

Technische Mindestanforderungen – Messeinrichtungen Gas

1. Geltungsbereich

Diese Technischen Mindestanforderungen gelten auf Grundlage der §§ 19 und 21b EnWG für Messeinrichtungen Gas welche zum Zwecke der Abrechnung in Gasanlagen eingesetzt sind, die an das Erdgasnetz der SWE Netz GmbH (nachfolgend Netzbetreiber genannt) angeschlossen sind. Sie gelten in Ergänzung zu EN 1776 und zu den DVGW-Arbeitsblättern G 488 und G 492 und sind auch anzuwenden bei Umbauten an bestehenden Gasmesseinrichtungen. Diese Technischen Anforderungen gelten auch für Gasmesseinrichtungen im Anwendungsbereich der G 600.

2. Begriffsdefinitionen

Die Gasanlage ist die Gasanlage im Sinne § 13 NDAV.

Die Kundenanlage umfasst die Gesamtheit der Betriebsmittel nach der Hauptabsperreinrichtung ausgenommen der Messeinrichtung. Sie ist Bestandteil der Gasanlage und dient einem Anschlussnutzer (einem Kunden) zur Entnahme oder Einspeisung von Erdgas aus dem Netz bzw. in das Netz.

Messeinrichtungen sind Zähler, Zusatzeinrichtungen, Messaufnehmer, Gasregler sowie Kommunikations- und Steuergeräte.

Die Messstelle umfasst gem. § 4 Abs. 2 Nr. 2 lit. a MessZV die Messeinrichtung selbst, Wandler, vorhandene Telekommunikationseinrichtungen und bei der Gasentnahmemessung Druck- und Temperaturmess-einrichtungen. Bestandteil der Messeinrichtung sind gem. MeteringCode zusätzlich Zusatz-, Tarif- und Steuereinrichtungen.

Der Messplatz ist der entsprechend den Technischen Hinweisen des Netzbetreibers der zur Aufnahme der Messeinrichtungen für eine Kundenanlage vorbereitete Teil der Gasanlage. Er umfasst bei einer Messanlage für Erdgas im Allgemeinen die Funktionsbereiche Zählung, Umwertung sowie Registrierung.

3. Messeinrichtungen

- (1) Messeinrichtungen, deren Vorhaltung und Betrieb müssen den gesetzlichen und behördlichen, insbesondere eichrechtlichen Bestimmungen, den allgemein anerkannten Regeln der Technik, den Vorgaben der DVGW Regel G 2000 sowie diesen Mindestanforderungen entsprechen.
- (2) Messeinrichtungen sind auf dem der Kundenanlage zugeordneten Messplatz bzw. Messplätzen zu installieren. Sie müssen für die Montageart und für die zu erwartenden Belastungen geeignet und zugelassen sein.
- (3) Die Messeinrichtungen sind hinsichtlich ihrer physikalischen Funktionsweise und Dimensionierung so auszuwählen, dass jede Entnahme aus dem Netz gemessen wird. Die Messeinrichtung ist in Abhängigkeit vom minimalen und maximalen Durchfluss im Betriebszustand gemäß Netzanschlussvertrag sowie unter Berücksichtigung der Änderung der Gasbeschaffenheit und des Abnahmeverhaltens des Letztverbrauchers auszurüsten.

Die Gasmessgeräte müssen dem im Betrieb maximal möglichen Druck (MOP) der vorgeschalteten Anlagen standhalten. Die Eignung ist nachzuweisen.

- (4) Der Mindestfunktionsumfang der Messeinrichtungen ergibt sich aus den Bestimmungen des Gesetzgebers, vereinbarten Zusatzfunktionen und anlagenspezifischen Besonderheiten. Der erforderliche Mindestfunktionsumfang wird anlagenbezogen vom Netzbetreiber bekannt gegeben.
- (5) Die von der Messeinrichtung angezeigten als auch elektronisch ausgegebenen Zählerstände und sonstigen Messwerte müssen über eine angemessene Anzahl von Dezimalstellen vor und ggf. auch nach dem Komma (Stelligkeit) verfügen. Dabei ist sicherzustellen, dass:
 - es innerhalb des doppelten Abrechnungszeitraumes nicht zu mehr als einer Übrerrundung kommt und
 - weiterverarbeitende IT-Systeme die Stelligkeit der Messeinrichtung unterstützen.
- (6) Es gilt grundsätzlich eine Kennzeichnung der Zählwerke sowie gewonnener Zählwerte nach OBIS.
- (7) Die Messeinrichtung und Teile des Messplatzes, welche ungemessene Energie führen, sind entsprechend den allgemein anerkannten Regeln der Technik und nach Vorgabe des Netzbetreibers gegen unberechtigte Energieentnahme und Manipulationsversuche zu schützen (z. B. durch Plombierung). Dies gilt insbesondere für Umgehung der Messeinrichtung und deren Absperreinrichtung.
- (8) Die Zeitbasis für Messeinrichtungen mit einer registrierenden Leistungsmessung und für die Registrierung von Lastgängen muss DCF-77-geführt sein.
- (9) Parametrierung und Zeitbasis von Messeinrichtungen müssen über eine ausreichende Gangreserve bei Netzausfall verfügen. Das angewandte Speicherschutzverfahren muss eine technische Lebensdauer von mindestens der Eichgültigkeitsdauer + 1 Jahr, bei nicht eichpflichtigen Systemen von mindestens 12 Jahren aufweisen.
- (10) Die vom Netzbetreiber vorgegebenen Tarifzeiten sind wirksam umzusetzen. In der Regel beinhalten Vereinbarungen eine Sommer- Winterzeitschaltung, teilweise bestehen Wochenend- und Feiertagsregelungen.
- (11) Es gelten die DVGW-Arbeitsblätter G687 und G689.
- (12) Sofern nichts anderes geregelt, ist der Netzbetreiber grundsätzlich für das erforderliche Regelgerät und dessen Betrieb verantwortlich. Der Messdruck wird, sofern nichts anderes vereinbart, durch den Netzbetreiber vorgegeben.
- (13) Weitere Anforderungen, wie die Rückwirkungsfreiheit der Messeinrichtung auf die Gesamtanlage, die Forderungen des Explosionsschutzes, des Potenzialausgleiches u. a. sind zu beachten. In Gebäuden mit wohnähnlicher Nutzung ist der Schallschutz besonders zu beachten (Raumschall-, Körperschallübertragung bei Trennwänden).
- (14) Die Gestaltung der Gasmesseinrichtung muss gemäß Anhang 1 erfolgen.

- (15) Bei Einsatz der Gaszähler in Z-Schaltung und Dauerreihenschaltung ist der für die Abrechnung vorgesehene Gaszähler eindeutig festzulegen, bei Vergleichsmessungen sind alle Gaszähler mit gleichwertigen Mengenumwertern auszurüsten. Bei Dauerreihenschaltung sind zwei verschiedene Messgerätearten bzw. -prinzipien einzusetzen. Durch eine Dauerreihenschaltung sollen die Messergebnisse ständig verglichen werden können.
- (16) Richtwerte zur Gaszählerauswahl für neue Gas-Messanlagen sind im Anhang 2 aufgeführt.

3.1 Balgengaszähler

- (1) Alle eingesetzten Balgengaszähler müssen in ihrer technischen Ausführung den amtlichen Vorschriften, der DIN EN 1359, den allgemein anerkannten Regeln der Technik sowie dieser Technischen Anforderungen genügen.
- (2) In Ergänzung zur DIN EN 1359 gilt für alle Balgengaszähler:
- Die Balgengaszähler sind in Anschlussausführung und Nennweite entsprechend den Vorgaben des Netzbetreibers einzubauen.
 - Bis Zählergröße G 25 kommen Zweistutzengaszähler mit Zähleranschlußplatte, für Zählergrößen G 40, G 65 und G 100 Zweistutzengaszähler mit Flanschabgang zum Einsatz. Detaillierte Montage- und Aufstellbedingungen sind der Regel „Technische Hinweise für Gaszähler- und Reglerinstallation“ zu entnehmen.
 - Sofern für die Gesamtmessanlage das Erfordernis des Einsatzes von nachgeschalteten Umwertern, Lastgangspeichern oder MSR-Anlagen besteht, ist der Balgengaszähler mit einem elektronisch auslesbaren Zählwerk (Encoder-Zählwerk), gemäß Datenprotokoll nach DSfG-Arbeitskreise „Primärgeräte mit digitaler Schnittstelle“ auszurüsten. Als weitere Schnittstellen sind MBUS oder Impulsgeber Reedgeber (NF) zulässig.
 - Bei der Nutzung der Schnittstellen hat die abrechnungsrelevante Messtechnik die höchste Priorität. Bestehen kundenseitig weitere Anforderungen z.B. zur Einbindung in Gebäudeleittechnik etc., sind entsprechende rückwirkungsfreie Doppler einzusetzen.

3.2 Drehkolbengaszähler

- (1) Alle eingesetzten Drehkolbengaszähler müssen in ihrer technischen Ausführung den amtlichen Vorschriften, der DIN EN 12480, den allgemein anerkannten Regeln der Technik sowie dieser Technischen Anforderungen genügen. Alle Drehkolbengaszähler müssen über eine Zulassung nach EU-Druckgeräte richtlinie (PED) verfügen.
- (2) In Ergänzung zur DIN EN 12480 gilt für alle Drehkolbengaszähler:
- Die Drehkolbengaszähler sind in Anschlussausführung und Nennweite entsprechend den Vorgaben des Netzbetreibers einzubauen.

- b) Beim Werkstoff für die Gehäuse der Drehkolbengaszähler ist DIN 30690-1 zu beachten.
- c) Als Fehlergrenzen bei der Eichung wird die Hälfte der Eichfehlergrenzen empfohlen.
- d) Es sind Drehkolbengaszähler mit:
 - i. einem elektronisch auslesbaren Zählwerk (Encoder-Zählwerk), gemäß Datenprotokoll nach DSfG-Arbeitskreise „Primärgeräte mit digitaler Schnittstelle“ auszurüsten.
 - ii. Vorzugsweise sollte der Zähler zusätzlich mit zwei separaten Impulsgebern im Zählwerkskopf mit Reedgeber (NF) ausgerüstet sein.
- e) Die Drehkolbengaszähler sind mit zwei im Gehäuse integrierten Tauchhülsen für Temperaturmessung sowie ein integrierter Anschluss für den Druckaufnehmer vorzusehen. Die Eichung hat mit den Tauchhülsen zu erfolgen.
- f) Vor Inbetriebnahme ist ein Anfahrtrieb einzubauen. Dies ist ca. 3 Monate nach Inbetriebnahme auszubauen.

3.3 Turbinenradgaszähler

- (1) Alle eingesetzten Turbinenradgaszähler müssen in ihrer technischen Ausführung den amtlichen Vorschriften, der DIN EN 12261, den allgemein anerkannten Regeln der Technik sowie diesen Technischen Anforderungen genügen. Alle Zähler müssen über eine Zulassung nach EU-Druckgeräte-Richtlinie (PED) verfügen.
- (2) In Ergänzung zur DIN EN 12261 gilt für alle Turbinenradgaszähler:
 - a) Beim Einsatz von Turbinenradgaszählern sind die Anforderungen der Technischen Richtlinie PTB G 13 zu beachten.
 - b) Als Gesamtlänge der Turbinenradgaszähler zwischen Ein- und Auslaufanschlüssen, ohne die erforderlichen Ein- und Auslaufstrecken, gilt verbindlich der dreifache Nenndurchmesser (DN).
 - c) Die Turbinenradgaszähler sind grundsätzlich für die Einbaulage horizontaler Durchfluss, universell einstellbar nach links oder rechts, vorzusehen. In Ausnahmefällen ist nach Abstimmung mit dem Netzbetreiber die vertikale Einbaulage mit Durchfluss von oben nach unten möglich.
 - d) Bezüglich der Gehäusewerkstoffe sind die Anforderungen der DIN 30690-1 zu beachten.
 - e) Die Turbinenradgaszähler sind für den Einsatz bis zu einem Betriebsüberdruck von 4 bar einer Niederdruckeichung nach PTB-Prüfregel Band 29 zu unterziehen. Als Fehlergrenzen bei der Eichung wird die Hälfte der Eichfehlergrenzen empfohlen.
 - f) Ab einem Betriebsüberdruck von 4 bar ist der Einsatz von Turbinenradgaszählern nur mit einer Hochdruckprüfung nach PTB-Prüfregel Band 30 zulässig. Die Hochdruckprüfung ist bei einem vom Netzbetreiber vorgegebenen Prüfdruck auf einem Prüfstand, welcher dem 'Nationalen Normal der Bundesrepublik Deutschland für Hochdruck-Erdgas' entspricht, vorzunehmen.

Prüfstand und Termin sind so frühzeitig bekannt zu geben, dass ein Beauftragter des Netzbetreibers auf dessen Kosten an der Hochdruckprüfung teilnehmen kann. Die Justage des Zählers erfolgt einvernehmlich. Das Protokoll der HD-Prüfung ist mitzuliefern. Der HD-Messbereich ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Diese Regelungen gelten für Nacheichungen entsprechend.

- g) Als Fehlergrenzen bei der Hochdruckprüfung wird die Hälfte der Eichfehlergrenzen empfohlen.
 - h) Es kommen nur Zähler mit Öl-Schmierung zum Einsatz oder beim Einsatz von Zähler ohne Öl-Schmierung ist die verkürzte Eichfrist des Zähler zu beachten und schriftlich anzuzeigen.
 - i) Es sind Turbinenradgaszähler mit:
 - iii. einem elektronisch auslesbaren Zählwerk (Encoder-Zählwerk),
 - iv. einem Schaufelradabgriff mit induktiven Impulsgeber (HF) und
 - v. einem Referenzabgriff mit induktiven Impulsgeber (HF) vorhanden sein. Vorzugsweise sollte der Zähler zusätzlich mit zwei separaten Impulsgebern im Zählwerkskopf mit Reedgeber (NF) ausgerüstet sein.
- (3) Vor Inbetriebnahme ist ein Anfahrtrieb einzubauen. Dies ist ca. 3 Monate nach Inbetriebnahme auszubauen.

3.4 Wirbelgaszähler

Der Einsatz von Wirbelgaszählern ist nicht zulässig.

3.5 Ultraschallgaszähler

Der Einsatz von Ultraschallgaszählern ist nicht zulässig.

3.6 Mengenumwerter

- (1) Ab einem Messdruck von 30 mbar ist der Einsatz von Zustandsmengenumwertern verbindlich. Die Notwendigkeit des Einsatzes von Gasbeschaffenheitsmessgeräten und Brennwertmengenumwertern ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Als Orientierung gilt im Anhang 2 aufgeführte Grafik und Tabelle.
- (2) Alle eingesetzten elektronischen Mengenumwerter zum Einsatz in Messanlagen für Erdgas müssen in ihrer technischen Ausführung den amtlichen Vorschriften, der DIN EN 12405, den anerkannten Regeln der Technik sowie diesen Technischen Anforderungen genügen.
- (3) Bei deutlichen Abweichungen der mittleren Jahrestemperatur von Abrechnungswert 15 °C erfolgt auf Anforderung des Netzbetreibers der Einsatz eines Temperaturmengenumwertern ab einer

Zählergröße von G 16. Bis zu einer Zählergröße G 16 ist ein Temperaturkompensierter Zähler einzusetzen.

- (4) Bei Vergleichsmessungen sind alle Gaszähler mit gleichwertigen Mengenumwerter auszurüsten.
- (5) Die Anforderungen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zum Einbau von Leistungs- und Lastgangmessungen sind zu beachten.
- (6) In Ergänzung zur DIN EN 12405 gilt für elektronische Mengenumwerter:
 - a) Die Mengenumwerter haben aus einem Rechner und je mindestens einen Messumformer für Druck und Temperatur zu bestehen. Die Umwertung hat als Funktion von Druck, Temperatur und der Abweichung vom idealen Gasgesetz zu erfolgen (Zustandsmengenumwertung). Bei der Auswahl des K-Zahl-Berechnungsverfahrens sind die aus der Gasbeschaffenheit resultierenden Anforderungen des DVGW Arbeitsblattes G 486 zu beachten. Dies kann entweder durch fest eingestellte K-Zahlen oder durch die Berechnung der K-Zahl im Mengenumwerter geschehen.
 - b) Wird die K-Zahl berechnet, erfolgt dies anhand der Gasbeschaffenheit mit einer geeigneten Gleichung als Funktion von Druck und Temperatur. Die zur Berechnung der K-Zahl benötigten Werte der Gasbeschaffenheit müssen für Brenngase der 1. und 2. Familie nach EN 437 programmierbar sein oder als Online-Daten über das Datenprotokoll DSfG zur Verfügung gestellt werden.
 - c) Als Fehlergrenzen bei der Eichung wird die Hälfte der Eichfehlergrenzen empfohlen.
 - d) Die Gasbeschaffenheitswerte für die K-Zahl Berechnung im Mengenumwerter legt der Netzbetreiber fest.
 - e) Der Druckmessumformer ist als Absolutdruckaufnehmer auszuführen.
 - f) Der Messbereich der Gastemperatur ist von -10 °C bis +60 °C vorzusehen, die Hersteller-Angaben sind zu beachten.
 - g) Es ist ein Dreiwegeprüfhahn mit Ermeto - Minimessanschluss 6L PN-100 M 10x1 (DVGW-Nr. G89e032) einzubauen.
 - h) Die Mengenumwerter und Zusatzeinrichtungen müssen bei Erfordernis für den Einsatz in der für den Aufstellungsraum ausgewiesenen Ex-Zone zugelassen sein. Die notwendige Zulassung nach ATEX ist bereitzustellen.
 - i) Die Mengenumwerter müssen nach Vorgaben des Netzbetreibers über mindestens eine der nachstehenden Schnittstellen verfügen:
 - i. optische Schnittstelle nach IEC 1107
 - ii. RS 232 / 485 Kommunikationsschnittstelle für den Modem-Anschluss (wahlweise analog, ISDN, GSM oder GPRS)
 - iii. DSfG-Schnittstelle entsprechend DVGW G 485

- j) Bei Kombigeräten (integrierte Registrierung) sind die dortigen Anforderungen zur Systemkompatibilität zu beachten.
- k) Die Festlegung der einzustellenden Parameter, wie Ersatzdruck, -temperatur, Standardanalysewerte erfolgen durch den Netzbetreiber. Diese sind im Datenbuch zu dokumentieren.
- l) Die Datenspeicher müssen über eine Bauartenzulassung als Höchstbelastungsanzeigerät für Stunden- und Tagesmaximum bzw. als echtzeitbezogener Lastgang- bzw. Zählerstandgangspeicher verfügen. Die Speichertiefe bei stündlicher Speicherung muss den gesetzlichen Anforderungen entsprechen. Die Zählerstände sollen setzbar sein. Bei Modemeinsatz ist die Zeitsynchronisation des Datenspeichers durch geeignete Maßnahmen sicherzustellen. Die Eichung der Datenspeicher hat als echtzeitbezogener Lastgang- bzw. Zählerstandgangspeicher zu erfolgen.
- m) Zur Inbetriebnahme sind das Datenblatt, eine deutsche Betriebsanleitung, die Bauartenzulassung der PTB mit Plombenplänen und die zur Geräteauslesung erforderliche Software bereitzustellen.
- n) Als Datenübertragungsprotokoll für den Fernbereich müssen Umwerter mindestens eine der nachstehenden Schnittstellen und Protokolle verfügen:
 - i. DSfG-Schnittstelle entsprechend DVGW G 485
 - ii. Schnittstelle nach IEC-1107
 - iii. Schnittstelle nach IEC-870-5-104

3.7 Gasbeschaffenheitsmessungen

Wenn der Einbau einer Gasbeschaffenheitsmessung an der Messstelle erforderlich ist, sind die Anforderungen des DVGW Arbeitsblattes G488 und des Netzbetreibers zu berücksichtigen.

4. Dokumentation, Meldung und Qualitätssicherung

- (1) Jeder Einbau, Austausch oder Ausbau von Messeinrichtungen ist schriftlich zu dokumentieren. Mindestens folgende Angaben sind notwendig: Zählpunktbezeichnung oder detaillierte Adress- und Kundenangaben, Gerätenummer, alle verbrauchsrelevanten Zählerstände, bei Messwandlern deren Übersetzungsverhältnis, ggf. Hinweis auf ein defektes Gerät, Datum und Bearbeiter.
- (2) Bei Messgerätewechsel ist eine Wechselinformation vor Ort am Zählerplatz zu hinterlegen, welche mindestens die ausgebaute sowie eingebaute Gerätenummer, die abrechnungsrelevanten Zählerstände und das Datum des Austauschs enthält.
- (3) Bei jedem Einbau oder Austausch von Mess-, Steuer- und Datenübertragungseinrichtungen ist das Zusammenwirken der Komponenten an der Messstelle und deren korrekter Anschluss zu testen und zu dokumentieren. Dies gilt auch beim Rückbau von Komponenten für die verbliebenen Einrichtungen. Die Plombierung dokumentiert vor Ort diese Kontrolle.

- (4) Meldungen über Einbau, Ausbau oder Tausch von Messeinrichtungen an den Netzbetreiber erfolgen entsprechend der Anlage 3 (Festlegungen zum Datenaustausch des Netzbetreibers) und der Anlage 5 (Kontaktdatenblatt der SWE Netz GmbH).

5. Mitgeltende Gesetze, Verordnungen und technische Regeln

▪ EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
▪ GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
▪ NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
▪ MessZV	Messzugangsverordnung, Entwurf vom 19.09.2008
▪ Eichgesetz	Gesetz über das Mess- und Eichwesen
▪ Eichordnung	
▪ DIN E 437	Prüfgase- Prüfdrücke- Gerätekategorien
▪ DIN EN 1359	Gaszähler; Balgengaszähler
▪ DIN EN 1776	Erdgasmessanlagen - Funktionelle Anforderungen
▪ DIN EN10204	Metallische Erzeugnisse
▪ DIN EN 12261	Gaszähler; Turbinenradgaszähler
▪ DIN EN 12405	Gaszähler; Elektronische Zustandsmengenumwerter
▪ DIN EN 12480	Gaszähler; Drehkolbengaszähler
▪ DIN 30690-1	Bauteile in Anlagen der Gasversorgung
▪ PTB TR G 13	Einbau und Betrieb von Turbinenradgaszähler
▪ PTB Prüfregel Bd.30	Hochdruckprüfung an Gaszählern
▪ DVGW G 485	Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSfG)
▪ DVGW G 486	Realgasfaktoren und Kompressibilitätszahlen von Erdgasen Berechnung und Anwendung
▪ DVGW G 488	Anlagen für die Gasbeschaffenheitsmessung – Planung, Errichtung, Betrieb
▪ DVGW G 492	Gas-Messanlagen für einen Betriebsdruck bis einschließlich 100 bar; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme, Betrieb und Instandhaltung
▪ DVGW G 600	Technische Regeln für die Gas-Installationen, DVGW-TRGI 2008
▪ DVGW G 685	Gasabrechnung in der neuesten Fassung
▪ DVGW G 687	Technische Mindestanforderungen an die Gasmessung
▪ DVGW G 689	Technische Mindestanforderungen an den Messstellenbetrieb Gas

Technischer Anhang 1

Technische Mindestanforderungen – Messeinrichtungen Gas

Q _{max} (Betriebszustand)	Zählergröße	Messdruck (Überdruck)	
		<100 mbar	>=100 mbar
6	G 4	BGZ	-
10	G 6	BGZ	-
16	G 10	BGZ	-
25	G 16	BGZ	-
40	G 25	BGZ	DKZ
65	G 40	BGZ	DKZ
100	G 65	BGZ	DKZ
160	G 100	DKZ / TRZ / BGZ	
250	G 160	DKZ / TRZ	
400	G 250	DKZ / TRZ	
> 400	individuell	DKZ / TRZ	
Q _{max} (Normzustand)	zusätzliche Anforderungen		
> 5.000 m ³ /h (N); <= 10.000 m ³ /h (N)	individuell	Vergleichsmessung erforderlich: Z-Schaltung: 2 Zähler in temporärer Vergleichsschaltung z.B. 2 x TRZ	
>10.000 m ³ /h (N)	individuell	Vergleichsmessung erforderlich: Dauerreihenschaltung 2er Zähler mit unterschiedlichem physikalischem Wirkprinzip, z.B. TRZ + DKZ	

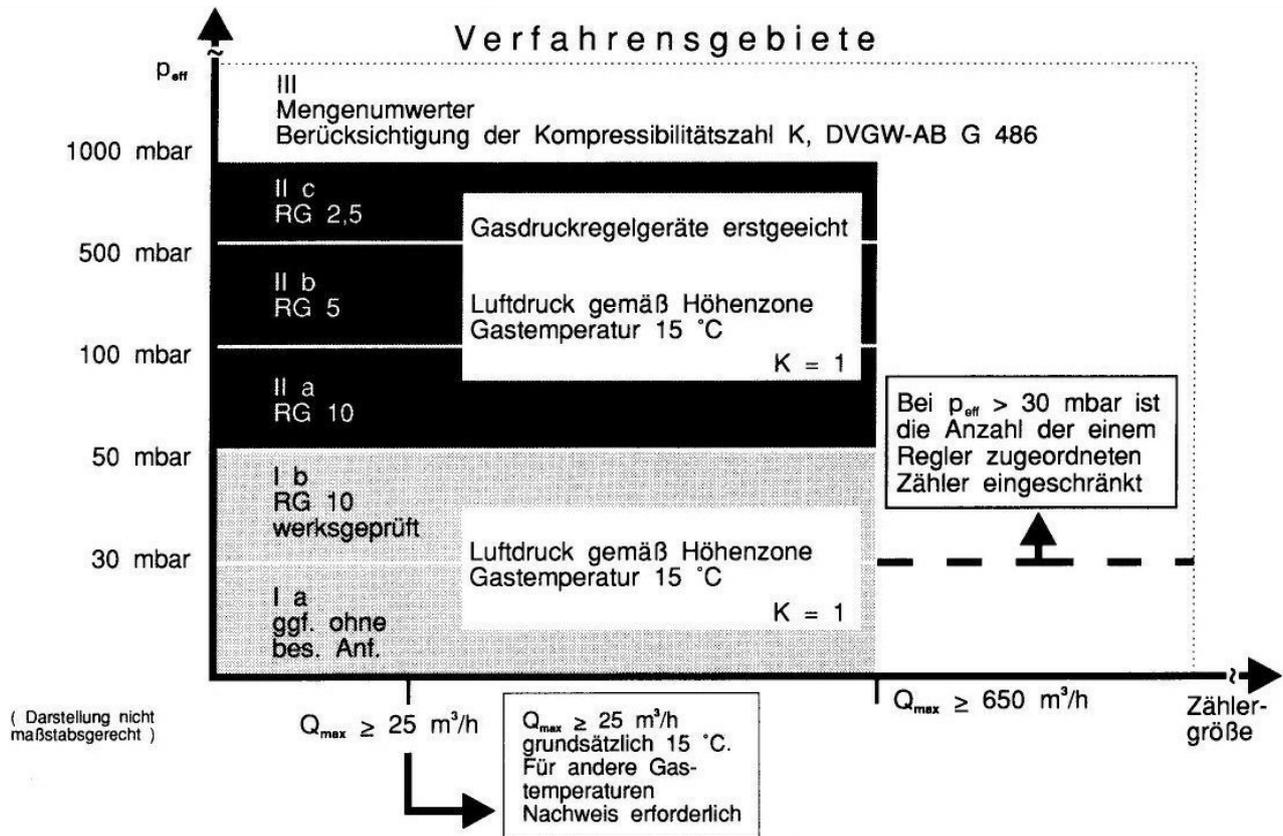
Technischer Anhang 2

Technische Mindestanforderungen – Richtwerte für neue Gasmessanlagen

Messgerät	Baugröße	Messbereich
Balgengaszähler (BGZ)	≤ G 100	≥ 1:160
Drehkolbengaszähler (DKZ)	G 16 bis G 40	≥ 1:50
	G 65 bis G 1000	≥ 1:100
Turbinenradgaszähler (TRZ)	≥ G 65	≥ 1:20
Wirbelgaszähler (WGZ)	kein Einsatz	
Ultraschallgaszähler (USZ)	kein Einsatz	

Technischer Anhang 3

Technische Mindestanforderungen – Verfahrensgebiete und Umwertertypen



Umwertertypen:

Verfahrensgebiet	Umwertung	Anforderungen
I a	keine	keine
I b	ZMU	keine
II a-c	ZMU	$K = 1$
III	ZMU	$K = \text{fest}$
III, >4bar	ZMU/BMU	$K = f(p, T)$, Vorbereitung Analysewerte fernparametrierbar, DSfG