

Günter Cerbe · Benno Lendt

Klaus Brüggemann · Martin Dehli · Frank Gröschl ·

Klaus Heikrodt · Torsten Kleiber · Jürgen Kuck · Jens Mischner ·

Thomas Schmidt · Albert Seemann · Walter Thielen

Grundlagen der Gastechnik

Gasbeschaffung – Gasverteilung – Gasverwendung



8., vollständig überarbeitete Auflage

HANSER

Günter Cerbe, Benno Lendt

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
Benno Lendt

Grundlagen der Gastechnik

Gasbeschaffung – Gasverteilung – Gasverwendung

8., vollständig überarbeitete Auflage

Mit Beiträgen von
Klaus Brüggemann, Martin Dehli, Frank Gröschl, Klaus Heikrodt, Torsten Kleiber,
Jürgen Kuck, Jens Mischner, Thomas Schmidt, Albert Seemann, Walter Thielen

HANSER

Die Herausgeber:

Prof. Dr.-Ing. Günter Cerbe lehrte an der Fachhochschule Braunschweig/Wolfenbüttel Energie- und Gas-technik und war bis zur 7. Auflage Koordinator des Buches.

Prof. Dr.-Ing. Benno Lendt ist Professor für Energie- und Gastechik an der Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften (Fakultät Versorgungstechnik) und Leiter des Labors für Gas- und Verbrennungstechnik. Er leitet den Studiengang „Energie- und Gebäudetechnik im Praxisverbund“ sowie den DVGW- und VDE-zertifizierten Masterstudiengang „Netztechnik und Netzbetrieb“. Benno Lendt ist Koordinator der 8. Auflage.

Alle in diesem Buch enthaltenen Informationen wurden nach bestem Wissen zusammengestellt und mit Sorgfalt getestet. Dennoch sind Fehler nicht ganz auszuschließen. Aus diesem Grund sind die im vorliegenden Buch enthaltenen Informationen mit keiner Verpflichtung oder Garantie irgendeiner Art verbunden. Autor 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, auch nicht für die Verletzung von Patentrechten, die daraus resultieren können.

Ebenso wenig übernehmen Autor 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 benutzt werden dürften.

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 Buches, oder Teilen daraus, vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf ohne schriftliche Genehmigung des Verlages in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder ein anderes Verfahren), auch nicht für Zwecke der Unterrichtsgestaltung, reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

ISBN 978-3-446-44965-7

E-Book-ISBN 978-3-446-44966-4

© 2017 Carl Hanser Verlag München

Lektorat: Dipl.-Ing. Volker Herzberg, Julia Stepp

Herstellung: Der Buchmacher, Arthur Lenner, München

Umschlagkonzept: Marc Müller-Bremer, www.rebranding.de, München

Umschlagrealisation: Stephan Rönigk

Satz: Kösel Media GmbH, Krugzell

Druck und Bindung: Kösel, Krugzell

Printed in Germany

www.hanser-fachbuch.de

Vorwort zur achten Auflage

Seit dem Erscheinen der ersten Auflage vor 35 Jahren haben energie- und umweltpolitische Entwicklungen die Bedeutung des Erdgases weiter erhöht. Umso wichtiger ist es, dass kompetente Fachleute für den sicheren und umweltschonenden Einsatz dieses Energieträgers bereitstehen. Zu deren Aus- und Weiterbildung will dieses Fachbuch beitragen.

In der nunmehr achten Auflage wurden einige Themen vollständig neu bearbeitet, so z. B. der Bereich der Bio- und Synthesegase aus regenerativen Quellen, die Speicherung und Konditionierung von Erdgas, mit der ErP-Richtlinie veränderte Anforderungen an die Effizienz von Gasanwendungen sowie ein mit der fortschreitenden Liberalisierung des Gasmarktes erfolgter tiefgreifender Strukturwandel, der zu neuen 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 in der DVGW-G 260. Rechnung getragen wurde auch der gestiegenen Bedeutung der Konditionierung von Brenngasen im Zusammenhang mit der Einspeisung von Bio- und Synthesegas in das Erdgasnetz. Aktuelle Ergebnisse des 5. IPCC-Berichts „Klimaänderung 2013“ wurden aufgenommen. In allen Fällen wurde der neueste Stand berücksichtigt, z. B. bei der novellierten Energieeinsparverordnung EnEV 2016, dem EEWärmeG sowie der Ökodesign-(ErP-)Richtlinie. Nicht mehr einfließen konnte im Kapitel über Gasanlagen in Gebäuden und auf Grundstücken die zurzeit in Überarbeitung befindliche DVGW-TRGI.

Der Sicherheit der Gasversorgung wurde – wie bisher – besondere Aufmerksamkeit gewidmet. Neben einem eigenen Kapitel zieht sie sich durch das gesamte Buch, wie z. B. bei den Fragen der Manipulationserschwerung, der Brandsicherheit, der Druckabsicherung und der Odorierung. Diese Themen wurden z. T. 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 mit dem Bezug zur Praxis werden auch in der achten Auflage unverändert beibehalten. Wie bisher streben wir ein Fachbuch mit Lehrbuchcharakter an. Daher ist die Darstellung der verschiedenen Kapitel sorgfältig aufeinander abgestimmt und durch insgesamt 162 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 achte Auflage ausgewiesene Fachleute zur Mitarbeit bereitgefunden, sodass mit sechs Hochschullehrern und fünf Autoren 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. Beispielfürhaft erwähnt seien an dieser Stelle die vielfältigen Hilfestellungen von Dr.-Ing. Torsten Birkholz, Geschäftsführer der DVGW/BDEW Landesgruppe Norddeutschland, Dr.-Ing. Bernhard Klocke, Bereichsleiter bei der Gelsenwasser AG und Geschäftsführer der Stadtwerke Haltern am See GmbH sowie Dipl.-Ing. Detlef Grunwald, Bereichsleiter der Stadtwerke Garbsen GmbH. 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 September 2016

Benno Lendt

Der Herausgeber

Und die Autoren Klaus Brüggemann, Martin Dehli, Frank Gröschl, Klaus Heikrodt, Torsten Kleiber, Jürgen Kuck, Jens Mischner, Thomas Schmidt, Albert Seemann, Walter Thielen

Inhalt

Vorwort zur achten Auflage	V
Die Autoren	XXI
Geleitwort zur achten Auflage	XXIII
Sponsoren	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	2
1.3 Erdgas	7
1.3.1 Lagerstätten, Aufsuche und Förderung	7
1.3.2 Aufbereitung	15
1.3.3 Transport	17
1.4 LNG (Liquefied Natural Gas)	20
1.5 Biomasse	23
1.5.1 Herkunft und Nutzung von Biomasse	23
1.5.2 Eigenschaften der Gase aus Biomasse	25
1.6 Biogase	26
1.6.1 Grundlagen der Vergärung	26
1.6.2 Verunreinigungen im Biogas und deren Wirkungen	28
1.6.3 Anlagenkonzepte	29
1.6.3.1 Biogas aus landwirtschaftlichen Anlagen	29
1.6.3.2 Klärgas	30
1.6.3.3 Deponiegas	30
1.6.4 Ressourcen, Perspektiven und derzeitiger Stand	31
1.6.5 Anforderungen an die Eigenschaften der Biogase aus der nachfolgenden Nutzung	32
1.6.5.1 Dezentrale Anlagen	33
1.6.5.2 Öffentliche Gasversorgung	34

1.7	Synthesegas aus fossilen und regenerativen Quellen	35
1.7.1	Entgasung	36
1.7.2	Vergasung	37
1.7.2.1	Vergasung schwerer Kohlenwasserstoffe	38
1.7.2.2	Vergasung von Kohle	38
1.7.2.3	Thermische Vergasung von Biomasse – Schwachgas	40
1.8	Flüssiggas	41
1.9	Wasserstoff	41
1.10	Gas als Brennstoff im Fahrzeugbetrieb	43
2	Eigenschaften und Austausch von Brenngasen	47
2.1	Gaszustand	47
2.1.1	Bezugszustände, Mengenangaben	47
2.1.2	Ideales und reales Verhalten	50
2.1.3	Gasgemische	59
2.1.4	Verflüssigte Gase	62
2.2	Gaskennwerte	64
2.2.1	Brennwert und Heizwert	64
2.2.2	Dichte und relative Dichte	71
2.2.3	Gasdruck	72
2.2.4	Wobbeindex	74
2.2.5	Gasmodul und Primärluftverhältnis	76
2.2.6	Methanzahl	78
2.2.7	Zündverhalten	79
2.2.8	Wärmekapazität, Viskosität	84
2.2.9	Stoffwerte nichtbrennbarer Gase	85
2.3	Einteilung der Brenngase	86
2.3.1	Einteilungskriterien	86
2.3.2	Gasfamilien	87
2.3.3	Prüfgase	92
2.3.4	Regenerativ erzeugte Gase	95
2.4	Austausch und Zusatz von Gasen	95
2.5	Umstellung und Anpassung von Gasanlagen	100
2.5.1	Umstellung von Gasanlagen	100
2.5.2	Anpassung der Gasgeräte	102
3	Verbrennung der Gase	107
3.1	Verbrennungsvorgang	107
3.2	Verbrennungsrechnung	109

3.3	Verbrennungskontrolle	119
3.3.1	Messmethode	119
3.3.2	Verbrennungsdreiecke	120
3.3.3	Berechnungsmethoden	124
3.4	Theoretische Verbrennungstemperatur	131
3.5	Verluste und Wirkungsgrade	136
3.5.1	Verluste bei Gasgeräten	136
3.5.2	Feuerungstechnischer Wirkungsgrad	139
3.5.3	Gesamtwirkungsgrad	143
3.5.4	Wandverlustwirkungsgrad	144
3.5.5	Teillastwirkungsgrad	144
3.6	Abgastaupunkt	150
4	Rohrnetzrechnung	155
4.1	Ermittlung des Spitzenvolumenstromes	155
4.2	Strömungstechnische Grundlagen	159
4.2.1	Allgemeines	159
4.2.2	Strömungsformen	160
4.2.3	Reibung und Rauigkeit	163
4.2.3.1	Integrale Rauigkeit	166
4.2.4	Einzelwiderstände	168
4.2.4.1	Einzelwiderstandsbeiwerte für Armaturen	169
4.2.4.2	Äquivalente Rohrlänge	169
4.2.5	Auftrieb	171
4.2.6	Gesamtdruckdifferenz bei der Gasfortleitung	172
4.2.7	Strömungsgeschwindigkeit	172
4.3	Druckverlustberechnung	174
4.3.1	Raumveränderliche Fortleitung bei realem Verhalten	174
4.3.2	Raumveränderliche Fortleitung ohne Berücksichtigung des realen Verhaltens	180
4.3.3	Raumbeständige Fortleitung	184
4.3.4	Überschlägige Druckverlustberechnung	193
4.4	Rohrnetze	196
4.4.1	Netzformen	196
4.4.2	Begriffe und Gesetzmäßigkeiten	197
4.4.3	Berechnungsverfahren	199
4.4.4	Einsatz von EDV-Anlagen	207

5	Gastransport – Gasverteilung	211
5.1	Gasleitungen	211
5.1.1	Planung von Gasleitungen	211
5.1.1.1	Grundbegriffe, Vorschriften	211
5.1.1.2	Trassierung, Wegerecht	218
5.1.1.3	Zeitplan	218
5.1.1.4	Aufbau von Gasrohrnetzen	219
5.1.1.5	Bauteile des Gasrohrnetzes	220
5.1.1.6	Rohrwanddickenberechnung bei Stahlrohren	226
5.1.2	Bau von Gasleitungen	229
5.1.2.1	Rohrgrabenarbeiten	229
5.1.2.2	Rohrverlegungsarbeiten	230
5.1.2.3	Korrosionsschutz von Stahlrohrleitungen	231
5.1.2.4	Gas-Hausanschluss	233
5.1.3	Betrieb von Gasleitungen und Gasrohrnetzen	236
5.1.3.1	Inbetriebnahme neuverlegter Leitungen	237
5.1.3.2	Außerbetriebnahme von Leitungen	237
5.1.3.3	Rohrnetzüberwachung	237
5.1.3.4	Bereitschaftsdienst/Rufdienst	238
5.1.3.5	Rohrnetzinstandhaltung	238
5.2	Gas-Druckregelanlagen (GDR), Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRM)	239
5.2.1	Planung, Bau und Betrieb von GDR und GDRM	239
5.2.1.1	Grundbegriffe, Vorschriften	239
5.2.1.2	Arten und Bauausführung von GDR und GDRM	245
5.2.1.3	Aufbau von GDR bzw. GDRM, Baugruppen, Bauteile	248
5.2.1.4	Instandhaltung von GDR bzw. GDRM	278
5.2.2	Gasmengenmessung	278
5.2.2.1	Messverfahren	278
5.2.2.2	Eichpflicht der Gasmessung	286
5.2.2.3	Thermische Gasabrechnung	287
5.2.2.4	Mess- und Fernwirktechnik	288
5.2.3	Odorierung	288
5.2.3.1	Grundsätzliches	288
5.2.3.2	Odoriermittel	289
5.2.3.3	Erforderliche Odoriermittelzugabe	289
5.2.3.4	Hinweise	291
5.3	Verdichter-Anlagen	292
5.3.1	Verdichter in Gastransportleitungen	294
5.3.2	Verdichter in Speicher- und Verteilungsanlagen	297
5.4	Gasentspannungsanlagen	300
5.4.1	Thermodynamische Grundlagen	300
5.4.2	Anlagenauslegung	302

5.5	Netzsteuerung	305
5.6	Transportkosten	307
6	Speicherung und Konditionierung von Erdgas	313
6.1	Berechnung der erforderlichen Speicherkapazität	314
6.2	Speicherung in untertägigen Hohlräumen	319
6.2.1	Porenspeicher	319
6.2.2	Kavernenspeicher	323
6.3	Kugelgasbehälter und Röhrenspeicher	335
6.3.1	Kugelgasbehälter	335
6.3.2	Röhrenspeicher	336
6.4	Speicherleitung	338
6.5	Speicher für verflüssigtes Erdgas (LNG)	340
6.6	Konditionierung	341
6.6.1	Konditionierung von H-Gas und Luft zu L-Gas	341
6.6.2	Konditionierung mit Flüssiggas und Luft in Biogasanlagen und zur Spitzenlastdeckung	342
7	Gasbrenner	349
7.1	Einteilung und Anforderungen	349
7.2	Grundlegende Zusammenhänge	353
7.2.1	Freistrahл	353
7.2.1.1	Massenstromzunahme	353
7.2.1.2	Geschwindigkeits-, Konzentrations- und Temperaturverteilungen	355
7.2.2	Berechnung der Luftansaugung bei Injektorbrennern	356
7.2.3	Ausdehnung der Flamme und Flammenstabilisierung	363
7.2.3.1	Vormischbrenner	363
7.2.3.2	Diffusionsbrenner	369
7.2.4	Schadstoffbildung in Gasfeuerungen	373
7.3	Ausrüstung von Gasbrennern	378
7.3.1	Zünderichtung	380
7.3.2	Regelung der Brennerleistung	380
7.3.3	Sicherheitsabsperrearmaturen	386
7.3.4	Gasdruckregel- und Überwachungseinrichtungen	388
7.3.4.1	Druckregler (Druckregelgerät)	388
7.3.4.2	Gasdruckwächter	388
7.3.5	Funktionskontrolleinrichtung für das Gebläse	389
7.3.6	Flammenüberwachungseinrichtungen – Zündericherungen	389
7.3.6.1	Möglichkeiten der Flammenüberwachung	390

7.3.7	Sonstige Mess- und Sicherheitseinrichtungen	394
7.3.7.1	Dichtheitskontrolleinrichtung (Leckgassicherung)	394
7.3.8	Beispiele für Gasbrenner	396
7.3.8.1	Gasbrenner in Heizungsanlagen	396
7.3.8.2	Flammlose Oxidation	398
8	Gasgeräte in Haushalt und Gewerbe	403
8.1	Übersicht und Einführung	403
8.1.1	Gesetzliche Grundlagen	403
8.1.2	Geräteeinteilung und Kennzeichnung	405
8.2	Gesetze, Verordnungen und Normen	410
8.2.1	Gasgeräte-Richtlinie	410
8.2.2	Energieeinsparverordnung 2016 (EnEV 2016)	415
8.2.2.1	Rechenverfahren	418
8.2.3	Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen (1. BImSchV)	420
8.2.4	Ökodesign Richtlinie	422
8.2.5	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)	423
8.3	Funktion und Anwendungsgebiete der Gasgeräte	427
8.3.1	Koch-, Wasch-, Trocknungs- und Kühleinrichtungen	427
8.3.2	Gaswasserheizer und Vorratswasserheizer	428
8.3.2.1	Gaswasserheizer	428
8.3.2.2	Vorratswasserheizer	431
8.3.2.3	Geräteausführungen	432
8.3.3	Gasheizkessel	434
8.3.3.1	Schallschutz	435
8.3.3.2	Abgasklappen	437
8.3.4	Brennwertnutzung bei Gasgeräten	438
8.3.5	Gasheizgeräte ohne Warmwasser als Wärmeträger	439
8.3.6	Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen	441
8.3.7	Brennstoffzellen	447
8.3.7.1	Funktionsprinzip	447
8.3.7.2	Brennstoffzellen - Typen und Anwendungs- möglichkeiten	448
8.3.7.3	Sicherheitstechnische Anforderungen; Entwicklungspotenzial	452
8.4	Lastberechnung und Auslegung	453
8.4.1	Wasserheizer	453
8.4.2	Umlaufwasserheizer	458
8.4.3	Kombiwasserheizer	460
8.4.4	Heizkessel	460

8.4.5	Heizstrahler	461
8.4.6	Gaswärmepumpen	463
8.5	Jahresgasverbrauch	465
8.5.1	Jahresgasverbrauch der Wasserheizer	466
8.5.1.1	Jahres-Wärmeaufwand für die Deckung des Trinkwasserwärmebedarfs	466
8.5.2	Jahresgasverbrauch der Gas-Zentralheizung	475
8.5.2.1	Jahres-Wärmeaufwand für die Deckung des Heizwärmebedarfs	475
8.5.2.2	Bestimmung der Aufwandszahl für die Wärmeerzeugung in Zentralheizungssystemen	478
9	Gasinstallationen in Gebäuden und auf Grundstücken	489
9.1	Allgemeine Grundlagen	489
9.2	Voraussetzungen für die Ausführung von Gasanlagen	490
9.3	Leitungsanlagen	491
9.3.1	Rohre	496
9.3.2	Form- und Verbindungsteile sowie sonstige Bauteile	499
9.3.3	Rohrverbindungen	499
9.3.4	Korrosionsschutz	499
9.3.5	Erstellen von Leitungsanlagen	500
9.3.5.1	Allgemeines	500
9.3.5.2	Außenleitungen	500
9.3.5.3	Innenleitungen	501
9.3.6	Verahren der Leitungsanlagen	504
9.3.7	Arbeiten an in Betrieb befindlichen Leitungen	504
9.3.8	Aufstellen, Umtauschen und Abnehmen von Gaszählern	505
9.3.9	Sicherheits- und Regeleinrichtungen	505
9.3.10	Entfernen von Leitungsanlagen	505
9.3.11	Gasströmungswächter	505
9.3.12	Schutz gegen Eingriffe Unbefugter	506
9.3.13	Auswahl von Gasströmungswächtern	507
9.4	Bemessung von Leitungsanlagen für Gase der 2. Gasfamilie	511
9.4.1	Allgemeine Festlegungen	511
9.4.2	Tabellenverfahren	512
9.4.2.1	Übersicht über die Arbeitsschritte	512
9.4.2.2	Ermittlung der Nennbelastung	512
9.4.2.3	Druckverlust durch steigende oder fallende Leitungen ..	512
9.4.2.4	Druckverlust-Tabellen	512
9.4.2.5	Berechnungslänge der Teilstrecke l_R und Druckverlust aus Einzelwiderständen	513

9.4.2.6	Auswahl und Druckverlust der Rohre und Bauteile	513
9.4.2.7	Sonderfälle	514
9.4.2.8	Gasströmungswächter (GS)	522
9.4.3	Diagrammverfahren	526
9.4.3.1	Anwendung des Diagrammverfahrens für metallene Leitungen	526
9.4.3.2	Anwendung des Diagrammverfahrens für Kunststoffleitungen	530
9.5	Berechnung von Leitungsanlagen für Flüssiggas	531
9.6	Anschluss von Gasgeräten und Gasflaschen	531
9.6.1	Anschluss von Gasgeräten	531
9.6.2	Anschluss von Gasflaschen	531
9.7	Aufstellung von Gasgeräten	532
9.7.1	Grundlegende Festlegungen	532
9.7.2	Begriffe und Gasgerätebezeichnungen	532
9.7.2.1	Begriffe	532
9.7.2.2	Gasgerätebezeichnungen	532
9.7.3	Bedingungen für die Aufstellung von Gasgeräten	533
9.7.3.1	Grundsätzliches	533
9.7.3.2	Unzulässige Räume für die Aufstellung von Gasgeräten ..	533
9.7.3.3	Bedingungen für raumluftabhängige Geräte Art B bei mechanischer Raumluftabsaugung	534
9.7.3.4	Bedingungen für Gasgeräte Art B ₁ und B ₄ bei der Aufstellung in Wohnungen und vergleichbaren Nutzungseinheiten	534
9.7.3.5	Bedingungen für nicht leitungsgebundene Flüssiggas-Geräte und Gas-Durchlaufwasserheizer	534
9.7.3.6	Schutz der Gasgeräte und der Leitungsanlage gegen thermische Beanspruchungen (z. B. Brandeinwirkung) ..	535
9.7.3.7	Zusätzliche Bedingungen für Flüssiggas-Geräte	535
9.7.3.8	Abstände der Gasgeräte zu Bauteilen aus brennbaren Baustoffen	535
9.7.3.9	Bedingungen für die Aufstellung von Gasgeräten Art A, hier Gas-Haushaltskochgeräte	535
9.7.4	Bedingungen für den Anfahrzustand von Gasgeräten Art B ₁ und B ₄ mit Strömungssicherung sowie mit einer Gesamtnennleistung $\sum \dot{Q}_{NL} \leq 35 \text{ kW}$ und für die Verbrennungsluftversorgung von raumluftabhängigen Gasgeräten Art B	536
9.7.4.1	Bedingungen für den Anfahrzustand	536
9.7.4.2	Bedingungen für die Verbrennungsluftversorgung von raumluftabhängigen Gasgeräten Art B mit einer Gesamt- nennleistung $\sum \dot{Q}_{NL} \leq 35 \text{ kW}$	537

9.7.4.3	Bedingungen für den Anfahrzustand der Gasgeräte mit Strömungssicherung und die Verbrennungsluftversorgung von raumluftabhängigen Gasgeräten Art B mit einer Gesamtnennleistung $\sum \dot{Q}_{NL} > 35 \text{ kW}$	544
9.7.5	Zusätzliche Bedingungen für die Aufstellung von raumluftunabhängigen Gasgeräten Art C	546
9.7.5.1	Grundsätzliches	546
9.7.5.2	Bestimmungen für Gasgeräte Art C ₁ mit horizontaler Verbrennungsluftzu- und Abgasabführung durch die Außenwand	547
9.7.5.3	Bestimmungen für Gasgeräte Art C ₃ mit Verbrennungsluftzu- und Abgasabführung senkrecht über Dach	547
9.7.5.4	Bestimmungen für Gasgeräte Art C ₄ mit Verbrennungsluftzu- und Abgasabführung zum Anschluss an ein Luft-Abgas-System (LAS)	547
9.7.5.5	Verschiedenes	547
9.7.6	Zusätzliche Bestimmungen bei der Aufstellung von gewerblich und industriell genutzten Gasgeräten	548
9.8	Abgasabführung von Gasgeräten Art B	548
9.8.1	Grundsätzliches	548
9.8.2	Abgasanlagen: Anforderungen, Planung, Ausführung und Berechnung	549
9.8.3	Abgasabführung über Abgasanlagen	550
9.8.3.1	Eigene Abgasanlagen	550
9.8.3.2	Gemeinsame Abgasanlage	551
9.8.3.3	Gemeinsame Abgasanlage für Gasgeräte Art B ₁ und Art B ₂	551
9.8.4	Abgasabführung über Lüftungsanlagen	552
9.8.5	Verbindungsstücke (Abgasrohre)	552
9.8.5.1	Querschnitt	552
9.8.5.2	Ausführung	552
9.8.5.3	Führung	553
9.9	Abgasabführung aus raumluftunabhängigen Gasgeräten	554
9.10	Prüfung von Innen- und Außenleitungen	556
9.10.1	Prüfungsvoraussetzungen und Dokumentation	556
9.10.2	Prüfmedien	556
9.10.3	Temperaturausgleich	556
9.10.4	Prüfungsdurchführungen	557
9.10.4.1	Prüfung gemäß DVGW-TRGI für neu verlegte Leitungen ..	557
9.10.4.2	Prüfung gemäß DVGW-TRGI für vorhandene Innenleitungen	557

9.10.4.3	Prüfung gemäß DVGW-TRGI für Anschlüsse und Verbindungen mit Betriebsdrücken bis 1 bar	558
9.10.4.4	Prüfung gemäß TRF	558
9.11	Inbetriebnahme und Funktionsprüfungen von Gasanlagen	559
9.11.1	Einlassen des Gases	559
9.11.2	Einstellen und Funktionsprüfung der Gasgeräte	559
9.11.3	Funktionsprüfung der Abgasanlage raumluftabhängiger Gasgeräte Art B ₁ und B ₄ mit Strömungssicherung	560
9.11.4	Unterrichtung des Anlagenbetreibers	560
9.11.5	Unterhaltung der Gasanlagen in Gebäuden	560
9.12	Flüssiggaslagerung	561
9.12.1	Allgemeines	561
9.12.2	Aufstellung von Flüssiggas-Druckbehältern in Brennstofflagerräumen	561
9.12.3	Aufstellung von Flüssiggas-Druckbehältern im Freien	562
9.12.4	Aufstellung von Flüssiggasflaschen in Wohnungen	562
9.13	Regel- und Sicherheitsarmaturen zwischen Flüssiggas-Druckbehälter im Freien und der Gasanlage im Gebäude	562
10	Marktrollen und Aufgaben in der öffentlichen Gasversorgung ...	565
10.1	Einführung	565
10.1.1	Liberalisierung/Regulierung	565
10.1.2	Netzzugang/Marktzugang	566
10.2	Transport/Messung	568
10.2.1	Netzbetreiber/Messstellenbetreiber/Messdienstleister	568
10.2.2	Zusammenarbeit der Netzbetreiber (Kooperationsvereinbarung VII)	569
10.2.2.1	Allgemeine Bestimmungen	570
10.2.2.2	Marktgebiete	571
10.2.2.3	Interne Bestellung	571
10.2.2.4	Netzkopplung zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern	573
10.2.2.5	Gemeinsame Vermarktung von Kapazitäten	574
10.2.2.6	Regelenergie und Bilanzkreise	574
10.2.2.7	Allgemeine Schlussbestimmungen	576
10.2.2.8	Anlagen	576
10.2.3	Abwicklung von Standardlastprofilen (BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden)	578
10.2.3.1	Grundlagen der Lastprofilanwendung	578
10.2.3.2	Grundlagen und Beschreibung der Profilverfahren	579
10.2.3.3	Anwendungsverfahren von Lastprofilen	580
10.2.3.4	Qualitätsprüfung und Verbesserung	583

10.2.4	Marktprozesse Bilanzkreismanagement (BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden)	586
10.2.4.1	Darstellung verschiedener Marktrollen	586
10.2.4.2	Grundlagen	588
10.2.4.3	Vorgelagerte bilanzierungsrelevante Prozesse	591
10.2.4.4	Nominierung	591
10.2.4.5	Allokation	591
10.2.4.6	Ermittlung des Bilanzkreisstatus und Anreizsystem	592
10.2.4.7	Konvertierung und Konvertierungsumlage	592
10.2.4.8	Allokationsclearing	593
10.2.4.9	Abrechnung von Bilanzkreisverträgen	593
10.2.4.10	Mehr-/Minderungenabrechnung	594
10.2.4.11	Berechnung und Abrechnung von Netzkonten	595
10.2.4.12	Mini-Müt	596
10.2.5	Marktraumumstellung (BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden)	596
10.2.6	Anreizregulierung und Festlegung der Erlösobergrenze	597
10.2.6.1	Ermittlung der Netzkosten	598
10.2.6.2	Ermittlung der Erlösobergrenze	599
10.2.7	Netzentgelte, Entgelte für Messung und Abrechnung	601
10.2.7.1	Netzentgelte für Transportnetze	601
10.2.7.2	Netzentgelte für örtliche Verteilernetze	601
10.2.7.3	Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung	607
10.2.7.4	Verprobung, Preisnachlässe, Konzessionsabgaben, Direktleitungsbau, Biomethan, Veröffentlichung	608
10.2.8	Meldungen an die BNetzA	608
10.2.8.1	Versorgungsunterbrechungen	608
10.2.8.2	Monitoring	609
10.2.9	Netzplanung	610
10.2.9.1	Gesetzmäßigkeiten des Gasabsatzes	610
10.2.9.2	Transportkapazität und Netzauslastung	619
10.2.9.3	Ausbauplanung	626
10.2.9.4	Netzentwicklungsplan	631
10.2.10	Hausanschlüsse	632
10.2.10.1	Baukostenzuschuss	632
10.2.10.2	Netzanschlusskosten	633
10.2.10.3	Niederdruckanschlussverordnung NDAV	634
10.2.11	Krisenvorsorge Gas (BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden)	635
10.2.12	Konzessionsverträge	637
10.2.13	Biomethan	638
10.2.13.1	Netzanschluss	638
10.2.13.2	Erweiterter Bilanzausgleich	639
10.2.14	Messstellenbetrieb/Messung	639

10.3	Speicherung	640
10.3.1	Speicherzugang	640
10.3.2	Vergabe von Speicherkapazitäten	641
10.3.3	Speicherbewirtschaftung	642
10.3.4	Speicherentgelte	642
10.4	Handel/Vertrieb	643
10.4.1	Lieferanten	643
10.4.2	Netzzugang/Marktzugang/Lieferantenwechsel	644
10.4.3	Kostenbestandteile	644
10.4.3.1	Gasbezug	644
10.4.3.2	Netzentgelte	645
10.4.3.3	Sonstige Kosten	645
10.4.4	Marketing	645
10.4.4.1	Marketingstrategie	645
10.4.4.2	Marktforschung	646
10.4.4.3	Absatzplanung	648
10.4.4.4	Preispolitik	649
10.4.4.5	Preisgestaltung/Energiepreisvergleich	650
10.4.4.6	Sonderverträge	651
10.4.5	Grundversorgung/Ersatzversorgung	653
10.4.5.1	Gasgrundversorgungsverordnung – GasGVV	653
11	Emissionen, Immissionen; Brenn- und Abgasanalytik	657
11.1	Ausstoß von Luftschadstoffen und klimawirksamen Gasen	657
11.1.1	Allgemeines	657
11.1.2	Luftschadstoffe	657
11.1.3	Klimawirksamkeit von Spurengasen	659
11.1.3.1	Klimabegriff; klimawirksame Gase	659
11.1.3.2	5. Sachstandsbericht des Weltklimarats IPCC	665
11.1.3.3	Politische Bemühungen zur Begrenzung des Ausstoßes klimawirksamer Gase	673
11.2	Emissionen, Immissionen	674
11.2.1	Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)	674
11.2.2	Quantitative Kennzeichnung von Emissionen und Immissionen ..	681
11.2.3	Massenbilanzen	685
11.2.4	Emissionen	687
11.2.4.1	Emissionsminderung	688
11.2.4.2	Emissionsgrenzwerte	690
11.2.4.3	Abgasschornsteine	695
11.2.5	Immissionen	698
11.2.5.1	Ausbreitungsrechnung	700
11.2.5.2	Arbeitsplatzgrenzwerte	700

11.3	Messwertbeurteilung	701
11.4	Brenngasanalytik	702
11.4.1	Gaschromatographie	703
11.4.2	Gaskalorimeter	706
11.4.3	Gasdichtewaage	708
11.4.4	Gaswarneinrichtungen	709
11.4.5	Prüfröhrchen	709
11.5	Messen von Emissionen und Immissionen	710
11.5.1	Lichtabsorptionsverfahren	712
11.5.2	Sauerstoffbestimmung	714
11.5.3	Chemolumineszenz	714
11.5.4	Nasschemische Verfahren	716
11.5.5	Elektrochemische Zellen	716
11.6	Kondensate	717
11.6.1	Kondensatanfall und Kondensat-inhaltsstoffe	717
11.6.2	Neutralisationsanlage	720
12	Sicherheit im Gasfach	725
12.1	Einführung in das Thema	725
12.2	Allgemeine Erläuterung des Sicherheitsbegriffes	727
12.2.1	Definition Schaden	727
12.2.2	Definition Risiko	728
12.2.3	Definition Sicherheit	729
12.3	Psychologische Aspekte der Sicherheit	730
12.4	Rechtliche Grundlagen	732
12.4.1	Sicherheitsanforderungen in Gesetzen, Verordnungen und Technischen Regeln	732
12.4.2	Gesetze und Verordnungen	733
12.4.2.1	Rechtliche Bedeutung von Gesetzen und Verordnungen ..	733
12.4.2.2	Sicherheitsrelevante Gesetze für den Bereich der Gasversorgung	733
12.4.2.3	Sicherheitsrelevante Verordnungen für den Bereich der Gasversorgung	735
12.4.3	Technische Regeln	735
12.4.3.1	Rechtliche Bedeutung von Technischen Regeln	735
12.4.3.2	DVGW-Regelwerk Gas	736
12.4.3.3	Normenwerk des DIN Deutsches Institut für Normung (DIN-Normen)	739
12.4.3.4	Normenwerk des Europäischen Komitees für Normung CEN (Erstellung der Europäischen Normen - EN)	740
12.4.4	Unternehmensinterne Festlegungen	740

12.5	Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit	740
12.5.1	Maßnahmenselektion durch Schadensanalyse	741
12.5.2	Technische Maßnahmen	742
12.5.3	Qualifizierungsmaßnahmen	743
12.5.4	Organisatorische Maßnahmen	743
12.5.5	Die Schaden- und Unfallstatistik Gas des DVGW	745
12.6	Arbeitssicherheit	746
12.6.1	Begriffsbestimmungen	747
12.6.2	Rechtliche Grundlagen	747
12.6.3	Innerbetriebliche Zuständigkeiten für die Arbeitssicherheit	748
12.6.4	Maßnahmen der Arbeitssicherheit	750
12.6.4.1	Technische Maßnahmen	750
12.6.4.2	Qualifizierungsmaßnahmen	751
12.6.4.3	Organisatorische Maßnahmen	751
13	Anhang	753
13.1	Lösungsergebnisse der Aufgaben	753
13.2	Formelzeichen	757
13.3	Abkürzungen	763
13.4	Wiederholung häufig gebrauchter Tafeln	769
Index	779

Die Autoren

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirtsch.-Ing. Klaus Brüggemann (Kap. 10)

Technischer Leiter der Stadtwerke Göttingen AG, i. R.

Prof. Dr.-Ing. Martin Dehli (Kap. 11)

Hochschule Esslingen (HE), Fakultät Gebäude Energie Umwelt, Lehrgebiete: Gastech-
nik, Energietechnik, Thermodynamik und Umwelttechnik, i. R.

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirtsch.-Ing. Frank Gröschl (Kap. 7 und 8.3.7)

DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V., Bereichsleiter, Bereich
Technologie und Innovationsmanagement

Prof. Dr.-Ing. Klaus Heikrodt (Kap. 7)

Hochschule Ostwestfalen-Lippe, Standort Lemgo, Fachbereich Maschinentechnik und
Mechatronik, Lehrgebiet Energietechnik

Dipl.-Ing. Torsten Kleiber (Kap. 9)

Ingenieurbüro Kleiber, Berlin

Lehrbeauftragter für Gastechnik an der Beuth Hochschule für Technik Berlin

Prof. Dr.-Ing. Jürgen Kuck (Kap. 2 und 3)

Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften, Wolfenbüttel, Institut für ener-
gieoptimierte Systeme (EOS) Fakultät Versorgungstechnik, Lehrgebiete Gas-/Energie-
technik, Strömungstechnik und Thermodynamik

Prof. Dr.-Ing. Benno Lendt (Kap. 8, außer Kap. 8.3.7, Koordinator)

Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften, Wolfenbüttel, Institut für ener-
gieoptimierte Systeme (EOS) Fakultät Versorgungstechnik, Lehrgebiete Gas-/Energie-
technik und Numerische Strömungssimulation

Prof. Dr.-Ing. Jens Mischner (Kap. 4 und 5)

Fachhochschule Erfurt, Fakultät Gebäudetechnik und Informatik, Lehrgebiete Gas-
und Abgastechnik, Energiewirtschaft und -technik

Prof. Dr.-Ing. Thomas Schmidt (Kap. 6)

Fachhochschule Münster, Fachbereich Energie – Gebäude – Umwelt, Lehrgebiete Gas-
versorgungswirtschaft und Betriebswirtschaftslehre

Dr.-Ing. Albert Seemann (Kap. 12)

Technischer Referent der Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse, Präventionsabteilung Fachgebiet Energie und Wasserwirtschaft

Dr.-Ing. Walter Thielen (Kap. 1)

Senior Advisor des Beratungsunternehmens Team Consult G.P.E. GmbH, Berlin

Autoren früherer Auflagen

Prof. Dr.-Ing. Günter Cerbe (Kap. 2 und 3 bis 6. Auflage, Koordinator bis 7. Auflage)

FH Braunschweig/Wolfenbüttel, i. R.

Prof. Dr.-Ing. Otto Carlowitz (Kap. 7 und 11, 3. bis 5. Auflage)

Technische Universität Clausthal

Prof. Hans-Peter Charles (Kap. 11, 1. und 2. Auflage)

Hochschule Bremerhaven, i. R.

Prof. Dr.-Ing. Gerd Hölzel (Kap. 11, 3. und 4. Auflage)

FH Braunschweig/Wolfenbüttel, i. R.

Dr. rer. pol. Jan Eibe Kätelhön (Kap. 12)

Abteilungsleiter E.ON Ruhrgas AG, Essen

Prof. Dipl.-Ing. Günter Knauf (Kap. 1 und 6, 1. bis 4. Auflage)

Hochschule Esslingen (HE), i. R.

Prof. Dr.-Ing. habil. (em.) Adolf Kochs (Kap. 14, 4. Auflage)

Bergakademie Freiberg, i. R.

Dipl.-Ing. Horst Köhler (Kap. 4, 1. bis 5. Auflage)

GASAG Berlin, Lehrbeauftragter der TFH Berlin, i. R.

Prof. Dr.-Ing. Jürgen Lehmann (Kap. 1 und 8, 1. bis 6. Auflage)

Universität Karlsruhe, i. R.

Dipl.-Ing. Horst Lethen (Kap. 5 und 11, 1. bis 5. Auflage)

E.ON Ruhrgas Essen AG, Lehrbeauftragter der FH Rheinland-Pfalz, Abt. Trier, i. R.

Dipl.-Ing. Horst Mauruschat (Kap. 9 und 12, 1. bis 5. Auflage)

GASAG Berlin, Lehrbeauftragter der TFH Berlin, i. R.

Prof. Dr.-Ing. Bernhard Mundus (Kap. 7 6. bis 7. Auflage)

Fachhochschule Münster †

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Pietsch (Kap. 5.3, 5.4, 5.5, 6 5. bis 7. Auflage)

Fachhochschule München, i. R.

Dipl.-Ing. Dietmar Spohn (Kap. 10 6. bis 7. Auflage)

Geschäftsführer der Stadtwerke Bochum GmbH

Geleitwort zur achten Auflage

Wer in die Neuauflage „Günter Cerbe – Grundlagen der Gastechnik“ schaut, wird hier mehr finden, als es die Komposition der Kernbegriffe Gas und Technik zunächst vermuten lässt. Das liegt vor allem daran, dass sich unsere Energielandschaft einem grundlegenden Wandel unterzieht, der in diesem Buch hervorragend abgebildet ist, ohne dass versäumt wird, ein fundiertes Detailwissen über die klassischen Gebiete der Erdgasversorgung auszubreiten.

Bereits im ersten Kapitel wird beschrieben, welche neuen Energiegase das Erscheinungsbild von Erdgas verändern werden. Dabei spielt nicht nur die zunehmende Liquidität der Märkte eine Rolle, die z. B. einen Ausbau der Re-Gasifizierungskapazitäten für Flüssiggas (LNG) triggert, sondern auch die Erzeugung von Synthesegasen aus erneuerbaren Quellen. Welche Eigenschaften dieser Gase ihre Kompatibilität festlegen und ihr Verbrennungsverhalten bestimmen, wird direkt anschließend in Kapitel 2 und 3 erläutert.

Seit der Aufnahme der ersten russischen Gaslieferungen und durch weitere Erdgasfunde in der Nordsee beschleunigt, ist in Europa und insbesondere in Deutschland als „Energiedrehscheibe“ der EU ein massiver Ausbau der Erdgasinfrastrukturen, d. h. der Transport- und Verteilsysteme und der Untertagespeicherung erfolgt. Heute wird nahezu doppelt so viel Energie pro Jahr über das Erdgassystem transportiert wie über das ohnehin hervorragend ausgebaute Stromnetz. Die Erdgas-Infrastruktur ist damit zum „unsichtbaren“ Energierückgrat Deutschlands geworden. Der Aufbau des Buches spiegelt diese Wichtung wider, indem – nach der Behandlung der Eigenschaften des Energieträgers in den einleitenden Kapiteln – die sich anschließenden zwei Kapitel sukzessive der Auslegung von Transport- und Verteilsystemen sowie der Dimensionierung von Speichern gewidmet sind. Verfahren der Rohrnetzrechnung und ein Verständnis der Verwendbarkeit von Speichern sind grundlegend, wenn es darum geht, den Zusammenhang von Transportkapazitäten und Stoffeigenschaften neuer Energiegase wie etwa Hythane (Wasserstoff-Erdgasgemisch) zu verstehen, oder wenn man mittels Verschnitt verschiedener Gase – also per Konditionierung – bestimmte Gasqualitäten garantieren möchte.

Im weiteren Verlauf des Buches ist die strukturgebende Frage, wie das geförderte und transportierte Gas den verschiedenen Verwendungszwecken zugeführt wird. Dabei

wird der Fokus auf die Anwendungen im Wärmemarkt (Kapitel 8) und die dafür notwendige Installationstechnik (Kapitel 9) gelegt, und auf Fragen zu Umwelt- und Sicherheitsaspekten wird in den Kapiteln 11 und 12 eingegangen. Wie die bis dato vom Beginn bis zum Ende des Buches aufgezeigte Technikkette heute von verschiedenen Marktpartnern genutzt wird, wie etwa Energiemengen gehandelt und „dispatched“ werden, das erklärt schließlich Kapitel 10.

Dem Leser dieses Buches wird sich dank der Vermittlung eines umfassenden Verständnisses über die Grundlagen der Gastechnik leicht die Zukunftsfähigkeit der Erdgas-Infrastruktur erschließen. Denken wir etwa an die Möglichkeit der Integration und Speicherung von Strom – vornehmlich aus Wind- und Solarstromproduktion – in das Erdgasnetz: Diese „Power-to-Gas-Technik“ zeigt, wie bislang „getrennt gedachte“ Energiesysteme, das Strom- und das Gasnetz, als Einheit gesehen und optimiert werden können, und führt uns damit unweigerlich auf Aspekte der sog. Sektorenkopplung. Eine fundierte Beurteilung aber dieser Optionen in Bezug auf die über das Erdgasnetz verfügbaren Transport- oder Speicherkapazitäten oder in Bezug auf die Auswirkungen auf die klassischen Gasinstallationen beim Kunden, gelingt erst über die in diesem Buch vermittelten Methoden.

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 Handbuches erfreuen wird.

Prof. Dr. rer. nat. Gerald Linke

Vorstandsvorsitzender des DVGW

Sponsoren

Die nachfolgend genannten Unternehmen haben durch eine namhafte Spende eine deutliche Reduzierung des Preises für die 8. Auflage dieses Fachbuches ermöglicht.

Avacon AG, Helmstedt

Braunschweiger Netz GmbH, Braunschweig

EAM -Energie aus der Mitte- GmbH & Co. KG, Kassel

HanseWerk AG, Quickborn

LSW Netz GmbH & Co. KG, Wolfsburg

Nowega GmbH, Münster

Stadtwerke Hannover AG, Hannover

Thüga Aktiengesellschaft, München

WEVG Salzgitter GmbH & Co. KG, Salzgitter

Hierfür danken die Autoren und der Verlag.

1

Brenngase im Energiemarkt; Vorkommen, Gewinnung und Aufbereitung

■ 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 CO₂-neutral und genießen aus Klimaschutzgründen eine besondere Aufmerksamkeit.

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

Im Zuge der Energiewende in Deutschland wird die Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse aus Überschussstrom aus der regenerativen Stromerzeugung diskutiert, um es mit dem so genannten „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. Diskutiert wird auch die direkte Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz, wobei hier jedoch noch Untersuchungsbedarf für die maximal zulässige Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz bzw. bei der nachfolgenden Verwendung besteht.

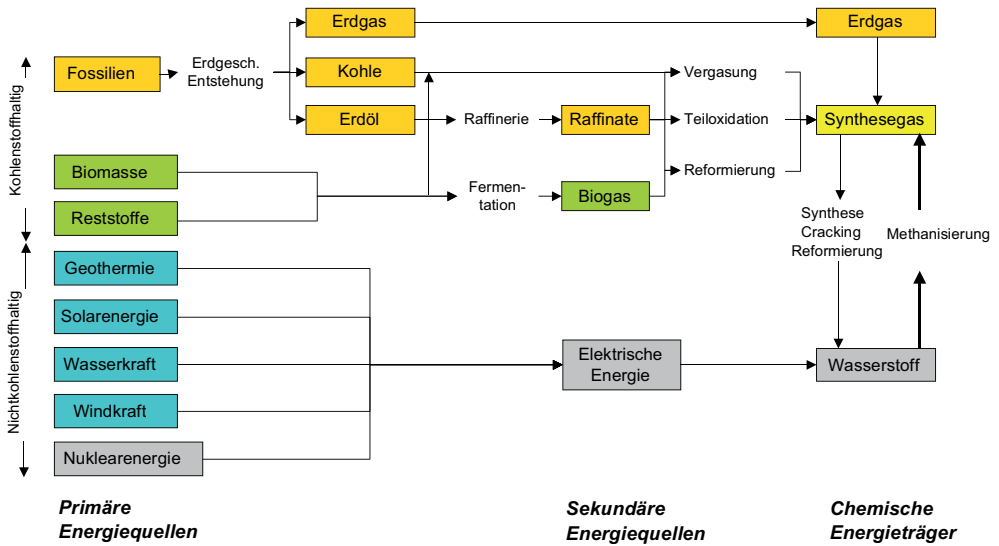
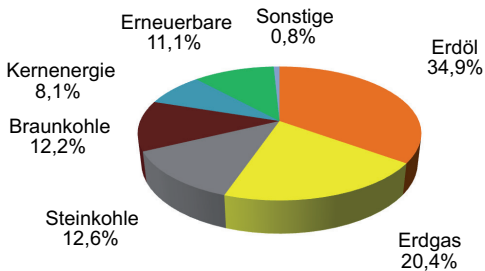


Bild 1.1 Gasproduktionspfade aus verschiedenen Energiequellen

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 Nuklearenergie, Solarenergie, Wind- und Wasserkraft, 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 zu Gunsten der regenerativen verschieben, jedoch grundsätzlich in dieser Struktur erhalten bleiben.

■ 1.2 Gasaufkommen, Verbrauch, Reserven und Entwicklung

Der Primärenergieverbrauch ist in Deutschland mit einer Abnahme von etwa 3% in den letzten 10 Jahren leicht rückläufig und betrug in 2014 447 Mio. t SKE oder 3398 TWh (Bild 1.2).



Primärenergieverbrauch Deutschland 2014: 447 Mio. t SKE

Bild 1.2

Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland 2014 (1 Mio. t SKE = 29,3 PJ) (BMWi 2015)

Nach wie vor, aber mit rückläufigem Anteil trägt Mineralöl mit 34,9% am meisten zur Primärenergieversorgung bei. Trotz großer Bemühungen, den CO₂-Ausstoß zu senken haben Stein- und Braunkohle immer noch einen hohen Anteil von zusammen fast 25%. Erdgas ist dabei mit einem leicht rückgängigen Verbrauch mit 20,4% beteiligt und trägt neben Flüssiggas, Raffineriegas und Gasen aus erneuerbaren Quellen etwa zu 80% zum Gasaufkommen bei. Die Erzeugung von Kernenergie ist aufgrund der deutschen Beschlüsse zur Energiewende stark rückläufig, hat lediglich noch einen Anteil von 8,1% und ist mittlerweile sogar von den Erneuerbaren Energien überholt worden, die in 2014 einschließlich der Wasserkraft mit 11,1% zur Primärenergieversorgung beitrugen. Aus regenerativen Quellen hergestellte Brenngase (Deponiegas, Klärgas und Gas aus Biomasse) verzeichnen dabei ausgehend von einem niedrigen Niveau vor 10 Jahren nennenswerte Zuwachsraten und haben mittlerweile einen Anteil von etwa 3,3% am Primärenergieverbrauch erreicht (BMWi, BMU). Typische Zusammensetzungen von Brenngasen sind in Tafel 1.1 angegeben.

Tafel 1.1 Typische Zusammensetzung der Brenngase (*Anhaltswerte*)

Brenngas**	Gaszusammensetzung in Mol-%*									
	H ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C _n H _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.-% (vergl. Kap. 2.1.3).

** Bio-, Deponie- und Klärgas s. Kap. 1.6. Durchschnittswerte einiger in Deutschland verteilter Erdgase, s. Tafel 2.2

*** Kann näherungsweise als C₃H₈ behandelt werden.

Da die *leitungsgebundene* öffentliche Gasversorgung weitgehend durch Erdgas erfolgt, stellt sich die Frage nach der Sicherheit seiner vertraglichen und dauerhaften Zugänglichkeit. Die Herkunft des 2014 in Deutschland verbrauchten Erdgases zeigt Bild 1.3. Zunehmende Tendenz hatten dabei in den letzten Jahren die Lieferungen aus Russland (38%) und den Niederlanden (26%), während der Anteil aus Norwegen (22%) und deutscher Förderung (10%) in den vergangenen Jahren zurückgegangen ist. Zukünft-

tig wird ein starker Rückgang des Anteils aus den Niederlanden aufgrund dort rückläufiger Förderung erwartet und bei gleichbleibender konventioneller Fördertechnik ist auch mit einem starken Rückgang heimischer Förderung zu rechnen. Damit einhergehend wird dann der Anteil von L-Gas in Deutschland mit heute etwa 36% deutlich zurückgehen mit der Konsequenz, dass ein erheblicher Umstellungsbedarf in der Industrie und in den Haushalten von L- auf H-Gas in den nächsten Jahren in den betroffenen heutigen L-Gasgebieten notwendig sein wird.

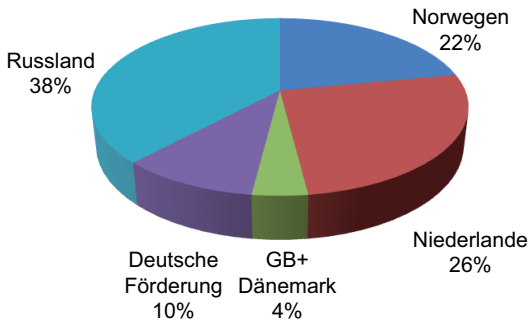


Bild 1.3

Erdgasaufkommen in Deutschland 2014
(BDEW 2015)

Die 2013 als sicher eingeschätzten Erdgasvorräte in den verschiedenen Regionen der Welt zeigt Bild 1.4. Danach umfassten die im Jahr 2013 mit konventionellen Techniken und unter wirtschaftlichen Bedingungen gewinnbaren Reserven weltweit 185,7 Billionen m³.

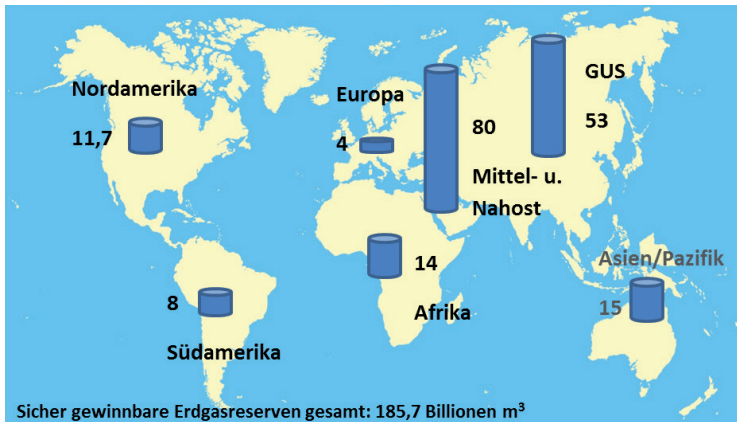


Bild 1.4 Erdgasvorräte der Welt 2013 nach (BP 2014)

Diese sicher gewinnbaren Erdgasreserven haben sich in den letzten Jahrzehnten ständig vergrößert, aber auch der Verbrauch ist in gleichem Maße wie in Bild 1.5 gezeigt angestiegen.

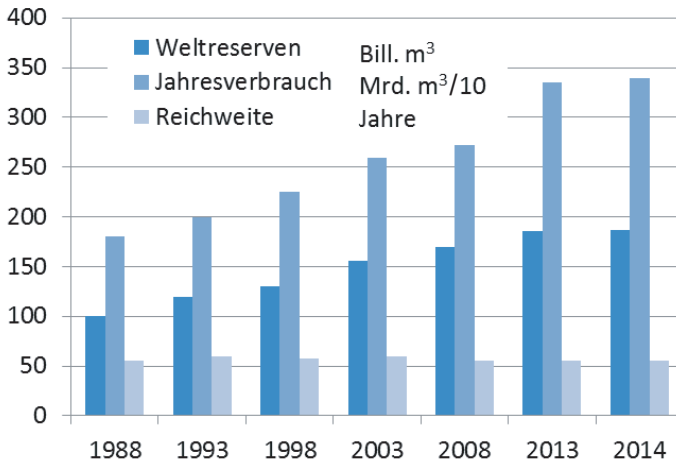


Bild 1.5 Sicher gewinnbare Erdgasreserven und ihre statische Reichweite nach (BP 2015)

Dabei haben die Zuwächse der Reserven die jährlichen Verbrauchssteigerungen der letzten Jahrzehnte in etwa ausgeglichen, so dass die statische Reichweite im Laufe der letzten Jahrzehnte stets etwa 60 Jahre betragen hat. Bei der Entwicklung der Reserven spielen die Auffindung neuer Lagerstätten, aber auch die Entwicklung und Anwendung neuer Fördertechniken eine Rolle. Dies wird überlagert durch die allgemeine Energiepreisentwicklung. Ressourcen-, aber auch politisch bedingte regionale oder weltweite Verknappung führt dann zu Preissteigerungen am Erdgasmarkt, die die Ausbeutung zusätzlicher Reserven und Gase aus unkonventionellen Lagerstätten (z. B. Schiefergas, Tightlygas oder Kohleflözgas oder in Zukunft wahrscheinlich auch Gashydrate aus den Rändern der Festlandsockel im Meer) in wirtschaftliche Bereiche rücken kann.

Nahezu verdoppelt wird die Reichweite der Erdgasreserven, wenn die derzeit bekannten unkonventionellen Lagerstätten mit in die Betrachtung einbezogen werden. Dabei existieren allerdings noch Unsicherheiten über die Nachhaltigkeit dieser Quellen, weshalb die Mengenangaben hier weit streuen. Durch höhere Energiepreise kann auch die Gaserzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen (Biogas) oder über die Elektrolyse aus Windstrom und Solarstrom in wind- und/oder sonnenreichen Regionen noch schneller in den Bereich der Wirtschaftlichkeit rücken, während diese in der Regel bisher nur subventioniert betrieben werden können.

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 Preise führen. Aufgrund der mittel- bis langfristig sicheren und preiswerten Verfügbarkeit und der umweltfreundlichen Eigenschaften ist langfristig aber eher ein Anstieg des weltweiten Gasverbrauchs zu erwarten. Dabei ist neben den günstigen Verbrennungseigenschaften des Erdgases mit geringen Schadstoffanteilen auch der im Vergleich zu anderen fossilen Brennstoffen niedrige CO₂-Anfall bezogen

auf die eingesetzte Brennstoffenergie (Bild 1.6) zu erwähnen. Das politisch-ökologische Ziel einer nachhaltigen Reduktion der CO₂-Abgabe in die Atmosphäre lässt sich damit also durch den Einsatz von Erdgas anstelle anderer fossiler Brennstoffe wirkungsvoll erreichen.

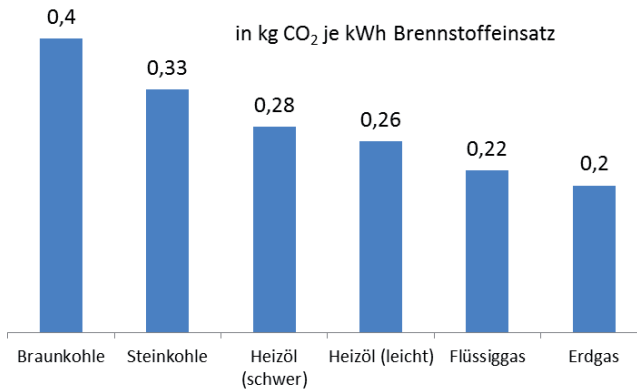


Bild 1.6 CO₂-Abgabe bei der Verbrennung fossiler Energieträger: Heizwertbezogene Emissionsfaktoren¹ (E.ON (a))

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 Entwicklung des zulässigen Primärenergiebedarfs von neuen Wohngebäuden im Laufe der letzten 40 Jahre in Deutschland, der vor allem durch vom Gesetzgeber veranlasste Energieeinsparmaßnahmen ständig abgesenkt wurde.

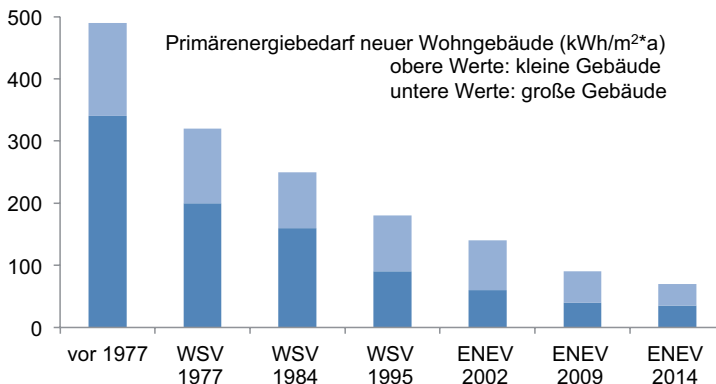


Bild 1.7 Entwicklung des zulässigen Primärenergiebedarfs von neuen Wohngebäuden (VDZ 2014)

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 führt. 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* aufgehhalten. 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 Deckgebirge-seitigen 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 Speicherefähigkeit des Lagergesteins dessen *Porosität*. Die Lagerstätten stellen entweder *strukturelle* Fallen (Antiklinale, Verwerfungen) oder *stratigraphische* Fallen dar (Bild 1.8). Speichergesteine der Erdgaslagerstätten sind Sandsteine des Oberkarbon, 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.

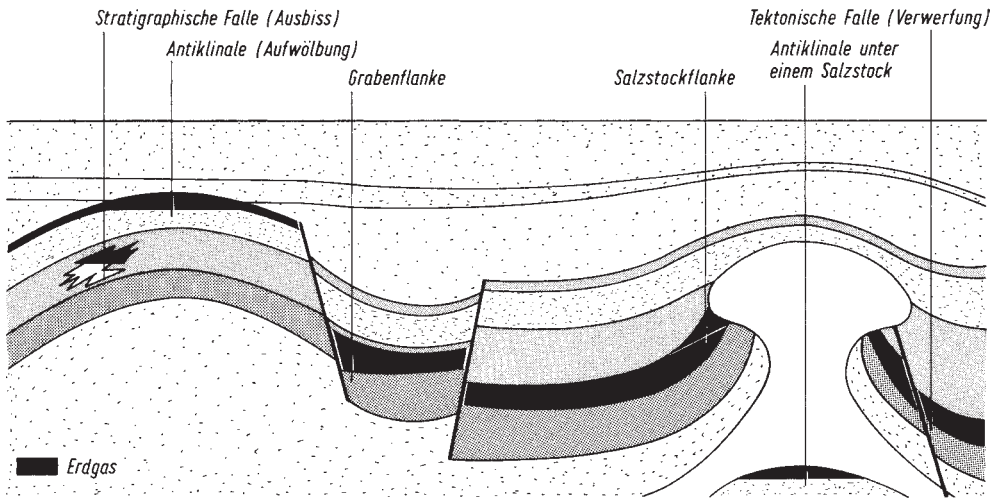


Bild 1.8 Fallenstrukturen der Erdgaslagerstätten (BEB)

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 nordholländischen 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 Seismographen (bei dem besonders instruktiven 3-D-Verfahren bis zu 12 000 Stück pro Messung) übertragen die aufgenommene Energie der reflektierten Schwingungen an ein Messfahrzeug. Die aufgezeichneten Messwerte lassen eine detaillierte Beschreibung des untersuchten Gebietes hinsichtlich Bau, Tektonik, Schichtenfolge und -ausbildung bis in eine Tiefe von 5000 m zu.

Auf diese Weise erkannte *erdgashöfliche* 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.

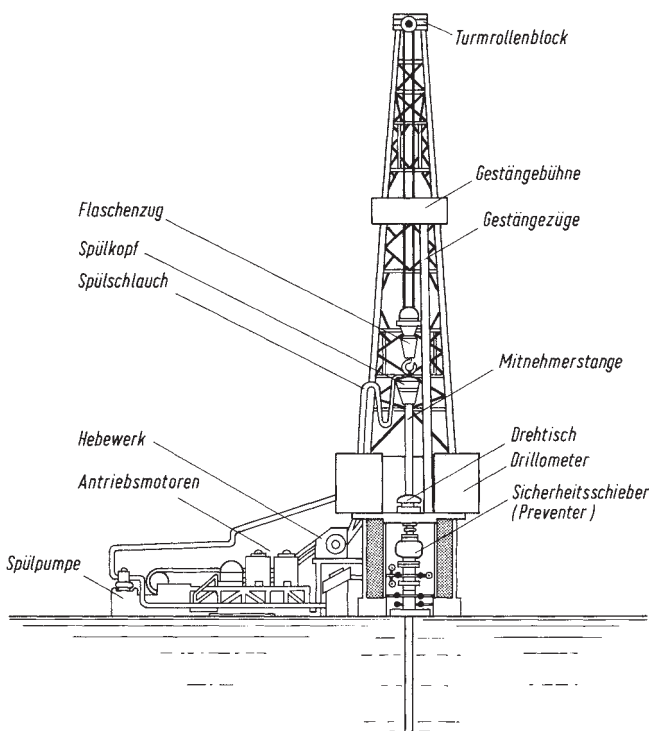


Bild 1.9
Rotary-Bohrverfahren (BEB)

Der Vorteil der zweiten Methode liegt u. a. 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).

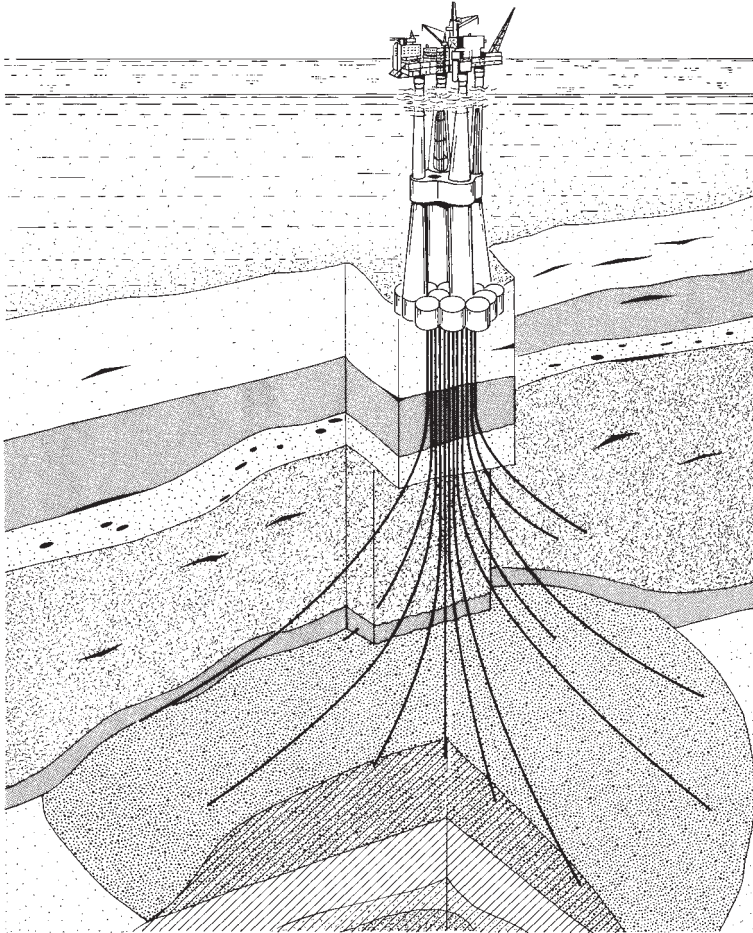


Bild 1.10 Horizontale Ablenkung beim Turbinen-Bohrverfahren (Troll) (E.ON (b))

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 i. d. R. 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 (casing liner) ausgekleidet, die gegen die Bohrlochwand mit Zementschlamm abgedichtet werden (Bild 1.11). Mit einer besonderen Bohrkronen (rubber-lined core barrel) gewonnene Bohrkerne werden regelmäßig hinsichtlich der Gesteinsmerkmale, die Spülflüssigkeit laufend physikalisch-chemisch auf Gas- und Ölsuren untersucht.

Aufgaben der Spülung:

- Kühlung des Meißels
- Reinigung der Bohrlochsohle und des Meißels
- Austrag des Bohrkleins
- Abstützung und Abdichtung unverrohrter Bohrlochstrecken
- Sicherung des Bohrlochs

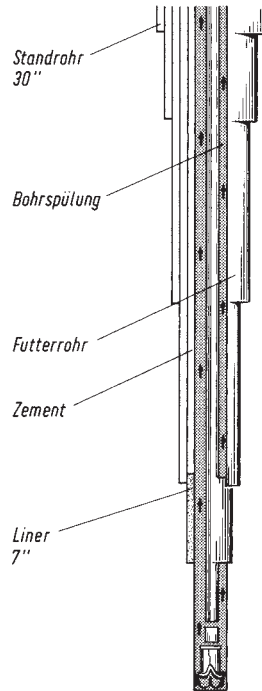


Bild 1.11

Spülung und Verrohrung einer Gasbohrung (BEB)

Wenn die Messungen ein *verwertbares Gasvorkommen* erwarten lassen, wird die Bohrung bis unterhalb des tiefsten höffigen Horizontes verbohrt. 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).

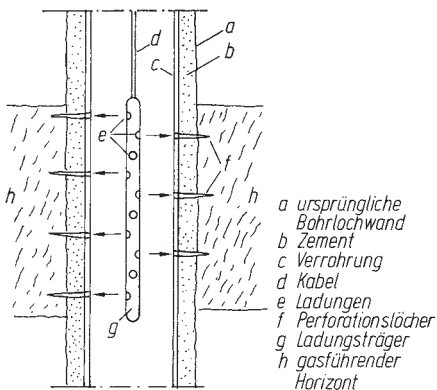


Bild 1.12

Wirkungsweise einer Bohrlochperforationskanone (schematisch) (HLH 1967, 2/67, S. 47)

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. 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 durchlöchernte 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.

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 (gas in place) und wirtschaftlich förderbare Gasmenge festzustellen. Dann müssen auch die Anzahl der erforderlichen Förder sonden 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 Hauptabsperriers 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).

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 Ramppfähle im Meeresgrund befestigt oder mithilfe gefluteter Ballasttanks abgesetzt werden (Bild 1.15).

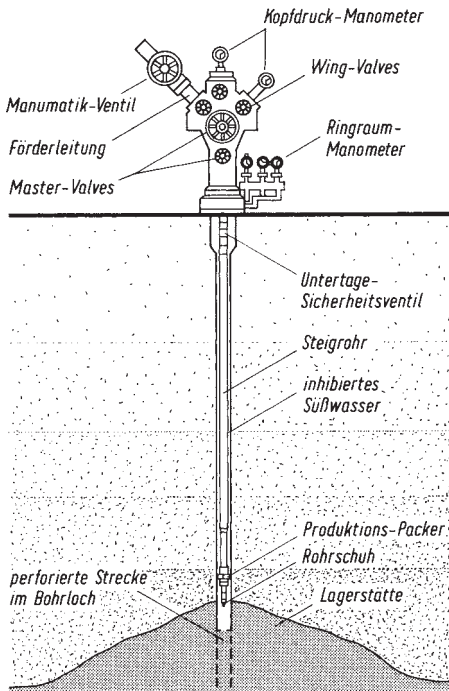


Bild 1.13

Ausrüstung einer Hochdruck-Fördersonde (BEB)

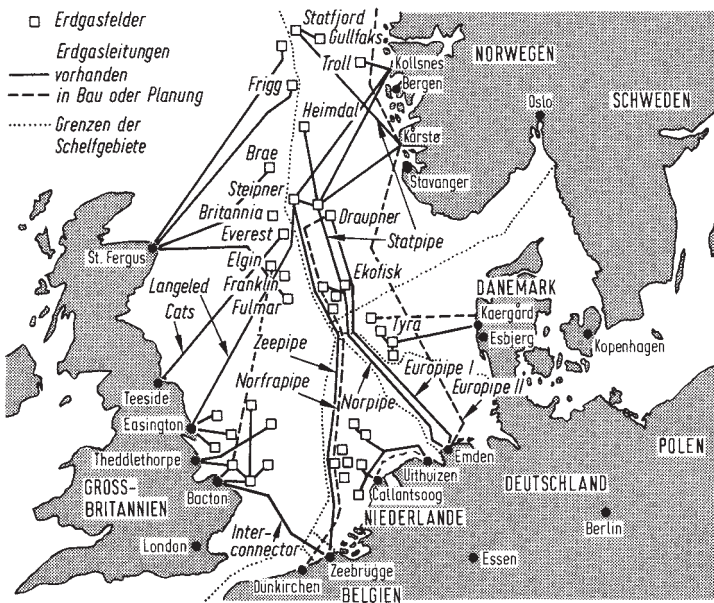


Bild 1.14 Erdgasfelder in der Nordsee (E.ON (a))

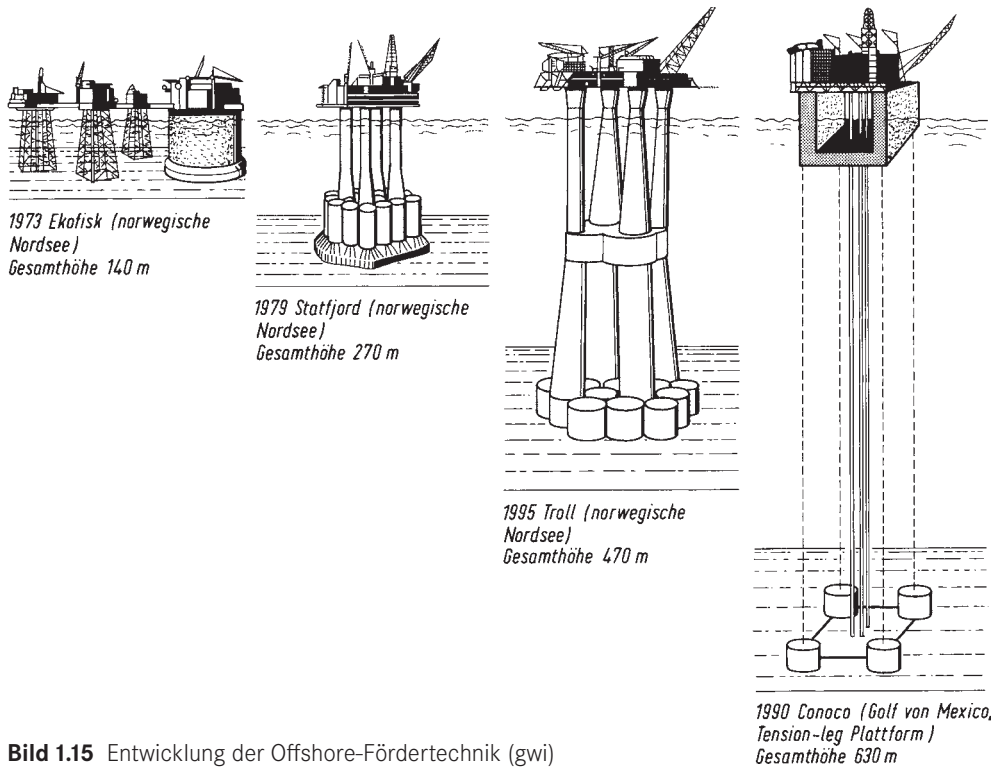


Bild 1.15 Entwicklung der Offshore-Fördertechnik (gwi)

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 (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 Umweltsichtpunkten 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 in Frage stellen.

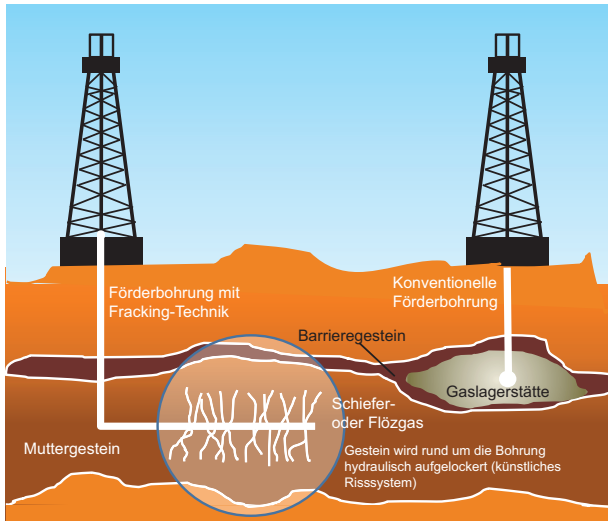


Bild 1.16 Konventionelle und Unkonventionelle Gasförderung mit Fracking nach (Green Logistics 2013)

1.3.2 Aufbereitung

Die Zusammensetzung der Erdgase variiert stark (Tafel 1.1 und Tafel 2.2). 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 Abgas-schadstoff 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 Molekularsieve-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 bis -15 °C betragen.

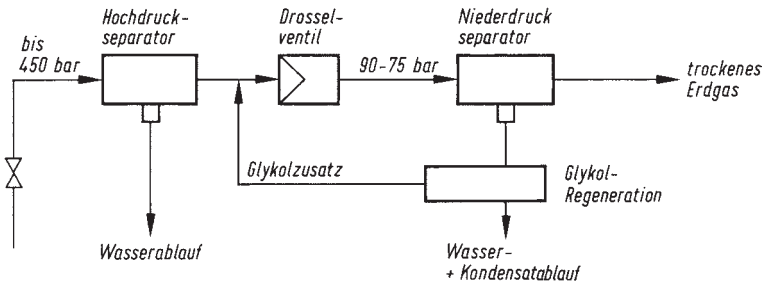


Bild 1.17 Prinzip einer Gastrocknung mit Glykol (gwf 1970)

Entschwefelung. Erdgase mit einem Schwefelwasserstoffgehalt von mehr als 1 % werden als *Sauergase* bezeichnet, solche mit einem geringeren Anteil als *Leangase* (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 60 % 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 geringem Maße auch CO_2 physikalisch und chemisch gebunden. Die beladene Lauge wird durch Dampfzugabe regeneriert; der Schwefelwasserstoff in der sog. Claus-Reaktion durch partielle Verbrennung und anschließender katalytischer Reaktion zu elementarem Schwefel umgewandelt. Der jährliche Schwefelanfall aus der deutschen Erdgasreinigung beträgt etwa 1 Mio. t. Der Restschwefelgehalt des Reingases liegt bei weniger als $5 \text{ mg } H_2S/m^3$ und weniger als $50 \text{ mg}/m^3$ an organischen Schwefelverbindungen (Kohlenoxidsulfid COS, Schwefelkohlenstoff CS_2 und Mercaptane).

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

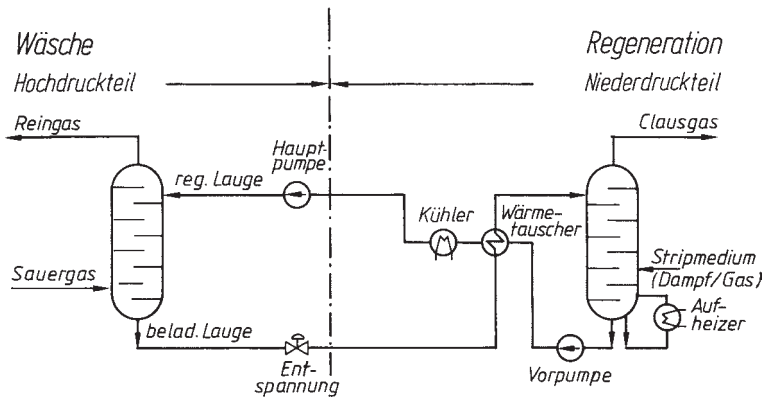


Bild 1.18 Entschwefelung von Sauer gasen durch Gaswäsche nach dem Sulfinol-Verfahren (gwf 1982)

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 Aufbereitungsanlage	75 bar
Ausgang 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 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. Ca. 90% des verbrauchten Erdgases in Deutschland werden auf verschiedenen Wegen aus Norwegen, den Niederlanden und Russland importiert. Dazu kommen große Mengen an Erdgas, die über Deutschland in angrenzende EU-Staaten transportiert werden. Die wichtigsten dieser Gasleitungswege zeigt Bild 1.19.



Bild 1.19 Erdgasleitungen nach Deutschland (Eurogas 2013)

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 Gas-transportnetze in Deutschland, diese tragen damit auch immer stärker zur Versorgungssicherheit von Energie in Europa bei. Andererseits 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.

Den überregionalen und grenzüberschreitenden Gastransport leisten in Deutschland die *Fernleitungsnetzbetreiber* - in 2014 waren dies 17 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 470 000 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 (s. Kap. 10.1.2). In den beiden Marktgebieten kooperieren 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 können Transportkunden flexibel Ein- und Ausspeiseverträge abschließen und entsprechend gebuchte Transportkapazitäten nutzen.

Den Betrieb der Marktgebiete und die Abstimmung der Aktivitäten der Gasnetzbetreiber leisten die Beteiligungsunternehmen *GASPOOL Balancing Services GmbH* und *NetConnect Germany GmbH & Co. KG* als Marktverantwortliche. Die wichtigsten Ferngasleitungen in den beiden Marktgebieten in Deutschland sind in Bild 1.20 dargestellt.

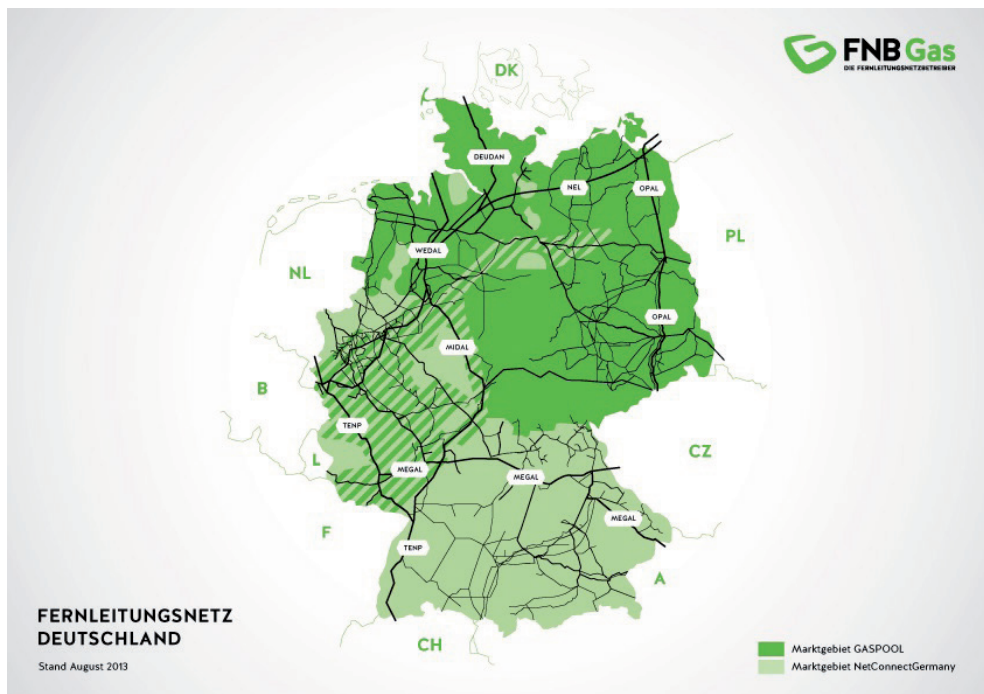


Bild 1.20 Fernleitungsnetz in Deutschland und Marktgebiete (FNB 2013)

■ 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 geographischer 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 bei abgelegenen Produktionsstätten (Afrika, Alaska, Nahost (Katar), Australien, Indonesien, Karibik, Malaysia und zukünftig auch in steigendem Maße aus den USA) 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 (Kap. 6.5).

Die wichtigsten Transportrouten für Flüssigerdgas und über Pipelines zu den Märkten zeigt Bild 1.21. 19 Länder exportierten 2014 weltweit insgesamt 241 Mio. t flüssiges Erdgas (IGU 2015) zu den Märkten. Die bedeutendsten Exporteure (Stand 2014, (BP 2015 und IGU 2015)) sind Qatar (76,8 Mio. t), Malaysia (25,1 Mio. t), Australien (23,3 Mio. t), Nigeria (19,4 Mio. t) Indonesien (16 Mio. t), Trinidad & Tobago (14,4 Mio. t) und Algerien (12,8 Mio. t).

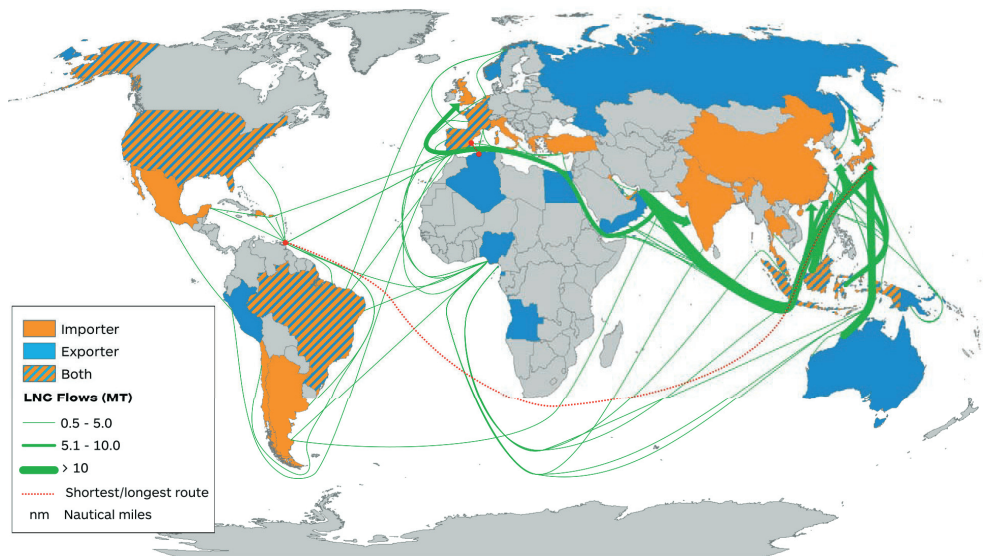


Bild 1.21 LNG und Pipelinetransport, Haupthandelsströme zu den Märkten; Quelle: IGU World LNG Report – 2015 Edition (IGU 2015)

Die bedeutendsten Verbraucherregionen waren in 2014 Asien mit 177 Mio. t/a, Europa mit 32 Mio. t/a und Süd/Zentral-Amerika mit 16 Mio. t/a.

Der Markt hat sich in den vergangenen Jahren weltweit dynamisch entwickelt, aber mit stark unterschiedlichen Tendenzen in den einzelnen Regionen. Während in Asien die Importmenge seit 2008 von 115 Mio. t/a auf 177 Mio. t/a mit mittlerweile abflachender Tendenz anstieg, reduzierte sich der Import in Europa von ursprünglich 38 Mio. t/a in 2008 über ein Maximum in 2011 von 60 Mio. t/a auf mittlerweile nur noch 32 Mio. t/a in 2014. Ob dieses niedrige Niveau in Europa allerdings weiterhin so bleibt, hängt von weiteren politischen und wirtschaftlichen Entwicklungen ab, bei denen vor allem das Thema Versorgungssicherheit eine Rolle spielen wird. Daneben werden sicherlich auch die zukünftigen Entwicklungen in den USA und Australien zu berücksichtigen sein. Die USA haben sich durch die erhöhte Inlandsproduktion durch Fracking in den vergangenen 10 Jahren von einem Importeur zu einem potenziellen Exporteur entwickelt; Australien plant für die nächsten 5 Jahre eine Verdreifachung seiner Exportkapazitäten.

LNG ist eine farblose und geruchlose Flüssigkeit mit einer Siedetemperatur von ca. $-161,5\text{ °C}$ bei 1,013 bar und besitzt nur etwa $1/600$ des Volumens im gasförmigen Normzustand (s. auch Tafel 2.4). Herstellungsbedingt ist wegen eines geringeren Inertgasanteils der Heizwert etwas höher als der von normalem Erdgas.

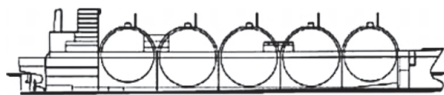
LNG wird sowohl nach der Verflüssigung im Exportterminal als auch vor der Verdampfung im Anlandeterminale in isolierten doppelwandigen Tanks zwischengelagert (s. Kap. 6.5). Der innere Tank besteht in der Regel aus einer Nickellegierung und hat zusammen mit der zugehörigen Isolierung die Aufgabe, die 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 $35\,000\text{ m}^3$ bis zu $200\,000\text{ m}^3$. In den Verflüssigungsanlagen werden je nach Verfahren zur Deckung des Energiebedarfs bis zu 15 % des Erdgases verbraucht.

LNG wird unter Atmosphärendruck in speziell dafür gebauten Tankschiffen transportiert. Diese werden meist mit einem Tankinhalt von 140 000 bis zu ca. 180 000 m^3 Tankinhalt gebaut. Katar hat für spezielle Handelsrouten nach Italien, Großbritannien und USA zwei neue Tankerclassen Q-flex 216 000 m^3 und Q-max (bis zu 270 000 m^3) entwickelt. Gegenwärtig gibt es ca. 250 LNG-Tanker und weitere 130 in Bestellung (IGU/BP) so dass auch dadurch einem weiteren Anstieg des LNG-Handelsvolumens nichts entgegensteht.

Die Ladung wird durch Isolierung kalt gehalten, wodurch die Verdampfungsrate (Boil off) 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. Das verdampfte Gas (Boil Off Gas, BOG) wird zur teilweisen Deckung des Brennstoffbedarfs für die Antriebsanlage genutzt. Rückverflüssigungsanlagen für LNG haben sich bisher aus wirtschaftlichen Gründen nicht durchsetzen können, allerdings sind die von Qatar entwickelten neuen Tankerclassen mit solchen ausgerüstet.

Die Tanker werden in der Regel von Dampfturbinen mit bis zu 30 000 kW Leistung angetrieben und 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 (Bild 1.22). In Einzelfällen sind auch andere Tankkonstruktionen eingesetzt worden.

Selbsttragende Tanks nehmen aufgrund ihrer Konstruktion das Gewicht der Ladung (470 – 490 kg/m³) und ihr Eigengewicht ohne seitliche Abstützung auf. Die Kugeltanks (Bild 1.22a) 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 m³. Die Materialdicke beträgt ca. 40 – 70 mm. Der Äquaterring, 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.



a) Kugeltanksystem



b) Membrantanksystem

Bild 1.22
LNG-Tanker

Membrantanks (Bild 1.22b) 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.

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 Schrumpfkraft 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 i. A. jeweils 1 bis 1,5 Tage. Beim Entladen der Tanker wird üblicherweise kaltes Blow off Gas zum Volumenausgleich in die Schiffstanks

zurückgeführt. Die Ladetanks werden während der Leerfahrt zum Beladeterminale üblicherweise kalt gehalten. Dieses geschieht durch die natürliche Verdampfung von LNG, das nach dem Entladen in den Ladetanks belassen wird.

Die Anlandeanlagen für das LNG werden allgemein als LNG-Terminal bezeichnet (Bild 1.23). In diesen wird LNG von den LNG-Tankern mit bordeigenen Pumpen in die als Zwischenlager dienenden LNG-Tanks gepumpt.

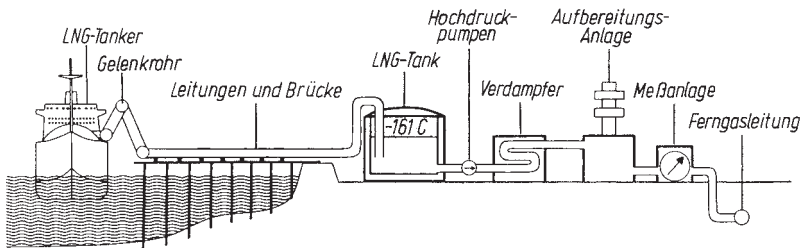


Bild 1.23 LNG-Anlandeterminal

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 Verdampfer, in denen das Seewasser aufgeheizt wird. In direkt mit Seewasser arbeitenden Verdampfern kühlt sich das Seewasser um etwa 5 bis 7 °C ab.

In Hinblick auf die Bemühungen, die CO₂-Emissionen weltweit deutlich zu reduzieren, wird für LNG als Ersatz für Öl im Transportwesen zukünftig ein hohes Potential vermutet. Aufgrund der positiven Schadstoffbilanz könnte im LKW-Flottenbetrieb und auch in der See- und Flussschifffahrt ein neues Absatzfeld entstehen. Bereits erfolgte und zukünftig zu erwartende verschärfte Umweltschutzaufgaben 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 (Tafel 1.2).

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

	Gasflammkohle	Rheinische Braunkohle	Klärschlamm trocken	Biotonne	Holz	Gras
Elem. Analyse, 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	n. b.	< 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* möglich (Bild 1.24).

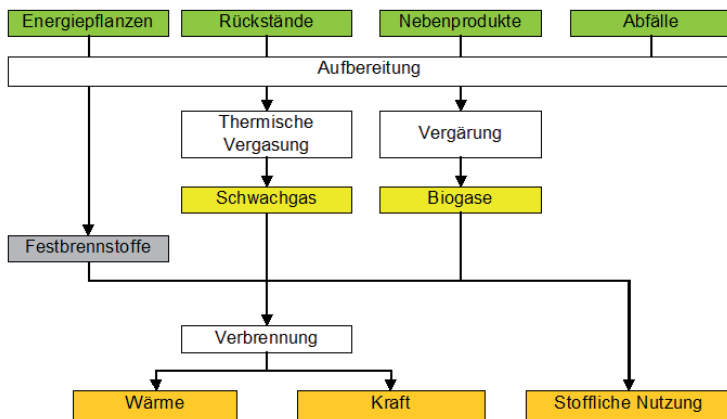


Bild 1.24 Nutzungsarten von Biomassen (eigene Darstellung)

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 Methanbakterien 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 Kap. 1.7 eingegangen.

1.5.2 Eigenschaften der Gase aus Biomasse

Das durch Vergärung organischer Substanz entstehende *Biogas* besteht aus etwa (40...70) Vol.-% CH₄, (25...40) Vol.-% CO₂ und Resten von H₂S (Bild 1.25). H₂ und CO sind aufgrund der Vergärungskinetik praktisch nicht enthalten. Die Gase aus *Vergärungsprozessen* kommen bezüglich der Gehalte an brennbaren Anteilen dem vorwiegend aus CH₄ bestehenden Erdgas am nächsten.

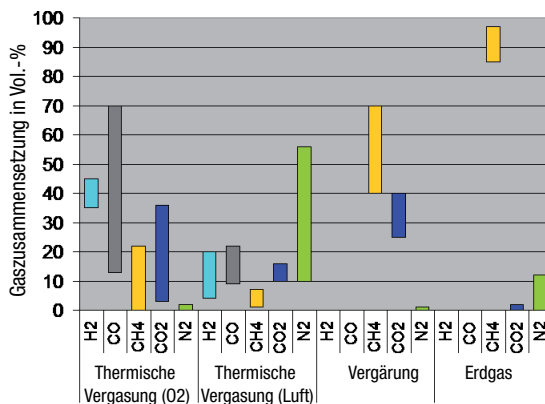


Bild 1.25

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

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 CO₂ als inerten Bestandteil besitzen, sind in Deponiegasen auch nennenswerte Anteile an Stickstoff und zum Teil auch Sauerstoff zu finden.

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 1.26) liegen wegen des hohen Methangehaltes mit (15...30) MJ/m³ 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 $d_n = (0,7 \dots 1,0)$ und liegt damit im Bereich zwischen Erdgas und Luft.

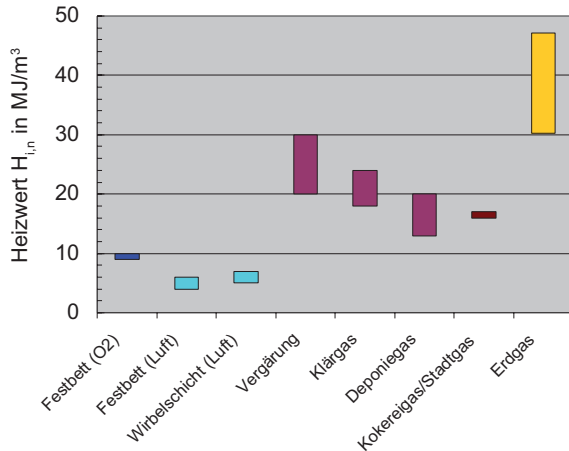


Bild 1.26
Heizwerte $H_{i,n}$ von Biogasen im Vergleich zu Erdgas (DVGW und andere Quellen)

■ 1.6 Biogase

Unter ökologischen Aspekten gewinnen erneuerbare, CO₂-neutrale Energiequellen zunehmend an Bedeutung. Nicht nur zur Vermeidung des als klimatisch bedenklichen Gases Kohlenstoffdioxid, sondern vielmehr zur Ressourcenschonung der auf der Erde vorhandenen fossilen Rohstoffe kann die energetische Nutzung von erneuerbaren kohlenstoffhaltigen Energiequellen einen Beitrag leisten. Die Gaserzeugung aus Biomasse erschließt ein weites Feld der nachfolgenden energetischen und stofflichen Nutzung.

1.6.1 Grundlagen der Vergärung

Die *Vergärung*, auch Methanisierung genannt, ist ein anaerober Abbau von organischen Materialien unter Luftabschluss durch Bakterien, bei dem als Hauptprodukte zu etwa zwei Dritteln Methan (CH₄) und zu einem Drittel Kohlenstoffdioxid (CO₂) entstehen (Bild 1.27). Dieses Gas wird im Allgemeinen als Biogas bezeichnet.

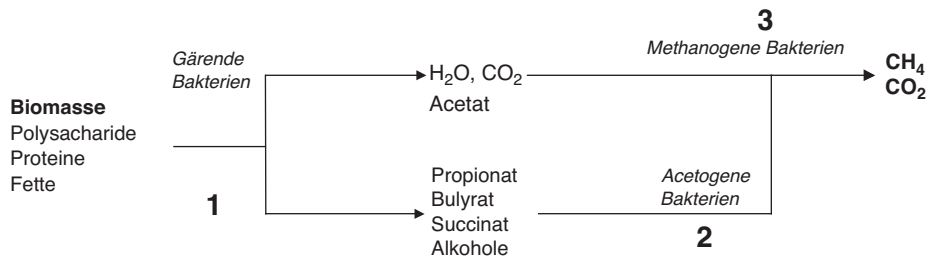


Bild 1.27 Vergärung: Anaerober Abbau organischer Substanz zu Biogas (Weiland 2001)

Der Abbau der organischen Substanz erfolgt vereinfacht in 3 Schritten. Im ersten Schritt werden die Substrate wie Proteine, Kohlehydrate und Fette in einer Hydrolysestufe durch fermentative Bakterien zu Aminosäuren, Zucker 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 Wasserstoff zusammen mit dem Kohlenstoffdioxid erfolgt schließlich im dritten Schritt durch Methanbakterien 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 Zelluloseaufschlusses birgt noch ein Effizienzsteigerungspotenzial des Vergärungsprozesses.

Tafel 1.3 Typische Zusammensetzung von Brenn- und Biogasen (MARCOGAZ 2006)

Zusammensetzung	Einheit	Erdgas H – typisches Nordseeegas	Biogas		Grubengase		Thermische Biomassevergasung	
			Fermenter	Deponie	Grubengas	Flözgas	O_2 -befeuert	Luftbefeuert
Methan	Mol.%	88,8 (86,6 ... 88,8)	65,0 (50 ... 80)	45,0 (30 ... 60)	65,0	90,0	15,6 (0 ... 18)	2,0 (1 ... 10)
C_2 -Kohlenwasserstoffe		8,3 (8,3 ... 8,5)	–	–	1,5	2,2	5,8 (0 ... 5,8)	(0–2)
Wasserstoff		–	(0 ... 2)	1,5 (0 ... 2)	–	–	22,0 (4 ... 46)	20 (10 ... 25)
Kohlenstoffmonoxid		–	–	–	–	–	44,4 (13 ... 70)	20 (9 ... 25)
Kohlenstoffdioxid		2,3 (1,9 ... 2,3)	35,0 (15 ... 50)	40,0 (15 ... 40)	16,0	3,3	12,2 (2 ... 35)	7,0 (7 ... 16)
Stickstoff		1,1 (0,9 ... 1,1)	0,2 (0 ... 5)	15,0 (0 ... 50)	18,0	4,5	0 (0 ... 7)	ca. 50
Sauerstoff		<0,01	(0 ... 1)	1,0 (0 ... 10)	0,5	–	–	–

Tafel 1.3 Typische Zusammensetzung von Brenn- und Biogasen (MARCOGAZ 2006) (Fortsetzung)

Zusammensetzung	Einheit	Erdgas H – typisches Nordseegas	Biogas		Grubengase		Thermische Biomassevergasung	
			Fermenter	Deponie	Gruben- gas	Flöz- gas	O ₂ - befeuert	Luft- befeuert
Schwefel- wasserstoff	mg/m ³	1,5 (0 ... 5)	< 600 (100 ... 10 000)	< 100 (0 ... 1 000)	(0 ... 5)	(0 ... 5)	–	–
Ammoniak		–	100 (0 ... 100)	5 (0 ... 5)	–	–	–	–
Chlor (gesamt)		–	(0 ... 100)	(0 ... 800)	–	–	–	–
Fluor (gesamt)	mg/m ³	–	0,5 (0 ... 100)	10 (0 ... 800)	–	–	–	–
Siloxane	mg/m ³	–	0 ... 50	0 ... 50	–	–	–	–
Teer	g/m ³	–	–	–	–	–	0 ... 5	0,01 ... 100

1.6.2 Verunreinigungen im Biogas und deren Wirkungen

Unaufbereitetes *Biogas* enthält in der Regel viele Verunreinigungen, die vor einer weiteren Verwendung entfernt werden müssen. Kritische Komponenten sind in erster Linie Feststoffpartikel sowie die Gase CO₂, N₂, O₂, H₂S und H₂O.

Feststoffpartikel sind so weit wie technisch machbar abzuscheiden, um mechanische Beschädigungen zu vermeiden. *Kohlenstoffdioxid* im Gas mindert den Heizwert und kann bei Wassertaupunktunterschreitungen zu Korrosionen führen. CO₂-Anteile im Brenngas erhöhen allerdings die Methanzahl und sind von daher für den Einsatz in Motoren unschädlich. In Gasgeräten bewirkt ein erhöhter CO₂-Gehalt im Brenngas eine Verringerung der Flammgeschwindigkeit und damit eine stärkere Neigung zum Abheben der Flammen. *Stickstoff* senkt den Heizwert des Gases, kann aber in gewissen Grenzen toleriert werden. *Sauerstoff* kann wie CO₂ 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 SO₂ oder CO₂ 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 SiO₂-Ablagerungen führen, die zu einer starken Erhöhung des Abriebs an beweglichen Motorteilen und damit zu einem irreparablen Motorschaden führen können. Ggf. 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.

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 Misch-einrichtung kann die Reaktion beschleunigt werden. Beschickungs- und Austragskomponenten sorgen für den Biomasseeintrag und den Austrag der festen Reststoffe. Bild 1.28 zeigt das Schema gängiger Biogaserzeugungsanlagen mit Stromerzeugung und Wärmenutzung.

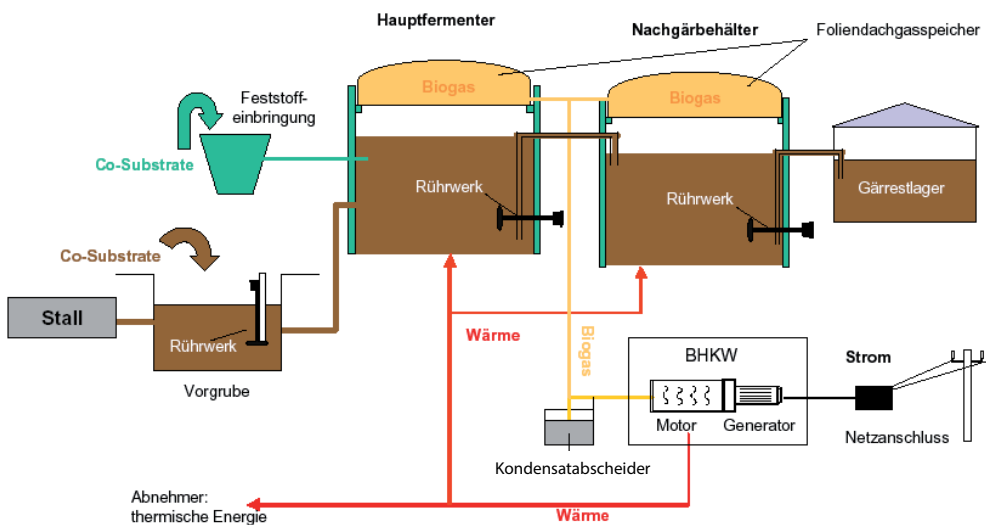


Bild 1.28 Biogasanlage (FV Biogas)

1.6.3.2 Klärgas

Die anaerobe Schlammfäulung stellt heute auf allen mittleren und großen Kläranlagen das Verfahren der Klärschlammstabilisierung dar. Bei der Ausfäulung des Rohschlammes wird *Klärgas* (auch Faulgas genannt) erzeugt; Anlagenschema s. Bild 1.29.

Die gasmotorische Verbrennung des Gases mit Stromerzeugung ist heute Stand der Technik. 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.

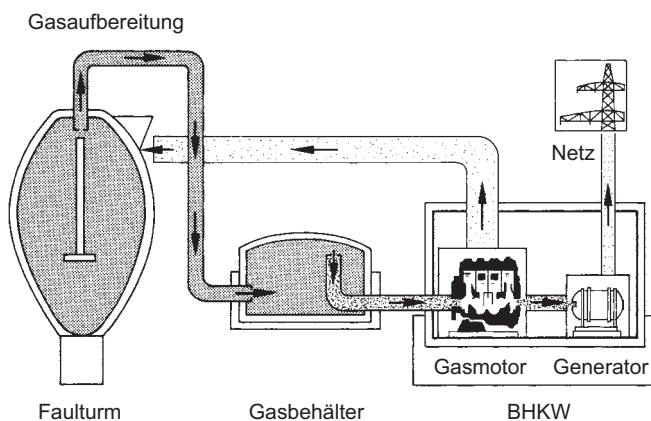


Bild 1.29 Klärgasgewinnung und Verstromung (ASUE)

1.6.3.3 Deponiegas

Auf Haus- und Industiemülldeponien findet im Laufe der Lagerzeit ein Abbau der organischen Substanzen mit entsprechender Gasbildung statt. Je Tonne Hausmüll werden etwa 100 m^3 Deponiegas erzeugt. Aufgrund der sehr inhomogenen Deponieinhalte sind die Gaszusammensetzungen nicht eindeutig anzugeben. Wegen der Schadstoffe müssen die Gase erfasst und entsorgt werden. Das erfolgt entweder über eine kontrollierte Abfackelung oder eine gasmotorische Verbrennung mit Strom- und Wärmeerzeugung (Bild 1.30). Die Deponiegaserzeugung wird in Zukunft an Bedeutung verlieren, weil heutzutage nur noch vorbehandelte Abfälle deponiert werden dürfen, die praktisch keine organischen Bestandteile mehr enthalten.

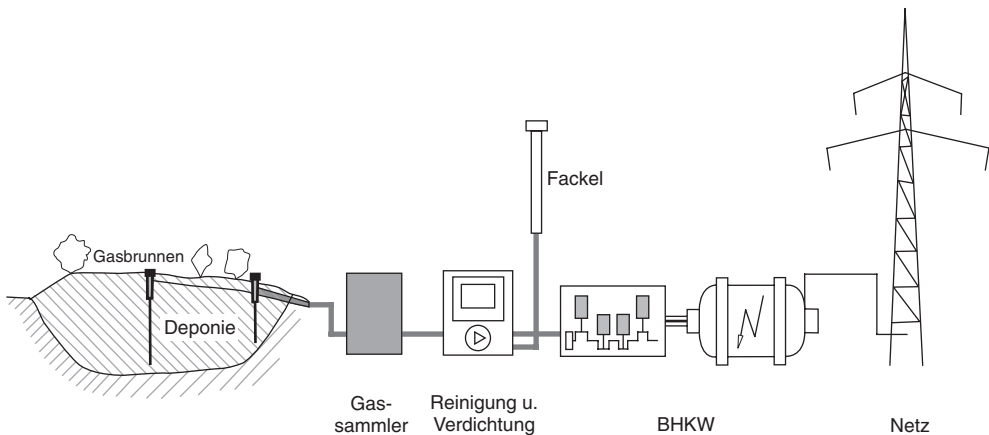


Bild 1.30 Deponiegasverwertung

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 hat sich in Deutschland in den letzten 10 Jahren praktisch verfünffacht und betrug in 2014 11,1%, davon etwa die Hälfte in Form von Biomasse. Biogas ist mit einem Anteil von ca. 1,8% beteiligt (BMWi 2014). Im europäischen Vergleich belegt Deutschland sowohl bezüglich der Produktionsmenge als auch der Anlagenanzahl den vorderen Platz.

In Deutschland gibt es zurzeit mehr als 9000 Biogasanlagen die zusammen jährlich über 11 Mrd. Nm³ an Rohbiogas erzeugen. Ein Großteil des so erzeugten Biogases wird vor Ort verstromt. Etwa 120 Anlagen speisten in 2013 Biogas mit Erdgasqualität in das öffentliche Gasnetz ein und konnten so etwa 0,6% der Erdgasmenge ersetzen. Dieser Anteil soll bis 2030 auf 10% gesteigert werden, um die klimapolitischen Ziele in Deutschland zu unterstützen.

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 mit berücksichtigt. Schließlich berücksichtigt das *Wirtschaftliche Potenzial* auch noch die Frage, ob der Substrateinsatz wirtschaftlichen Anforderungen genügt.

Das *Technische Potenzial* für die Wärmeerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen wird unterschiedlich angegeben, je nachdem, ob die thermische Vergasung mit einbezogen wird oder nicht. In einer aus 1994 stammenden BMWi-Studie (BMWi 1994) wurde das Technische Potenzial einer *Energieerzeugung aus Biomasse* ohne Berücksichtigung der Technik der Erzeugung mit maximal 350 TW h/a angegeben, von denen ca. 130 TW h/a bereits in Form von Waldrestholz und sonstigen Resthölzern, Stroh, Gülle und Mist aus der Landwirtschaft sowie aus Deponien, Kläranlagen und Biomüllentsorgung als verfügbar angesehen wurden. Der Rest sollte durch den Anbau von Energiepflanzen auf einer Nutzfläche von 4 Mio. ha geschaffen werden. In (Kaltschmitt 2001) wird ein Technisches Potenzial von ca. (114...123) TW h/a durch *Biogaserzeugung* genannt. Weiterhin stünden nach (Kaltschmitt 2001) (1100...1240) PJ/a an biogenen Festbrennstoffen einschließlich 800 PJ/a aus dem Energiepflanzenanbau auf 4 Mio. ha zur Verfügung, woraus sich bei einem Vergasungsgrad von ca. 80 % (245...275) TW h/a an Schwachgas erzeugen ließen.

Eine weitere umfassende Studie zum Thema „Biomassepotenzial in Deutschland“ wurde in 2006 veröffentlicht (Wuppertal-Institut et al. 2006). Bis zum Jahr 2030 rechnete man darin mit einem starken Anstieg der Biogasnutzung und mittelfristig wurde damals ein Ersatz von 13%, im Extremfall sogar 16% des derzeitigen Erdgasverbrauchs in Deutschland durch Biogas prognostiziert.

Die wohl aktuellste und umfassendste Studie zum Biogaspotenzial in Deutschland ist die „Potenzialstudie des DVGW zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger regenerativer Energieträger in Deutschland“, auch unter dem Namen Biogas-Atlas geführt. Demnach können unter Nachhaltigkeitsaspekten, also unter Berücksichtigung von Boden-, Gewässer- und Klimaschutz sowie unter Energieeffizienz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten bis zum Jahr 2030 über 10 Mrd. m³ Biogas mit Erdgasqualität in das öffentliche Gasnetz eingespeist werden und damit die derzeitige politische Zielsetzung der deutschen Regierung erreicht werden. Die Einspeisung konkurriert allerdings mit der direkten Verstromung von Biogas am Ort der Erzeugung.

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 Sauberkeit. Unterschieden werden muss dabei bezüglich der nachfolgenden Nutzung.

1.6.5.1 Dezentrale Anlagen

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 Leistungsbe- reich unter $P_{el} = 10$ MW eignen sich für die Stromerzeugung prinzipiell Gas-Diesel- motoren und vom Ansatz her Brennstoffzellen, deren Entwicklung jedoch für eine wirtschaftlich vertretbare Anwendung noch nicht dem notwendigen technischen Stand entspricht. Die mit Dampfmaschinen und Dampfturbinen erzielbaren Wirkungs- grade sind hier aufgrund der erwähnten Prozesstemperaturbeschränkungen, aber vor allem aufgrund der im niedrigen Leistungsbereich zu kleinen Apparateabmessungen mit entsprechenden Verlusten, zu niedrig. Sie kommen daher vorwiegend im größe- ren Leistungsbereich zum Einsatz. Eine interessante Alternative im kleineren Lei- stungsbereich könnte bei verbessertem Entwicklungsstand der Stirlingmotor sein, weil er aufgrund seiner Funktionsweise (Wärmeeintrag über Heizflächen) weniger proble- matisch hinsichtlich der Brennstoffanforderungen erscheint. Hier ist allerdings noch Entwicklungsarbeit insbesondere in Richtung Kostensenkung zu leisten. Durch Kraft- wärmekopplung können höhere Gesamtwirkungsgrade und eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erzielt werden.

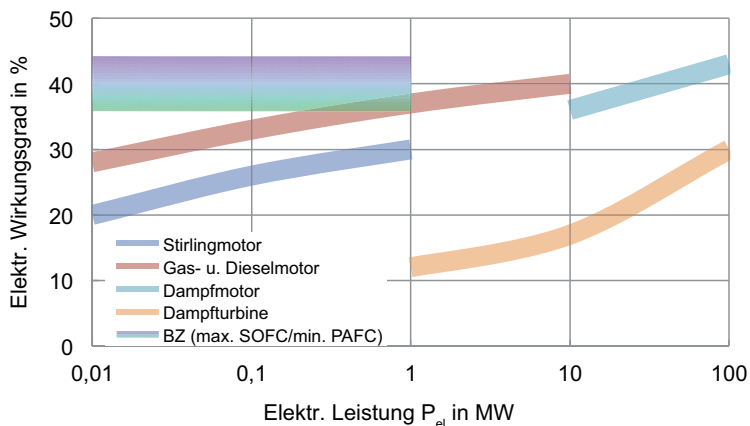


Bild 1.31 Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung aus Biomasse (Thielen 2015)

Für einen Gas-Ottomotor ist die zu fordernde Zündfähigkeit des Gasgemisches im Wesentlichen über den Methangehalt oder die brennbaren Bestandteile Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid sichergestellt. Hinreichende Erfahrungen liegen allerdings vorwiegend nur für Gase aus Vergärungsprozessen mit überwiegend Methan vor.

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.

1.6.5.2 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.

Die Regelungen der Anschlussbedingungen für die Einspeisung von Biogas in das Netz der öffentlichen Gasversorgung werden im DVGW-Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von regenerativ erzeugten Gasen“ getroffen. Beim Gasaustausch oder -zusatz müssen die folgenden Voraussetzungen erfüllt sein:

- Das Austausch- oder Zusatzgas muss der gleichen Gasfamilie angehören.
- Die Primärluftansaugung bei Brennern ohne Gebläse soll möglichst gleich bleiben, d. h. der Primärluftfaktor soll gleich bleiben.
- Die Flamme muss einwandfrei zünden und stabil brennen. Zündtemperatur und Flammgeschwindigkeit müssen also gleich bleiben.
- Die vorgeschriebene Verbrennungsqualität muss erhalten bleiben.

Als Austauschgase kommen damit grundsätzlich nur Biogase aus der Vergärung in Frage. Das Rohgas ist vor allem wegen des zu niedrigen Heizwertes in der Regel noch nicht kompatibel zu herkömmlichem Erdgas. Es muss in mehreren Schritten – Staubabscheidung, Trocknung, Entschwefelung, CO_2 -Abscheidung bzw. Methananreicherung – aufbereitet werden und kann dann als *Bioerdgas* in das Gasnetz eingespeist werden. Um die Wärmebelastung bei der Verbrennung konstant zu halten und damit eventuelle Gerätestörungen zu vermeiden, dies ist besonders für den Gasverbraucher wichtig, ist dabei der *Wobbe-Index* konstant zu halten. Maximal sind im Gasgemisch 6 Vol.-% CO_2 zulässig. Aufgrund der meist sehr unklaren Zusammensetzung von Deponiegasen, insbesondere in Hinsicht auf die Gefahr der Dioxin- und Furanbildung am Gasbrenner durch im Deponiegas enthaltene Halogenkohlenwasserstoffe, scheiden diese grundsätzlich für die Einspeisung in das Erdgasnetz aus und sind dezentral energetisch zu verwerten.

■ 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 Umwelt- und wirtschaftlichen Vorteile und des noch relativ niedrigen Preises von Erdgas nur eine untergeordnete Bedeutung. Zunehmende Umweltgesichtspunkte, insbesondere die erklärten Ziele zur CO₂-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...20) Vol.-% H₂, (10...30) Vol.-% CO, (10...15) Vol.-% CO₂, bis zu 6 Vol.-% CH₄ und (10...60) Vol.-% N₂. 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

lich aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff und kann für die Methanol Synthese 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 weitergehender Reinigung, in Brennkammern, Gasturbinen oder in Gas-Otto- oder Gas-Dieselmotoren ist in der Regel unkritisch.

Bei ausreichender Leistungsgröße ab etwa $P_{el} = 10 \text{ MW}$ 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. $420 \text{ }^\circ\text{C}$ 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. $550 \text{ }^\circ\text{C}$), die *Mitteltemperaturverkokung* (ca. $800 \text{ }^\circ\text{C}$) und die *Hochtemperaturverkokung* (ca. $1000 \text{ }^\circ\text{C}$). Je nach Temperatur ist der Erhalt an Koks, Teer oder Leichtölen, sowie an Gas unterschiedlich, wie am Beispiel Steinkohle in Bild 1.32 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.

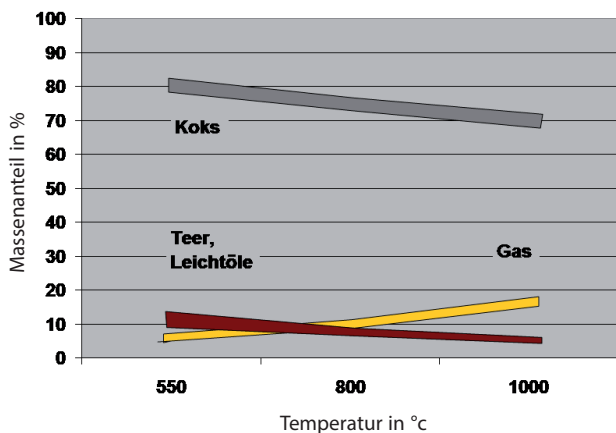


Bild 1.32

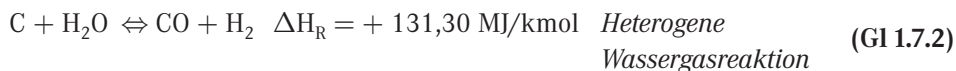
Koks, Teer- und Gaserhalte bei der Steinkohleverkokung

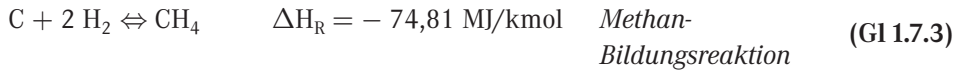
Schwelkoks ist lediglich für Wärmezwecke geeignet, hingegen sind Hochtemperaturkokse für metallurgische Prozesse und in Sonderanwendungen vor allem Braunkohlenkokse auch als Aktivkoks zur Gasreinigung geeignet.

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 (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:





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 Gl 1.7.1 und Gl 1.7.2 die *homogene Wassergasreaktion* und die Kombination aus Gl 1.7.2 und Gl 1.7.3 die *Methanisierungsreaktion*:

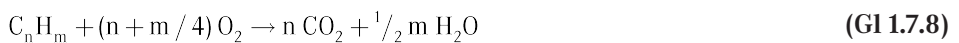


1.7.2.1 Vergasung schwerer Kohlenwasserstoffe

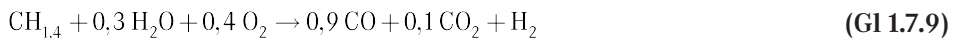
Die *partielle Oxidation* oder auch *Vergasung schwerer Kohlenwasserstoffe* (z.B. Rückstandsöle aus der Erdölverarbeitung) ist insgesamt eine exotherme bzw. autotherme Umsetzung mit Sauerstoff und Wasserdampf. Die Vergasungsreaktion selbst lässt sich allgemein schreiben als



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



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



Für die Schwerölvergasung werden *Flugstromvergaser* mit flüssigem Schlackeabzug (Bild 1.33) eingesetzt. Die Verfahren werden wegen des höheren Umsatzes in der Regel unter Druck betrieben.

1.7.2.2 Vergasung von Kohle

Die *partielle Oxidation* oder *Vergasung von Kohle* (Bild 1.33) funktioniert im *Flugstromverfahren* bis auf die vorgeschaltete und notwendige Kohlebehandlung ähnlich der Ölvergasung. Die Kohle wird fein zermahlen und entweder mit Wasser zu einer pump-

fähigen Suspension mit (50...70)% Feststoffgehalt vermischt, oder im Flugstrom gefördert und anschließend im Reaktor vergast. Die Vergasungstemperaturen liegen bei (1500...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 *Wirbelschicht-* und *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...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...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...900) °C sehr reaktiv ist, eignen sich sowohl Wirbelschicht- 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...90)%.

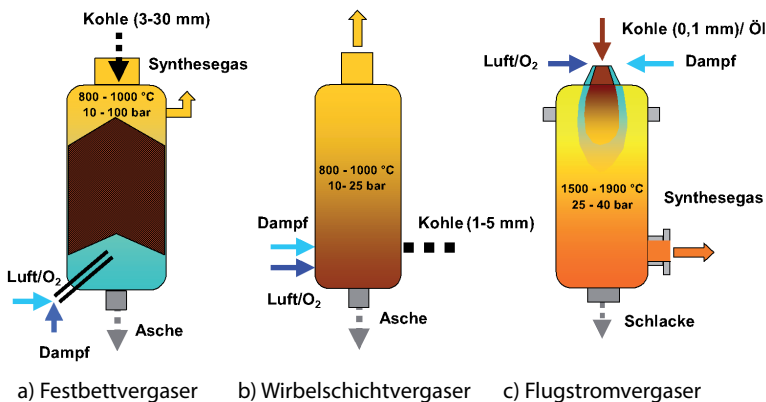


Bild 1.33 Vergasertypen für Kohlevergasung

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.

1.7.2.3 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...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:

- 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.

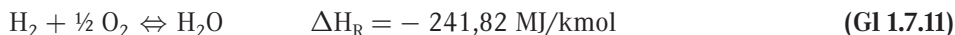
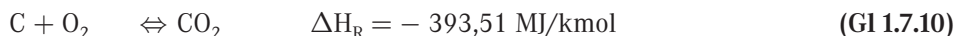
Fließbettvergaser werden als stationäre und bei größeren Anlagen ab etwa 10 MW thermischer Leistung auch als zirkulierende Wirbelschichten gebaut. Im zirkulierenden Betrieb wird bei Einsatz von Katalysatormaterialien in der Umlaufasche relativ und entsprechender Temperaturführung von ausreichend niedrigen 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:

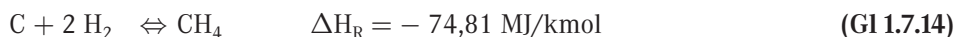
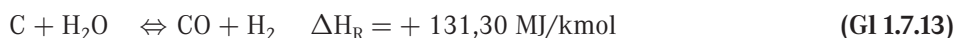
Trocknung: Bis ca. 200 °C wird das im Brennstoff gebundene Wasser verdampft, wobei noch keine Zersetzung der Biomasse erfolgt.

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

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



Reduktion: Bildung des Gases durch die folgenden Reaktionen.



(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 (s. Kap. 2.1.4). Flüssiggas ist unter atmosphärischen Bedingungen gasförmig, erheblich schwerer als Luft, kann aber unter relativ geringen Drücken verflüssigt werden (s. 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 (s. Tafel 2.4) einnimmt, lässt es sich in großen Mengen in Eisenbahn-Kesselwagen, Straßentankwagen, Druckbehältern und Druckflaschen transportieren. Die Lagerung beim Verbraucher wird in Kap. 9.8 behandelt. Normgerechtes Flüssiggas ist nach DIN 51622 (12.85) zusammengesetzt (Tafel 2.11).

Im Jahr 2013 betrug der Flüssiggasverbrauch in Deutschland nach Angaben des deutschen Mineralölwirtschaftsverbandes e. V. 3,274 Mio. t von denen etwas mehr als die Hälfte zur Energieversorgung beitrug.

■ 1.9 Wasserstoff

Zu den Mengen an erzeugtem bzw. verbrauchtem Wasserstoff sind sowohl für Deutschland als auch weltweit keine verlässlichen Zahlen verfügbar. In Deutschland werden für das Jahr 2013 etwa 20 Mrd. m³ Wasserstoff jährlich genannt. Weltweit wurden 2013 ca. 500 Mrd. m³ Wasserstoff hergestellt. Im Vergleich dazu betrug der deutsche Erdgasverbrauch in 2013 etwa 84 Mrd. m³ bzw. 970 Mrd. kW h. Der Wasserstoffver-

brauch entspricht damit sowohl bundesweit als auch weltweit einem Anteil von jeweils 1,5 % des Gesamtenergiebedarfs.

Wasserstoff wird heute weitgehend in der Chemieindustrie zum Eigenbedarf erzeugt. Etwa die Hälfte dieser Produktion fällt als Koppel- oder Nebenprodukt bei anderen Prozessen an. Soweit Wasserstoff gezielt hergestellt wird, geschieht das gewöhnlich durch die Dampfreformierung von Erdgas. Elektrolyse oder andere Verfahren spielen nur eine Nebenrolle.

In weiterer Zukunft wird vielfach dem Wasserstoff die maßgebende Rolle in der Gasversorgung zugesprochen. Hierfür gibt es sicher eine Reihe von Beweggründen, die jedoch in sich häufig widersprüchlich und mit unterschiedlichen Zielhorizonten versehen sind. In Zukunft kommt sicherlich auch die verstärkte Nutzung regenerativer Quellen in Betracht. In Frage kommen hier, insbesondere unter Speicheraspekten, Windenergie, Biomasse (Stromerzeugung oder Vergasung) sowie in geringem Maß auch Solarenergie und Geothermie. Einige Länder planen den Einsatz von Kernenergie zur Wasserstofferzeugung. Wasserstoff aus regenerativen Quellen wird im Hinblick auf die Nutzung in Brennstoffzellen, aber auch bei der PtG-Technologie von Bedeutung sein, wenn es gelingt diese Techniken wirtschaftlich zu entwickeln oder deren Rolle zur Stabilisierung der Stromnetze ihre Bedeutung entfalten kann.

Grundsätzlich sinnvoll ist die stoffliche Verwertung von Wasserstoff in der chemischen Industrie. Die energetische Verwertung erfolgte bisher nur in Ausnahmefällen wie in der Raumfahrt oder auch bei der Stromerzeugung mit Brennstoffzellen, wenn spezielle Anforderungen an die Versorgungssicherheit und -qualität gestellt werden. Ein interessanter Aspekt ist allerdings in naher Zukunft sicher der Einsatz von Wasserstoff in kleinen Brennstoffzellen bei mobilen Verbrauchern anstelle von Batterien oder aufladbaren Akkumulatoren.

Aber auch Umweltgesichtspunkte spielen wegen der schadstofffreien Verbrennung von Wasserstoff zunehmend eine Rolle. Dabei ist allerdings immer der Gesamterzeugungspfad im Auge zu behalten. Wasserstoff ist nämlich ein Sekundärenergieträger, der unter Einsatz von Primärenergie erst einmal erzeugt werden muss (siehe auch Bild 1.1). Dabei kommen für die stoffliche Verwertung bisher vor allem fossile Rohstoffe zur Anwendung, aber auch Strom aus Wasserkraft. Heute großtechnisch angewandte Verfahren zur Wasserstofferzeugung sind:

- Weit überwiegend die Dampfreformierung aus Kohlenwasserstoffen, wobei die Reformierung aus Erdgas mit 70 % den höchsten Wirkungsgrad aufweist.
- Elektrolytische Wasserstofferzeugung mit Wirkungsgraden von (65...70)% bei klassischer Elektrolyse; neue Verfahren können bis zu 80 % erreichen.

Die Angabe von Kosten für die Wasserstofferzeugung hängt vom Anlagenkonzept, der Anlagengröße, der Volllastbetriebszeit, aber auch von den Primärenergiepreisen ab. In jedem Fall ist unter Berücksichtigung der Primärenergiepreise die Wasserstoffgewinnung aus fossilen Quellen, in erster Linie Erdgas, durch Dampfreformierung und

die Vergasung von Kohle sowie die Erzeugung aus Großwasserkraftwerken deutlich kostengünstiger als alle anderen Verfahren. Unter günstigsten Bedingungen erscheint eine Erzeugung von Wasserstoff mit Strom aus regenerativen Energiequellen für etwa 10 ct/kWh zukünftig möglich (DVGW 2013).

Wasserstoff kann leitungsgebunden transportiert werden. Es existieren in Deutschland zwei Wasserstoff-Hochdruck-Netze mit einer Gesamtlänge von rund 400 km zu Transport und Verteilung von Wasserstoff an die chemische Industrie. Der zweite Pfad der Wasserstoffverteilung ist der mobile Transport. Hierbei wird Wasserstoff flüssig bei Temperaturen von etwa -260 °C transportiert.

Ein hohes Einsatzpotenzial für Wasserstoff besitzt die Brennstoffzelle. In Brennstoffzellen wird heute i. d. R. Erdgas als Brennstoff eingesetzt, aus dem durch Reformieren der benötigte Wasserstoff erzeugt wird. Bei hohen Wirkungsgraden von Brennstoffzellen, insbesondere im Teillastbetrieb (Kap. 8.3.7) werden die Wirkungsgradverluste bei der Erzeugung von Wasserstoff zumindest teilweise ausgeglichen. Der Brennstoffzelle auf Erdgasbasis wird daher eine Eignung als Übergangstechnologie bis zur Bereitstellung von ausreichenden Mengen an Wasserstoff zugesprochen.

■ 1.10 Gas als Brennstoff im Fahrzeugbetrieb

Bereits vor über 100 Jahren wurden 4-Takt-Ottomotoren mit Gas betrieben. Zur Verwendung kam im Laufe der Entwicklung Stadtgas, Grubengas, Holzgas, Klärgas und Flüssiggas. Aber erst durch die allgemeine Verfügbarkeit und gleichmäßige Beschaffenheit des Erdgases als Antriebsmittel hat die Zahl der Gasmotor-Fahrzeuge deutlicher zugenommen mit steigender Tendenz. Im Jahr 2014 waren weltweit über 18 Mio. erdgasbetriebene Kraftfahrzeuge im Einsatz. Die größten Bestände weisen Iran, China, Pakistan, Argentinien, Indien und Brasilien mit zusammen mehr als 15 Mio. Fahrzeugen auf (Kraftfahrtbundesamt 2015). In Deutschland war Ende 2015 im Vergleich dazu mit knapp 100 000 Erdgasfahrzeugen nur eine geringe Anzahl zugelassen. Ein Hemmnis bei der Verbreitung von Erdgasfahrzeugen war in der Vergangenheit die im Vergleich zu normalen Tankstellen geringere Abdeckung mit Erdgastankstellen. Das Netz entwickelte sich allerdings in den letzten Jahren. So waren Ende 2013 etwa 900 Erdgastankstellen in Betrieb (erdgasmobil 2015).

Bedingt durch steuerliche Förderung der Bundesregierung zeichnet sich Erdgas als Kraftstoff in Deutschland durch einen deutlich niedrigeren Preis als Benzin oder Diesel aus. Bei energetisch praktisch gleichem Verbrauch (unter Berücksichtigung des höheren Gewichts des Erdgasspeichers) ergibt sich aufgrund der Steuervorteile ein Betriebskostenvorteil für das Erdgasfahrzeug, dem man allerdings die höheren Investitionskosten entgegenhalten muss.

Ein weiterer Vorteil sind die geringen Schadstoffemissionen. Erdgas weist aufgrund des besseren C/H-Verhältnisses gegenüber Benzin etwa 25 % weniger CO₂-Emissionen auf. Die Emissionsvorteile bei CO, NO_x und höheren Kohlenwasserstoffen liegen bis zu 80 % unter denen der Flüssigkraftstoffe, was insbesondere in stark belasteten Ballungsgebieten die Umweltbelastung senkt. Die Möglichkeit der Zumischung regenerativ erzeugter Brennstoffe wie Biogas und Wasserstoff erhöhen die Umweltfreundlichkeit weiter. Die Antriebstechnologie ist bereits gut entwickelt, sodass Otto-Motoren bereits heute für die schärfsten zukünftigen Abgasvorschriften gerüstet sind. Insbesondere im Schwerlastverkehr kann Erdgas als LNG sein Kosten- und Schadstoffminderungspotenzial entfalten.

Erdgas wird in den Fahrzeugen in Druckgasflaschen mit Drücken von ca. 200 bar gespeichert. Nachteilig sind noch Gewicht und Platzbedarf der Druckgasflaschen und die hierdurch begrenzte Reichweite der Erdgasfahrzeuge. Üblich sind heute Speichermengen von (30... 100) l bei PKW, entsprechend einer Reichweite von (100... 330) km. Daher haben Erdgasfahrzeuge teilweise zusätzlich einen kleineren Benzintank an Bord (ca. 15 l), auf den bei Bedarf umgeschaltet werden kann.

Die Betankung erfolgt an speziellen Erdgastankstellen, die an das Erdgasnetz angeschlossen sind und mit einer elektrisch betriebenen Kompressoranlage den erforderlichen Gasdruck erzeugen (Bild 1.34). Für die Schnellbetankung (etwa 3 min) sind Zwischenspeicher mit Drücken von bis zu 300 bar erforderlich. Diese Betankung entspricht derjenigen bei Flüssigkraftstoffen. Alternativ gibt es Langsambetankungssysteme für spezielle Anwendungen, wie etwa für das Betanken größerer Fahrzeugflotten (Busse, Lieferfahrzeuge, ...) über Nacht. Diese Systeme werden insbesondere in den USA und in Südamerika eingesetzt. Technische Spezifikationen für Erdgastankstellen sind im DVGW-Arbeitsblatt G 651 zusammengefasst.

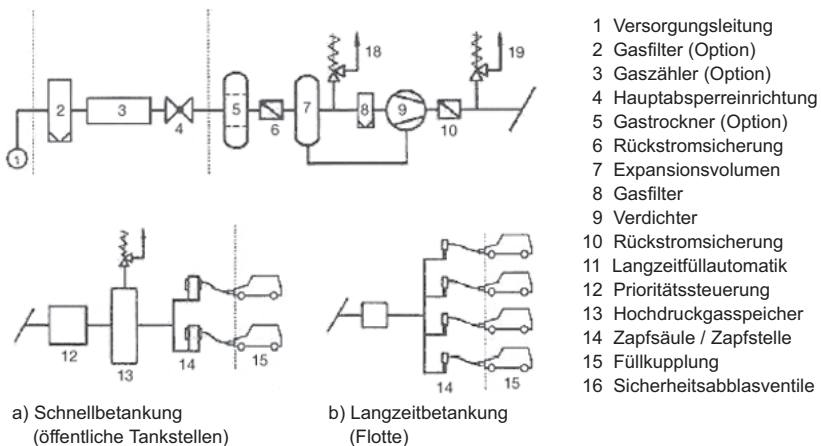


Bild 1.34 Ausführung von Erdgastankstellen (Greenfield)

Eine häufig für umgebaute Fahrzeuge genutzte Alternative ist der Betrieb mit Flüssiggas, das unter der Bezeichnung „Autogas“ über separate Zapfsäulen vertrieben wird. Es ist ebenfalls steuerbegünstigt. Die Anlagen sind für einen Höchstdruck von 25 bar ausgelegt, der Flüssiggasdruck beträgt (5... 10) bar.

Alternativ kann auch Wasserstoff für den Fahrzeugantrieb verwendet werden, entweder auch in Druckbehältern, in verflüssigter bzw. tiefkalter Form, oder aber in Metallhydridspeichern. Auch hier bestehen die Gewichts- und Reichweitenprobleme. Fragen der Tankstellen- und Sicherheitstechnik sind eher noch schwieriger zu lösen. Wasserstoff hat im Vergleich zu Erdgas eine um etwa zwei Drittel geringere volumetrische Energiedichte, was noch höhere Speicherdrücke in den Druckgasspeichern der Fahrzeuge erfordert (... 700 bar). Die Tiefkaltlagerung des Wasserstoffes in flüssiger Form erfolgt bei etwa $-260\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Im Zusammenhang mit dem Fahrzeugbetrieb wichtige Kennwerte für Erdgas, Flüssiggas und Wasserstoff – wie z. B. Heizwert, Dichte, Zündtemperatur, Methanzahl – können den Tafeln 2.1 und 2.5 entnommen werden.

Verstärkte Bedeutung könnte Wasserstoff im Fahrzeugantrieb für die große Zahl der später zu erwartenden Brennstoffzellenfahrzeuge gewinnen. Brennstoffzellen können aber außer mit Wasserstoff auch mit Methanol oder Benzin betrieben werden, dann aber mit entsprechendem Aufwand für die Erzeugung des Wasserstoffs (Reformierung) an Bord. Damit wären die übliche Tankstellentechnik einsetzbar und die Reichweiten größer.

Literaturhinweis: Vertiefte Ausführungen sind in (DVGW und Taschenbuch) und vielfach in allgemeiner Literatur enthalten. Aktuelle Fragen werden regelmäßig in einschlägigen Fachzeitschriften behandelt.

Schrifttum

ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.
(Hrsg.): Schriftenreihe

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

BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen,
Berlin, Bonn 2015

BMWi: Energiestatistik. Berlin, Bonn 2014

BMWi Dokumentation: Energieeinsparung und erneuerbare Energien. Nr. 361, Dez. 1994, S. 39 ff.

BP: Statistical Review of World Energy 2014 and 2015

DVGW-Technische Regel, G 262 und andere Quellen

DVGW: Studie zur Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und
Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Bonn 2013

E.ON Ruhrgas AG, Essen (a)

E.ON Ruhrgas AG: Erdgas aus Norwegen. Essen (b)

Erdgas mobil: <https://www.erdgas-mobil.de/home/>, 2015

- EuroGas Aktiengesellschaft 2013
- FNB Gas Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. 2013
- FV Biogas Fachverband Biogas e. V., Freising
- 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
- Greenfield GmbH, Türkenfeld bei München
- Green Logistics: <http://green-logistics.blogspot.de/2013/02/fracking-ist-in-aller-munde-weshalb.html>
- HLH – Lüftung/Klima, Heizung/Sanitär, Gebäudetechnik, 2/67, Düsseldorf, S. 7
- IGU International Gas Union, Oslo
- IGU International Gas Union: World LNG Report. Oslo 2015
- IGU/BP: IGU/BP Guidebook to Gas Interchangeability and Gas Quality. Gemeinschaftspublikation. 2013
- Kaltschmitt, M.; Merten, D.: Biogas als regenerative Energie im Energiesystem. VDI-Berichte Nr. 1620, 2001
- Kraftfahrtbundesamt, Flensburg 2015
- MARCOGAZ: Recommendation; Injection of Gases from Non-Conventional Sources into Gas Networks. Paris, 15. Dez. 2006
- Mühlen, H.-J.; Kubiak, H.: Allotherme Biomassevergasung: Das Potenzial der Brennstoffzelle. VDI-Berichte Nr. 1588, S. 207 – 219
- Taschenbuch für das Gas- und Wasserfach. München
- Thielen, W.: verschiedene Quellen und eigene Berechnungen. 2015
- VDZ Spitzenverband der Gebäudetechnik – Projektforum, Oschatz 2014
- Weiland, P.: Grundlagen der Methangärung – Biologie und Substrate. VDI-Berichte Nr. 1620, 2001, S. 19 – 32
- Wuppertal-Institut et al.: Biomassepotenziale in Deutschland. Studie des Wuppertal-Instituts, des IE Leipzig, des Fraunhofer Instituts UMSICHT, Oberhausen und des GWI, Essen im Auftrag von DVGW, BGW, Fachverband Biogas und Deutscher Bauernverband. Januar 2006

Endnoten

- ¹ Heizwertbezogene Emissionsfaktoren E_{CO_2} ; Def. s. Kap. 3.3.3, Gl 3.3.21/22.
- ² Das DVGW-Regelwerk unterscheidet DVGW-Arbeitsblätter, DVGW-Merkblätter und DVGW-Hinweise mit jeweils unterschiedlichem Charakter ihrer Verbindlichkeit (Kap. 12.4.3.2). Wir verwenden in diesem Buch i. A. die Kurzbezeichnung DVGW-G ...

2

Eigenschaften und Austausch von Brenngasen

■ 2.1 Gaszustand

2.1.1 Bezugszustände, 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 $t_n = 0\text{ °C}$ und den Normdruck $p_n = 1,01325\text{ bar}$ vereinbart. Dieser Zustand wird in vielen Ländern, u. a. in Deutschland, im Allgemeinen als Bezugszustand bei der Angabe von Gasmengen und Kennwerten verwendet. International weit verbreitet ist aber auch die Referenztemperatur $t_{\text{ref}} = 15\text{ °C}$ anstelle von $t_n = 0\text{ °C}$.¹ In selteneren Fällen, insbesondere bei chemischen Reaktionen, dient der *chemische Standardzustand*² mit 25 °C und $1,00\text{ bar}$ (bisher auch $1,01325\text{ bar}$) 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) geschehen. Die Zahl der Moleküle, die diese Stoffmenge n enthält, ist durch die *Avogadro-* oder *Loschmidt-Konstante* festgelegt:

$$N_A = 6,022 \cdot 10^{26} \frac{1}{\text{kmol}}$$

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 ; $1,01325\text{ bar}$) einnimmt. In der Gaswirtschaft ist diese Mengenangabe üblich.

Tafel 2.1 Kennwerte von Brenngasen* (TRF 2012, Günther 1974, Günther 1972, Cerbe/Wilhelms 2013, Recknagel 2007, VDI 2008, D'Ans/Lax 1983 – 1998, CIT, gwi, gwf, DIN, DBI, E.ON Ruhrgas, Auer 1999)

Brenngas	Chemisches Symbol	Molare Masse	Spezielle Gas-konstante	Real-gas-faktor im Norm-zustand	Molares Norm-volumen	Dichte im Norm-zustand	Relative Dichte im Norm-zustand	Brennwert im Normzustand*		Heizwert im Normzustand*	
		M	R_i	Z_n	V_{mn}	ρ_n	d_n	$H_{s,n}$		$H_{i,n}$	
		$\frac{\text{kg}}{\text{kmol}}$	$\frac{\text{J}}{\text{kg K}}$	-	$\frac{\text{m}^3}{\text{kmol}}$	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	-	$\frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}$	$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$	$\frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}$	$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$
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 ₂ H ₂	26,038	319,32	0,991	22,212	1,1722	0,907	58,573	16,270	56,591	15,720
Ethen (Ethylen)	C ₂ H ₄	28,054	296,38	0,9925	22,246	1,2611	0,975	63,435	17,621	59,478	16,522
Ethan	C ₂ H ₆	30,070	276,51	0,9900	22,190	1,3551	1,048	70,333	19,537	64,382	17,884
Propen (Propylen)	C ₃ H ₆	42,081	197,58	0,981	21,988	1,9138	1,480	93,596	25,999	87,591	24,331
Propan	C ₃ H ₈	44,097	188,55	0,9789	21,941	2,010	1,554	101,142	28,095	93,118	25,866
n-Butan	C ₄ H ₁₀	58,123	143,05	0,9572	21,455	2,709	2,095	134,115	37,252	123,857	34,405
n-Pentan	C ₅ H ₁₂	72,150	115,24	0,918	(20,576)	(3,506)	(2,712)	(171,84)	(47,73)	(159,00)	(44,17)
n-Hexan	C ₆ H ₁₄	86,177	96,48	0,892	(19,993)	(4,310)	(3,334)	(209,82)	(58,28)	(194,41)	(54,00)
Hochofengas	Zusammen-	30,466	272,91	0,999	22,386	1,361	1,053	3,229	0,897	3,148	0,874
Kokereigas	setzung	11,527	721,28	1,000	22,406	0,514	0,398	19,808	5,502	17,609	4,891
Erdgas L	nach	18,532	448,66	0,998	22,363	0,829	0,641	35,186	9,774	31,749	8,819
Erdgas H	Tafel 1.1 in Mol.-%	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.

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} .

$$V_{mn} = 22,4141 \frac{\text{m}^3}{\text{kmol}} \approx 22,4 \frac{\text{m}^3}{\text{kmol}} \quad \text{für das ideale Gas}^3 \quad (\text{Gl 2.1.1})$$

Bei nichtidealen (realen) Gasen weicht das molare Normvolumen V_{mn} etwas von 22,4 m³/kmol ab (Tafel 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 :

$$m = nM \quad (\text{Gl 2.1.2})$$

$$V_n = nV_{mn} \quad (\text{Gl 2.1.3})$$

$$m = \rho_n V_n \quad (\text{Gl 2.1.4})$$

Oberer Wobbeindex im Normzustand*		Unterer Wobbeindex im Normzustand**		Zündtemperatur in Luft	Zündgrenze in Luft (20 °C)		Max. Flammgeschwindigkeit (laminar, Luft)	Spezifische Wärmekapazität bei 0 °C		Viskosität bei 20 °C		Methanzahl
$W_{s,n}$		$W_{i,n}$			t_z	$\rho_n = 1,01325 \text{ bar}$		c_p	c_v	dynamische	kinematische bei 1 bar	
$\frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}$	$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$	$\frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}$	$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$	°C		c_{zu}	c_{zo}					$\frac{\text{cm}}{\text{s}}$
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.

In Gl 2.1.4 ist ρ_n die *Dichte* im physikalischen Normzustand; sie kann aus der molaren Masse berechnet werden:

$$\rho_n = \frac{M}{V_{mn}} \quad (\text{Gl 2.1.5})$$

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

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (\text{Gl 2.1.6})$$

$$v = \frac{1}{\rho} = \frac{V}{m} \quad (\text{Gl 2.1.7})$$

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

$$p = p_{\text{amb}} + p_e \quad (\text{Gl 2.1.8})$$

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



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 Gl 2.1.2:

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

Normvolumen nach Gl 2.1.4 oder Gl 2.1.3:

$$(\text{Gl 2.1.4}) V_n = \frac{m}{\rho_n} = \frac{11 \text{ kg}}{2,010 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = \underline{5,47 \text{ m}^3}$$

oder

$$(\text{Gl 2.1.3}) V_n = nV_{mn} = 0,2495 \text{ kmol} \cdot 21,941 \frac{\text{m}^3}{\text{kmol}} = \underline{5,47 \text{ m}^3}$$

Werte für M , ρ_n und V_{mn} s. Tafel 2.1.

2.1.2 Ideales und reales Verhalten

Ein Gas, das die *thermische Zustandsgleichung*

$$pv = R_i T \quad (\text{Gl 2.1.9})$$

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 Gas-konstante* 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

$$pV = mR_i T \quad (\text{Gl 2.1.10})$$

$$pV_m = MR_i T = R_o T \quad (\text{Gl 2.1.11})$$

Tafel 2.2 Durchschnittswerte einiger Erdgase in Deutschland
(Beispielwerte nach DVGW-G 260 (Entwurf Stand 01.2008))

		Zusammensetzung							Kennwerte			
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	CO ₂	N ₂	O ₂	Brennwert $H_{s,n}$	oberer Wobbe- index $W_{s,n}$	Dichte im Norm- zustand ρ_n	Methan- zahl MZ ($\pm Z$)
		Vol.-%	Vol.-%	Vol.-%	Vol.-%	Vol.-%	Vol.-%	Vol.-%	kW h/m ³	kW h/m ³	kg/m ³	($\pm Z$)
Gasgruppe H	Russland	98,3	0,5	0,2	0,1	0,1	0,8	0	11,1	14,8	0,74	89
	Nordsee I	88,6	8,4	1,7	0,7	0	0,6	0	12,2	15,4	0,81	72
	Nordsee II	83,0	11,6	3,1	0,5	0,3	1,5	0	12,5	15,4	0,85	68
	Verbundgas	88,6	5,3	1,4	0,6	1,4	2,7	0	11,5	14,5	0,81	78
	Russland + Propan/Luft	59,7	0,06	20,25	0,3	0,06	15,57	4,06	12,4	13,5	1,1	47
	Russland + Butan/Luft	66,9	0,07	0,14	13,39	0,07	15,55	3,88	12,4	13,5	1,1	36
Gasgruppe L	Holland I	81,3	2,8	0,4	0,3	1,0	14,2	0	9,8	12,2	0,83	90
	Holland II	82,9	3,7	0,7	0,3	1,3	11,1	0	10,2	12,8	0,83	86
	Osthannover	79,5	1,1	0,1	0	0,7	18,6	0	9,1	11,3	0,83	101
	Holland I + Propan/Luft	47,1	1,6	19,2	0,17	0,58	26,5	4,85	11,0	11,6	1,16	51
	Holland I + Butan/Luft	53,6	1,8	0,26	12,4	0,66	26,6	4,68	11,0	11,6	1,16	36

Hierin ist R_0 die *molare oder universelle Gaskonstante*, die für alle idealen Gase den gleichen Wert hat. Dieser ist nach DIN 1304 (03.94)

$$R_0 = MR_1 = 8,31451 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol K}} \quad (\text{Gl 2.1.12})$$

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).

$$pV_r = ZR_1T \quad \text{für 1 kg} \quad (\text{Gl 2.1.13a})$$

$$pV_{mr} = ZR_0T \quad \text{für 1 kmol} \quad (\text{Gl 2.1.13b})$$

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

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

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

$$p_n v_{nr} = Z_n R_1 T_n \quad \text{für 1 kg} \quad (\text{Gl 2.1.14a})$$

$$p_n V_{mnr} = Z_n R_0 T_n \quad \text{für 1 kmol} \quad (\text{Gl 2.1.14b})$$

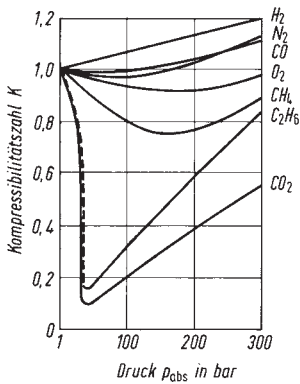
Bezieht man den Realgasfaktor Z eines beliebigen Zustandes auf Z_n im Normzustand, so erhält man die Kompressibilitätszahl K :⁶

$$K = \frac{Z}{Z_n} = \frac{p v_r T_n}{p_n v_{nr} T} = \frac{p \rho_r T_n}{p_n \rho_r T} \quad (\text{Gl 2.1.15a})$$

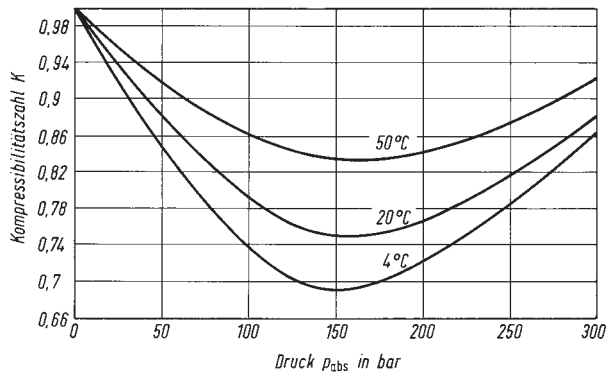
$$\rho_r = \rho_{nr} \frac{p T_n}{p_n T} \frac{1}{K} \quad (\text{Gl 2.1.15b})$$

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 (11.2006), DVGW-G 486-B1/B2 (08.1992 bzw. 12.2005) oder DIN ISO 12213 (01.2010) möglich. Das SGERG-Verfahren ist nach DVGW-G 486-B2 auf „typische“ Erdgaszusammensetzungen beschränkt, da typische Zusammenhänge zwischen den Stoffmengenkonzentrationen vorausgesetzt werden. Dagegen basiert das in der DIN ISO 12213 (01.2010) genormte AGA8-Verfahren auf einer Vollanalyse.

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

$$K \approx 1 - \frac{p_{\text{abs}}}{450 \text{ bar}} \quad \text{für Erdgas} \quad (\text{Gl 2.1.16a})$$

$$K \approx 1 + \frac{p_{\text{abs}}}{6200 \text{ bar}} \quad \text{für Kokereigas} \quad (\text{Gl 2.1.16b})$$

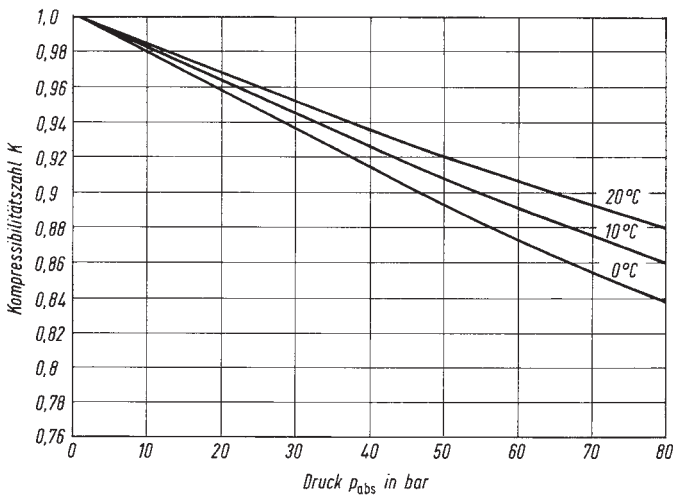
Genauere Werte für Erdgas können Bild 2.2 entnommen werden, das auf der *Standard-GERG-88-Virialgleichung* gemäß DVGW-G 486 (08.1992) basiert.

Das reale Volumen des - evtl. auch feuchten - Gases eines beliebigen Zustandes V_r kann in das *reale Normvolumen* V_{nr} des *trockenen Gases* aus Gl 2.1.15 umgerechnet werden, auf das in der Regel die Kennwerte bezogen sind.

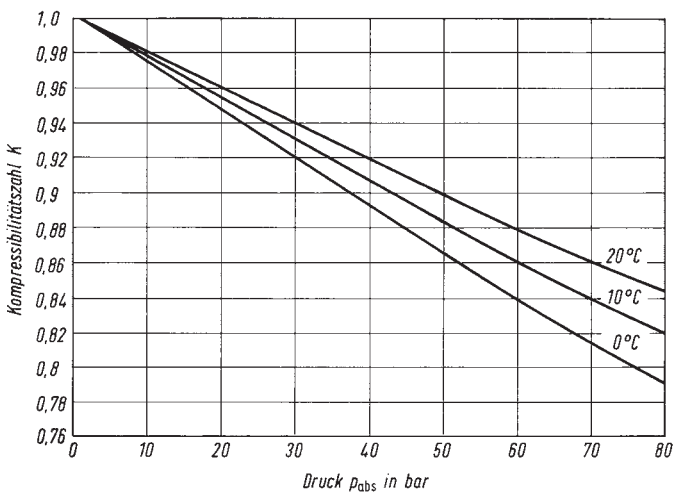
$$V_{nr} = V_r \frac{p_G T_n}{p_n T} \frac{1}{K} = V_r U_z \quad (\text{Gl 2.1.17})$$

U_z wird *Volumen-Umwertefaktor* oder *Zustandszahl* genannt. U_z wird bei der Gasmenngemessung erfasst und dient zur Umrechnung des gemessenen Volumens V_r in das Volumen im Normzustand V_{nr} .

$$U_z = \frac{V_{nr}}{V_r} = \frac{p_G T_n}{p_n T} \frac{1}{K} \quad (\text{Gl 2.1.18a})$$



a) Erdgas L



b) Erdgas H

Bild 2.2 Kompressibilitätszahl K für Erdgas (gem. Tafel 1.1) nach dem GERG 88-Rechenverfahren (E.ON Ruhrgas)

U_z kann auch aus den Dichten im Betriebszustand ρ_r und im Normzustand ρ_{nr} (Gl 2.1.15) berechnet werden:

$$U_z = \frac{\rho_r}{\rho_{nr}} \quad (\text{Gl 2.1.18b})$$

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 Wasserdampfdrucks $p_D = \varphi p_S$ ergibt (ideales Gasverhalten vorausgesetzt):⁷

$$p_G = p_{\text{amb}} + p_e - \varphi p_S \quad (\text{Gl 2.1.19})$$

Hierin ist φ die *relative Gasfeuchte*; Definition:

$$\varphi = \frac{p_D}{p_S} \quad (\text{Gl 2.1.20a})$$

mit dem Wasserdampfdruck p_D - bei Sättigung p_S . Bei kleinen Wasserdampfdrücken kann H_2O als ideales Gas betrachtet werden. Dann gilt auch

$$\varphi = \frac{\rho_D}{\rho_S} \quad (\text{Gl 2.1.20b})$$

mit der absoluten Gasfeuchtigkeit ρ_D - bei Sättigung ρ_S . Werte für p_S und ρ_S (Tafel 2.3) sind für die jeweilige Gastemperatur anzusetzen. Bei bekannter Wasserdampfmasse je m^3 *feuchten Gases im Betriebszustand* ρ_D kann die relative Feuchte φ somit nach Gl 2.1.20b ermittelt werden.⁸

Ist dagegen die absolute Feuchte im Normzustand des feuchten Gases $\rho_{Dn,f}$ bekannt, so muss zunächst ρ_D für den Betriebszustand ermittelt werden. Entsprechend Gl 2.1.15b gilt

$$\rho_D = \rho_{Dn,f} \frac{p T_n}{p_n T} \quad (\text{Gl 2.1.21})$$

Hierin ist p der Absolutdruck des feuchten Gases, $p = p_{\text{amb}} + p_e$. Anschließend kann φ nach Gl 2.1.20b ermittelt werden. Eine Vereinfachung ergibt sich, wenn man in Gl 2.1.20b ρ_S durch die Wasserdampfdichte im physikalischen Normzustand

$$\rho_{\text{H}_2\text{O},n} = \frac{p_n M_{\text{H}_2\text{O}}}{R_o T_n} = \frac{1,01325 \cdot 10^5 \text{ N} \cdot 18,015268 \text{ kg kmol K}}{\text{m}^2 \text{ kmol} \cdot 8314,472 \text{ J} \cdot 273,15 \text{ K}} \cdot \frac{\text{J}}{\text{Nm}} = 0,8038 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

ersetzt:

$$\rho_S = \rho_{\text{H}_2\text{O},n} \frac{p_S T_n}{p_n T_S}$$

ρ_S und ρ_D (Gl 2.1.21) werden in Gl 2.1.20b eingeführt, wobei $T_S = T$ die Gastemperatur ist, wie im Anschluss an Gl 2.1.20b erläutert wurde.

$$\varphi = \frac{\rho_{Dn,f} \cdot p}{\rho_{\text{H}_2\text{O},n} \cdot p_S} \cdot \frac{1}{K} = \frac{\rho_{Dn,f} \cdot p}{0,8038 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot p_S} \cdot \frac{1}{K} \quad (\text{Gl 2.1.22})$$

Tafel 2.3 Teildruck des Wasserdampfes p_s und absolute Feuchtigkeit ρ_s in gesättigten Gasen (Cerbe/Wilhelms 2013)

t	p_s	ρ_s	t	p_s	ρ_s
$^{\circ}\text{C}$	bar	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	$^{\circ}\text{C}$	bar	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
-20	0,001039	0,000884	26	0,033637	0,024404
-18	0,001249	0,001061	27	0,035679	0,025801
-16	0,001507	0,001270	28	0,037828	0,027266
-14	0,001812	0,001515	29	0,040089	0,028802
-12	0,002173	0,001804	30	0,042467	0,030412
-10	0,002599	0,002141	32	0,047592	0,033864
-8	0,003100	0,002534	34	0,053247	0,037647
-6	0,003687	0,002992	36	0,059475	0,041785
-4	0,004375	0,003523	38	0,066324	0,046306
-2	0,005177	0,004139	40	0,073844	0,051237
0	0,006112	0,004851	42	0,082090	0,056608
1	0,006571	0,005196	44	0,091118	0,062451
2	0,007060	0,005563	46	0,100988	0,068797
3	0,007581	0,005952	48	0,111764	0,075682
4	0,008135	0,006365	50	0,123513	0,083140
5	0,008726	0,006802	52	0,136305	0,091210
6	0,009354	0,007265	54	0,150215	0,099931
7	0,010021	0,007756	56	0,165322	0,109344
8	0,010730	0,008276	58	0,181704	0,119492
9	0,011483	0,008825	60	0,199458	0,130418
10	0,012282	0,009407	62	0,218664	0,142170
11	0,013129	0,010021	64	0,239421	0,154795
12	0,014028	0,010670	66	0,261827	0,168344
13	0,014981	0,011355	68	0,285986	0,182869
14	0,015989	0,012078	70	0,312006	0,198423
15	0,017057	0,012840	72	0,340001	0,215063
16	0,018188	0,013644	74	0,370088	0,232846
17	0,019383	0,014491	76	0,402389	0,251832
18	0,020647	0,015384	78	0,437031	0,272083
19	0,021982	0,016324	80	0,474147	0,293663
20	0,023392	0,017313	90	0,701824	0,423882
21	0,024881	0,018353	100	1,014180	0,598136
22	0,026452	0,019447			
23	0,028109	0,020596			
24	0,029856	0,021804			
25	0,031697	0,023073			

Insbesondere wenn die Abtrennung von Wasserdampf aus einem Gasstrom berechnet werden soll, ist es günstig, die Masse des Dampfes nicht wie bei $\rho_{Dn,f}$ auf das Normvolumen des Gemisches,

$$\rho_{Dn,f} = \frac{m_D}{V_n}$$

sondern auf das trockene Normvolumen zu beziehen:

$$\rho_{Dn,t} = \frac{m_D}{V_n - V_D}$$

Setzt man diese Definition zu der von $\rho_{Dn,f}$ ins Verhältnis, so erhält man die Umrechnungsvorschrift

$$\rho_{Dn,t} = \rho_{Dn,f} \frac{1}{1 - \frac{\rho_{Dn,f}}{\rho_{H_2O,n}}} \quad (\text{Gl 2.1.23})$$

Einsetzen von Gl 2.1.23 in Gl 2.1.22 ermöglicht die Berechnung der relativen Feuchte aus $\rho_{Dn,t}$:

$$\varphi = \frac{\rho_{Dn,t}}{\rho_{H_2O,n} + \rho_{Dn,t}} \frac{1}{K} \frac{p}{p_s} \quad (\text{Gl 2.1.24})$$

Die zur Ermittlung der relativen Feuchte angegebenen Gleichungen gelten für geringe Wasserdampfdrucke.

Die Temperatur, bei der durch isobare Kühlung eines Gases bei konstant bleibendem Wasserdampfgehalt gerade Sättigung erreicht wird, heißt *Taupunkttemperatur* t_τ (vgl. Beispiel 2.5).

Bei der *Drosselung* eines idealen Gases bleibt die Temperatur konstant, reales Gas kühlt sich i. A. dabei ab (*Joule-Thomson-Effekt*)⁹. Die Abkühlung ist besonders bei der Druckregelung von Erdgas zu beachten (Kap. 5.2.1.3).



Beispiel 2.2:

Ein Gasversorgungsunternehmen übernimmt von einer Ferngasgesellschaft stündlich ein Gasvolumen von 10 000 m³ Erdgas bei 8 bar Überdruck, 10 °C, relative Feuchte 20% (Messzustand).

Barometerstand 980 mbar.

Wie groß ist das stündlich übernommene reale Normvolumen?

Lösung: Das reale Normvolumen ergibt sich aus dem realen Volumen nach Gl 2.1.17.

Hierin ist nach Gl 2.1.19

$$p_G = p_{amb} + p_e - \varphi \cdot p_s$$

$$p_G = (0,98 + 8,0 - 0,2 \cdot 0,012282) \text{ bar} = 8,9775 \text{ bar}$$

$$\text{mit } p_s = 0,012282 \text{ bar für } t = 10 \text{ °C (Tafel 2.3)}$$