

DIN EN ISO 13686

ICS 75.060

**Erdgas –
Bestimmung der Beschaffenheit (ISO 13686:1998);
Deutsche Fassung EN ISO 13686:2005**

Natural gas –
Quality designation (ISO 13686:1998);
German version EN ISO 13686:2005

Gaz naturel –
Désignation de la qualité (ISO 13686:1998);
Version allemande EN ISO 13686:2005

Gesamtumfang 52 Seiten

Normenausschuss Gastechnik (NAGas) im DIN

Nationales Vorwort

ISO 13686:1998 wurde vom Technischen Komitee ISO/TC „Natural gas“ der ISO erarbeitet und durch CMC als EN ISO 13686:2005 übernommen.

Das zuständige deutsche Gremium ist der Normenausschuss Gastechnik (NAGas) im DIN Deutsches Institut für Normung e.V., unter dessen Mitwirkung diese Norm erstellt wurde.

Diese Norm enthält keine sicherheitstechnischen Festlegungen.

In den informativen Anhängen A und B ist per Nationaler Fußnote der Bezug zum aktuellen DVGW-Regelwerk G 260:2000 hergestellt.

Diese Norm ist Teil des DVGW-Regelwerks „Gas“.

Deutsche Fassung

**Erdgas —
Bestimmung der Beschaffenheit
(ISO 13686:1998)**

Natural gas —
Quality designation
(ISO 13686:1998)

Gaz naturel —
Désignation de la qualité
(ISO 13686:1998)

Diese Europäische Norm wurde vom CEN am 17. April 2005 angenommen.

Die CEN-Mitglieder sind gehalten, die CEN/CENELEC-Geschäftsordnung zu erfüllen, in der die Bedingungen festgelegt sind, unter denen dieser Europäischen Norm ohne jede Änderung der Status einer nationalen Norm zu geben ist. Auf dem letzten Stand befindliche Listen dieser nationalen Normen mit ihren bibliographischen Angaben sind beim Management-Zentrum des CEN oder bei jedem CEN-Mitglied auf Anfrage erhältlich.

Diese Europäische Norm besteht in drei offiziellen Fassungen (Deutsch, Englisch, Französisch). Eine Fassung in einer anderen Sprache, die von einem CEN-Mitglied in eigener Verantwortung durch Übersetzung in seine Landessprache gemacht und dem Management-Zentrum mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CEN-Mitglieder sind die nationalen Normungsinstitute von Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, der Schweiz, der Slowakei, Slowenien, Spanien, der Tschechischen Republik, Ungarn, dem Vereinigten Königreich und Zypern.



EUROPÄISCHES KOMITEE FÜR NORMUNG
EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION
COMITÉ EUROPÉEN DE NORMALISATION

Management-Zentrum: rue de Stassart, 36 B-1050 Brüssel

Inhalt

	Seite
Vorwort	3
Einleitung.....	4
1 Anwendungsbereich	5
2 Normative Verweisungen.....	5
3 Begriffe	6
4 Symbole, Abkürzungen und Einheiten.....	9
5 Beschaffenheitsparameter.....	10
5.1 Gaszusammensetzung.....	10
5.2 Gaseigenschaften.....	12
6 Probenahme	12
Anhang A (informativ) Einleitung zu den informativen Anhängen	13
A.1 Beschaffenheitsfestlegungen.....	13
A.2 Austauschbarkeit.....	14
A.3 Erdgas , Verteilungsnetz.....	17
A.4 Kondensationslinien	18
A.5 Odorierung	19
A.6 Nennbereich der Erdgaskomponenten	20
Anhang B (informativ) Deutsches Regelwerk: DVGW-Arbeitsblätter G 260/I (1983)^{N4} und G 260/II (1990)^{N4} – Auszug der für Erdgase relevanten Abschnitte	24
B.1 Grundgase, Austauschgase, Zusatzgase	24
B.2 Normzustand	24
B.3 Zustandsgrößen.....	24
B.4 Gasfamilien, Gruppen	25
B.5 Gaszusammensetzung.....	26
B.6 Erläuterungen zu den brenntechnischen Kenndaten	27
B.7 Erläuterungen zu den Gasbestandteilen und Gasbegleitstoffen.....	27
B.8 Kenndaten und Richtwerte für die Gasbeschaffenheit.....	29
Anhang C (informativ) Europäische Norm EN 437 „Prüfgase, Prüfdrücke, Gerätekategorien“.....	31
Anhang D (informativ) Indexverfahren der American Gas Association (A.G.A) zur Bestimmung der Austauschbarkeit von Gasen	33
D.1 Beispiel für eine Berechnung.....	33
Anhang E (informativ) Kohlenwasserstoffäquivalenzverfahren der British Gas.....	39
E.1 Vorhersage auf Grundlage der Zusammensetzung	39
E.2 Vorhersage der Austauschbarkeit	40
E.3 Dreidimensionales Vorhersagediagramm.....	41
Anhang F (informativ) Indexverfahren nach Weaver	43
Anhang G (informativ) Französisches Verfahren zur Bestimmung der Austauschbarkeit von Gasen (Delbourg-Verfahren).....	45
G.1 Berechnung der Austauschbarkeitsindizes auf Grundlage der chemischen Zusammensetzung des Gases	45
G.2 Grenzwerte für die Austauschbarkeit von Gasen der 2. Gasfamilie für Haushaltsgasgeräte mit 20 mbar.....	46
Anhang H (informativ) Literaturhinweise	50

Vorwort

Der Text der ISO 13686:1998 wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 193 „Natural gas“ der ISO erarbeitet und von CMC als EN ISO 13686:2005 übernommen..

Diese Europäische Norm muss den Status einer nationalen Norm erhalten, entweder durch Veröffentlichung eines identischen Textes oder durch Anerkennung bis November 2005, und etwaige entgegenstehende nationale Normen müssen bis November 2005 zurückgezogen werden.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Texte dieses Dokuments Patentrechte berühren können. CEN [und/oder CENELEC] sind nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Entsprechend der CEN/CENELEC-Geschäftsordnung sind die nationalen Normungsinstitute der folgenden Länder gehalten, diese Europäische Norm zu übernehmen: Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Ungarn, Vereinigtes Königreich und Zypern.

Anerkennungsnotiz

Der Text von ISO 13686:1998 wurde vom CEN als EN ISO 13686:2005 ohne irgendeine Abänderung genehmigt.

Einleitung

Die Notwendigkeit einer internationalen Norm zur Beschreibung der Erdgasbeschaffenheit war einer der Hauptgründe zur Einsetzung des ISO/TC 193 im Jahre 1989. In der Beschreibung der Aufgaben dieses Technischen Komitees wird ausdrücklich die Standardisierung der Bestimmung der Erdgasbeschaffenheit genannt. Erdgas trägt gegenwärtig weltweit zu 20 % am Primärenergieverbrauch bei und wird seinen Marktanteil erheblich ausbauen. Dennoch gibt es gegenwärtig keine allgemein anerkannte Definition der Erdgasbeschaffenheit.

Daher wurde entschieden, die erforderlichen Parameter (d. h. Bestandteile und Eigenschaften) allgemein darzustellen und in der zu erarbeitenden Internationalen Norm keine Werte bzw. Grenzwerte für diese Parameter festzulegen.

Darüber hinaus wurde beschlossen, zunächst das allgemein verwendete, in Ortsnetze eingespeiste Erdgas zu betrachten. So entstand die vorliegende Internationale Norm. Die informativen Anhänge zu dieser Norm enthalten Beispiele für bereits bestehende Beschaffenheitsspezifikationen.

Die vorliegende Internationale Norm legt keine Beschaffenheitsbeschränkungen für Rohgas fest, das mittels Feld- oder Sammelleitungen zu Aufbereitungsanlagen transportiert wird.

Es sei darauf verwiesen, dass die vorliegende Internationale Norm sich ausschließlich mit leitungsgebundenem Erdgas befasst, dem keine anderen Gase zur Spitzenbedarfsdeckung zugemischt sind. Sie deckt damit den überwiegenden Teil der weltweit gehandelten und an den Übergabestellen in Ortsnetze eingespeisten Erdgase ab.

1 Anwendungsbereich

Die vorliegende Internationale Norm legt Parameter zur Beschreibung von fertig aufbereitetem Erdgas fest und, wo diese erforderlich sind, von Erdgasgemischen. Dieses Gas wird nachstehend als „Erdgas“ bezeichnet.

Der Hauptteil der vorliegenden Norm enthält eine Liste dieser Parameter mit Einheiten und Verweisen auf Messnormen. Darüber hinaus werden in informativen Anhängen zu dieser Norm Beispiele für typische Werte dieser Parameter gegeben, wobei das Hauptaugenmerk auf Gesundheit und Sicherheit gelegt wird.

Bei der Festlegung von Parametern für die Gaszusammensetzung, für physikalische Eigenschaften und Spurenbestandteile wurden zur Sicherstellung ihrer Gültigkeit vorhandene Erdgase entsprechend berücksichtigt.

Das Thema Austauschbarkeit wird in Anhang A, A.2, behandelt.

2 Normative Verweisungen

Die nachstehend aufgeführten Normen enthalten Bestimmungen, die durch Nennung im vorliegenden Text Bestimmungen im Sinne dieser Internationalen Norm sind. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung waren die Normen in der nachstehend genannten Fassung gültig. Alle Normen unterliegen der regelmäßigen Überarbeitung. Vertragsparteien, deren Verträge sich auf diese Internationale Norm beziehen, sind aufgefordert festzustellen, inwieweit die neueste Fassung der nachstehenden Normen Anwendung finden kann. Die Mitglieder von IEC und ISO verfügen über ein Verzeichnis der jeweils gültigen Internationalen Normen.

ISO 6326-1:1989, *Natural gas — Determination of sulfur compounds — Part 1: General introduction*

ISO 6326-2:1981, *Gas analysis — Determination of sulphur compounds in natural gas — Part 2: Gas chromatographic method using an electrochemical detector for the determination of odoriferous sulphur compounds*

ISO 6326-3:1989, *Natural gas — Determination of sulfur compounds — Part 3: Determination of hydrogen sulfide, mercaptan sulfur and carbonyl sulfide sulfur by potentiometry*

ISO 6326-4:1994, *Natural gas — Determination of sulfur compounds — Part 4: Gas chromatographic method using a flame photometric detector for the determination of hydrogen sulfide, carbonyl sulfide and other sulfur-containing odorants*

ISO 6326-5:1989, *Natural gas — Determination of sulfur compounds — Part 5: Lingener combustion method*

ISO 6327:1981, *Gas analysis — Determination of the water dew point of natural gas — Cooled surface condensation hygrometers*

ISO 6568:1981, *Natural gas — Simple analysis by gas chromatography*

ISO 6570-1:1983, *Natural gas — Determination of potential hydrocarbon liquid content — Part 1: Principles and general requirements*

ISO 6570-2:1984, *Natural gas — Determination of potential hydrocarbon liquid content — Part 2: Weighing method*

ISO 6570-3:1984, *Natural gas — Determination of potential hydrocarbon liquid content — Part 3: Volumetric method*

ISO 6974:1984, *Natural gas — Determination of hydrogen, inert gases and hydrocarbons up to C₈ — Gas chromatographic method*

ISO 6975:1997, *Natural gas — Extended analysis — Gas chromatographic method*

ISO 6976:1995, *Natural gas — Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe Index from composition*

ISO 10101-1:1993, *Natural gas — Determination of water by the Karl Fischer method — Part 1: Introduction*

ISO 10101-2:1993, *Natural gas — Determination of water by the Karl Fischer method — Part 2: Titration procedure*

ISO 10101-3:1993, *Natural gas — Determination of water by the Karl Fischer method — Part 3: Coulometric procedure*

ISO 10715:1997, *Natural gas — Sampling*

ISO 11541:1997, *Natural gas — Determination of water content at high pressure*

ISO 12213-1:1997, *Natural gas — Calculation of compression factor — Part 1: introduction and guidelines*

ISO 13443:1996, *Natural gas — Standard reference conditions*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieser Internationalen Norm gelten die folgenden Begriffe und Erläuterungen.

3.1

Erdgas

gasförmiger Brennstoff, der aus untertägigen Quellen gewonnen wird und aus einer komplexen Mischung von Kohlenwasserstoffen besteht, die vornehmlich Methan, sowie im Allgemeinen in kleineren Mengen auch Ethan, Propan und höhere Kohlenwasserstoffe enthält. Weitere Bestandteile sind in der Regel einige Inertgase wie z. B. Stickstoff und Kohlenstoffdioxid sowie Spurenkomponenten

Erdgas liegt unter normalen betrieblichen Temperatur- und Druckbedingungen im gasförmigen Zustand vor. Hergestellt wird es durch Aufbereitung von Rohgas oder aus Flüssigerdgas, wobei gegebenenfalls durch Mischen die für die direkte Verwendung benötigte Zusammensetzung hergestellt wird. Als Erdgas mit der Beschaffenheit für die öffentliche Gasversorgung kann es in einem Ortsnetz verteilt, landesweit oder über Landesgrenzen hinweg transportiert werden. Es unterliegt den zwischen Käufer und Verkäufer vertraglich vereinbarten Anforderungen und in manchen Fällen darüber hinaus staatlichen bzw. landesweiten Beschaffenheitsanforderungen (siehe Anhang A, A. 1)

3.2

Flüssigerdgas

Erdgas, das nach Aufbereitung zu Speicher- und Transportzwecken verflüssigt wurde. Flüssigerdgas wird wiederverdampft und zum Transport bzw. zur Verteilung als Erdgas in das Leitungsnetz eingespeist

3.3

Austauschgas

hergestelltes Gas oder Mischgas, dessen Eigenschaften einen Austausch mit Erdgas erlauben. Austauscherdgas wird bisweilen auch als synthetisches Erdgas bezeichnet

3.4**Rohgas**

an den Bohrlochköpfen entnommenes, noch nicht aufbereitetes Gas, das über Sammelleitungen zur Aufbereitungsanlage transportiert wird

3.5**Verteilungsnetz**

Haupt- und Versorgungsleitungen, über die Erdgas direkt an die Verbraucher geliefert wird

3.6**Gasbeschaffenheit**

Beschaffenheit eines Erdgases, bestimmt durch dessen Zusammensetzung sowie folgende physikalische Eigenschaften:

Hauptbestandteile: Brennwert, Wobbeindex

Nebenbestandteile: Dichte, Realgasfaktor

Spurenbestandteile: relative Dichte, Taupunkte

3.7**Referenzbedingungen**

der bevorzugte Bezugszustand wird als Standardreferenzzustand bezeichnet und durch den Index „s“ gekennzeichnet (siehe ISO 13443):

$$p_s = 101,325 \text{ kPa}$$

$$T_s = 288,15 \text{ K}$$

3.8**Wärmeinhalt**

der Wärmeinhalt wird unterschieden in Brennwert und Heizwert. Diese Begriffe sind wie folgt definiert (siehe ISO 6976)

3.8.1**Brennwert**

Wärmemenge, die bei vollständiger Verbrennung einer gegebenen Gasmenge in Luft frei werden würde, wobei der Druck, bei dem die Reaktion abläuft, konstant bleibt, und alle Verbrennungsprodukte auf die gleiche gegebene Temperatur wie die der Reaktionspartner zurückgeführt werden. Alle diese Verbrennungsprodukte liegen gasförmig vor, mit Ausnahme des bei der Verbrennung entstandenen Wassers, das bei der gegebenen Temperatur kondensiert. Der genannte Druck und die genannte Temperatur müssen angegeben sein

3.8.2**Heizwert**

Wärmemenge, die bei vollständiger Verbrennung einer gegebenen Gasmenge in Luft frei werden würde, wobei der Druck, bei dem die Reaktion abläuft, konstant bleibt und alle Verbrennungsprodukte auf die gleiche gegebene Temperatur wie die der Reaktionspartner zurückgeführt werden. Dabei liegen alle diese Verbrennungsprodukte gasförmig vor. Der Druck und die Temperatur müssen angegeben sein

Sowohl Brennwert als auch Heizwert, die sich durch die Kondensationswärme des bei der Verbrennung gebildeten Wassers unterscheiden, können stoffmengenbezogen, massenbezogen oder volumenbezogen angegeben werden. Für die volumenbezogene Angabe sind Druck und Temperatur unter Normbezugsbedingungen anzugeben.

Der Wärmeinhalt kann in Abhängigkeit vom Wasserdampfgehalt vor der Verbrennung auch auf das trockene oder nasse Gas bezogen werden.

Die entweder direkt gemessene oder berechnete Auswirkung von Wasserdampf auf die Wärmeinhalte ist in Anhang F der ISO 6976 beschrieben. In der Regel wird der Wärmeinhalt als volumenbezogener Brennwert (trocken) unter Normbezugsbedingungen angegeben

3.9

Dichte

Quotient aus der Masse eines Gases und dessen Volumen unter gegebenen Druck- und Temperaturbedingungen

3.10

relative Dichte

Quotient aus der Masse eines bestimmten Erdgasvolumens (trocken oder feucht) und der Masse eines gleichen Luftvolumens (trocken) unter den gleichen Druck- und Temperaturbedingungen (siehe ISO 6976)

3.11

Wobbeindex

Maß für die dem Gasgerät zugeführte und über die Blendengleichung bestimmte Wärme. Er ist definiert als Quotient aus dem spezifischen Wärmewert im allgemeinen auf Volumenbasis und der Quadratwurzel aus der entsprechenden relativen Dichte. Die zugeführte Wärmemenge ist bei Erdgasen unterschiedlicher Zusammensetzung gleich, wenn diese den gleichen Wobbeindex haben und bei gleichem Druck eingesetzt werden (siehe ISO 6976)

3.12

Realgasfaktor Z

Quotient aus dem Volumen einer angenommenen Masse Gas bei gegebenem Druck und gegebener Temperatur und dem Volumen desselben Gases unter denselben Bedingungen, berechnet nach der Zustandsgleichung der idealen Gase

3.13

Wassertaupunkt

Temperatur, oberhalb derer bei gegebenem Druck keine Kondensation von Wasser stattfindet. Bei einem niedrigeren Druck findet bei gleicher Temperatur ebenfalls keine Kondensation statt (siehe ISO 6327 und A.4.1)

3.14

Kohlenwasserstoff-Kondensationspunkt

Temperatur, oberhalb derer bei gegebenem Druck keine Kondensation von Kohlenwasserstoffen stattfindet. Bei einer vorgegebenen Kondensationstemperatur gibt es einen Druckbereich, in dem Kondensation stattfindet mit Ausnahme an einem Punkt, dem Krikondentherm (siehe A 4.2)

3.15

molare Zusammensetzung

wird verwendet, wenn der Anteil eines jeden Stoffes als Stoffmengenanteil (oder Molenbruch) des Ganzen beschrieben wird

Demnach ist der Stoffmengenanteil x des Stoffes i der Quotient aus der Anzahl der Mole des Stoffes i und der Anzahl der Mole der gesamten Mischung im selben, willkürlich festgelegten Volumen. Ein Mol einer chemischen Spezies ist die Stoffmenge mit der relativen Molmasse in Gramm. ISO 6976 enthält eine Tabelle mit empfohlenen Werten für relative Molmassen. Bei einem idealen Gas ist der Stoffmengenanteil (bzw. prozentuale Anteil) identisch mit dem Partialvolumen (Volumenanteil). Dieses Verhältnis kann jedoch nicht grundsätzlich für das Realgasverhalten angenommen werden

3.16

Gaszusammensetzung

Gehalt an Haupt- und Nebenbestandteilen sowie Spurenbestandteilen im Erdgas gemäß Analyse

3.17

Gasanalyse

Verwendung von Prüfverfahren und sonstigen Methoden zur Bestimmung der Gaszusammensetzung gemäß dieser Internationalen Norm

3.18**Austauschbarkeit**

Maß, das festlegt, inwieweit die Verbrennungseigenschaften eines Gases denen eines anderen Gases entsprechen. Zwei Gase werden als austauschbar bezeichnet, wenn diese gegeneinander ausgetauscht werden können, ohne dass Auswirkungen auf den Betrieb der Gasgeräte entstehen

3.19**Odorierung**

Erdgas ist in der Regel geruchlos. Daher ist es aus Sicherheitsgründen erforderlich, dem zur Verteilung kommenden Gas ein Odoriermittel hinzuzumischen. Dieses erlaubt die geruchsmäßige Feststellung von Gas schon bei geringen Konzentrationen

3.20**Methanzahl**

Die Methanzahl beschreibt das Klopfverhalten eines Brenngases und ist mit der Oktanzahl bei Benzin vergleichbar. Die Methanzahl gibt Auskunft über den Volumenanteil von Methan in einem Methan/Wasserstoff-Gemisch, das in einem Prüfmotor unter Bezugsbedingungen dieselbe Klopfneigung wie das zu prüfende Brenngas aufweist

4 Symbole, Abkürzungen und Einheiten

Symbol / Abkürzung	Bedeutung und Einheiten
d	relative Dichte
$\bar{H}$	molarer Wärmewert (kJ/mol)
$\hat{H}$	massenbezogener Wärmewert (MJ/kg)
$\tilde{H}$	volumenbezogener Wärmewert (MJ/m ³)
LDS	Local Distribution System (Verteilungsnetz)
M	Masse pro Mol (kg/kmol)
NG	Natural Gas (Erdgas)
p	(absoluter) Druck (kPa)
SNG	Substitute (synthetic) Natural Gas (Erdgas-Austauschgas)
t	Temperatur in Celsius (°C)
T	thermodynamische (absolute) Temperatur (K)
V	(Gas)Volumen (m ³)
W	Wobbeindex (Wobbezahl) (MJ/m ³)
Z	Realgasfaktor
ρ	Dichte (kg/m ³)

Indizes

d	Gasvolumen, trocken (dry)
I	Heizwert (Inferior calorific value)
s	Gasvolumen, gesättigt (saturated)
S	Brennwert (Superior calorific value)
W	Gasvolumen, feucht (wet)

Wärmewerte (Brennwert/Heizwert)

Der Brennwert (superior calorific value) wird mit H_S bezeichnet; der Heizwert (inferior calorific value) wird mit H_I bezeichnet. Brennwert und Heizwert sind unter Verbrennungsbedingungen anzugeben. Der volumenbezogene Brenn- bzw. Heizwert ist bei Standardbezugsbedingungen anzugeben. Brennwert und Heizwert werden in der Regel im trockenen Zustand angegeben.

Beispiel: Volumenbezogener Brennwert (feucht) bei Standardbezugsbedingungen. Der Einfachheit halber werden die Verbrennungsbedingungen nicht angegeben.

$$\tilde{H}_{S,w}(p_S, T_S)$$

Wobbeindex

Der mit W bezeichnete Wobbeindex wird volumenbezogen in MJ/m^3 angegeben, wobei das Volumen bei Standardbezugsbedingungen angegeben wird. Der Wobbeindex kann in Abhängigkeit vom Wärmewert als oberer oder unterer Wobbeindex und der entsprechenden relativen Dichte im trockenen oder feuchten Zustand angegeben werden.

Beispiel: Volumenbezogener oberer Wobbeindex (feucht) bei Normbezugsbedingungen:

$$W_{S,w}(p_S, T_S) = \frac{\tilde{H}_{S,w}(p_S, T_S)}{\sqrt{d_w(p_S, T_S)}}$$

5 Beschaffenheitsparameter

Im vorliegenden Abschnitt werden die verschiedenen Parameter vorgestellt, die bei der Bestimmung der Erdgasbeschaffenheit als Bezugsgrößen dienen können. Welche Parameter letztendlich verwendet werden, hängt vom Zweck ab, für den die Beschaffenheitsangabe erforderlich ist. Es ist daher unwahrscheinlich, dass alle in dieser Internationalen Norm genannten Parameter Verwendung finden.

5.1 Gaszusammensetzung

Hauptbestandteil von Erdgas ist Methan. Daneben liegen kleinere Mengen höherer Kohlenwasserstoffe sowie nicht brennbarer Gase vor. Haupt- und Nebenbestandteile sowie Spurenbestandteile lassen sich wie nachstehend dargelegt bestimmen.

Grenzwerte werden in dieser Norm nicht festgelegt, jedoch können in einzelnen Ländern (bundes)staatliche Regelwerke sowie Verträge bestimmte Analysen zur Bestimmung der Erdgaseigenschaften vorschreiben (siehe informative Anhänge).

5.1.1 Hauptbestandteile

Bestandteil	Einheit	Prüfverfahren
Methan	mol-%	
Ethan	mol-%	
Propan	mol-%	
Butane	mol-%	ISO 6568
Pentane	mol-%	ISO 6974
Hexane plus	mol-%	ISO 6975
Stickstoff	mol-%	
Kohlenstoffdioxid	mol-%	

5.1.2 Nebenbestandteile

Bestandteil	Einheit	Prüfverfahren
Wasserstoff	mol-%	
Sauerstoff	mol-%	ISO 6975
Kohlenstoffmonoxid	mol-%	ISO 6974
Helium	mol-%	

5.1.3 Spurenbestandteile

Bestandteil	Einheit	Prüfverfahren
Schwefelwasserstoff	mg/m ³	ISO 6326-1
Mercaptanschwefel	mg/m ³	ISO 6326-2
Dialkylsulfid	mg/m ³	ISO 6326-3
Carbonylsulfid	mg/m ³	ISO 6326-4
Gesamtschwefel	mg/m ³	ISO 6326-5

5.2 Gaseigenschaften

5.2.1 Physikalische Eigenschaften

Eigenschaft		Einheit	Prüfverfahren
molarer Wärmeinhalt	$\bar{H}$	MJ/mol	
massenbezogener Wärmeinhalt	$\hat{H}$	MJ/kg	
volumenbezogener Wärmeinhalt	$\tilde{H}$	MJ/m ³	ISO 6976
relative Dichte	d	—	
Wobbeindex	W	MJ/m ³	
Wasser-Taupunkt		°C (K)	ISO 6327
Wassergehalt		mg/m ³	ISO 10101-1 ISO 10101-2 ISO 10101-3 ISO 11541
Kohlenwasserstoff-Kondensationspunkt		°C (K)	
Gehalt an flüssigen Kohlenwasserstoffen		mg/m ³	ISO 6570-1 ISO 6570-2 ISO 6570-3

5.2.2 Sonstige Eigenschaften

Das Erdgas muss technisch frei sein von:

- Wasser und Kohlenwasserstoffen in flüssiger Form;
- Feststoffpartikeln in Mengen, die sich schädlich auf Werkstoffe auswirken, die beim Gastransport und in der Gasverwendung üblich sind;
- sonstigen Gasen, die Transport oder Verwendung des Erdgases beeinträchtigen könnten.

ANMERKUNG Technisch frei bedeutet, dass unter Betriebsbedingungen keine sichtbaren Spuren der genannten Bestandteile vorliegen.

6 Probenahme

Die für die Anwendung der erforderlichen Prüfverfahren durchzuführende Erdgasprobenahme erfolgt an festgelegten Stellen unter Anwendung allgemein anerkannter Probenahmeverfahren. Hinweise zur Probenahme sind ISO 10715 zu entnehmen.

Anhang A (informativ)

Einleitung zu den informativen Anhängen

A.1 Beschaffenheitsfestlegungen

A.1.1 Deutsches Regelwerk — DVGW-Arbeitsblätter G 260/I (1983) und G 260/II(1990)

(Relevante Teile für Erdgase, siehe Anhang B)

ANMERKUNG Die Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches (DVGW) ist eine technisch-wissenschaftliche Vereinigung, deren Hauptaufgabe die Erstellung von Arbeitsblättern für die gesamte Gas- und Wasserwirtschaft ist. Der DVGW ist DIN-Mitglied.

A.1.2 Französische Regelwerke zum Thema Gasqualität

In Frankreich ist die Gasbeschaffenheit in erster Linie durch zwei Regierungstexte (Ministerialerlässe) definiert. Der erste Ministerialerlass beschäftigt sich mit dem Brennwert und der zweite Ministerialerlass geht auf den Wasser- und Schwefelgehalt ein. Alle weiteren Spezifikationen bezüglich der Gasbeschaffenheit sind bei Bedarf in Vertragsunterlagen festzulegen, die von den mit dem Gastransport befassten Unternehmen zu unterzeichnen sind. Dies sind derzeit Gaz de France, Elf Aquitaine Production und die Société Nationale des Gaz du Sud Ouest. Der Inhalt der beiden Ministerialerlässe lässt sich wie folgt zusammenfassen:

1. Ministerialerlass vom 16. September 1977

Festlegung von Grenzwerten für Schwankungen des Brennwertes von Erdgas. Die als Normbedingungen bezeichneten Referenzbedingungen sind wie folgt:

$$p = 1,013 \text{ bar} \quad T = 0 \text{ °Celsius}$$

Bei hochkalorigem Erdgas (H-Gas) liegt der Grenzwert für den Brennwert zwischen 10,7 kWh/m³ (n) und 12,8 kWh/m³ (n), bei niedrigkalorigem Erdgas (B-Gas) zwischen 9,5 kWh/m³ (n) und 10,5 kWh/m³ (n). In der aktuellen Fassung des Ministerialerlasses wird der Brennwert in Thermie (th)/m³ (n) angegeben.

2. Ministerialerlass vom 28. Januar 1981

Festlegung von Bestimmungen zu Schwefel und Schwefelbestandteilen in Erdgasen: Das Gas darf die Leitungen nicht korrodieren, d. h. es darf keine Bestandteile enthalten, die chemisch mit den für den Bau der Leitung verwendeten Werkstoffen reagieren können oder die physikalischen Eigenschaften dieser Werkstoffe verändern.

Schwefelwasserstoff

Der momentane Gehalt an Schwefelwasserstoff darf maximal 15 mg/m³ (n) betragen. Der Schwefelwasserstoffgehalt über einen zusammenhängenden Zeitraum von acht Stunden darf einen Wert von 12 mg/m³ (n) nicht überschreiten. Innerhalb eines beliebigen Zeitraums von acht Tagen darf der durchschnittliche Schwefelwasserstoffgehalt maximal 7 mg/m³ (n) betragen.

Schwefel

Der momentane Gesamtschwefelgehalt darf maximal 150 mg/m³ (n) betragen.

Wasser

Der Taupunkt von Wasser muss bei maximalem Betriebsdruck der Leitung unter –5 °C liegen.

A.1.3 Gesetzgebung zur Gasbeschaffenheit im Vereinigten Königreich

Im Vereinigten Königreich gibt es hinsichtlich der Gasbeschaffenheit gewisse gesetzliche Anforderungen. Es werden Standards für Reinheit und Odoriervermögen gefordert, die von jedem Lieferanten, der Erdgas durch Leitungen transportiert, zu erfüllen sind. Die Standards sind nachfolgend aufgeführt:

Reinheit

Es darf kein Gas mit einem Schwefelwasserstoffgehalt von mehr als 5 mg/m³ verteilt werden.

Geruch

Niemand darf Gas leitungsgebunden Gas darbieten, das nicht einem klar erkennbaren Geruch aufweist.

A.2 Austauschbarkeit

Die Austauschbarkeit von Erdgasen in einem bestimmten Verteilungsnetz hängt nicht nur von den relevanten Gasparametern ab, sondern ist auch stark von den Kenndaten der im Verteilungsnetz zum Einsatz kommenden Gasgeräte und des Gasdrucks beim Endverbraucher abhängig.

Austauschbarkeit kann definiert werden als die Eigenschaft eines zur Verteilung anstehendes Erdgases, ein anderes Gas ersetzt zu werden, ohne dass Anpassungen an den Kundenanlagen vorgenommen werden müssen. Die Gasgeräte funktionieren auch weiterhin sicher und zufriedenstellend.

Folgende Kriterien sind in Bezug auf die Austauschbarkeit zu berücksichtigen:

Wärmezufuhr	Gasmenge, die bei gleich bleibendem Druck durch eine Düse strömt; eine Funktion des Wobbeindex.
Rückschlagen der Flamme	Neigung der Flamme, sich in Richtung der Flammenaustrittsöffnung zurückzuziehen. Die Verbrennung findet im Brenner statt.
Abheben der Flamme	Die brennende Fläche breitet sich bis zu dem Punkt aus, an dem die Verbrennung an der Öffnung endet, und brennt oberhalb weiter.
Gelbe Flammenspitzen	Unvollständige Verbrennung, bei der überschüssige Kohlenwasserstoffe – nicht zwangsläufig – zu nicht annehmbaren Mengen an Kohlenstoffmonoxid führen können. Hierbei kann es zu Ablagerungen von Russ sowie zu einer fortschreitenden Verschlechterung der Verbrennung kommen.

Das ersetzte Gas kann als austauschbar bezeichnet werden, wenn es ohne Anpassung der Gasgeräte eine vergleichbare Wärmezufuhr wie das zuvor verteilte Gas aufweist, ohne dass es dabei zu einem Rückschlagen oder Abheben der Flamme oder zur Bildung von gelben Flammenspitzen kommt.

Die Austauschbarkeit von Gasen kann auf zwei Wegen untersucht werden: auf Grundlage des Wobbeindex oder mittels von Vorhersageverfahren auf Grundlage der Gaszusammensetzung.

A.2.1 Wobbeindex (siehe Anhänge B und C)

Erdgase gehören zur 2. Gasfamilie. Innerhalb dieser 2. Gasfamilie gibt es verschiedene Gasgruppen.