} = Z_n R_i T_n$	(2.15)
für 1 kmol	$p_n V_{mnr} = Z_n R_o T_n$	(2.16)

[4] vires (lat. Kräfte); Kräfte zwischen den Molekülen

[5] Der Index r weist darauf hin, dass es sich um *reale* Werte handelt. Meist wird auf diesen ausdrücklichen Hinweis verzichtet (vgl. z. B. Tabelle 2.1).

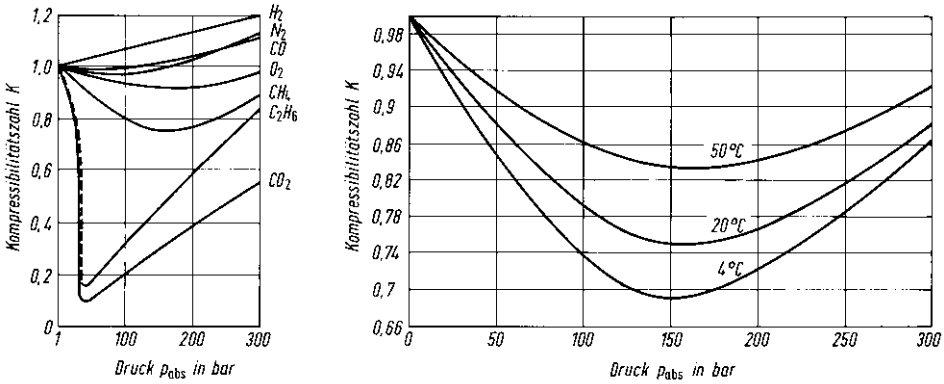
Bezieht man den Realgasfaktor Z eines beliebigen Zustandes auf Z_n im Normzustand, so erhält man die Kompressibilitätszahl K:[6)]

$$K = \frac{Z}{Z_n} = \frac{p v_r T_n}{p_n v_{nr} T} = \frac{p \rho_{nr} T_n}{p_n \rho_r T} \tag{2.17}$$

$$\rho_r = \rho_{nr} \frac{p T_n}{p_n T} \frac{1}{K} \tag{2.18}$$

ρ_r ist die reale Dichte in dem betrachteten Zustand, ρ_{nr} im Normzustand.

Im Normzustand ist K = 1, auch für das reale Gas. Beim idealen Gas ist für jeden Zustand Z = 1 und somit auch K = 1. Bei realen Gasen können Werte für K größer oder kleiner als 1 sein. Z oder K werden durch Messung bestimmt (Werte für einige Gase siehe Bild 2.1).



a) Einzelgase bei 0 °C (Gersten 1999) b) Erdgas H (Ekofisk/Eldifisc) (gwf 1992)

Bild 2.1 Kompressibilitätszahl K von Gasen

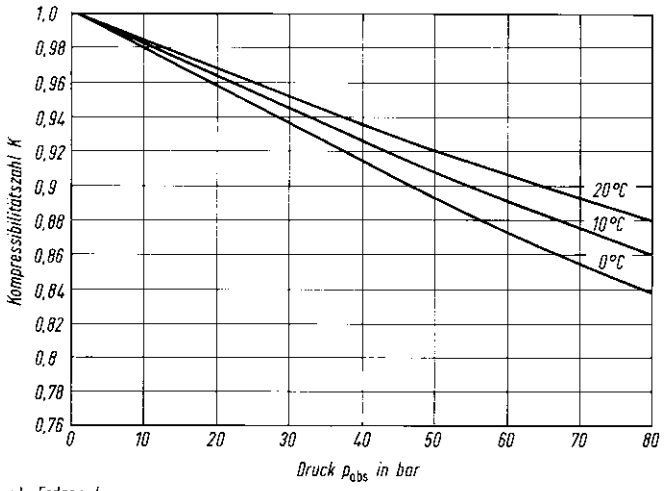
Die Berechnung für Gasgemische ist nach DIN EN ISO 14912 (Entwurf 09.2023), DVGW G 685-6 (08.2024) oder DIN ISO 12213 (01.2010) möglich. Das SGERG-Verfahren ist nach DVGW G 685-6 auf „typische“ Erdgaszusammensetzungen und Wasserstoff gemäß 5. Gasfamilie nach DVGW G 260 anwendbar. Dagegen basiert das in der DIN ISO 12213 (01.2010) genormte AGA8-92DC-Verfahren auf einer Vollanalyse (inklusive Wasserstoffanteilen).

[6] Im angloamerikanischen Schrifttum wird Z compressibility factor und K gas law deviation coefficient und $F_{p,v} = \frac{1}{\sqrt{Z}}$ super compressibility factor (geht in die Blendenmessung ein) genannt.

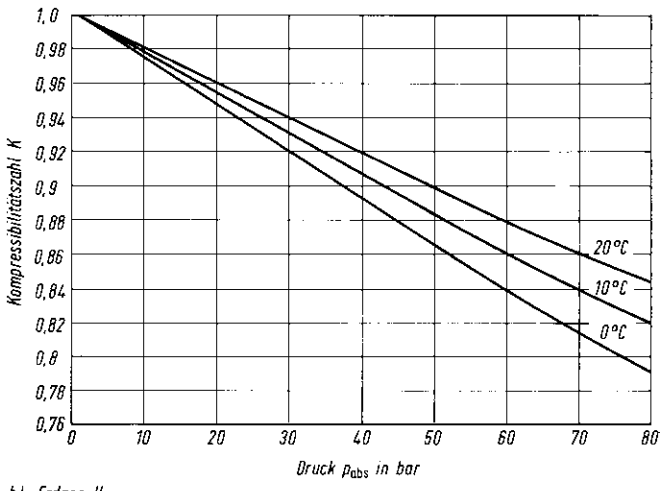
Näherungsweise gilt bei ca. 12 °C bis zu etwa 70 bar Folgendes:

für Erdgas	$K \approx 1 - \frac{p_{\text{abs}}}{450\,\text{bar}}$	(2.19)
für Wasserstoff	$K \approx 1 + \frac{p_{\text{abs}}}{1500\,\text{bar}}$	(2.20)

Genauere Werte für Erdgas können Bild 2.2 entnommen werden, das auf der *Standard-GERG-88-Virialgleichung* gemäß DVGW G 685-6 (08.2024) basiert.



a) Erdgas L



b) Erdgas H

Bild 2.2 Kompressibilitätszahl *K* für Erdgas (gemäß Tabelle 1.1) nach dem GERG 88-Rechenverfahren (E.ON Ruhrgas)

Das reale Volumen des – eventuell auch feuchten – Gases eines beliebigen Zustandes V_r kann in das *reale Normvolumen* V_{nr} des *trockenen Gases* aus Formel 2.17 umgerechnet werden, auf das in der Regel die Kennwerte bezogen sind.

$$V_{nr} = V_r \frac{p_G T_n}{p_n T} \frac{1}{K} = V_r \, z \tag{2.21}$$

z wird *Zustandszahl* (in der vorherigen DVGW G 260 (03.2013): *Volumen-Umwertefaktor*) genannt. z wird bei der Gasmengenmessung erfasst und dient zur Umrechnung des gemessenen Volumens V_r in das Volumen im Normzustand V_{nr}.

$$z = \frac{V_{nr}}{V_r} = \frac{p_G T_n}{p_n T} \frac{1}{K} \tag{2.22}$$

z kann auch aus den Dichten im Betriebszustand ρ_r und im Normzustand ρ_{nr} (Formel 2.17) berechnet werden:

$$z = \frac{\rho_r}{\rho_{nr}} \tag{2.23}$$

Für den *Betriebsdruck* ist wegen des Bezugs auf den trockenen Zustand der *Teildruck des trockenen Gases* (p_G) einzusetzen, der sich aus dem atmosphärischen Bezugsdruck und dem Überdruck p_e unter Abzug des Wasserdampfteildrucks $p_D = \varphi p_S$ ergibt (ideales Gasverhalten vorausgesetzt):[7)]

$$p_G = p_{amb} + p_e - \varphi p_S \tag{2.24}$$

Hierin ist φ die *relative Gasfeuchte*.

Definition:

$$\varphi = \frac{p_D}{p_S} \tag{2.25}$$

mit dem Wasserdampfteildruck p_D – bei Sättigung p_S. Bei kleinen Wasserdampfteildrücken kann H_2O als ideales Gas betrachtet werden. Dann gilt auch

$$\varphi = \frac{\rho_D}{\rho_S} \tag{2.26}$$

[7] Da Erdgas getrocknet ist (Abschnitt 1.3.2), ist ρ_D klein. Deshalb ist in den Gleichungen für die Gasfeuchte die Annahme idealen Gasverhaltens auch beim *realen* Erdgas zulässig. Anderenfalls wäre anstelle des Druckes die „*Fugazität*“ (eine Art „fiktiver Druck“) einzuführen (z. B. Bošnjaković).