



## Technische Mindestanforderungen (TMA) an Messeinrichtungen - Anlage 1-3

### Inhaltsverzeichnis

<b>Anlage 1 - Technische Mindestanforderungen (TMA) an Messeinrichtungen und Mindestanforderungen an Datenumfang und Datenqualität im Elektrizitätsnetz der Thüga Energienetze GmbH</b> .....	3
1. Allgemeines.....	3
2. Grundsätzliche Anforderungen .....	3
3. Steuereinrichtungen und Tarifschaltzeiten .....	4
4. Messtechnische Anforderungen .....	4
5. Anforderungen an Betriebsmittel im Netz .....	5
6. Identifikationsnummer von Zähler oder Zusatzeinrichtungen .....	5
7. Sicherheitstechnische Anforderungen .....	6
8. Freigabe und Inbetriebnahme von Messeinrichtungen .....	6
8.1. Freigabe .....	6
8.2. Messeinrichtungen in den Spannungsebenen .....	6
8.2.1. Messeinrichtungen in Niederspannung .....	6
8.2.2. Messeinrichtungen in Mittelspannung .....	7
8.3. Dokumentation.....	7
8.4. Plombierung .....	7
9. Mindestanforderungen an Datenumfang und Datenqualität .....	8
10. Messwertübermittlung bei elektronisch ausgelesenen Messeinrichtungen .....	8
11. Weitere Anforderungen des Netzbetreibers .....	9
12. Gesetze, Richtlinien, Verordnungen, Regelwerke.....	9
<b>Anlage 2 - Technische Mindestanforderungen (TMA) an Messeinrichtungen und Mindestanforderungen an Datenumfang und Datenqualität im Erdgasnetz der Thüga Energienetze GmbH</b> .....	10
1. Geltungsbereich .....	10
2. Grundsätzliche Anforderungen .....	10
3. Anforderung an die Messeinrichtung .....	11
3.1. Gaszähler .....	11
3.1.1. Ergänzende Anforderungen beim Einsatz von Drehkolbengaszählern .....	12
3.1.2. Ergänzende Anforderungen beim Einsatz von Turbinenradgaszählern .....	12
3.1.3. Ergänzende Anforderungen beim Einsatz von Ultraschallgaszählern.....	13



3.2	Identifikationsnummer von Zähler oder Zusatzeinrichtungen.....	13
3.3	Ergänzende Anforderungen beim Einsatz von Mengenumwertern und Zusatzeinrichtungen.....	13
3.3.1	Anforderungen an die Messwertübermittlung .....	15
3.3.1.1	Zeitpunkt und Datenumfang für die tägliche Messwertübermittlung .....	15
3.3.1.2	Zeitpunkt und Datenumfang für die monatliche Messwertübermittlung .....	15
3.3.1.3	Datenversand .....	16
3.4	Nachprüfung bereitgestellter Messwerte .....	16
4.	Freigabe und Inbetriebnahme von Messeinrichtungen im Gasnetz des Netzbetreibers .	17
4.1.	Freigabe und Inbetriebnahme der Messeinrichtungen.....	18
5.	Dokumentation .....	18
6.	Plombierung .....	18
	<b>Anlage 3 - Angaben und Ansprechpartner Verteilnetzbetreiber .....</b>	<b>19</b>
	Postfächer zur Marktkommunikation.....	20
	Postfächer des Netzbetreibers und des Messstellenbetreibers / Messdienstleisters.....	20



## **Anlage 1 - Technische Mindestanforderungen (TMA) an Messeinrichtungen und Mindestanforderungen an Datenumfang und Datenqualität im Elektrizitätsnetz der Thüga Energienetze GmbH**

### **1. Allgemeines**

- 1.1 Diese Anlage zum Messstellenrahmenvertrag regelt die technischen Mindestanforderungen an Strommesseinrichtungen, die von Messstellenbetreibern nach § 21 b Abs. 4 Satz 2 Nr. 2 EnWG und § 12 Absatz 1 Messstellenrahmenvertrag sicherzustellen sind und gilt sowohl für Änderungen an bestehenden Strommesseinrichtungen als auch für Neuanlagen. Fester Bestandteil der technischen Mindestanforderungen und Anforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität ist insbesondere die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4400:2011-09. Dem Messstellenbetreiber sind diese Anforderungen bekannt.

Die zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer in einem abgeschlossenen Netzanschlussvertrag zu Grunde liegenden Technischen Anschlussbedingungen sind vom Messstellenbetreiber zu berücksichtigen.

- 1.2 Bestandteil der Messeinrichtung sind Zähler, Zusatzeinrichtungen (z. B. Messwandler) sowie Kommunikations-, Tarif- und Steuerungseinrichtungen (z. B. Modem). Für die eventuell nötige Bereitstellung der Stromversorgung der Messeinrichtung ist der Netzbetreiber nicht verantwortlich.

### **2. Grundsätzliche Anforderungen**

- 2.1 Bei der Planung, Errichtung und dem Betrieb der Messstelle sind neben den einschlägigen gesetzlichen Vorschriften, den Normen und den allgemein anerkannten Regeln der Technik die technischen Anforderungen dieser Anlage zu beachten. Die in Ziffer 1 genannten Anforderungen des Netzbetreibers sind hierbei vom Messstellenbetreiber zu berücksichtigen. Der Messstellenbetreiber stellt sicher, dass an der Messstelle alle Voraussetzungen zur einwandfreien Messung der abrechnungsrelevanten Größen dauerhaft und sicher eingehalten werden. Der Messstellenbetreiber ermöglicht dem Netzbetreiber jederzeit ungehinderten und uneingeschränkten Zugang zur Messeinrichtung.
- 2.2 Der Aufstellungsort der Messeinrichtung muss zugänglich, belüftet, beleuchtet, witterungsgeschützt und trocken sein. Bei Aufstellung im Freien sind die Anforderungen durch gleichwertige Maßnahmen zu erfüllen (z. B. Schutzarten durch Gehäuse). Die Einhaltung der zulässigen Umgebungs- und Betriebstemperaturbereiche der Messeinrichtungen und sonstigen Anforderungen an den Aufstellungsort ist sicherzustellen.
- 2.3 Beim Einbau von Messeinrichtungen sind die erforderlichen Wand- und Montageabstände (z. B. für Instandhaltungsmaßnahmen, Zählerwechsel) einzuhalten.
- 2.4 Die Messeinrichtung ist entsprechend den allgemein anerkannten Regeln der Technik und ggf. unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers gegen unberechtigte Energieentnahmen und Manipulationsversuche zu schützen



(z. B. durch Plombierung, passiver Manipulationsschutz). § 8 Abs. 3 des Messstellenrahmenvertrages ist zu beachten.

- 2.5 Nach Möglichkeit ist die Zählung in derselben Spannungsebene wie die Energielieferung auszuführen. Abweichungen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.
- 2.6 Kann an einem Netzverknüpfungspunkt die Energieflussrichtung wechseln, ist eine Zählung für beide Energieflussrichtungen vorzusehen (Vierquadrantenzähler, Zweierenergieflusszähler oder ein separater Zähler je Energieflussrichtung). Für die Einspeisung von EEG-Anlagen ist bis zu einer Grenze von 100 kW installierter Einspeiseleistung eine Arbeitszählung vorzusehen. Ab einer Leistung von 100 kW ist ein Lastgangzähler zu verwenden. Wird die Einspeisung bzw. der Bezug einer EEG-Anlage mittels kaufmännisch-bilanzieller Durchleitung ermittelt, ist der Aufbau der Messung gesondert mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

### **3. Steuereinrichtungen und Tarifschaltzeiten**

- 3.1 Ergibt sich eine Tarifierung des Zählpunktes im Rahmen der Netznutzung oder auf Anforderung des Lieferanten, so ist dies vom Messstellenbetreiber zu berücksichtigen.

Für die Doppeltarifzähler im Netzgebiet gelten die Anforderungen HT- erregt sowie HT- oben (Pos. der ZW), für die OBIS- Kennzahlzuordnung der Arbeitszählwerke gilt u. a. 1.8.1 für NT und 1.8.2 für HT sowie 1.8.0 für Eintarifzählwerke.

- 3.2 Die Steuerzeiten für die Tarifierung werden vom Netzbetreiber vorgegeben. Die Ansteuerung der Tarifschaltgeräte erfolgt über TRA (Tonfrequenz-Rundsteueranlage). Der Netzbetreiber informiert den Messstellenbetreiber über die an den betroffenen Messstellen eingesetzte Technologie. Alternativ kann der Messstellenbetreiber die Tarifschaltzeiten geräteintern bereitstellen. Die entsprechende Zeitsynchronisation ist vom Messstellenbetreiber sicher-zustellen.
- 3.3 Bei Anlagen mit unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen sind seitens des Messstellenbetreibers vorherige Abstimmungen mit dem Netzbetreiber erforderlich (z. B. bezüglich der Lastschaltung).
- 3.4 Der Messstellenbetreiber ist allein verantwortlich für die korrekte Installation, Funktion und den Betrieb der Steuereinrichtungen.

### **4. Messtechnische Anforderungen**

- 4.1 Die Messgeräte müssen eine Zulassung der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) bzw. bei nach MID konformitätsbewerteten Geräten eine Zulassung einer benannten Stelle aufweisen.
- 4.2 Eingesetzte Arbeitszähler müssen, sofern sie nicht fernabgelesen werden, für die Kundenselbstablesung geeignet sein. Dies gilt als erfüllt, wenn alle erforderlichen



Register oder Zählwerke durch den Kunden ohne spezielle technische Hilfsmittel ablesbar sind (keine Tastenbedienung oder rollierende Anzeige). Zur Unterstützung des Kunden bei der Zählerablesung sind geeignete Informationsunterlagen bereitzuhalten und bei erklärtem Bedarf des Kunden diesem auszuhändigen.

- 4.3 Die Kommunikationseinrichtung zur Fernablesung eines Lastgangzählers, inklusive der Verantwortung für deren Funktionsweise, gehört zum Verantwortungsbereich des Messstellenbetreibers. Der Messstellenbetreiber hat Modems mit transparentem Übertragungsmodus und ohne aktivierten Passwortschutz einzusetzen. Zur Sicherstellung eines reibungslosen und kostengünstigen Datenaustausches mit dem Netzbetreiber sind die verwendeten Geräte und Parametrierungen rechtzeitig vor Inbetriebnahme der Anlage mit dem Netzbetreiber abzustimmen.
- 4.4 Messeinrichtungen sind so zu dimensionieren, dass eine Messung nach dem Stand der Technik und dem einschlägigen Regelwerk gewährleistet ist. Dabei ist die Größe des leistungsbegrenzenden Sicherungselements (z. B. SH-Schalter) sowie zusätzlich bei Messeinrichtungen mit Wandleranschluss die externe Bürde sowie der Spannungsfall des Messkreises zu berücksichtigen. Bei Direktmessungen bis 63 A beträgt der Nennstrom des Zählers höchstens 10 A, darüber höchstens 20 A.
- 4.5 Die Dimensionierung von Messeinrichtungen in Mittelspannung und in höheren Spannungsebenen ist mit dem Netzbetreiber vorab rechtzeitig abzustimmen.
- 4.6 Wandlermessungen sind als Vierleiterschaltung aufzubauen. Ab einschließlich der Mittelspannungs-Ebene bedürfen die vom Messstellenbetreiber eingebauten Wandler der vorherigen Freigabe durch den Netzbetreiber.
- 4.7 Der Stromverbrauch der Zusatzeinrichtungen ist grundsätzlich durch den Messstellenbetreiber zu tragen.

## **5. Anforderungen an Betriebsmittel im Netz**

- 5.1 Betriebsmittel dürfen keine unzulässigen Rückwirkungen auf andere Anschlussnehmer oder technische Einrichtungen des Netzbetreibers verursachen. Es dürfen nur Betriebsmittel verwendet werden, die den technischen Anforderungen des Netzbetreibers entsprechen und von ihm freigegeben sind.
- 5.2 Die geforderte Kurzschlussfestigkeit von Betriebsmitteln im Mittelspannungsnetz beträgt 20 kA, im Niederspannungsnetz 25 kA.

## **6. Identifikationsnummer von Zähler oder Zusatzeinrichtungen**

Die Identifikation ist immer zweifach auszuführen, sowohl mit Klartext als auch mit Barcode 128 Mode B.

Bis zum Inkrafttreten der DIN 43863-5 wird der Messstellenbetreiber Zähler oder Zusatzeinrichtungen wie folgt kennzeichnen und führen: Die Identifikationsnummer besteht aus der Sparte, der Herstellerkennung, dem Baujahr und der Fabriknummer des Zählers, siehe Abbildung 1. Die Liste der Herstellerkennungen wird auf Anforderung durch den Netzbetreiber bereitgestellt.

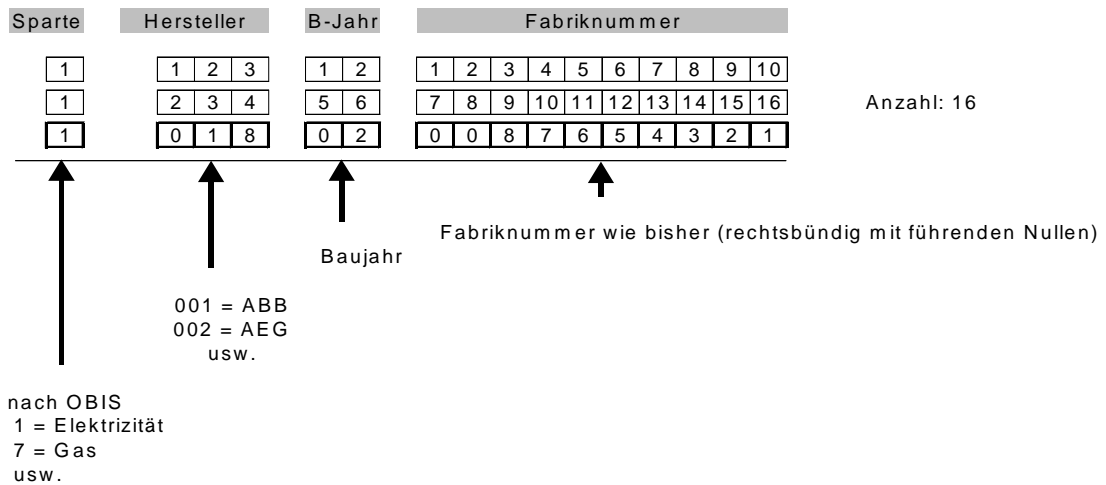


Abbildung 1: Aufbau der Identifikationsnummer

Ist der Messstellenbetreiber Eigentümer des Zählers, müssen am Zähler das Eigentumsverhältnis erkennbar und die Eigentumsnummer ablesbar sowie elektronisch erfassbar sein.

## 7. Sicherheitstechnische Anforderungen

Der Messstellenbetreiber ist dafür verantwortlich, dass nach Einbau bzw. Ausbau der Messeinrichtung offene elektrische Anlagenteile abgedeckt und gegen unbeabsichtigtes Berühren gesichert werden.

## 8. Freigabe und Inbetriebnahme von Messeinrichtungen

### 8.1. Freigabe

Bei der Freigabe und Inbetriebsetzung von elektrischen Anlagen sind sämtliche gesetzlichen Vorschriften, Normen und die allgemein anerkannten Regeln der Technik in den jeweils gültigen Fassungen zu beachten (s. dazu 12.).

### 8.2. Messeinrichtungen in den Spannungsebenen

#### 8.2.1. Messeinrichtungen in Niederspannung

8.2.1.1 Die Inbetriebnahme der elektrischen Anlage (inklusive der Messeinrichtung) bis zur ersten Trenneinrichtung nach dem Netzanschluss erfolgt ausschließlich durch den Netzbetreiber oder dessen Beauftragten nach Vorliegen der Fertigstellungsanzeige des eingetragenen Installationsunternehmens der elektrischen Anlage des Anschlussnehmers.

8.2.1.2 Befindet sich zwischen Netzanschluss und Messeinrichtung keine Trennvorrichtung (z. B. Zählervorsicherung), so ist zusätzlich eine schriftliche Errichterbestätigung für die Messeinrichtung durch den Messstellenbetreiber erforderlich.



Eine Wiederinbetriebnahme des Netzanschlusses nach einer Änderung, Wartung oder Instandsetzung der Messeinrichtung durch den Messstellenbetreiber erfolgt durch den Netzbetreiber analog den Punkten 8.2.1.1. und 8.2.1.2.

8.2.1.3 Als Errichterbestätigung verwendet der Messstellenbetreiber das Formular „Fertigmeldung/Inbetriebsetzungsauftrag Strom“. Bei Messstellenbetreiber ist die ID einzutragen. Mit der Unterschrift des Messstellenbetreibers wird die Freigabe zur Inbetriebsetzung der Messeinrichtung erteilt und sie kann unter Spannung gesetzt werden.

## **8.2.2. Messeinrichtungen in Mittelspannung**

8.2.2.1 Die Inbetriebnahme der elektrischen Anlage (inklusive der Messeinrichtung) bis zur ersten Trenneinrichtung nach dem Übergabeschalter erfolgt ausschließlich durch den Netzbetreiber oder dessen Beauftragten nach Vorliegen der erforderlichen Errichterbestätigungen.

8.2.2.2 Befindet sich zwischen Übergabeschalter und der Messeinrichtung keine Trennstelle, so ist eine schriftliche Errichterbestätigung gemäß Berufsgenossenschaftlicher Vorschrift für Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit (BGV) für die Messeinrichtung durch den Messstellenbetreiber erforderlich.

8.2.2.3 Eine Wiederinbetriebnahme am Netzanschlusspunkt nach einer Änderung, Wartung oder Instandsetzung der Messeinrichtung durch den Messstellenbetreiber erfolgt durch den Netzbetreiber analog den Punkten 8.2.2.1. und 8.2.2.2.

## **8.3 Dokumentation**

Der Messstellenbetreiber ist Anlagenverantwortlicher für die Messeinrichtung und die der Messeinrichtung zugehörigen Anlagenteile. Mit der Anzeige der Messstelle beim Netzbetreiber und der Übermittlung der Messgerätedaten dokumentiert der Messstellenbetreiber zugleich die ordnungsgemäße Installation und Inbetriebnahme der Messeinrichtung und der zugehörigen Anlagenteile.

## **8.4 Plombierung**

Ungemessene und/oder offene Anlagenteile sind in geeigneter Weise vor unberechtigter Energieentnahme und Manipulation zu schützen. Der Messstellenbetreiber oder dessen Beauftragte führen Plombierungen nur für unmittelbar zur Messeinrichtung gehörende Anlagenteile durch (z. B. Klemmdeckel, Zählerplätze). Die Plombierung muss so gestaltet sein, dass ein Rückschluss auf das plombierende Unternehmen möglich ist. Werden im Zuge von Arbeiten Plombierungen anderer Anlagenteile entfernt oder beschädigt, so ist der Netzbetreiber unverzüglich schriftlich zu informieren. Besteht eine Vereinbarung des Installations- bzw. Messstellenbetreiberunternehmens mit dem Netzbetreiber zur Wiederplombierung, so ist die Wiederplombierung unverzüglich durchzuführen.



## 9. Mindestanforderungen an Datenumfang und Datenqualität

Die Übermittlung der Daten erfolgt im Format MSCONS. Darüber hinaus gelten folgende Anforderungen:

Zählwerk	Zählwerksart	Zählwerkskennung	Tarifart	OBIS-Kennziffer
1	T1	+A	NT	1-1:1.8.1
2	T2	+A	HT	1-1:1.8.2
3	T1	+R	NT	1-1:3.8.1
4	T2	+R	HT	1-1:3.8.2
5	M1	+P	NT	1-1:1.6.1
6	M2	+P	HT	1-1:1.6.2
7	K1	+P	NT	1-1:1.2.1
8	K2	+P	HT	1-1:1.2.2
9	T1	-A	NT	1-1:2.8.1
10	T2	-A	HT	1-1:2.8.2
11	T1	-R	NT	1-1:4.8.1
12	T2	-R	HT	1-1:4.8.2
13	M1	-P	NT	1-1:2.6.1
14	M2	-P	HT	1-1:2.6.2
15	K1	-P	NT	1-1:2.2.1
16	K2	-P	HT	1-1:2.2.2
17		MR		1-1:0.1.0

## 10. Messwertübermittlung bei elektronisch ausgelesenen Messeinrichtungen

Zeitpunkt und Datenumfang für die werktägliche Messwertübermittlung:

Die Messwertübermittlung hat täglich, unverzüglich nach Datenauslesung, jedoch spätestens zu den u. g. Zeitpunkten für folgende Zeitreihen zu erfolgen:

- Bis 06:00 Uhr Versand des Lastgangs bzw. Zählerstandgangs für den vorangegangenen Werktag/die vorangegangenen Werktage, sofern noch nicht übermittelt.

Zeitpunkt und Datenumfang für die monatliche Messwertübermittlung:

Die Messwertübermittlung hat monatlich am Monatsersten unverzüglich nach Datenauslesung für folgende Zeitreihen zu erfolgen:

- Lastgang bzw. Zählerstandgang für den Liefermonat M von 0:00 Uhr, erster Tag des Monats M bis 0:00 Uhr, erster Tag des Monats M+1
- Zählerstand am ersten Tag des Monats M, 0:00 Uhr Datenversand





Die Übermittlung der Messwerte hat unter Beachtung der hier festgelegten Fristen an folgende Adresse zu erfolgen:

[mks@meteringservice.de](mailto:mks@meteringservice.de)

Nachprüfung bereitgestellter Messwerte

Bereitgestellte Messwerte müssen den Anforderungen der technischen Regelwerke genügen. Sofern Störungen und damit verbundene Ersatzwertbildungen gehäuft oder regelmäßig auftreten, ist das Messgerät durch den Messstellenbetreiber zu prüfen, instandzusetzen oder zu ersetzen. Der Messstellenbetreiber hat den Netzbetreiber bei Störungen unverzüglich zu informieren.

## **11. Weitere Anforderungen des Netzbetreibers**

Es sind die technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz (TAB 2007) zu Grunde zu legen. Das bedeutet insbesondere:

- Der Einsatz von Zählerplätzen mit integrierter Befestigungs- und Kontaktiereinrichtung (BKE-I) und auch der Einbau von Hutschienenzählern sind nicht gestattet.
- Als Standard sind Drei-Punkt-Befestigungen vorzunehmen sowie eine entsprechende Dimensionierung der Zählerplätze (Vgl. Anhang A 3 der TAB 2007).

## **12. Gesetze, Richtlinien, Verordnungen, Regelwerke**

Einschlägig sind insbesondere

- Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)
- Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)
- Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)
- Messzugangsverordnung (MessZV)
- Wechselprozesse im Messwesen (WiM)
- Eichgesetz (EG)
- Eichordnung (EO)
- Europäische Messgeräte Richtlinie (MID)
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)
- PTB-Richtlinien
- VDN-, VDEW- und VBEW-Richtlinien bzw. Anwendungsregeln
- EN-, DIN- und VDE-Normen
- Bundesimmissionsschutzgesetz
- Technische Mindestanforderungen des Netzbetreibers
- Anerkannte Regeln der Technik
- Beschlüsse und Festlegungen der Beschlusskammer 6 (BK6) der Bundesnetzagentur (BNetzA)
- Vorschriften zur Unfallverhütung und des Arbeitsschutzes und der Arbeitssicherheit in der jeweils gültigen Fassung.



## **Anlage 2 - Technische Mindestanforderungen (TMA) an Messeinrichtungen und Mindestanforderungen an Datenumfang und Datenqualität im Erdgasnetz der Thüga Energienetze GmbH**

### **1. Geltungsbereich**

Dieses Dokument regelt die technischen Mindestanforderungen an Gas-Messeinrichtungen und die Mindestanforderungen an Datenumfang und Datenqualität im Netzgebiet des Netzbetreibers Thüga Energienetze GmbH nach § 21 b Abs. 4 EnWG und § 12 Abs. 1 Messstellenrahmenvertrag. Das Dokument ergänzt die einschlägigen Gesetze und Verordnungen (insbesondere EnWG, GasNZV, GasGVV, MessZV), die Technischen Vorschriften und Richtlinien (z. B. DVGW Regelwerk, insbesondere G 488, G 492, G 685, G 687, G 689 und G 2000) in den jeweils gültigen Fassungen. Das Dokument gilt auch für Gasmesseinrichtungen im Anwendungsbereich des DVGW Arbeitsblattes G 600, ersetzt jedoch nicht die technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers. Die Regelungen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer bleiben unberührt. Messeinrichtungen an Netzkopplungspunkten und Messeinrichtungen zur Gasbeschaffenheitsmessung sind im Vorfeld mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Weitergehende technische Einrichtungen, wie z. B. Dimensionierung der Rohre, Einrichtungen für die Absperrung der Messeinrichtung, die Druck-absicherung, die Druck-/Mengenregelung, Erdgasfilter oder die ggf. zum Schutz der Gaszähler vorgeschalteten Schmutzsiebe, sind nicht Bestandteil dieser Mindestanforderungen und werden gesondert geregelt. Das Dokument gilt auch für Umbauten an bestehenden Messeinrichtungen.

### **2. Grundsätzliche Anforderungen**

Der Messstellenbetreiber stellt sicher, dass an der Messstelle alle Voraussetzungen zur einwandfreien Messung der abrechnungs- und bilanzierungsrelevanten Größen dauerhaft und sicher eingehalten werden. Der Aufstellungsort der Messeinrichtung muss zugänglich, belüftet, beleuchtet, witterungsgeschützt und trocken sein. Bei Aufstellung im Freien sind die Anforderungen durch gleichwertige Maßnahmen zu erfüllen (z. B. Schutzarten durch Gehäuse). Die Einhaltung der zulässigen Umgebungs- und Betriebstemperaturbereiche der Messeinrichtungen (insbesondere bei Messanlagen mit elektronischen Messgeräten in Schrankanlagen) und sonstigen Anforderungen an den Aufstellungsort ist sicherzustellen. Es dürfen nur Geräte eingesetzt werden, die gemäß Herstellerangaben den Anforderungen des Aufstellungsortes genügen. Die erforderlichen Wand- und Montageabstände (z. B. für Zählerwechsel) sind einzuhalten. In entsprechenden Einbausituationen ist zusätzlich ein Umfahr- und Abreißschutz zur Sicherung gegen Beschädigungen sicherzustellen. In Gebäuden mit wohnähnlicher Nutzung ist der Schallschutz besonders zu beachten (Raumschall-, Körperschallübertragung bei Trennwänden).

Der Messstellenbetreiber ermöglicht dem Netzbetreiber jederzeit ungehinderten und uneingeschränkten Zugang zur Messeinrichtung.

Bei Übernahme bzw. Nutzungsüberlassung von Messeinrichtungen des Netzbetreibers als grundzuständigem Messstellenbetreiber ist zusätzlich zu den Prozessschritten der Abschnitte 5.1. und 5.2. der Anlage 1 zu den Festlegungen BK6-09-034/BK7-09-001 der Bundesnetzagentur der Abschluss eines



Kauf/Pachtvertrages nach Vorgabe des Netzbetreibers erforderlich. Ein Muster wird auf Anfrage zur Verfügung gestellt.

### 3. Anforderung an die Messeinrichtung

Die Gas-Messeinrichtung muss für den Abnahmefall geeignet sein und entsprechend betrieben werden. Die Messgeräte müssen dem im Betrieb maximal möglichen Druck (MOP) standhalten. Die Eignung ist nachzuweisen. Eingesetzte Messeinrichtungen müssen, sofern sie nicht fernabgelesen werden, für die Kundenselbstablesung geeignet sein. Dies gilt als erfüllt, wenn alle erforderlichen Register oder Zählwerke gleichzeitig ablesbar sind (keine Tastenbedienung oder rollierende Anzeige). Schalteinrichtungen zur Versorgungsunterbrechung oder zur Leistungsbegrenzung, die über die hier spezifizierten Mindestanforderungen hinaus notwendig werden, bedürfen vor dem Einbau der Zulassung durch die Thüga Energienetze GmbH. Hierfür ist vom Messstellenbetreiber der Nachweis der Zulassung/die Einhaltung der sonstigen technischen Anforderungen an die eingesetzten Geräte zu führen. Soweit bei Verbrauchs-/Abnahmestellen eine Steuerung im Rahmen der Netznutzung (z. B. bei unterbrechbarer Versorgung) durch den Netzbetreiber erfolgt, werden die erforderlichen Steuergeräte in der Regel vom Netzbetreiber gestellt. Die Gestaltung der Gas-Messeinrichtung hat nach Tabelle 1 zu erfolgen.

<b>Auslegungskapazität (unter Normbedingungen) in m³/h</b>	<b>Aufbau der Messeinrichtung</b>
< 5.000	Einfachmessung mit Umgang, wenn erforderlich
≥ 5.000 bis < 50.000	mit Vergleichsmesseinrichtung
≥ 50.000	mit Vergleichsmesseinrichtung (unterschiedliche Messprinzipien) in Dauerreihenschaltung)

Tabelle 1: Richtwerte zu den Auslegungskriterien

Bei Vergleichsmessungen sind alle Gaszähler mit gleichwertigen Mengenumwertern auszurüsten. Die Gastemperatur am Gaszähler sollte im Bereich von +5° bis +40° C liegen. Bei Dauerreihenschaltung müssen zwei verschiedene Messgerätearten nach Anlage 1 dieses Dokuments eingesetzt werden.

#### 3.1. Gaszähler

Die Auswahl des geeigneten Gaszählers hat nach Anlage 1 dieses Dokuments zu erfolgen. Die Leistungsauslegung sollte sich generell ca. der G-Größe des Zählers anpassen. Die Druckstufe ist entsprechend den Betriebsbedingungen auszuwählen und mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Standarddruckstufe ist DP 16 bar (Ausnahme BGZ: DP 0,5 bar). Zur Inbetriebnahme sind dem Netzbetreiber Kopien der erforderlichen Prüfzeugnisse über die durchgeführten Druck- und Festigkeitsprüfungen nach DIN EN 10204 - 3.1 zu übergeben (Ausnahme BGZ: DP 0,5 bar).



Folgende Bauteile sind zusätzliche Bestandteile des Gaszählers:

- Dichtungen
- Muffen
- Verschlüsse

Bei der Messgeräteauswahl ist die notwendige Versorgungssicherheit zu beachten. In Einzelfällen kann dies zu Abweichungen von Anlage 1 dieses Dokuments führen.

### **3.1.1 Ergänzende Anforderungen beim Einsatz von Drehkolbengaszählern**

In Ergänzung zur DIN EN 12480 gilt: die Drehkolbengaszähler sind in Anschlussausführung und Nennweite entsprechend den Vorgaben des Netzbetreibers einzubauen. Beim Werkstoff für die Gehäuse der Drehkolbengaszähler ist DIN 30690-1 zu beachten. Als Fehlergrenzen bei der Eichung ist die Hälfte der Eichfehlergrenzen einzuhalten. Es werden zwei separate Impulsgeber im Zählwerkskopf mit Reedgeber (NF) gefordert. Prinzipiell wird der Einsatz eines zusätzlichen Encoderzählwerks empfohlen, es muss mindestens ein mechanischer Abtrieb (25 H7) für ein Aufsteck-Encoderzählwerk vorhanden sein. Vor dem Drehkolbenzähler ist ein Sieb einzubauen, vorzugsweise wird hier ein Kegelsieb empfohlen. Als Gesamtlänge des Drehkolbengaszählers zwischen Ein- und Auslaufanschlüssen wird 3 DN empfohlen. Diese Regelungen gelten für Nacheichungen entsprechend. Die Drehkolbengaszähler sind mit zwei im Gehäuse integrierten Tauchhülsen vorzusehen. Die Eichung hat mit den Tauchhülsen zu erfolgen. Unabhängig von den unterschiedlichen Einbausituationen muss ein Ablesen des Zählwerks von der, der Wand abgewandten Seite aus, möglich sein.

### **3.1.2 Ergänzende Anforderungen beim Einsatz von Turbinenradgaszählern**

Als Gesamtlänge der Turbinenradgaszähler zwischen Ein- und Auslaufanschlüssen gilt verbindlich 3 DN. Die Turbinenradgaszähler sind grundsätzlich für die Einbaulage horizontaler Durchfluss, universell einstellbar nach links oder rechts, vorzusehen. Bezüglich der Gehäusewerkstoffe sind die Anforderungen der DIN 30690-1 zu beachten. Die Turbinenradgaszähler sind für den Einsatz bis zu einem Betriebsüberdruck von 4 bar einer Niederdruckeichung zu unterziehen. Als Fehlergrenzen bei der Eichung ist die Hälfte der Eichfehlergrenzen einzuhalten. Ab einem Betriebsüberdruck von 4 bar ist der Einsatz von Turbinenradgaszählern nur mit einer Hochdruckprüfung in Anlehnung an die PTB-Prüfregel Bd. 30 zulässig. Die Hochdruckprüfung ist beim vom Netzbetreiber vorgegebenen Prüfdruck auf einem Prüfstand, welcher dem deutsch-niederländischen Bezugsniveau angeglichen ist, vorzunehmen. Prüfstand und Termin sind so frühzeitig bekanntzugeben, dass ein Beauftragter des Netzbetreibers auf dessen Kosten an der Hochdruckprüfung teilnehmen kann. Das Protokoll der HD-Prüfung ist mitzuliefern. Als HD-Messbereich gilt 1:50.

Es sind Turbinenradgaszähler mit 2 x separaten Impulsgebern im Zählwerkskopf mit Reedgeber NF, und mit 2 x Schaufelradabgriff mit induktivem Impulsgeber (HF), zumindest in Neuanlagen, Encoderzählwerk einzusetzen. Alternativ zu einem integrierten Encoderzählwerk muss durch einen mechanischen Abtrieb (25 H7) die Möglichkeit zur Verwendung eines Aufsteck-Encoderzählwerkes gegeben sein.



### 3.1.3 Ergänzende Anforderungen beim Einsatz von Ultraschallgaszählern

Alle Zähler müssen über eine Zulassung nach EU-Druckgeräterichtlinie (PED) verfügen. In Ergänzung zu den allgemeinen Regeln gilt für alle Ultraschallgaszähler: beim Einsatz sind die Anforderungen der PTB hinsichtlich der Ein- und Auslaufstrecken zu beachten. Die Ultraschallgaszähler sind grundsätzlich für die Einbaulage horizontaler Durchfluss, universell einstellbar nach links oder rechts, vorzusehen. In Ausnahmefällen ist die vertikale Einbaulage mit Durchfluss von oben nach unten möglich. Bezüglich der Gehäusewerkstoffe sind die Anforderungen der DIN 30690-1 zu beachten. Für die Prüfungen, Eichungen und Fehlergrenzen gelten die Ausführungen für Turbinenradgaszähler entsprechend.

### 3.2 Identifikationsnummer von Zähler oder Zusatzeinrichtungen

Bis zum Inkrafttreten der DIN 43863-5 wird der Messstellenbetreiber Zähler oder Zusatzeinrichtungen wie folgt kennzeichnen und führen. Die Identifikationsnummer besteht aus der Sparte, der Herstellerkennung, dem Baujahr und der Fabriknummer des Zählers, siehe Abbildung 1. Die Liste der Herstellerkennungen wird auf Anforderung durch den Netzbetreiber bereitgestellt.

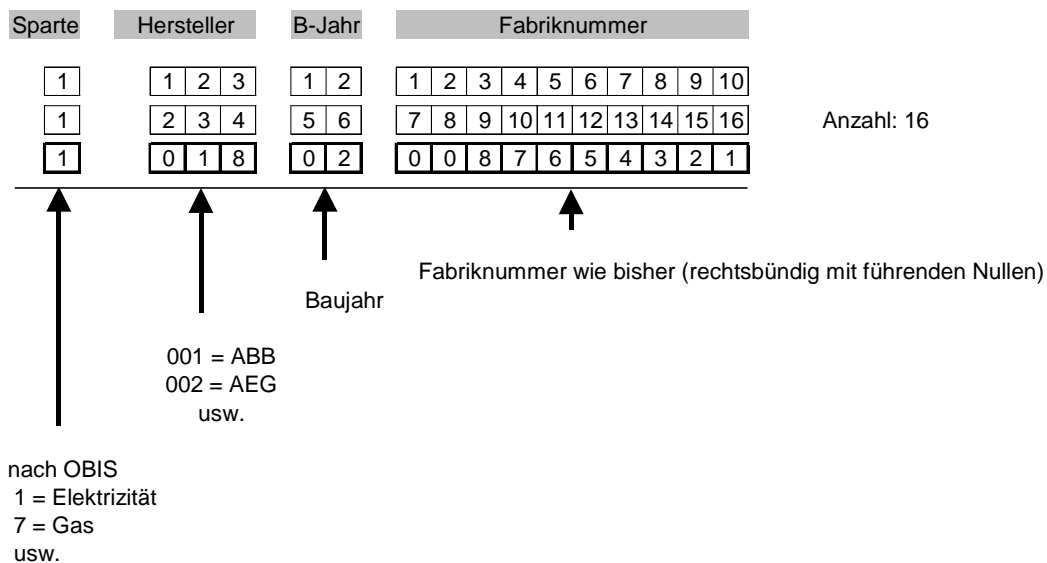


Abbildung 2: Aufbau der Identifikationsnummer

### 3.3 Ergänzende Anforderungen beim Einsatz von Mengenumwertern und Zusatzeinrichtungen

Die Anforderungen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zum Einbau von Leistungs- bzw. Lastgangmessungen sind zu beachten. Die Kommunikationseinrichtung zur Fernablesung, inklusive der Verantwortung für deren Funktionsweise, gehört zum Tätigkeitsumfang des Messstellenbetreibers.



Der Messstellenbetreiber hat Modems mit transparentem Übertragungsmodus und ohne aktivierten Passwortschutz einzusetzen. Je nach Einsatz der Geräte ist es notwendig, dass die Daten mit verschiedenen Abrufsystemen abrufbar sind. Die Übertragungsprotokolle sind dazu offenzulegen. Ab einem Messdruck von 50 mbar ist der Einsatz von Mengenumwertern verpflichtend. Zwischen 30 - 50 mbar sind werksgеprüfte Regelgeräte oder alternativ ebenfalls Mengenumwerter einzusetzen. Als Fehlergrenzen bei der Eichung wird die Hälfte der Eichfehlergrenzen empfohlen. In Ergänzung zur DIN EN 12405 gilt für elektronische Mengenumwerter: die Mengenumwerter haben aus einem Rechner und je einem 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. 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 DIN EN 437 programmierbar sein oder als Live-Daten über ein geeignetes Datenprotokoll (z. B. DSfG) zur Verfügung gestellt werden können. Der Druckmessumformer ist als Absolutdruckaufnehmer auszuführen. Der Messbereich der Gastemperatur ist von - 20 °C bis +60 °C vorzusehen, die Hersteller-Angaben sind zu beachten.

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. Eingesetzte Mengenumwerter müssen über eine Temperaturtauchtasche und einen Druckaufnehmeraufsatz verfügen.

Die Datenspeicher müssen über eine Bauartzulassung als echtzeitbezogener Lastgang bzw. Zählerstandsgangspeicher verfügen. Die Eichung der Datenspeicher hat als echtzeitbezogener Lastgang- bzw. Zählerstands-gangspeicher zu erfolgen. Bei einer Belastung von  $0,3 Q_{max}$  sind mindestens 100 Impulse einzuhalten. Zur Inbetriebnahme sind Datenblatt, Betriebs-anleitung, Bauartzulassung der PTB mit Plombenplänen und die zur Geräteauslesung erforderliche Software bereitzustellen. Die Betriebsanleitung ist dem Anschlussnutzer auszuhändigen. Die Parametrierung hat nach den Vorgaben des Netzbetreibers zu erfolgen. Die Mengenumwerter bzw. Zusatzeinrichtungen müssen über mindestens eine der nachstehenden Schnittstellen verfügen:

- optische Schnittstelle nach IEC 1107
- RS 232 / 485 Kommunikationsschnittstelle für den Modem-Anschluss (wahlweise analog, ISDN oder GSM)
- DSfG-Schnittstelle entsprechend DVGW G 485
- MDE-kompatibel



### 3.3.1 Anforderungen an die Messwertübermittlung

Sofern keine stündliche Messwertübermittlung durch den Transportkunden gefordert ist, gelten abweichend von den in Anlage 1 zum Beschluss BK7-09-001 (WiM) festgehaltenen Regelungen zur Messwertübermittlung an den Netzbetreiber folgende, jederzeit widerrufbare, Vereinbarungen:

#### 3.3.1.1 Zeitpunkt und Datenumfang für die tägliche Messwertübermittlung

Die Messwertübermittlung hat täglich, unverzüglich nach Datenauslesung jedoch spätestens zu den u. g. Zeitpunkten, für folgende Zeitreihen zu erfolgen:

- bis 8:00 Uhr für den Vortag von 6:00 Uhr (D-1) bis 6:00 Uhr (D):
  - Versand des Lastgangs bzw. Zählerstandgangs für das Volumen im Betriebszustand  $V_b$  in  $m^3$  sowie zusätzlich beim Einsatz von Mengenumwertern:
    - Lastgang bzw. Zählerstandgang für das Volumen im Normzustand  $V_n$  in  $m^3$
    - Zeitreihe für die Abrechnungstemperatur  $T_{eff}$  in  $^{\circ}C$
    - Zeitreihe für den Gasdruck (absolut)  $p_{eff} + p_{amb}$  in bar
- bis 13:00 Uhr für den Gastag D von 6:00 Uhr bis 12:00 Uhr:
  - Versand des Lastgangs bzw. Zählerstandgangs für das Volumen im Betriebszustand  $V_b$  in  $m^3$
  - sowie zusätzlich beim Einsatz von Mengenumwertern:
    - Lastgang bzw. Zählerstandgang für das Volumen im Normzustand  $V_n$  in  $m^3$
    - Zeitreihe für die Abrechnungstemperatur  $T_{eff}$  in  $^{\circ}C$
    - Zeitreihe für den Gasdruck (absolut)  $p_{eff} + p_{amb}$  in bar

#### 3.3.1.2 Zeitpunkt und Datenumfang für die monatliche Messwertübermittlung

Die Messwertübermittlung für den Liefermonat M von 6:00 Uhr, erster Tag des Monats M bis 6:00 Uhr, erster Tag des Monats M+1 hat monatlich am Monatsersten unverzüglich nach Datenauslesung für folgende Zeitreihen zu erfolgen:

- Lastgang bzw. Zählerstandgang für das Volumen im Betriebszustand  $V_b$  in  $m^3$
- sowie zusätzlich beim Einsatz von Mengenumwertern:
  - Lastgang bzw. Zählerstandgang für das Volumen im Normzustand  $V_n$  in  $m^3$
  - Zeitreihe für die Abrechnungstemperatur  $T_{eff}$  in  $^{\circ}C$
  - Zeitreihe für den Gasdruck (absolut)  $p_{eff} + p_{amb}$  in bar
  - elektronischer Zählerstand um 6:00 Uhr erster Tag des Monats M für folgende Zählwerke:
    - registriertes Volumen im Betriebszustand  $V_b$
    - sowie zusätzlich beim Einsatz von Mengenumwertern:
      - registriertes Volumen im Normzustand  $V_n$
      - registrierte Störmenge
      - sowie zusätzlich beim Einsatz von Encoderzählwerken:
        - Stand Encoderzählwerk



Die monatliche Messwertübermittlung hat auch dann zu erfolgen, wenn von den unter Kap. 0 vereinbarten Regelungen auf Wunsch des Transportkunden abgewichen wird.

### 3.3.1.3 Datenversand

Die Übermittlung der Messwerte hat unter Beachtung der hier festgelegten Fristen an folgende Adresse zu erfolgen:

mkg@meteringservice.de

Der Versand der Messdaten erfolgt in der jeweils aktuellen Version des Nachrichtenotyps MSCONS des Edi@energy-Subsets unter Verwendung der in Tabelle 2 aufgeführten OBIS Kennziffern.

Zeitreihe	OBIS Kennzahl
Lastgang für das Volumen im Betriebszustand $V_b$ [m <sup>3</sup> ] ungestört	7-1:99.21.15
Lastgang für das Volumen im Betriebszustand $V_b$ [m <sup>3</sup> ] gestört	7-1:99.22.15
Lastgang für das Volumen im Betriebszustand $V_b$ [m <sup>3</sup> ] gesamt	7-1:99.23.15
Lastgang für das Volumen im Normzustand $V_n$ [m <sup>3</sup> ] ungestört	7-1:99.21.17
Lastgang für das Volumen im Normzustand $V_n$ [m <sup>3</sup> ] gestört	7-1:99.22.17
Lastgang für das Volumen im Normzustand $V_n$ [m <sup>3</sup> ] gesamt	7-1:99.23.17
Zählerstandsgang für das Volumen im Betriebszustand $V_b$ [m <sup>3</sup> ]	7-1:99.21.0
Zählerstandsgang für das Volumen im Normzustand $V_n$ [m <sup>3</sup> ] ungestört	7-1:99.21.2
Zählerstandsgang für das Volumen im Normzustand $V_n$ [m <sup>3</sup> ] gestört	7-1:99.22.2
Zählerstandsgang für das Volumen im Normzustand $V_n$ [m <sup>3</sup> ] gesamt	7-1:99.23.2
Temperatur [°C]	7-1:99.41.42
Absolutdruck [bar]	7-1:99.42.42
registriertes Volumen im Betriebszustand $V_b$	7-1:1.0.0
registriertes Volumen im Betriebszustand $V_b$ (Encoder)	7-2:1.0.0
registriertes Volumen im Normzustand $V_n$ ungestört	7-1:11.2.0
registriertes Volumen im Normzustand $V_n$ gestört	7-1:12.2.0
registriertes Volumen im Normzustand $V_n$ gesamt	7-1:13.2.0

Tabelle 2: OBIS Kennzahlen

### 3.4 Nachprüfung bereitgestellter Messwerte

Bereitgestellte Messwerte müssen den Anforderungen der DVGW Regelwerke G 685 (A) und G 687 (A) genügen. Sofern Störungen und damit verbundene Ersatzwertbildungen gehäuft oder regelmäßig auftreten, ist das Messgerät durch den Messstellenbetreiber zu prüfen, instandzusetzen oder zu ersetzen. Der Messstellenbetreiber hat den Netzbetreiber bei Störungen unverzüglich zu informieren.





## Anlage 1

Zähler- grösse G	Belastung		Zähler- art	Messbe- reich	Impulsgeber	Encoder	Mengen- umwerter	Tarif- gerät >500Kw o. 1,5MioKwh jährlich
	Qmin/m <sup>3</sup>	Qmax/m <sup>3</sup>						
G 2,5	0,025	4	BGZ	1:160	x			
G 4	0,04	6	BGZ	1:160	x			
G 6	0,06	10	BGZ	1:160	x			
G 10	0,1	16	BGZ	1:160	x			
G 16	0,16	25	BGZ	1:160	x			
G 25	0,25	40	BGZ	1:160	x			
G 40	0,4	65	BGZ	1:160		x		x
G 16	0,16	25	DKZ	1:160	x	x	>50mbar	
G 25	0,25	40	DKZ	1:160	x	x	>50mbar	
G 40	0,4	65	DKZ	1:160	x	x	>50mbar	x
G 65	0,6	100	DKZ	1:160	x	x	>50mbar	x
G 100	1	160	DKZ	1:160	x	x	>50mbar	x
G 160	1,6	250	DKZ	1:160	x	x	>50mbar	x
G 250	2,5	400	DKZ	1:160	x	x	>50mbar	x
G 400	4	650	DKZ	1:160	x	x	>50mbar	x
G 650	6,25	1000	DKZ	1:160	x	x	>30mbar	x
G 1000	10	1600	DKZ	1:160	x	x	>30mbar	x
G 65	3	100	TRZ	>1:30	x	x	>50mbar	x
G 100	5	160	TRZ	>1:30	x	x	>50mbar	x
G 160	8	250	TRZ	>1:30	x	x	>50mbar	x
G 250	13	400	TRZ	>1:30	x	x	>50mbar	x
G 400	20	650	TRZ	>1:30	x	x	>50mbar	x
G 650	32	1000	TRZ	>1:30	x	x	>30mbar	x
G 1000	50	1600	TRZ	>1:30	x	x	>30mbar	x
G 1600	80	2500	TRZ	>1:30	x	x	>30mbar	x
G 2500	130	4000	TRZ	>1:30	x	x	>30mbar	x
G 4000	200	6500	TRZ	>1:30	x	x	>30mbar	x
G 6000	320	10000	TRZ	>1:30	x	x	>30mbar	x

#### 4. Freigabe und Inbetriebnahme von Messeinrichtungen im Gasnetz des Netzbetreibers

Bei der Freigabe und Inbetriebsetzung von gastechnischen Anlagen sind sämtliche gesetzlichen Vorschriften, Normen und die allgemein anerkannten Regeln der Technik in den jeweils gültigen Fassungen, und folgende Vorschriften und Richtlinien, zu beachten:

- Betriebssicherheitsverordnung - BetrSichV
- Niederdruckanschlussverordnung (NDAV)
- DIN (EN)-Bestimmungen
- VGW Regelwerk, insbesondere TRGI
- TRF bei Flüssiggasanlagen



- PTB Vorschriften
- jeweilige Landesbauordnung
- Allgemein anerkannte Regeln der Technik
- Technische Mindestanforderungen des Netzbetreibers
- Berufsgenossenschaftliche Vorschrift für Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit
- Bundesimmissionsschutzgesetz

Auf der vorgenannten Grundlage sind bei der Freigabe und Inbetriebsetzung von Messeinrichtungen vom Messstellenbetreiber folgende Anforderungen zu erfüllen.

#### **4.1. Freigabe und Inbetriebnahme der Messeinrichtungen**

- 4.1.1. Die Inbetriebnahme des Netzanschlusses und gegebenenfalls des Druckregelgerätes erfolgt ausschließlich durch den Netzbetreiber oder dessen Beauftragten.

Die Inbetriebnahme der Messeinrichtung erfolgt durch den Messstellenbetreiber oder dessen Beauftragten im Rahmen der Inbetriebnahme der Gasinstallationsanlage.

Die Inbetriebnahme der Gasinstallationsanlage erfolgt durch ein eingetragenes bzw. zertifiziertes Installationsunternehmen. Erforderliche terminliche Abstimmungen sind zwischen Messstellenbetreiber, Installationsunternehmen, Netzbetreiber oder dem jeweils Beauftragten rechtzeitig vorzunehmen.

- 4.1.2. Sollte im Rahmen von Umbauarbeiten an der Messeinrichtung durch den Messstellenbetreiber das Betätigen der Hauptabsperreinrichtung des Netzanschlusses erforderlich sein, so ist vorab eine Anmeldung und nachfolgend eine Fertigstellungsanzeige beim Netzbetreiber erforderlich.
- 4.1.3. Die Wiederinbetriebnahme der Gasinstallationsanlage hat gemäß DVGW- Regelwerk, insbesondere TRGI (G 600) zu erfolgen.

#### **5. Dokumentation**

Der Messstellenbetreiber ist Anlagenverantwortlicher für die Messeinrichtung und die der Messeinrichtung zugehörigen Anlagenteile. Mit der Anzeige der Messstelle beim Netzbetreiber und der Übermittlung der Messgerätedaten dokumentiert der Messstellenbetreiber zugleich die ordnungsgemäße Installation und Inbetriebnahme der Messeinrichtung und der zugehörigen Anlagenteile.

#### **6. Plombierung**

Ungemessene und/oder offene Anlagenteile sind in geeigneter Weise vor unberechtigter Energieentnahme und Manipulation zu schützen. Der Messstellenbetreiber oder dessen Beauftragte führen Plombierungen nur für unmittelbar zur Messeinrichtung gehörende Anlagenteile durch (z. B. Klemmdeckel,



Zählerplätze). Die Plombierung muss so gestaltet sein, dass ein Rückschluss auf das plombierende Unternehmen möglich ist.

Werden im Zuge von Arbeiten Plombierungen anderer Anlagenteile entfernt oder beschädigt, so ist der Netzbetreiber unverzüglich schriftlich zu informieren. Besteht eine Vereinbarung des Installations- bzw. Messstellenbetreiberunternehmens mit dem Netzbetreiber zur Wiederplombierung, so ist die Wiederplombierung unverzüglich durchzuführen.

### **Anlage 3 - Angaben und Ansprechpartner Verteilnetzbetreiber**

Thüga Energienetze GmbH  
Bahnhofstraße 104  
67105 Schifferstadt  
Tel.: 06235-3417-0

VDEW–Codenummer: 99 00 59 90 00 00 1  
DVGW–Codenummer: 98 70 11 11 00 00 2

#### **Messstellenrahmenvertrag und Vertragsangelegenheiten**

Ansprechpartner	E-Mail Adresse
Ulrich Grimme	<a href="mailto:ulrich.grimme@thuega-netze.de">ulrich.grimme@thuega-netze.de</a>

#### **Messdienstleistung operative Abwicklung**

Ansprechpartner	E-Mail Adresse
Patrick Rapp	<a href="mailto:mw@thuega-netze.de">mw@thuega-netze.de</a>

#### **Messstellendienstleistung operative Abwicklung**

Ansprechpartner	E-Mail Adresse
Patrick Rapp	<a href="mailto:mw@thuega-netze.de">mw@thuega-netze.de</a>



**Postfächer zur Marktkommunikation**

**Postfächer des Netzbetreibers und des Messstellenbetreibers /  
Messdienstleisters**

Nachrichtentyp	Verwendet für
UTILMD	Übermittlung von Stammdaten zu Kunden, Verträgen und Zählpunkten
MSCONS	Übermittlung von Daten zu Energiemengen
CONTRL	Übermittlung von Syntax- und Übertragungskontrollnachrichten
APERAK	Übermittlung von Modellfehlermeldungen
REMADV	Übermittlung von Zahlungsaavisen
INVOIC	Übermittlung von Abrechnungen für Netz- und Energiedienstleistungen
REQDOC	Übermittlung von Dokumentenanforderungen

Die jeweils gültige Version ist zu verwenden, siehe [www.edi-energy.de](http://www.edi-energy.de).

Abweichend von den anderen Nachrichtentypen an folgende E-Mail Adresse zu übermitteln: [mw@thuega-netze.de](mailto:mw@thuega-netze.de)

Der Datenversand ist an folgende E-Mail Adressen zu richten:

- Strom: [mks@meteringservice.de](mailto:mks@meteringservice.de)
- Gas: [mkg@meteringservice.de](mailto:mkg@meteringservice.de)

Beim Format MSCONS muss der Betreff die Information „MSCONS“ enthalten.