

Werner Hermeling

Handbuch für den LNG- und CNG-Praktiker

Liquefied Natural Gas in der Anwendung

EBOOK INSIDE

 Springer Vieweg

Handbuch für den LNG- und CNG-Praktiker

Werner Hermeling

Handbuch für den LNG- und CNG-Praktiker

Liquefied Natural Gas in der Anwendung

Werner Hermeling
Neusiedl am See, Österreich

ISBN 978-3-658-28550-0 ISBN 978-3-658-28551-7 (eBook)
<https://doi.org/10.1007/978-3-658-28551-7>

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

Springer Vieweg

© Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, ein Teil von Springer Nature 2020

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrechtsgesetz zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Verlags. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Bearbeitungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von allgemein beschreibenden Bezeichnungen, Marken, Unternehmensnamen etc. in diesem Werk bedeutet nicht, dass diese frei durch jedermann benutzt werden dürfen. Die Berechtigung zur Benutzung unterliegt, auch ohne gesonderten Hinweis hierzu, den Regeln des Markenrechts. Die Rechte des jeweiligen Zeicheninhabers sind zu beachten.

Der Verlag, die Autoren und die Herausgeber gehen davon aus, dass die Angaben und Informationen in diesem Werk zum Zeitpunkt der Veröffentlichung vollständig und korrekt sind. Weder der Verlag, noch die Autoren oder die Herausgeber übernehmen, ausdrücklich oder implizit, Gewähr für den Inhalt des Werkes, etwaige Fehler oder Äußerungen. Der Verlag bleibt im Hinblick auf geografische Zuordnungen und Gebietsbezeichnungen in veröffentlichten Karten und Institutionsadressen neutral.

Lektorat: Dr. Daniel Fröhlich

Springer Vieweg ist ein Imprint der eingetragenen Gesellschaft Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH und ist ein Teil von Springer Nature.

Die Anschrift der Gesellschaft ist: Abraham-Lincoln-Str. 46, 65189 Wiesbaden, Germany

Vorwort

Das vorliegende Buch möchte dem Praktiker, dem Anlagenbauer, dem Investitionsentscheider und dem Anlagenmonteur technische und wirtschaftliche Erkenntnisse und Überlegungen zu LNG und CNG, sowie Bio-LNG und Bio-CNG vermitteln, die ich allgemein für tiefkalt verflüssigte und komprimierte Gase während meiner Tätigkeit bei der Firma Messer Griesheim, der heutigen Messer Group und deren Tochterunternehmen sammeln konnte. Viele Aussagen treffen neben LNG auch für Luftgase und Reinstgase zu, unabhängig davon, ob flüssig oder gasförmig.

Der Energieträger LNG ist ein neues Produkt u. a. im deutschen Markt. Daher ist besondere Sorgfalt bei der Bearbeitung von Projekten und dem Bau von Anlagen eine der wichtigsten Voraussetzungen. Mit meinen Teams stellte ich Überlegungen zur Arbeitssicherheit an, deren Beachtung ich für notwendig halte. Teilweise fanden sie noch keinen Niederschlag in den Regelwerken. Wir haben Vorrichtungen entwickelt, die mit bestem Ergebnis erprobt wurden und in den Markt eingeführt werden müssen, denn sie machen Prozesse sicherer und dazu noch wirtschaftlicher. Der Leser erfährt meine persönlichen Erfahrungen, die teilweise in einer Vielzahl meiner Patente beschrieben werden.

Leider musste ich von schlimmen Unfällen hören, die alle beim richtigen Umgang mit tiefkalt verflüssigten Gasen vermeidbar gewesen wären. Ähnliches auszuschließen ist ein weiteres wichtiges Anliegen des Buches. Deshalb habe ich einen eigenen Abschnitt den Schulungsempfehlungen gewidmet. Mir ist bewusst, dass Vieles nicht erwähnt bzw. beschrieben wurde, aber an einer Stelle musste ich einen Punkt setzen. Der Praktiker, der neu in die Materie LNG und CNG einsteigt, wird sich jetzt und zukünftig vertiefendes Wissen in der einschlägigen Fachliteratur und den Facharbeitskreisen aneignen.

Das Potenzial von LNG wird nach meinen Kenntnissen im mitteleuropäischen Raum und mit großer Wahrscheinlichkeit auch darüber hinaus nur bedingt ausgeschöpft. Daher sollte es anregen, sich den Herausforderungen des LNG zu stellen und nicht den kritischen Gedanken mit der Begründung zur Seite zu legen – „weil es schon immer so gemacht wurde“.

Nun erlaube ich mir, besonders meinen direkten und indirekten Helfern zu danken. Mein besonderer Dank geht an Herrn Peter Suchy, der vielfache Erkenntnisse als äußerst innovativer Investor mit einmaliger Großzügigkeit getragen hat, an Herrn Thorsten Hoppestock, einem begnadeten Techniker, der mit seinem Wissen zum Erfolg der Einführung eines neuen Systems maßgeblich beitrug und Herrn Dr.-Ing. Gilbert Meyer, der mir bei der Strukturierung des Inhalts Ratschläge erteilte.

Besonderes Glück hatte ich mit meinem Lektor beim Verlag Springer Vieweg, Herrn Dr. Fröhlich, der mir als schreibendem Neuling in sehr motivierender Weise vermittelte, wie ein Buch zu gestalten ist.

Meine Frau Katharina stand mir stets bei und half über viele Passagen, aus meinem Technikerdeutsch ein für jeden verständliches zu machen. Es ist ein Gemeinschaftswerk vieler weiterer Ungenannter, allen ganz herzlichen Dank. Das Schreiben hat mir Freude gemacht.

Meine getroffenen Aussagen müssen nicht unbedingt Bestätigung des Lesenden finden, habe jedoch stets meine Überlegungen mit den theoretischen Erkenntnissen untermauert. Ich wäre dankbar, sollte ich trotz alledem bestimmte Dinge anders eingeschätzt haben, mich davon zu unterrichten.

Neusiedl am See,
August 2019

Inhaltsverzeichnis

1	LNG und dessen Thermodynamik	1
1.1	LNG	1
1.1.1	Was ist LNG?	1
1.1.2	Biogas – Bio-LNG	2
1.1.3	Entstehung des Erdgases	5
1.2	Bedeutung des LNG	5
1.3	Rohrleitungsgas und dessen Bedeutung	9
	Literatur	11
2	Die wichtigsten thermodynamischen Prozesse in der Herstellung, dem Transport und der Lagerung von LNG	13
2.1	Adiabate Kühlung	13
2.2	Mischkondensation	17
2.3	Entspannungsenergie, der Joule-Thomson-Effekt	20
2.4	Kompressionsenergie	21
2.5	Der kritische Punkt	22
2.6	Das thermodynamische Gleichgewicht	24
2.7	Die Isobare unterhalb des kritischen Punktes	25
2.8	Die Verflüssigung von LNG	27
	Literatur	29
3	LNG – von der Quelle zum Endkunden	31
3.1	Verflüssigung an der Quelle und Transport in den Hub	31
3.2	LNG-Transport zum Endkunden	36
3.2.1	Der LNG-Straßentankwagen	37
3.3	LNG-Betankung beim Endkunden	42
3.4	Geschlossenes und offenes Schlauchsystem	43
3.4.1	Das offene Schlauchsystem	44
3.4.2	Das geschlossene Schlauchsystem	46

3.5	Betanken von oben	47
3.6	Betanken von unten	50
3.7	Das Betanken bei Aufrechterhaltung des Prozessdrucks	51
	Literatur	52
4	Betriebsführung	53
4.1	Die kontinuierliche Betriebsführung	53
4.2	Die diskontinuierliche Betriebsführung	54
5	LNG-Anwendungen	57
5.1	LNG-Versorgungsanlagen	60
5.1.1	Funktionsprinzip Modul 1	60
5.1.2	Funktionsprinzip Modul 2	62
5.1.3	Funktionsprinzip Modul 3	64
5.1.4	Funktionsprinzip Netzeinspeisung/Netzstabilisierung	65
5.1.5	Mobile Notversorgung	67
5.2	Möglichkeiten der Gaskompression	68
5.2.1	Gaskomprimierung mit Kompressor, Kryopumpe und Liqui-Flow-Verfahren	69
5.2.2	Gaskomprimierung mit Kryohochdruckkolbenpumpe	75
5.2.3	Gaskompression mit dem Liqui-Flow-Verfahren	84
5.3	CNG-Tankstellen	88
5.3.1	Erdgastankstellen mit Kompressor	88
5.3.2	Erdgastankstelle mit Kryopumpe	89
5.3.3	Erdgastankstellen mit Liqui-Flow-Verfahren	90
5.4	Satelliten-Erdgastankstelle	93
5.4.1	Füllen von Erdgasflaschen, Erdgasbündel und Erdgastrailer	96
5.4.2	Energiebedarf der Satelliten-Erdgastankstelle	97
5.5	Bedeutung der Haltedruckhöhe im Liqui-Flow-Verfahren und für Hochdruckkolbenpumpen	98
	Literatur	99
6	Die thermodynamische Betrachtung des vakuumisolierten Tiefemperaturtanks	101
6.1	Allgemeines zur thermodynamischen Funktion eines Tanks	101
6.1.1	Die thermodynamische Funktion des Pumpentanks	105
6.1.2	Die thermodynamische Funktion des Kältetanks	108
6.1.3	Die thermodynamische Funktion des Kaltvergasers	109
6.2	Die konstruktive Beschreibung des vakuumisolierten Tanks	110
6.2.1	Allgemeines	110
6.2.2	Tankbauarten	113
6.2.3	Bedeutung des Tankdrucks	117
	Literatur	119

7	Sensorik in einer LNG-Anlage	121
7.1	Füllstandsmessgeräte	123
7.1.1	Differenzdruckfüllstandsmessgerät	123
7.1.2	Gravimetrische Füllstandsmessung	127
7.2	Temperaturmessung	128
7.3	Massendurchflussmessgeräte	128
7.3.1	Coriolis-Messgerät	129
7.3.2	Massendurchfluss mittels Druckverlustmessung	130
8	Ausrüstungen einer LNG-Anlage	131
8.1	Ventile im tiefkalten Flüssigbereich und in der Gasphase	131
8.2	Rückschlagventil	133
8.3	Gasdruckregler	135
8.3.1	Gasdruckregler, einfacher	138
8.3.2	Gasdruckregler mit Doppelfunktion	138
8.4	Luftverdampfer	140
8.5	Gasvorwärmer in KWK-Anlagen oder in Anlagen mit Gasbrenner	142
8.6	Odorieranlagen und Odorierung	143
9	Sicherheitseinrichtungen	147
9.1	Sicherheitsventile	147
9.1.1	Sicherheitsventile (SV) in der Anlage	147
9.1.2	Sicherheitswechselventil des Tanks	152
9.1.3	Integrierte Sicherheitsabsperrarmatur in Gasdruckregelgeräten	154
9.2	Prozessüberdruckventil am Tank	155
9.3	Sicherheitsabsperrarmatur des Tanks	156
9.4	Einstellung der Öffnungsdrücke der Sicherheitseinrichtungen am Tank	159
9.5	Überfüllsicherung	160
9.6	Überfüllsicherung	161
9.6.1	Überfüllsicherung durch Gasdruckaufbau	161
9.6.2	Überfüllsicherung durch Gasdruckaufbau als Nachrüstung	163
9.7	Abgasführung	164
9.8	Gaswarnanlagen	165
9.9	Peilrohre am LNG-Tank	165
10	Konstruktive Beschreibung der Schlauchkupplungen zur Tankbefüllung	167
10.1	Kuppeln offener Systeme	168
10.2	Kuppeln geschlossener Systeme	168
10.2.1	Kupplungen mit Totraum	169
10.2.2	Kupplungen ohne Totraum	170

11	Isolierungen	177
11.1	Feststoffisolierung	178
11.1.1	Vakuumpaneele	178
11.1.2	Matten mit Faserstruktur	181
11.1.3	Matten aus Kautschukverbindungen	182
11.1.4	Foamglas®-Isolierung	183
11.1.5	Isolierungen aus Polyisocyanurat (PIR)	184
11.2	Vakuumisolierungen	185
11.2.1	Vakuumisolierungen für Behälter und Rohre	185
11.2.2	Vakuumisolierungen für Armaturen	188
11.2.3	Vakuumisolierte Schläuche	188
11.2.4	Wartung und Kontrolle:	188
	Literatur	189
12	Elektrische Erdungen	191
12.1	Schutzerdung der Anlage	192
12.2	Erdung zur Befüllung	192
12.3	Funktionserdung im laufenden Betrieb	193
13	Markante Prozessstörungen	195
13.1	Luft im Schlauch	195
13.2	Gasblasen in der Flüssigkeitsleitung	196
13.3	Vereisungen	197
13.4	Produkt fließt nicht in die Pumpe bz. in die Druckschleuse einer Liqui-Flow-Anlage	197
13.5	Kryopumpe fördert nicht	198
14	Anlagenplanung	199
14.1	Erdgasversorgungsanlage	199
14.2	Erdgastankstellen	200
14.2.1	Montage, Errichtung und Wartung	202
14.3	Ausführung von Rohrverbindungen und Armaturenanschlüsse	203
14.4	Entscheidungshilfe zur Auswahl der Anlagengröße einer Liqui-Flow-Tankstelle	204
14.5	Kosten einer Anlage	206
14.5.1	Allgemeine Hinweise	206
14.5.2	Investitions- oder Fixkosten	206
14.5.3	Variable Kosten	207
14.5.4	Betriebskosten	208
	Literatur	210

15 Inbetriebnahme und Außerbetriebnahme einer LNG-Anlage	211
15.1 Vorbereitende Maßnahmen zur Inbetriebnahme	211
15.2 Befüllung und Anfahren der Anlage	212
15.3 Außerbetriebnahme einer LNG-Anlage.....	214
16 Schulungsempfehlung	217
16.1 Themenempfehlung für Schulungsthemen für den Anlagenbetreiber . . .	218
16.2 Themenempfehlung für Personenschutz des Kunden an der Tankstelle . . .	219
16.3 Themenempfehlung für Schulungsthemen für das Betriebspersonal vor Ort	220
16.4 Themenempfehlung für Schulungsthemen für das Service- und Reparaturpersonal	220
16.5 Einmann-Arbeitsplatz	221
Literatur.....	223
17 Besondere Hinweise und Vorsichtsmaßnahmen	225
17.1 Arbeitsschutzkleidung	225
17.2 Berührung und Hautkontakt mit flüssigkeitsführenden Leitungen	226
17.3 Löschen einer Erdgasflamme.....	227
17.4 Schadensszenarien	227
17.5 Austretendes LNG oder Gas	228
17.6 Beeinflussung der Umwelt.....	229
17.7 Eingeschlossenes LNG	229
Literatur.....	229
Regelwerke, Links	231
Weiterführende Hinweise	233
Synonyme	235
Stichwortverzeichnis	239



1.1 LNG

1.1.1 Was ist LNG?

LNG ist die englische Abkürzung für verflüssigtes Erdgas (Liquefied Natural Gas), welches in dieser Form zu den tiefkalt verflüssigten Gasen gehört. An der Quelle, d. h. im Gas- bzw. Ölfeld, erfolgt mit sehr viel Energie die Verflüssigung aus der Gasphase. Von dort wird es bei ca. -161 °C (Siedetemperatur bei Atmosphärendruck) mit Schiffen zu den Kunden in Europa, Japan, China usw. gebracht. Dort wird das LNG in großen Tankanlagen bei Atmosphärendruck zwischengelagert oder direkt zum Transport in den Gasfernleitungen regasifiziert. (siehe [13]).

- ▶ **Gefahrenhinweis:** LNG ist tiefkalt und verdampft umgehend in der Umgebung zu einem erstickend wirkendem, aber ungiftigen, geruchlosen Gas. Dieses ist leichter als Luft, steigt auf und verdünnt sich zu einem zündfähigen, explosiven Gas-Luft-Gemisch!

Zur Gruppe der tiefkalt verflüssigten Gase gehört auch Biogas, denn auch dessen Verflüssigung erfolgt ausschließlich durch Kälte. Biogas ist ein Gasgemisch mit einem anfänglich geringen Methananteil, der durch Reinigung auf bis zu 99 % ansteigt. Damit ist Biogas chemisch wie physikalisch dem natürlich aus dem Erdreich kommenden Gas sehr ähnlich. Sie unterscheiden sich durch die Entstehung und Zusammensetzung der kalorisch wirksamen Anteile.

Tiefkalt verflüssigte Gase verdampfen bei Energiezufuhr äußerst schnell. Deshalb müssen die Lagertanks sehr gut isoliert sein. Tritt das flüssige Gas z. B. beim Betankungsprozess an der Kupplung oder über ein undichtes Ventil aus dem Tank unkontrolliert aus,

verdampft es schlagartig. Die dazu erforderliche Verdampfungswärme entzieht es der Umgebung. Das zeigt sich durch Eisbildung an den Stellen des Austritts.

LNG und wie auch Bio-LNG (verflüssigtes Biogas) sind ein Gemisch verschiedener Kohlenwasserstoffe, deren Hauptbestandteil Methan (CH_4) ist und das sich je nach Quelle in ihrer prozentualen Zusammensetzung unterscheidet (siehe [1]). Das Molgewicht von Methan liegt um die 16 g/mol und ist damit leichter als Luft (Molgewicht rd. 28,8 g/mol) (siehe [2]). Dieses Gemisch wird durch Kälte verflüssigt.

Die Siedetemperatur von ca. $-161\text{ }^\circ\text{C}$ wird bei Umgebungsdruck erreicht, wobei das Gas nur noch ca. 1/600 des gasförmigen Volumens unter Atmosphärendruck einnimmt (Normdichte Gas $0,671\text{ kg/m}^3$, Normdichte der Flüssigkeit $422,6\text{ kg/m}^3$). Das schrumpfende Volumen unter Atmosphärendruck ist einer der wesentlichen Vorteile der Verflüssigung. Es können dadurch große Mengen auf kleinem Raum bei gleichzeitig geringem Druck (Atmosphärendruck) gelagert und transportiert werden. Nur durch Kälte, nicht durch Druck geht das Gas in den flüssigen Zustand über.

Methan bildet in einem Mischungsverhältnis zwischen 4,4 % vol und 16,5 % vol. mit Luft ein explosives Gemisch (siehe [3]). Anlagen, in welchen mit Methan gearbeitet wird, müssen absolut technisch gasdicht sein und sind entsprechend zu überwachen. Ansonsten sind, wie die Vergangenheit zeigte, schwerste Gasexplosionen möglich, denn geringe Spuren (4,4 %) führen bei Zündung zu Explosionen.

Das tiefkalt verflüssigte Gas hat eine Temperatur von $-161\text{ }^\circ\text{C}$. Diese Kälte führt zur Versprödung normaler Schwarzer Stähle. Daher sind für den Bau der Anlagen generell austenitische Stähle oder Kupfer und dessen Legierungen für derartige Anwendungen zu wählen. Die genaue Legierung wird durch die nachfolgende Belastung und Verwendung bestimmt. Kupfer und dessen Legierungen kommen besonders in Armaturen, weniger als Rohrleitungsmaterial zum Einsatz.

Zusammenfassung

LNG ist ein tiefkalt verflüssigtes Gas und nimmt im flüssigen Zustand ca. 1/600 seines Gasvolumens ein. Das Gas ist leichter als Luft. Die Zündfähigkeit liegt zwischen 4,4 % vol und 16,5 % vol. Für den Bau von LNG-Anlagen sind generell austenitischer Stahl oder Kupfer und dessen Legierungen zu verwenden. Die Einhaltung der Arbeitsschutzrichtlinien ist Voraussetzung für einen gefahrlosen Umgang. Bio-LNG ist verflüssigtes Biogas, welches dem LNG in allen physikalischen Parametern sehr nahekommt bzw. entspricht. Geringste Erdgaspuren in der Luft können eine Gasexplosion verursachen.

1.1.2 Biogas – Bio-LNG

Bio-LNG wird mit verschiedenen Verfahren verflüssigt, kleine Mengen (über $1000\text{ Nm}^3/\text{h}$) hauptsächlich mit flüssigem Stickstoff, größere mit Gasverflüssigungsanlagen. Das Gas entsteht durch anaerobe Vergärung organischer Stoffe, sogenannter Biomasse. Diese Bio-

masse sind Reste u. a. aus landwirtschaftlichen Prozessen (Mist, Gülle, Pflanzenreste, Speisereste, Fleisch- und Schlachtabfälle usw.). Es werden aber auch direkt Pflanzen zur Vergärung angebaut und in der Folge zu Mais-, Gras-, Rübenschnittsilage usw. aufgearbeitet, um anschließend vergoren zu werden. Im Entstehungsprozess entwickeln sich kalorisch nutzbare Gasanteile von ca. 50–75 %. Der restliche Anteil sind kalorisch unbrauchbare Begleitgase, die abgeschieden werden. Durch Abtrennung dieser nicht brennbaren (sogenannte tote) Begleitgase wird das Gas auf über 99 % vol. kalorisch wirksamen Anteil konzentriert und ist zur Netzeinspeisung aufbereitet (siehe [4]).

Im Regelwerk des DVGW wird die Problematik Biogas sehr ausführlich behandelt. Die Einspeisebedingungen werden in [5] beschrieben, der gesamte Komplex wird in den folgenden Arbeitsblättern geregelt.

Die Wirtschaftlichkeit der Produktion hängt sehr vom Weltmarktpreis des international gehandelten Erdgases und der späteren Verwendung des Biogases ab. Die aus den Herstellkosten abgeleiteten Preise des Biogases müssen sich mit dem Weltmarktpreis für Erdgas messen können. Dazu ist es notwendig, dass der Prozess in einer günstigen Kombination verschiedener Faktoren wirtschaftlich gestaltet wird. Das setzt eine Mischkalkulation voraus. Werden beispielsweise die Dienstleistung der Entsorgung von Grünschnitt und weiterer Abfälle den Biogasanlagen vergütet, die Aufarbeitung der Gärreste zu Dünger finanziell berücksichtigt und das Gas als Kraftstoff verkauft, kann der Gesamtprozess wirtschaftlicher gestaltet werden.

- ▶ **Hinweis:** Biogas aus tierischen Fetten, also Fleisch- und Schlachtabfällen darf nicht als Kraftstoff gehandelt werden [14].

Biogas vor Ort zu verstromen wird betriebswirtschaftlich interessant, wenn die anfallende Wärme (ca. 2/3) sinnvoll genutzt werden kann. Das aufbereitete Gas hingegen in Gasleitungen einzuleiten, ist aufgrund der relativ kleinen Mengen in Relation zum Gesamtaufwand der Einleitung selten wirtschaftlich darstellbar (Abb. 1.1).

Die Verflüssigung von Biogas zu Bio-LNG ist heute technisch ohne Weiteres möglich. Der Vorteil der Verflüssigung besteht darin, dass das Gas dorthin transportiert werden kann, wo der Preis mit dem des Erdgases aus der Pipeline konkurrieren kann. Zurzeit ist das nur bei Verwendung als Kraftstoff erreichbar, vorausgesetzt die Verflüssigung erfolgte kostengünstig und der Gaspreis ist an den Tankstellen entsprechend hoch.

Für Biogas ist davon auszugehen, dass derzeit die kryogene Verflüssigung wirtschaftlich unter zuvor genannten Absatzbedingungen darstellbar ist. Die Verflüssigung auf kryogenem Weg geschieht allgemein mit flüssigem Stickstoff. Dazu braucht man ca. 2–3 Massenteile flüssigen Stickstoffs, um 1 Massenteil Bio-LNG zu bekommen. Aufgrund der Siedepunkte der einzelnen Fraktionen kann eine Reinheit von über 99 % erreicht werden (siehe [15]).

Zusammenfassung

Methan und andere Kohlenwasserstoffbestandteile des Biogases entstehen durch eine anaerobe Reaktion. Durch Abtrennung toten Begleitgases wird ein hochwertiges Bio-

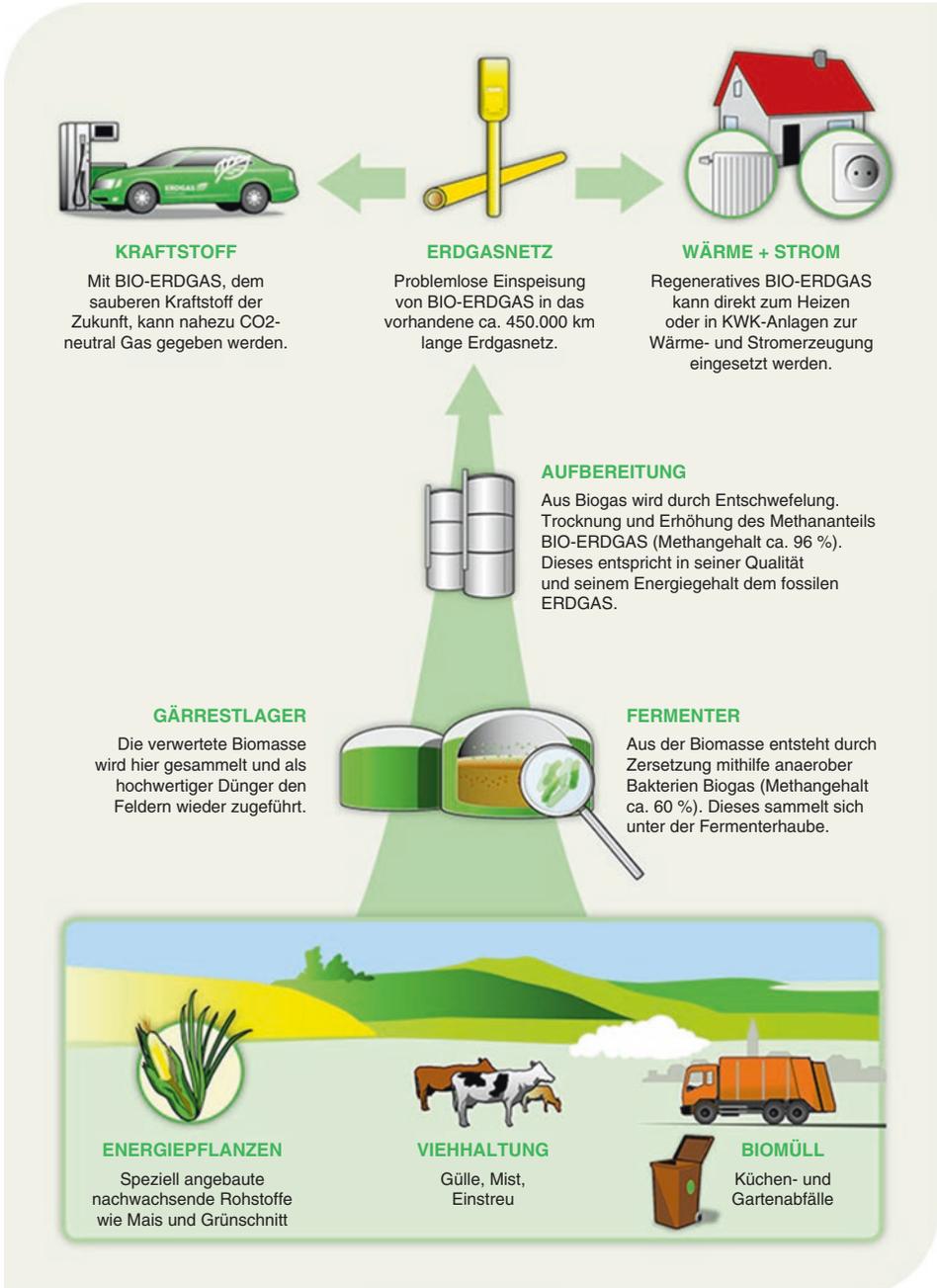


Abb. 1.1 Entstehung und Verwendung von Biogas. (Quelle: Zukunft Erdgas)

gas gewonnen. Es unterscheidet sich nur durch die Entstehung des kalorisch nutzbaren Anteils, insbesondere des Methans. Die komplexe betriebswirtschaftliche Berücksichtigung des Gesamtprozesses kann die Biogasproduktion durch Verflüssigung mit Stickstoff konkurrenzfähig machen.

1.1.3 Entstehung des Erdgases

Erdgas entsteht, wie auch Erdöl, aus Überresten von Tieren, Pflanzen und Mikroorganismen (organischen Stoffen), die in einem anaeroben Prozess unter hohem Druck zu einem Gemisch von kohlenwasserstoffhaltigen Gasen umgewandelt werden. Solche Gase werden auch als organische Gase bezeichnet. Der überwiegende Anteil des kalorischen Gasgemisches ist Methan. Dieses Gas ist mit kalorisch totem Begleitgas und Wasser vermischt. Der hohe Druck bei der Entstehung des Gases kam durch mächtige Erd- und Gesteinsschichten sowie Wärme zustande. Im Laufe von 15 bis 600 Millionen Jahren erfolgte die Umwandlung, die sich bis zum heutigen Tag fortsetzt. Die gegenwärtigen Erdgasvorräte übersteigen die des Erdöls, sodass eingeschätzt wird, dass diese 200 Jahre verfügbar sein werden [15]. Die wesentlichen Erdgaslagerstätten (siehe [6]) sind in

- Europa 5,0 Billionen m³
- GUS-Staaten 57,3 Billionen m³
- Mittler und Naher Osten 72,7 Billionen m³
- Afrika 3,7 Billionen m³
- Pazifikregion 11,9 Billionen m³
- Südamerika 6,8 Billionen m³
- Nordamerika 6,8 Billionen m³

Zusammenfassung

Erdgas entsteht unter extrem hohem Druck und Wärme in Millionen von Jahren aus organischem Ausgangsmaterial. Erdöl wird immer von Erdgas begleitet. Die weltweiten Gaslager sind größer als die Erdölvorkommen.

1.2 Bedeutung des LNG

In der Vergangenheit wurde bei der Ölförderung austretendes Erdgas als Abfallprodukt angesehen und direkt an der Erdölquelle abgefackelt.

Heute ist Erdgas ein wichtiger und vor allem umweltschonender Energieträger. Erdgas ist eine tragende Säule der weltweiten Energiewirtschaft. Abb. 1.2 zeigt den geologischen Aufbau typischer Erdgaslagerstätten. Es wird im Zuge der Erdölförderung aber auch aus eigenen Erdgasquellen gewonnen. In der Ölförderung ist es ein werthaltiges Nebenprodukt.

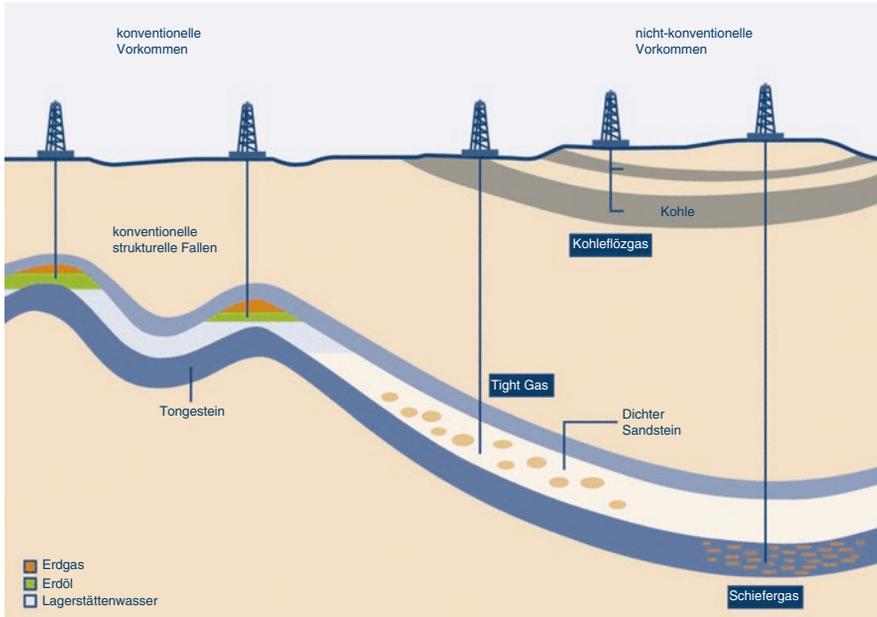


Abb. 1.2 Konventionelle und unkonventionelle Erdöl-/Erdgas-Vorkommen. (Quelle: Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle)

Aus den kontinentalen Feldern Russlands, Aserbaidschans und weiteren Ländern wird das Gas per Pipeline nach Europa gebracht.

Durch die in Deutschland ausgerufenen Energiewende gewinnt Erdgas eine besondere Relevanz, denn energetisch hochwertiges Gas kann sehr vorteilhaft und umweltschonend in Gaskraftwerken verstromt werden. Gaskraftwerke eignen sich aufgrund ihrer Prozesscharakteristik besonders zur Ergänzung der alternativen und vor allem volatil erzeugenden Energiequellen, wie Windräder und Solarparks. Diese werden an Bedeutung gewinnen.

Windstrom + Strom aus Wasserkraft + Solarstrom + Erdgas = sicherer Strom

„Damit es auf dem Weg ins Grüne nicht zu Blackouts kommt, brauchen die Erneuerbaren eine Ergänzung, die diese Schwankungen flexibel und dezentral ausgleicht. Dieser Partner kann und soll Erdgas sein. Denn unter allen fossilen Energieträgern hat Erdgas die beste Klimabilanz. So wird bei der Verbrennung 25 % weniger CO₂ freigesetzt als bei Öl, 30 % weniger als bei Steinkohle und 35 % weniger als bei Braunkohle. Moderne Gaskraftwerke weisen höchste Energieeffizienzwerte auf, insbesondere in der Kraft-Wärme-Kopplung“.

Zudem sind Gaskraftwerke dezentral und flexibel steuerbar. Das heißt, Energie aus Gaskraftwerken lässt sich präzise zur Verfügung stellen, wenn sie benötigt wird, und zurückfahren, sobald genug Strom aus Sonne und Wind bereitsteht. Dies macht auch modernste Gas-Kleinkraftwerke, für Kommunen und Privathaushalte, so attraktiv. Kurzum: Gas ist das ideale Backup-System „auf dem Weg ins Grüne“. [16]

Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland 2018
 gesamt 12.963 PJ oder 442,3 Mio. t SKE
 Anteile in Prozent (Vorjahreszeitraum in Klammern)

AGEB
 AG Energiebilanzen e.V.

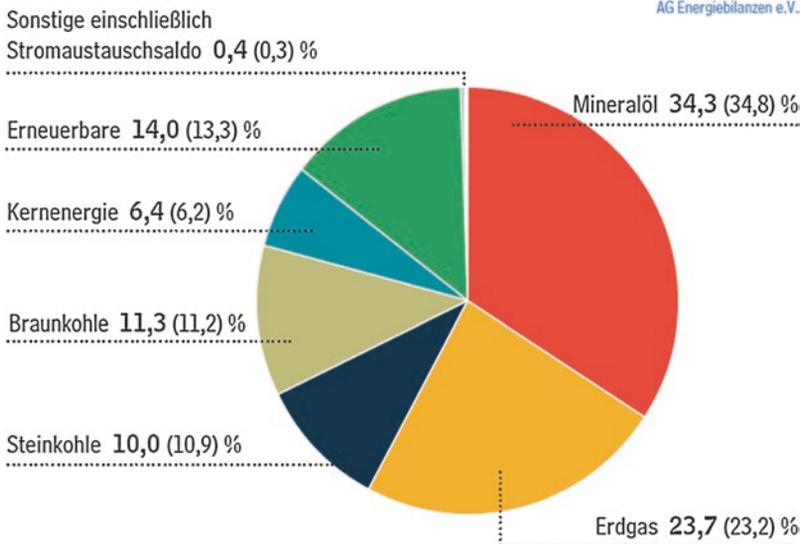


Abb. 1.3 Verteilung der Energieträger in Deutschland 2018. (Quelle: AG Energiebilanzen e.V.)

Abb. 1.3 macht die Bedeutung und den Anteil des Erdgases an der Energieversorgung deutlich. Dieser Anteil wird weiter steigen, denn Kernkraft und Kohle müssen substituiert werden. Über leistungsstarke Pipelinesysteme kann das Gas schnell zu den Kraftwerken und in die kommunalen Netze gelangen. Nur sind diese Rohrleitungskapazitäten nicht unbegrenzt verfügbar, sodass der leitungsungebundene Transport an Bedeutung gewinnen wird. Dazu muss das Erdgas zu LNG verflüssigt werden.

Es stellt sich die Frage, warum Öl nicht die Funktion des Gases übernehmen kann. Die Antwort ist relativ einfach. Die weltweiten Vorräte für Öl sind nach gegenwärtiger Prognose geringer als die des Gases (siehe [7]).

Demzufolge liegt die statistische Reichweite von

- Kohle weltweit bei 112 Jahren
- Erdöl weltweit bei 54 Jahren
- Erdgas weltweit bei 64 Jahren

Quelle: Regionalverband Südlicher Oberrhein [8]

Jedes Erdölfeld hat einen nicht unbedeutenden Anteil an Erdgas. Erdgasfelder verfügen nicht unbedingt über Öl. Des Weiteren ist der CO₂-Ausstoß bei der Verbrennung des Erdöls größer als bei Erdgas.

„Die positiven Verbrauchsprognosen für Erdgas stehen auch in engem Zusammenhang mit der Erdgas-Reservesituation und der Erreichbarkeit der Lagerstätten. Zu den größten Erdgasreserven der Welt liegt Europa strategisch günstig. Es ist technisch und wirtschaftlich möglich, 6000 bis 7000 Kilometer entfernte Erdgasfelder für Westeuropa verfügbar zu machen. Die Technologien zum Transport über diese großen Entfernungen sind vorhanden. So könnten zukünftig mit einer Leitung (Durchmesser 1.600 mm, Druck 120 bar) ca. 50 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr transportiert werden.“

(Quelle: [17])

Die positive Umweltschutzbilanz, insbesondere die CO₂-Emission bei der Verbrennung ist ein weiteres Argument für den Erdgaseinsatz. Bei der Verbrennung setzt Erdgas weniger CO₂ frei als Erdöl und die umweltschädigenden Beimischungen sind geringer.

Gegenwärtig hat Deutschland den in Abb. 1.3 grafisch beschriebenen Primärenergie-mix. Der Anteil der Kernenergie muss zu 100 % kompensiert werden, der der Kohle teilweise, denn schrittweise werden Kernkraftwerke vom Netz genommen (siehe [9]).

Die Erzeugungskapazitäten müssen zur Aufrechterhaltung einer zuverlässigen Energieversorgung anderweitig kompensiert werden. Allein auf die erneuerbaren Energien zu setzen, ist in einem Industriestaat wie Deutschland technisch nicht möglich. Nähere Ausführungen werden dazu im Abschn. 5, LNG-Anwendungen gemacht. Kohlekraftwerke sind ökologisch bedenklicher, der Fahrweise wenig flexibel und verlangen sehr aufwendige Rauchgasreinigungsanlagen. Die Rauchgasrückstände müssen teuer entsorgt werden. Ähnlich verhält es sich mit Erdöl, das je nach Fördergebiet mit mehr oder weniger Schwefel oder anderen Schadstoffen belastet ist.

Erdgas ist bekanntermaßen der umweltfreundlichste fossile Brennstoff. Die Zusammensetzung ist von der jeweiligen Lagerstätte abhängig, wobei der Hauptanteil immer Methan ist. Neben weiteren kalorisch nutzbaren Kohlenwasserstoffverbindungen (u. a. Äthan, Propan und Butan) sind kalorisch tote Begleitgase wie Luft, Stickstoff, Kohlendioxid und verschiedentlich Schwefelwasserstoff sowie Wasser enthalten. Alle Komponenten schwanken bezüglich Konzentration und kennzeichnen die jeweilige Lagerstätte. Wird das Gas verflüssigt, werden die toten Begleitgase und Verunreinigungen vollständig abgeschieden, teils durch thermodynamische Vorgänge, teils durch anderweitige Reinigungsverfahren. Die hohe Reinheit ist einer der wesentlichen Vorteile des LNG.

Pipelinegas oder Rohrleitungsgas muss vor dem Einspeisen in die Rohrleitung mit komplizierten Reinigungsverfahren aufbereitet werden (siehe [10]). Trotz dieses Reinigungsprozesses ist der leitungsgebundene Gastransport, soweit es die topografischen, geografischen und geologischen Bedingungen erlauben, eine sehr vorteilhafte Variante. Die Wirtschaftlichkeit wird allein durch die Entfernung zum Verbraucher begrenzt.

1.3 Rohrleitungsgas und dessen Bedeutung

Rohrleitungsgas wird regional in den Qualitäten L-Gas und H-Gas angeboten (siehe [11]). L-Gas ist das niedrig kalorische Gas, welches in Deutschland vorwiegend in Niedersachsen, in Teilen Sachsen-Anhalts und NRW über die Gasleitungen zum Kunden gelangt. Es hat einen Methangehalt zwischen 79 % und 87 %. Die verbleibende Menge ist totes Begleitgas. Diese Gasqualität wird schrittweise durch das höherwertige H-Gas verdrängt, was technische Anforderungen an die Gasgeräte und Gasanlagen mit sich bringt.

Das höherkalorische H-Gas enthält 87–97 % Methan. Es erreicht nicht den Energiegehalt des LNG. Deshalb haben Fahrzeuge, betankt mit LCNG (CNG aus LNG regasifiziert) eine größere Reichweite als solche mit H-Gas oder L-Gas.

Die Verflüssigungsenergie wird beim Rohrleitungstransport zunächst eingespart, aber teilweise ist auch im Rohrleitungstransport Energie zur Kompression für den Transport nötig. Durch die Rohrreibung und die Strömungsverluste sinkt der Druck in der Leitung ab. Er muss wiederholt ersetzt werden. Eine Ferngasleitung hat alle 100 bis 200 km eine Station zur Druckerhöhung (siehe Abb. 1.4). Während der wiederholten Druckerhöhung wird das Gas aufbereitet. Dabei werden Verunreinigungen, wie Feuchtigkeit und ölige Verschmutzungen, abgeschieden.

Die Druckerhöhung erfolgt über Großkompressoren. Um den Kunden mit dem gleichen Energieäquivalent zu versorgen, muss im Falle von Rohrleitungsgas mehr Gas transportiert werden als bei LCNG oder LNG. Ursache ist das tote Begleitgas. Dieser Aufwand



Abb. 1.4 ONTRAS Verdichterstation Bobbau (Sachsen-Anhalt). (Quelle: Ontrans – Foto: Peter Eichler)

ist nicht unbedeutend, denn das Gas, einschließlich des toten Begleitgases, muss zum Transport in den Fernleitungen auf einen Druck von bis zu 200 bar komprimiert werden. Bis zu 13 % der geleisteten Arbeit kann energetisch nicht genutzt werden und geht in der Energiebilanz des Gases verloren.

Analog zum Stromnetz wird auch in Gasnetzen zwischen Hochdruck-, Mitteldruck und Niederdruckleitungen unterschieden. Allerdings gibt es generell keine genormten Bezeichnungen für die Druckstufen der Gasleitungen. Eine genormte druckabhängige Klassifizierung gibt es ebenfalls nicht. Die Druckstufe wird aus der Sicht des verfügbaren Netzes definiert. Liegt beispielsweise die Gasleitung im städtischen Gebiet, wird die Hochdruckleitung mit 1–16 bar definiert. Die Mitteldruckleitung liegt dann bei weniger als 800 mbar, die Niederdruckleitung bei bis zu 25 mbar.

Erfolgt die Betrachtung aus Sicht des Ferngasleitungsnetzes, liegen die Drücke wesentlich höher. Fernleitungen werden als Hochdruckleitungen betrieben, die in der Regel das Gas zwischen 60 und 200 bar transportieren. Man spricht hier ebenfalls vom Hochdrucknetz.

Solche Hochdrucknetze können große Gebiete mit Erdgas versorgen und Gas über Umformstationen an das Mitteldrucknetz abgeben. Dieses wiederum durchzieht ein Verbrauchsgebiet, z. B. eine Stadt, die über einige wenige Mitteldruckleitungen versorgt wird. Große Verbraucher (z. B. Heizwerke, KWK-Anlagen, Erdgastankstellen mit starker Zapfleistung) müssen mindestens an das Mitteldrucknetz angeschlossen werden. Wollte man aus technischen oder ökonomischen Gründen den anliegenden Gasdruck der Hochdruckleitungen oder der Mitteldruckleitungen in einer CNG-Tankstelle nutzen, sind entweder lange Zuleitungen erforderlich oder die Verbraucher müssen leitungsnahe installiert werden. Beides ist wirtschaftlich abzuwägen.

Je nach Verbrauchscharakteristik in den lokalen Mitteldrucknetzen wird auf wenige *bar* und in den Niederdrucknetzen auf einige *mbar* reduziert. Der ursprünglich aufgewendete Förderdruck geht verloren. Um diesen offensichtlichen Nachteil zu reduzieren, wird bei einigen Stationen das Gas über Expansionsturbinen zur Stromerzeugung entspannt, wodurch ein kleiner Teil der geleisteten Kompressionsarbeit zurückgewonnen werden kann.

Der Rohrleitungstransport hat natürlich auch viele Vorteile, die Kontinuität der Versorgung und die geringe Störanfälligkeit sind einer der wesentlichsten. Diese hohe Versorgungssicherheit kann von keinem anderen System übertroffen werden. Der Kunde nimmt es als sehr angenehm wahr.

Der „Luxus“ einer kontinuierlichen Versorgung ist in den Gaspreisen eingerechnet. Das Gas wird neben Grundkosten wie Netznutzungsgebühr, Anschlussgebühr usw. nach Menge (Mengenpreis) und Leistung (Leistungspreis) abgerechnet (siehe Beispiel Tigas [12]). Das bedeutet, Leistungsschwankungen in der Abnahme werden mit dem Leistungspreis verrechnet. Starke Schwankungen verteuern das Gas, eine ausgeglichene Abnahme reduziert die Kosten. Der Verbraucher soll mit diesem Preisgefüge angehalten werden, einen möglichst konstanten Verbrauch zu verursachen. Das ist in den meisten Fällen nicht möglich. Zur Vermeidung der Abnahmeschwankungen müsste der Verbraucher über große Speicher verfügen, um zu bedarfsschwachen Zeiten Gas zu speichern und

bei steigendem Bedarf wieder abzugeben. Das hört sich einfach an, verlangt aber einen erheblichen technischen Aufwand. Früher betrieben die Stadtwerke Retorten-, bzw. Kammeröfen und Gasometer, die diese Abnahmeschwankungen ausgleichen konnten.

LNG könnte für gewerbliche Abnehmer eine willkommene Ergänzung der Pipelineversorgung darstellen. Statt Leistungsspitzen dem Netz zu entnehmen, könnte der Kunde in Spitzenzeiten Gas aus einem LNG-Tank verwenden, um teure Leistungsspitzen in der Verbrauchskurve zu vermeiden (siehe Abschn. 5.1.4). Diese Einspeisung muss nach dem Anschluss des Gaslieferanten vorgenommen werden, ansonsten würde der Verbraucher in dessen Anlage eingreifen. Das ist nicht statthaft. Die Verantwortung für die Einspeisung läge in dem Fall zur Gänze beim Kunden. Diese Möglichkeit wird bis heute selten genutzt, da LNG im deutschen Markt relativ unbekannt ist. Je teurer der Leistungspreis des Versorgers ist und je extremer die Leistungsspitzen des Verbrauchers ausfallen, desto eher kann eine begleitende LNG-Versorgung wirtschaftlich rentabel sein. Zu beachten ist, dass auch diese Einspeisung ein aufbereitetes Gas verlangt. So muss z. B. die Wobbe-Zahl des Gasversorgers eingehalten werden, damit die Brenner, Gasturbinen/Gasmotoren im richtigen Leistungs- und Temperaturbereich arbeiten. Der richtige Wert wird durch Beimischung von Stickstoff oder kalorischen Gasen eingestellt. Es bietet sich an, neben dem LNG-Tank einen Stickstofftank zu installieren, der über einen Luftverdampfer Stickstoff in das Erdgas drückt. Der Luftverdampfer wird mit dem Druckzusatzverdampfer auf den Einspeisedruck eingestellt. Ein Massendurchflussmesser regelt den zuzumischenden Massenstrom (siehe Abschn. 5.1.4).

Zusammenfassung

Pipelinegas bietet die höchste Versorgungssicherheit. Druckverluste in der Leitung während des Transports müssen durch Druckerhöhung mittels Kompressoren ausgeglichen werden. Vor der erneuten Verdichtung wird das Gas aufbereitet. Generell spricht man von Hochdruck-, Mitteldruck-, oder Niederdruckleitungen. Für die Druckstufen gibt es keine allgemein normierten Bereiche.

Leistungsspitzen der Gasabnahme sind zu vermeiden. Die Kosten der Leistungsspitzen könnten seitens bestimmter Verbraucher durch Einspeisungen von LCNG vermieden werden. Die Wobbe-Zahl des eingespeisten Gases ist durch Zumischen von Stickstoff auf die des Gasversorgers einzustellen. Aufwand und Nutzen einer eigenen Speicherung und Einspeisung sind abzuwägen.

Literatur

1. www.energcity-netz.de/pool/downloads/netze/kennwerte-erdgas-orientierungswerte%2D%2D2016.pdf
2. www.peacesoftware.de/einigewerte/methan.html
3. <https://de.wikipedia.org/wiki/Explosionsgrenze>

4. <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/anlagenbeispiele/pliening.html>
5. DVGW – Arbeitsblatt G 262
6. https://de.wikipedia.org/wiki/Erdgas/Tabellen_und_Grafiken#Nach_L%C3%A4ndern
7. www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html
8. <http://www.bund-rvso.de/energievorraete-energiereerven.html>
9. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html
10. www.linde-engineering.com/de/process_plants/lng-and-natural-gas-processing-plants/lng_and_natural_gas_processing_plants.html
11. [www.gibgas.de/Fakten/Mobilität/H und L-Gas](http://www.gibgas.de/Fakten/Mobilität/H_und_L-Gas)
12. www.tigas.at/produkte/erdgas/preise
13. www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2014/files/lf/LF_Simmer.pdf
14. <https://www.gesetze-im-internet.de/bimSchg/BimSchG.pdf>, **BImSchG, §37 b, Ziffer 8**
15. www.weltderphysik.de/gebiet/technik/energie/fossile-quellen/erdgas/
16. www.wingas.com/rohstoff-erdgas/erdgas-im-energiemix.html/
17. www.gwerbegas-online.de



Die wichtigsten thermodynamischen Prozesse in der Herstellung, dem Transport und der Lagerung von LNG

2

2.1 Adiabate Kühlung

Infolge adiabater Kühlung (siehe [1]) kann sich der Aggregatzustand eines Mediums ändern. Durch eine einsetzende Druckabsenkung kommt es zur Verdampfung. Die Temperatur des Mediums (Dampf und Flüssigkeit) fällt. Würde man die theoretische Annahme treffen, Gas in den Behälter zu drücken, würden der Druck des Gases und der Siededruck der Flüssigkeit steigen. In dem Fall würde ein unterkühltes Gas vorliegen.

- ▶ **Hinweis:** Betrachtet man diesen Vorgang in weiteren Grenzen, führt man sehr wohl mit der Druckentlastung Masse ab, die eine entsprechende Energie austrägt. Daraus ist zu schlussfolgern, dass der adiabate Prozess stets auf einen eng begrenzten Raum zutrifft. Dieser Raum ist im beschriebenen Komplex der Tank.

Weiterhin gilt, in einem adiabaten Prozess wird weder Wärme zu- noch abgeführt. Streng genommen ist das in vergleichsweise kleinen und abgeschlossenen technischen Systemen nur theoretisch möglich, denn zwischen Behälter und Medium besteht trotz bester Isolierung ein Temperaturunterschied, der einen Energieaustausch zur Folge hat. Trotzdem darf man im technischen Bereich und entsprechender Isolierung (z. B. Vakuumisolierung) annehmen, dass in einem begrenzten Zeitfenster keine Energie ausgetauscht wird. Bei der Verdunstung einer Flüssigkeit wird ihr Wärme, die Verdunstungswärme, entzogen. Die Flüssigkeit kühlt sich ab und beeinflusst das umgebende Material.

- ▶ **Beispiel:** In südlichen Ländern wird bis zum heutigen Tag ein aus Keramik bestehender Weinkrug mit einer Glasur versehen, die nur im unteren Teil des Kruges fehlt. Das ist kein Fabrikationsfehler, sondern gewollt. Durch die Poren der unglasierten Keramik diffundiert Wein. Der Wein verdampft, bzw. er verdunstet

an der Oberfläche der Keramik. Durch die poröse Keramik mit einer vergrößerten Oberfläche dringt der Wein. Der in die Poren sickende und verdunstende Wein entzieht dem verbleibenden Wein und der Keramik die Verdampfungswärme (auch Verdunstungswärme genannt). Die Temperatur des Weines und der porösen Keramik sinken. Der im Weinkrug befindliche Wein wird gekühlt bzw. bleibt kühl.

Bei der Kühlung von Gas im vakuumisolierten Tank wird der Effekt der adiabaten Kühlung genutzt. Man lässt im Tank verflüssigtes Gas durch Gasentnahme verdampfen und kühlt mit dem Entzug der Verdampfungswärme die verbleibende Flüssigkeit – das Gas wird dem Verbrauch zugeführt. Gegenüber der Entnahme aus der Flüssigphase hat diese Variante den Vorteil, dass die eindringende Wärme unbedeutend für den sonst steigenden Tankdruck ist. Der Tankdruck wird sinken. In Abhängigkeit der Gasentnahme stellt sich früher oder später der Gleichgewichtszustand ein. Dieser ist erreicht, wenn im Vergleich zum Anfang der Entnahme der Gasdruck langsamer abfällt. Der Prozess findet auf der Dampflinie statt (vgl. Abb. 2.1). Die Isobare unterhalb des kritischen Punktes bewegt sich nach unten, der Druck sinkt mit der Siedetemperatur. Die Siedetemperatur entspricht dem Siededruck.

- **Hinweis:** Durch Gasentnahme wird die Lagerzeit des Gases verlängert, der zulässige Tankdruck wird nicht erreicht.

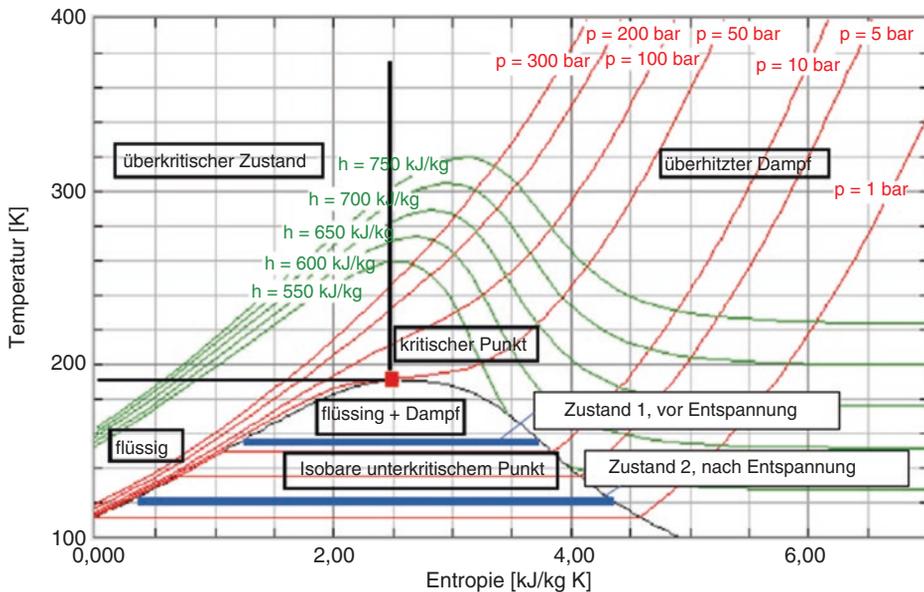


Abb. 2.1 Verlauf der adiabaten Kühlung