

**Appendice al documento per la consultazione 22 aprile 2021, 167/2021/R/gas, in materia di riassetto dell'attività di misura nei punti di entrata ed uscita della rete di trasporto del gas<sup>1</sup>**

**Analisi della normativa tecnica di supporto al servizio di misura gas nelle reti di trasporto**

Nel presente documento sono analizzati e discussi i riferimenti legislativi (cogenti) e normativi nazionali ed internazionali relativi ai requisiti degli impianti di misura del gas naturale e dei singoli componenti. In particolare, oltre alle normative nazionali UNI, sono analizzati gli standard ISO ed EN e le raccomandazioni OIML riguardanti la strumentazione di misura utilizzata sulla rete di trasporto.

Di seguito si riportano i principali organismi normatori, nazionali ed internazionali:

- OIML International Organization of Legal Metrology, [www.oiml.org](http://www.oiml.org)
- Welmec, European Cooperation in Legal Metrology, [www.welmec.org](http://www.welmec.org)
- ISO, International Organization for Standardization, [www.iso.org](http://www.iso.org)
- UNI, Ente Italiano di Unificazione, [www.uni.com](http://www.uni.com)
- CIG, Comitato Italiano Gas <http://www.cig.it>

## **1. Il quadro legislativo nazionale e comunitario**

La direttiva 2014/32/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di strumenti di misura (rifusione della direttiva 2004/22/CE del 31 marzo 2004, di seguito: direttiva MID), recepita in Italia con il decreto-legge 18 maggio 2016, n. 84 (recante modifiche al decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22), regola gli strumenti di misura utilizzati per scopi commerciali e con usi metrico-legali, specificando regole tecniche certe e condivise (prove e limiti di accettabilità) per 10 tipologie di strumenti, tra cui i contatori del gas e i dispositivi di conversione del volume (Allegato MI-002). Nello specifico, il nuovo approccio per la dichiarazione di conformità (i.e. l'immissione sul mercato) impone requisiti essenziali definiti e collegati alla tipologia della misura – ed alle sue prestazioni – piuttosto che alle caratteristiche costruttive e tecnologiche degli strumenti.

Come noto, la direttiva MID si applica strettamente “... ai contatori del gas e ai dispositivi di conversione del volume destinati ad essere impiegati ad uso residenziale, commerciale e di industria leggera” (rif. Allegato MI-002), tuttavia il WELMEC di fatto ne estende l'applicabilità anche agli altri settori, quali il trasporto del gas (rif. Guida WELMEC 11.1:2017 “*Measuring Instruments Directive 2014/32/UE Common Application for*

---

<sup>1</sup> La presente Appendice è sviluppata con il supporto tecnico-scientifico del Dipartimento di Ingegneria Civile e Meccanica (DICeM) dell'Università degli Studi di Cassino e del Lazio Meridionale.

*Utility Meters*” par. 2.1.1 “... *there is no limit on what size of meter that can be assessed under MID*”).

I requisiti tecnici specifici per le singole tipologie di strumento di misura sono riportati nelle corrispondenti norme tecniche armonizzate, che devono pertanto contenere tutte le prescrizioni necessarie per garantire la rispondenza ai requisiti essenziali della direttiva MID. Secondo questi principi si presume che un prodotto conforme ad una norma armonizzata soddisfi automaticamente i requisiti essenziali della direttiva MID. La direttiva MID (agli articoli 3 e 16) riconosce quindi forte valenza ai dettami dell’OIML i cui documenti, guide e raccomandazioni tecniche sono di fatto elevate a riferimenti tecnici primari per la conduzione delle prove di valutazione della conformità (norme che risultano di fatto anche utili riferimenti per le verifiche metrico-legali, sia prime che in servizio, non regolate dalla direttiva MID).

Il quadro essenziale della normativa nazionale di riferimento per la misura nel settore del gas naturale risulta oggi rappresentato, oltre che dalla direttiva MID e dai decreti e circolari di attuazione precedentemente citati, dalle seguenti normative rilevanti:

- il decreto-legge 25 settembre 2009, n. 135, come convertito con la legge 20 novembre 2009, n. 166 (di seguito: decreto-legge 135/2009), recante “*Disposizioni urgenti per l’attuazione di obblighi comunitari e per l’esecuzione di sentenze della Corte di giustizia delle comunità europee*”, che stabilisce che “... *al fine di semplificare gli scambi sul mercato nazionale ed internazionale del gas naturale, i sistemi di misura relativi alle stazioni per le immissioni di gas naturale nella rete nazionale di trasporto, per le esportazioni di gas attraverso la rete nazionale di trasporto, per l’interconnessione dei gasdotti appartenenti alla rete nazionale e regionale di trasporto con le reti di distribuzione e gli stoccaggi di gas naturale e per la produzione nazionale di idrocarburi non sono soggetti all’applicazione della normativa di metrologia legale*”;
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 aprile 2010, recante “*Approvazione disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale*”;
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 giugno 2010 (di seguito: decreto MSE 18 giugno 2010), che
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 giugno 2010 (di seguito: decreto MSE 18 giugno 2010), recante disposizioni per i sistemi di misura installati nell’ambito delle reti nazionali e regionali di trasporto del gas e per eliminare ostacoli all’uso ed al commercio degli stessi, anche in relazione alla procedura di infrazione n. 2007/491 (ai sensi dell’articolo 7, comma 1, del decreto-legge 135/2009), che “*disciplina le modalità di realizzazione e di gestione dei sistemi di misura a tutela dei soggetti del sistema del gas naturale che offrono servizi e scambiano gas sul mercato nazionale ed internazionale tramite sistemi di trasporto, nazionale e regionale, in condotte, con esclusione dei sistemi di misura utilizzati dai produttori di idrocarburi e dai clienti finali, ovvero dai consumatori che acquistano gas per uso proprio*” (cfr. articolo 1). Tale decreto si applica quindi a impianti di misura installati su:

- a) punti di ingresso nella rete nazionale dei gasdotti per l'importazione del gas naturale, tramite gasdotto o terminale di gas naturale liquefatto (Gnl);
- b) punti di uscita della rete nazionale dei gasdotti per l'esportazione del gas naturale;
- c) punti di consegna e riconsegna del gas per gli stoccaggi di gas naturale;
- d) punti di interconnessione dei gasdotti appartenenti alla rete nazionale e regionale di trasporto con le reti di distribuzione.

In particolare, il decreto MSE 18 giugno 2010 definisce il sistema di misura come *“complesso di apparecchiature e degli strumenti installati, anche con funzione di riserva e controllo, inclusi i sistemi di acquisizione ed elaborazione locale della misura e le locali apparecchiature atte a consentire la telelettura”, includa “principalmente i seguenti componenti: (i) le valvole di intercettazione e le tubazioni comprese fra valvola di intercettazione a monte e a valle del misuratore stesso; (ii) il misuratore dei volumi di gas; (iii) il gascromatografo e i dispositivi ad esso associati, dove presenti, ovvero altre apparecchiature di misura della qualità del gas; (iv) i dispositivi per la misurazione automatizzata quali, ad esempio, il convertitore di volume (flow computer), il sistema locale di trasmissione dei dati e il registratore dei dati (data logger)”* e stabilisce che *“...il titolare dell'impianto realizza o adegua il sistema di misura secondo la regola dell'arte, in conformità alla normativa vigente ed è responsabile della corretta installazione dello stesso”*. È stabilito inoltre che *“il sistema di misura realizzato in conformità alla vigente normativa e alle norme dell'UNI, del CEI o di altri organismi di normalizzazione dell'Unione europea o dei suoi Stati membri o di Stati che sono parti contraenti dell'accordo sullo spazio economico europeo, si considera eseguito secondo la regola dell'arte”*. Di seguito si riportano ulteriori aspetti rilevanti del decreto MSE 18 giugno 2010:

- l'impianto in cui è collocato il sistema di misura deve consentire l'applicazione temporanea di un misuratore con funzione di controllo eseguibile anche da parte di soggetti terzi;
- l'impresa maggiore di trasporto del gas naturale (i.e. Snam Rete Gas S.p.A.) provvede alla raccolta, aggiornamento e organizzazione dei dati e delle informazioni degli attestati di conformità dei sistemi di misura installati nelle infrastrutture del sistema del gas;
- l'impresa maggiore di trasporto del gas naturale monitora i programmi dei controlli di esercizio segnalando tempestivamente al Ministero e all'Autorità eventuali criticità;
- il titolare dell'impianto effettua periodicamente, con modalità stabilite nei Codici, il controllo di esercizio (operato tramite strumenti di riferimento che devono presentare accuratezza non inferiore a quella degli stessi strumenti sottoposti a controllo di esercizio) del sistema di misura mediante l'accertamento del corretto funzionamento delle apparecchiature e degli strumenti che lo compongono. L'esito del controllo di esercizio è conservato a cura del titolare dell'impianto, nonché comunicato all'impresa maggiore di trasporto del gas naturale attraverso procedura informatica.

## 2. La verifica periodica metrico legale

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2017, n. 93, recante “Regolamento recante la disciplina attuativa della normativa sui controlli degli strumenti di misura in servizio e sulla vigilanza sugli strumenti di misura conformi alla normativa nazionale e europea” (di seguito: decreto MSE 21 aprile 2017), stabilisce le regole ed i requisiti per i controlli periodici sugli strumenti di misura soggetti alla normativa nazionale e europea utilizzati per funzioni di misura legali. Ai sensi del Decreto, gli strumenti di misura in servizio, qualora utilizzati per le funzioni di misura legali, sono sottoposti alle seguenti tipologie di controlli successivi: a) verifica periodica; b) controlli casuali o a richiesta; c) vigilanza.

All’Allegato IV, il decreto MSE 21 aprile 2017 stabilisce la frequenza della verifica periodica (Tabella 1), sia di contatori del gas che dei dispositivi di conversione di volume associati.

Per quanto riguarda le modalità operative di verifica:

- la scheda E dell’Allegato II del decreto MSE 21 aprile 2017 descrive le modalità operative relative ai dispositivi di conversione di volume e ne rappresenta quindi il riferimento cogente;
- il decreto MSE 21 aprile 2017 non definisce puntualmente le modalità operative per la verifica dei contatori del gas.

Dal punto di vista normativo, le modalità operative di verifica sono descritte nelle norme tecniche della serie UNI 11600 (Parte 3 per i contatori a membrana, Parte 4 per i contatori a turbina e rotoidi).

Attualmente il gruppo di lavoro del CIG sta sviluppando la norma tecnica UNI 11600-4 per i contatori di altra tecnologia (i.e. diversi da membrana, rotoidi e turbina) ed un tavolo di lavoro è stato istituito presso il Ministero dello sviluppo economico per lo sviluppo di una scheda tecnica (cogente) per le modalità operative di verifica periodica dei contatori del gas.

**Tabella 1 – Periodicità della verifica (Allegato IV del decreto MSE 21 aprile 2017)**

| Tipo di strumento                    | Periodicità della verifica   |
|--------------------------------------|--|
| Contatori del gas                    | A pareti deformabili: 16 anni<br>A turbina e rotoidi: 10 anni<br>Altre tecnologie: 8 anni  |
| Dispositivi di conversione di volume | Sensori di pressione e temperatura sostituibili: 2 anni<br>Sensori di pressione e temperatura parti integranti: 4 anni<br>Approvati insieme ai contatori: 8 anni |

## 3. La normativa tecnica nazionale ed internazionale

### 3.1 Metering

Ai sensi della deliberazione dell'ARERA 10 dicembre 2019, 522/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 522/2019/R/GAS), recante “*Processo di riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto*”, l'attività di *metering* è l'attività di installazione e manutenzione degli impianti di misura (ovvero installazione e manutenzione degli impianti che prevede la messa *in loco*, la messa a punto e l'avvio del dispositivo di misura, nonché la verifica periodica del corretto funzionamento del dispositivo e l'eventuale ripristino delle funzionalità, ivi inclusa la messa a disposizione delle misure al responsabile del meter reading).

a) Impianto di misura

In Tabella 2 si riporta un elenco delle principali norme tecniche sugli impianti per la misura del gas naturale:

**Tabella 2 – Normativa tecnica impianti di misura del gas**

|                   |   |
|-------------------|---|
| UNI 9167-1:2020   | Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas, connesse con le reti di trasporto - Parte 1: Termini e definizioni  |
| UNI 9167-2:2020   | Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas, connesse con le reti di trasporto - Parte 2: Alloggiamenti, impianti di controllo della pressione del gas e di preriscaldamento - Progettazione, costruzione e collaudo |
| UNI 9167-3:2020   | Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas, connesse con le reti di trasporto - Parte 3: Sistemi di misura del gas - Progettazione, costruzione e collaudo  |
| UNI 9571-2:2017   | Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas connesse con le reti di trasporto - Parte 2: Sorveglianza dei sistemi di misura  |
| UNI EN 1776:2016  | Infrastrutture del gas – Sistemi di misurazione del gas – Requisiti funzionali  |
| UNI/TS 11537:2019 | Immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione di gas naturale   |
| OIML R140:2007    | <i>Measuring systems for gaseous fuel</i>   |

Le norme della serie UNI 9167 (Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas, connesse con le reti di trasporto) aggiornano i contenuti della UNI 9167:2009 tenendo conto dell'evoluzione della regolamentazione nazionale e della normativa europea nel campo delle stazioni di controllo della pressione e misura del gas (incluso il biometano). In particolare, la UNI 9167-3:2020 fornisce, in conformità alla legislazione vigente, i criteri principali di progettazione, costruzione e collaudo dei sistemi di misura dei gas combustibili della prima e della seconda famiglia, come definiti nella UNI EN 437, situati a valle dei punti di riconsegna dal trasportatore a: i) Distributore; ii) Cliente finale; iii) Altre reti di trasporto.

La UNI 9167-3 può inoltre essere considerata norma di riferimento anche per i sistemi di misura del gas naturale situati a monte dei punti di consegna alle reti di trasporto da: i) impianti di rigassificazione del Gnl; ii) impianti di stoccaggio; iii) produzioni nazionali. I criteri descritti sono quelli previsti dalla metrologia legale anche dove non espressamente richiesto.

Tra i criteri di progettazione indicati dalla UNI 9167-3:2020 si elencano:

1. il sistema di misura principale deve fornire in modo automatico e continuo i valori delle quantità e delle portate calcolate necessari per l'esecuzione della

misurazione in volume ed in energia, memorizzare i dati che riguardano le quantità di gas transitato, la diagnostica (registrazione eventi anomali) e i dati di esercizio. Tali dati devono essere sia leggibili direttamente sul posto sia trasferibili a distanza a mezzo telelettura;

2. il sistema può essere costituito da uno o più linee di misura in parallelo, in modo che considerata la natura dell'esercizio (notevoli variazioni stagionali della portata erogata, o specifici tipi di prelievo) e la  $Q_{ero}$  dell'impianto, la portata prelevata risulti sempre entro il campo valido<sup>2</sup> per una corretta determinazione delle quantità misurate;
3. per sistemi di misura costituiti da due o più linee in parallelo, è possibile utilizzare un sistema automatico di scelta e passaggio tra le linee.

La raccomandazione di metrologia legale OIML R140:2007 si applica a sistemi di misura (di volume, di massa e di energia) del gas naturale con  $Q_{max} \geq 100 \text{ Sm}^3/\text{h}$  e con pressioni maggiori di 2 bar. La raccomandazione introduce il concetto della somma quadratica degli errori dei singoli dispositivi della catena di misura per determinare il massimo errore dell'impianto. In questo modo è ammesso che un elemento della catena superi il massimo errore permesso ad esso relativo ma che l'impianto resti comunque nei limiti tollerati (ovvero la probabilità che ciascun elemento operi nelle proprie peggiori condizioni è molto bassa). Nelle successive tabelle sono riportati gli errori massimi permessi dei sistemi di misura, dei singoli moduli e strumenti e dei dispositivi di conversione.

**Tabella 3 – Errori massimi ammessi per i sistemi di misura (Tabella 1 OIML R140)**

| Maximum permissible errors on determining:      | Accuracy class A | Accuracy class B | Accuracy class C |
|---|------------------|------------------|------------------|
| Energy  | ± 1.0 %          | ± 2.0 %          | ± 3.0 %          |
| Converted volume, converted mass or direct mass | ± 0.9 %          | ± 1.5 %          | ± 2.0 %          |

---

<sup>2</sup> L'elemento primario deve essere dimensionato per consentire una valida misura nel campo  $Q_{ero} \div Q_{min}$ . I contatori ammessi all'installazione devono essere conformi ai requisiti sopra citati, e assicurare un rapporto  $Q_{max}/Q_{min}$  non inferiore a 20:1. Per il calcolo della portata massima teorica  $Q_{max}$  (m<sup>3</sup>/h) si utilizza la seguente formula  $Q_{max} = 1.05 \frac{Q_{ero}}{P+P_b}$  in cui  $P_b$  è la pressione barometrica e  $P$  è la pressione relativa di misura (in bar) che è pari alla pressione misurata negli impianti a pressione regolata e alla pressione minima del metanodotto per quelli a pressione da metanodotto.

**Tabella 4 - Errori massimi ammessi per i singoli moduli di misura (Tabella 2 OIML R140)**

| Maximum permissible errors on:  | Accuracy class A | Accuracy class B | Accuracy class C |
|---|------------------|------------------|------------------|
| Measuring volume at metering conditions<br>(see 6.3.2)                | ± 0.70 %         | ± 1.20 %         | ± 1.50 %         |
| Converting into volume at base conditions or into mass<br>(see 6.3.3) | ± 0.50 %         | ± 1.00 %         | ± 1.50 %         |
| Calorific value measurement (only CVDD)<br>(see 6.3.4)                | ± 0.50 %         | ± 1.00 %         | ± 1.00 %         |
| Representative calorific value determination<br>(see 6.3.4)           | ± 0.60 %         | ± 1.25 %         | ± 2.00 %         |
| Converting into energy<br>(see 6.3.4)                                 | see 6.5          | see 6.5          | see 6.5          |

**Tabella 5 - EMP per gli strumenti di misura diversi da GC/AQ (Tabella 3-1 OIML R140)**

| Maximum permissible errors on: | Accuracy class A | Accuracy class B | Accuracy class C |
|--------------------------------|------------------|------------------|------------------|
| Temperature                    | ± 0.5 °C         | ± 0.5 °C         | ± 1 °C           |
| Pressure                       | ± 0.2 %          | ± 0.5 %          | ± 1 %            |
| Density                        | ± 0.35 %         | ± 0.7 %          | ± 1 %            |
| Compressibility factor         | ± 0.3 %          | ± 0.3 %          | ± 0.5 %          |

**Tabella 6 – EMP per dispositivi di conversione come catena di misura (Tabella 3-2 OIML R140)**

| Test conditions and types of conversion:  | Accuracy class A    | Accuracy class B | Accuracy class C |
|---|---------------------|------------------|------------------|
| Tests at reference conditions for all types of conversion   | 0.3 %               | 0.5 %            | 0.7 %            |
| Tests at rated operating conditions for conversion devices performing as a function only of temperature | -<br>(Not relevant) | 0.7 %            | 1.0 %            |
| Tests at rated operating conditions for other conversion devices  | 0.5 %               | 1.0 %            | 1.5 %            |

Nella raccomandazione OIML R140:2007 viene introdotto il concetto di errore medio pesato *WME*, ovvero una combinazione pesata degli errori alle diverse portate, utile per aggiustare la curva di errore al valore di errore nullo e determinato attraverso la seguente relazione:

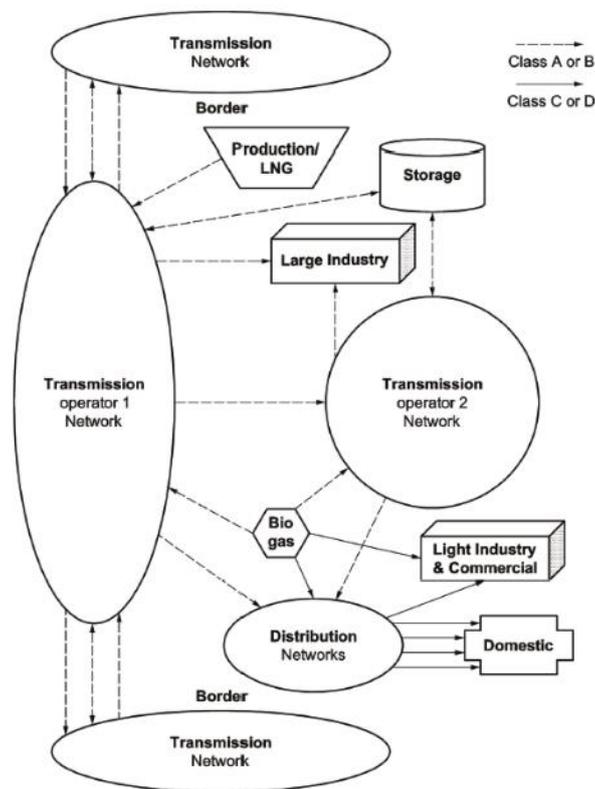
$$WME = \frac{\sum_{i=1}^n k_i E_i}{\sum_{i=1}^n k_i}$$

in cui  $n$  è il numero dei valori di portata a cui viene verificato l'errore,  $k_i$  è il fattore di peso posto uguale a  $Q_i/Q_{max}$ , ad esclusione di  $Q_{max}$  per cui il fattore di peso è posto pari a 0.4 ed  $E_i$  è l'errore misurato alla portata  $Q_i$ .

La norma europea UNI EN 1776:2016, disciplina i requisiti funzionali di progettazione, costruzione, messa in servizio/fuori servizio, prove, funzionamento, manutenzione e, ove appropriato, taratura, per i nuovi sistemi di misurazione del gas naturale e per interventi sostanziali su sistemi esistenti. La norma specifica inoltre le classi di accuratezza dei sistemi di misura e i relativi limiti applicabili, come funzione dell'incertezza della misura in energia in esercizio (in Figura 1 si riportano schematicamente i criteri di scelta):

- classe A incertezza minore o uguale a 1,2%
- classe B incertezza superiore a 1,2% e minore o uguale a 2,5%
- classe C incertezza superiore a 2,5% e 3,5%
- classe D incertezza superiore a 3,5% e 8,00%

Figura 1 – Classificazione degli impianti di misura (UNI EN 1776, Annex G)



Per gli impianti di classe A-B, pressione, temperatura, coefficiente di comprimibilità  $Z$ , fattore di conversione sono ottenuti da misure in linea. I requisiti minimi per i sistemi di

misura in classe A sono: i) la composizione del gas è determinata mediante almeno un gascromatografo/analizzatore in linea e viene utilizzata per la conversione PTZ e per il calcolo dell'energia; ii) in funzione della capacità nominale dell'impianto dovrà essere valutato l'utilizzo di un secondo gascromatografo/analizzatore e di contatori del gas e/o sensori di temperatura e pressione duplicati (i.e. doppio canale di misura). Per gli impianti di classe B sono definiti i seguenti requisiti minimi: i) il dispositivo di conversione deve disporre di sensori di temperatura e pressione; ii) in funzione della pressione dell'impianto il coefficiente di comprimibilità Z dovrebbe essere determinato in linea o attribuito come valore costante; iii) il potere calorifico (di seguito, anche PCS) può essere determinato mediante misura continuo in linea, campionamento periodico, determinato a distanza, attribuito come valore costante; iv) la conversione PTZ nella maggior parte dei casi è ottenuta utilizzando una composizione del gas costante, senza la necessità di disporre quindi di un gascromatografo/analizzatore e il calcolo dell'energia può essere ottenuto sia in campo che da remoto.

Negli impianti di classe C-D la determinazione del potere calorifico può essere effettuata come media su un dato periodo (giorno, mese, anno). Se l'area è rifornita da più punti di ingresso si dovrebbe procedere alla determinazione del valore del potere calorifico come media pesata.

Ulteriori aspetti rilevanti della UNI EN 1776 sono rappresentati da:

- paragrafo 7.8: in funzione della taglia dell'impianto e dell'accuratezza richiesta, al fine di aumentare la disponibilità, l'affidabilità e la compatibilità delle misure, gli strumenti presenti nella linea possono essere duplicati (e.g. doppio canale di misura).
- appendice A: sono presenti gli esempi di alcune casistiche relative alla classificazione degli impianti in funzione dell'elemento primario presente e con indicazione dell'incertezza tipica (vedi Tabella 7).

Tabella 7 – Esempi di accuratezza per configurazione di impianto (E.1 UNI EN 1776)

| Example | Short description  | Mean error $\pm$ uncertainty ( $k = 2$ )              | Class |
|---------|--|---|-------|
| 1       | Diaphragm meter; meter pressure regulated at 21 mbar; fixed factor volume conversion; charging area CV.                                  | -0,4 % $\pm$ 7,4 %<br>= max 7,8 % in-service accuracy | D     |
| 2       | Rotary displacement meter; meter pressure regulated at 21 mbar; fixed factor volume conversion; charging area CV.                        | -0,4 % $\pm$ 6,9 %<br>= max 7,3 % in-service accuracy | D     |
| 3       | Rotary displacement meter; meter pressure regulated at 2 bar; site-specific (altitude) fixed factor volume conversion; charging area CV. | -0,4 % $\pm$ 5,2 %<br>= max 5,6 % in-service accuracy | D     |
| 4       | Rotary displacement meter; meter pressure regulated at 2 bar; Type 2 PTZ volume conversion; charging area CV.                            | -0,1 % $\pm$ 3,0 %<br>= max 3,1 % in-service accuracy | C     |
| 5       | Rotary displacement meter; meter pressure regulated at 2 bar; Type 1 PTZ volume conversion; charging area CV.                            | -0,1 % $\pm$ 3,0 %<br>= max 2,8 % in-service accuracy | C     |
| 6       | Ultrasonic meter + Turbine meter; meter pressure unregulated above 55 bar; volume conversion using a flow computer; CV measured at site. | 0 % $\pm$ 0,75 %<br>= max 0,75 % in-service accuracy  | A     |
| 7       | Turbine meter; meter pressure regulated at 8 bar; volume conversion using a flow computer; charging area CV.                             | 0 % $\pm$ 1,0 %<br>= max 1,0 % in-service accuracy    | A     |

La norma UNI 9571-2:2017 descrive le modalità operative di sorveglianza dei sistemi di misura, al fine di assicurare il prescritto livello di accuratezza della misura e di affidabilità/sicurezza del sistema per tutta la durata di vita tecnica prevista.

Ai sensi della UNI 9571-2:2017 e della UNI 9167-1:2020 un sistema di misura è il complesso dei componenti, anche con funzione di riserva e controllo, inclusi i sistemi di acquisizione ed elaborazione locale della misura e le apparecchiature locali, atti a consentire la telelettura. Il sistema di misura include principalmente i seguenti componenti (vedi Tabella 8 e Tabella 9):

- l’organo primario di misura;
- i dispositivi per la misurazione automatizzata quali, per esempio, il dispositivo di conversione (associato all’organo primario contatore), il sistema locale di trasmissione dei dati;
- i dispositivi per la misura di riserva di tipo meccanico (manografo, termografo, manotermografo, *triplex*);
- i dispositivi per la misura di riserva di tipo elettronico (*data-logger*, multivariabile);
- gli strumenti per l’analisi dei dati di qualità del gas, dove presenti;
- altra strumentazione quale densimetro e registratore elettrico;
- le valvole di intercettazione e le tubazioni comprese fra valvola di intercettazione a monte e a valle dell’organo primario di misura.

**Tabella 8 - Sistema di misura con organo primario “contatore” (prospetto 1 UNI 9571-2)**

| Pos.                        | Componenti del sistema di misura  |
|-----------------------------|---|
| • Organo primario di misura |   |
| 1.1                         | Contatore (ed eventuale tubazione di monte e di valle) delle seguenti tipologie: <ul style="list-style-type: none"> <li>- A pareti deformabili</li> <li>- Turbina</li> <li>- Rotoidi</li> <li>- Ultrasuoni</li> <li>- Massici ad effetto Coriolis</li> <li>- Massico termico</li> <li>- Altra tecnologia</li> </ul> |
| • Strumentazione            |   |
| 1.2                         | Strumento manotermografo per il rilevamento dei parametri di $P$ e $T$ o data-logger  |
| 1.3                         | Dispositivo di conversione del volume di gas  |
| 1.4                         | Strumento per il rilevamento del parametro $P$ (Trasduttore di pressione)   |
| 1.5                         | Strumento per il rilevamento del parametro $T$ (Trasduttore di temperatura)   |
| 1.6                         | Apparati di telelettura   |
| 1.7                         | Strumento di analisi della qualità del gas  |

**Tabella 9 - Sistema di misura con organo primario venturimetrico (prospetto 2 UNI 9571-2)**

| Pos.                        | Componenti del sistema di misura   |
|-----------------------------|--|
| • Organo primario di misura |  |
| 2.1                         | Tronco di misura venturimetrico costituito da: porta diaframma + diaframma + tubazione di monte e di valle |
| • Strumentazione            |  |
| 2.2                         | Strumento triplex/data-logger per il rilevamento dei parametri $\Delta P$ , $T$ e $P$                      |
| 2.3                         | Strumento per il rilevamento del parametro $P$ (Trasduttore di pressione)                                  |
| 2.4                         | Strumento per il rilevamento del parametro $T$ (Trasduttore di temperatura)                                |
| 2.5                         | Strumento/i per il rilevamento del parametro $\Delta P$ (Trasduttore di pressione differenziale)           |
| 2.6                         | Flow computer  |
| 2.7                         | Apparati di telelettura  |
| 2.8                         | Densimetro   |
| 2.9                         | Strumento di analisi della qualità del gas   |

Particolare attenzione viene infine riservata agli impianti per l'immissione di biometano in rete. Per i sistemi di misura dell'immissione in rete di biometano<sup>3</sup> si applicano, in aggiunta ai requisiti della UNI 9167 anche i requisiti pertinenti previsti nell'UNI/TS 11537:2019. Ai sensi della legislazione vigente, il biometano per essere immesso in rete

<sup>3</sup> I gas prodotti da processi termochimici o fermentativi, come i biogas in agricoltura e i gas di depurazione derivanti dal trattamento delle acque reflue, in quanto gas grezzi, non sono considerati gas ai sensi del decreto MSE 18 maggio 2018 che si applica al gas naturale inteso quale miscela contenente prevalentemente metano e proveniente dai pozzi e dalla rigassificazione del Gnl. Dopo adeguata lavorazione o sintesi, tali gas possono tuttavia essere immessi nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale.

deve essere un gas della seconda famiglia di tipo H e rispettare le caratteristiche energetiche e di qualità indicate in Tabella 10.

**Tabella 10 – Caratteristiche biometano per immissione in rete (prospetto 1 UNI/TS 11537)**

| Caratteristica  | Simbolo          | Valore        | Unità di misura    |
|---|------------------|---------------|--------------------|
| Potere calorifico superiore   | PCS              | 34,95 ÷ 45,28 | MJ/Sm <sup>3</sup> |
| Indice di Wobbe   | WI               | 47,31 ÷ 52,33 | MJ/Sm <sup>3</sup> |
| Densità relativa  | <i>d</i>         | 0,555 ÷ 0,7   | -                  |
| Punto di rugiada dell'acqua ≤ - 5°C a 7 000 kPa   |                  |               |                    |
| Punto di rugiada degli idrocarburi ≤ 0°C nel campo di pressione compreso tra 100 kPa e 7 000 kPa relativi <sup>a)</sup> |                  |               |                    |
| Contenuto di ossigeno   | O <sub>2</sub>   | ≤ 0,6         | %mol               |
| Contenuto di anidride carbonica   | CO <sub>2</sub>  | ≤ 2,5         | %mol               |
| Contenuto di solfuro di idrogeno  | H <sub>2</sub> S | ≤ 5           | mg/Sm <sup>3</sup> |
| Contenuto di zolfo da solfuro di idrogeno (H <sub>2</sub> S) e solfuro di carbonile (COS)                               | -                | ≤ 5           | mg/Sm <sup>3</sup> |
| Contenuto di zolfo da mercaptani  | -                | ≤ 6           | mg/Sm <sup>3</sup> |
| Contenuto di zolfo totale   |                  | ≤ 20          | mg/Sm <sup>3</sup> |
| a) La misura del parametro è richiesta in presenza di arricchimento con GPL.  |                  |               |                    |

L'impianto di consegna e misura<sup>4</sup> prevede una sezione di misura fiscale dei volumi composta da:

- calcolo del contenuto energetico, misura dei volumi e delle portate con finalità fiscale/commerciale completo di:
  - sistema HW e SW relativo alla misura fiscale per l'elaborazione delle portate, volumi e contenuto energetico;
  - sistema HW e SW relativo all'archiviazione dei dati e la trasmissione ai soggetti interessati.
- gruppo misura qualità: apparecchiature per il campionamento in continuo, punto per il campionamento in discontinuo;
- misurazione delle caratteristiche fisiche di pressione e temperatura del biometano;

La sezione misura comprende il contatore, il convertitore di volumi (munito di un'unità di telelettura dei dati conforme alla UNI/TS 11629) e la strumentazione per la determinazione dei parametri di qualità del gas. Si raccomanda l'installazione di contatori basati su tecnologie che non subiscano gli effetti indotti dall'impianto di compressione del gas quando questa avvenga immediatamente a monte dell'impianto di connessione.

<sup>4</sup> Impianto su cui avvengono le transazioni economiche riferite all'immissione di biometano in rete e sul quale a tale scopo sono misurati i volumi, le portate ed il contenuto energetico immesso nelle reti dai produttori. L'impianto di consegna e misura (non ricompreso nella definizione di "Impianto di connessione" di cui alla deliberazione dell'ARERA 12 febbraio 2015, 46/2015/R/GAS) comprende le seguenti sezioni funzionali: i) controllo di qualità del biometano e gestione del biometano fuori specifica; ii) misurazione delle caratteristiche fisiche di pressione e temperatura del biometano; iii) misura del contenuto energetico, dei volumi e delle portate di biometano consegnate (con finalità fiscale/commerciale).

Il contatore ed il convertitore di volumi ad esso associato devono essere conformi alle prescrizioni della legislazione vigente in materia di strumenti di misura e alle pertinenti norme di prodotto (i.e. direttiva MID), devono essere adeguati alla pressione di misura e devono essere in grado di misurare correttamente le portate conferite. La conversione dei volumi deve avvenire utilizzando i dati di qualità del gas acquisiti in continuo da un gruppo di misura della qualità).

*b) Elemento primario*

L'elemento primario (contatore) deve essere conforme alla legislazione vigente, ai requisiti di metrologia legale (ove applicabili), alle prestazioni ed alle caratteristiche funzionali definite dalle normative di prodotto. Ai sensi della UNI 9167-3:2020 non è più ammessa l'installazione di linee di misura di tipo venturimetrico. Di seguito si riportano alcuni requisiti tecnici per i contatori stabiliti dalla UNI 9167-3:2020:

- è ammesso il sovradimensionamento al massimo del 5% della  $Q_{max}$  rispetto alla  $Q_{ero}$  riportata alle condizioni operative (il sovradimensionamento dei contatori può infatti influenzare l'accuratezza di misura a bassa portata);
- i contatori di gas devono essere di classe 1 ai sensi della legislazione vigente, ma per pressioni di misura minori od uguali a 0,5 bar è ammesso che i contatori siano di classe 1,5;
- il diametro nominale (DN) del tubo dei tratti rettilinei (escluse le valvole) a monte e a valle del contatore, deve essere uguale al DN del contatore e le lunghezze minime da rispettare devono essere conformi ai requisiti stabiliti dai costruttori e, inoltre: i) tratto di monte per contatori a turbina, a rotoidi e a pareti deformabili almeno 5 DN; ii) tratto di valle per tutti i tipi di contatore almeno 2 DN (dopo i 2 DN deve essere previsto lo spazio sufficiente per l'inserimento di due tasche termometriche, di misura e controllo).

Le norme tecniche specifiche per gli elementi primari hanno subito revisioni recenti a seguito dei progressi tecnologici delle tecniche di misura e dell'allineamento/armonizzazione con la direttiva MID (già a partire dalla prima edizione del 2004). In particolare, in ambito OIML è in vigore la raccomandazione R137-1:2012, valida in generale per i misuratori del gas, mentre a livello normativo nazionale e europeo esistono norme specifiche per ciascun principio di misura, come elencato in Tabella 11. Relativamente al principio di misura ad ultrasuoni, la UNI EN 14236:2018 è relativa ai contatori di gas domestici (i.e. a pressione massima di esercizio non maggiore di 0,5 bar e portata massima effettiva fino a 10 m<sup>3</sup>/h), mentre la ISO 17089-1:2019 è relativa ai misuratori ad ultrasuoni a tempo di transito utilizzati per applicazioni di metrologia legale, senza limiti per la taglia e ad alta e bassa pressione.

**Tabella 11 – Normativa tecnica elementi primari**

|                   |   |
|-------------------|---|
| OIML R137-1-2012  | <i>Gas Meters. Part 1: Requirements</i>         |
| UNI EN 1359:2017  | Misuratori di gas. Misuratori di gas a membrana |
| UNI EN 12261:2018 | Misuratori di gas. Misuratori di gas a turbina  |
| UNI EN 12480:2018 | Misuratori di gas. Misuratori di gas a rotoidi  |
| UNI EN 14236:2018 | Contatori di gas domestici a ultrasuoni         |

|                  |   |
|------------------|---|
| ISO 17089-1:2019 | <i>Measurement of fluid flow in closed conduits - Ultrasonic meters for gas - Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement</i>                        |
| ISO 10790:2015   | Measurement of fluid flow in closed conduits - Guidance to the selection, installation and use of Coriolis flowmeters (mass flow, density and volume flow measurements) |

In Tabella 12 si riportano le caratteristiche tecniche e funzionali dei contatori di gas.

**Tabella 12 - Caratteristiche tecniche contatori gas (prospetto 3 UNI 9167-3:2020)**

| Fattori applicabili  | Contatori a parete deformabile  | Contatori massici Termici   | Contatori a rotoidi  | Contatori a turbina  | Contatori massici ad effetto coriolis  | Contatori a ultrasuoni   |
|--|---------------------------------|---|--|--|--|--|
| Norma di prodotto di riferimento in vigore   | UNI EN 1359                     | UNI 11625   | UNI EN 12480   | UNI EN 12261   | ISO 10790  | ISO 17089-1<br>UNI EN 14236 ( $\leq 10 \text{ m}^3/\text{h}$ )   |
| Rapporto tipico $Q_{\text{max}}/Q_{\text{min}}$  | 150:1                           | 150:1<br>o<br>maggiore  | 20:1<br>50:1<br>100:1<br>160:1   | 20:1<br>Più alta è la densità più grande è il rapporto di attenuazione   | 30:1<br>Più alta è la densità più grande è il rapporto di attenuazione                               | ISO 17089-1<br>> 50:1<br>UNI EN 14236<br>150:1   |
| Presenza di particelle solide nel gas (residui di saldatura, trucioli, polveri ecc...) | Inalterato                      | Pischio aumentato di malfunzionamento in particolare per particelle molto piccole.                              | Possibile bloccaggio delle giranti.  | Possibili depositi. Possibili danni alle giranti con conseguenze sull'accuratezza di rotazione   | Possibili depositi ed erosione del corpo.  | Normalmente inalterabile: se le sonde del trasduttore sono interessate da sporcizia la funzione del contatore può risultare disturbata. Raccomandato filtro. |
| Presenza di liquidi nel gas (acqua, ecc...)  | Inalterato in quantità minime   | Possibile deposito di liquidi nei condotti di misurazione. Ciò influenza i valori misurati.                     | Possibile corrosione. Possibile congelamento. Possibile influenza sul materiale da costruzione.  | Possibile corrosione, possibile congelamento. Possibile diluizione del lubrificante e sbilanciamento del rotore.   | Possibile deposito di liquidi nei condotti di misurazione. Ciò influenza i valori misurati.          | Può causare problemi funzionali: se le sonde del trasduttore si intasano la funzione del contatore può risultare disturbata.                                 |
| Silenziosità di funzionamento  | Moderatamente rumoroso          | Silenzioso  | Rumoroso   | Silenzioso   | Silenzioso   | Silenzioso   |
| Variazioni di pressione e variazioni di portata  | Inalterato                      | Inalterato  | Variazioni rapide possono causare danni. L'inerzia delle giranti può causare modifiche improvvise ed ampie nel flusso che portano ad una pressione momentaneamente alta o bassa nella tubazione a monte o a valle. | Variazioni di pressione repentine possono causare danni.   | Nessun danno ma possibili errori di misurazione.   | Inalterato.  |
| Portata pulsante (Intermittente)   | Inalterato.                     | Inalterato fintanto che il ciclo di lavoro della pulsazione è più grande del ciclo di acquisizione della misura | Inalterato.  | Modifiche cicliche repentine del flusso possono causare risultati di misurazione troppo alti. Gli effetti dipendono dalla frequenza e dall'ampiezza dei cambiamenti di flusso, dalla densità del gas e dall'inerzia della turbina. | Accuratezza alterata. L'ampiezza dipende dalla frequenza e dall'ampiezza della variazione di flusso. | Inalterato fintanto che il ciclo di lavoro della pulsazione è più grande del ciclo di acquisizione della misura  |
| Funzionamento oltre il limite della portata dichiarata                                 | Possibile per un breve periodo. | Possibile   | Possibile per un breve periodo.  | Possibile per un breve periodo.  | Possibile  | Possibile  |
| Continuità di erogazione in caso di guasto   | Non garantita                   | Garantita   | Non garantita.   | Garantita  | Garantita  | Garantita  |

In appendice A della norma UNI EN 1776:2016 sono invece riportate alcune note schematiche per la scelta del contatore più adatto all'applicazione.

**Tabella 13 – Parametri per la scelta dei contatori (tabella A.1 UNI EN 1776)**

| Applicable factors/Gas meter type   | Rotary displacement meters                         | Turbine meters   | Diaphragm meter  | Ultrasonic meters for non-domestic use                                | Domestic ultrasonic meters  | Vortex meter                                       | Orifice meter  | Coriolis meter                                     | Thermal mass meter   |
|-------------------------------------|--|--|--|---|---|--|--|--|--|
| Product standard                    | EN 12480   | EN 12261   | EN 1359  | ISO 17089-1   | EN 14236  | ISO 12764  | EN ISO 5167 (all parts)  | ISO 10790  | (not available at the time of writing)   |
| Gas density at operating conditions | Unaffected over specified density range            | Measuring range will increase with higher density  | No influence as maximum working pressure $\leq 500$ mbar | Low density can cause drop out  | Unaffected over specified density range   | Measuring range will increase with higher density  | Flow range depends on density, as $\Delta p$ depends on massflow | Generally used for medium and higher densities     | No influence as maximum working pressure $\leq 500$ mbar                               |
| Gas borne solids                    | Possible blockage of the rotors.                   | Blades may be damaged and freedom of rotation may be affected.                                   | Normally unaffected.                                     | Deposits with impact on internal geometry/measurement                 | Normally unaffected.  | Deposits and bluff body abrasion possible.         | Deposits and abrasion possible.                                  | Deposits and abrasion possible.                    | Deposits and abrasion possible.  |
| Filter                              | Filter recommended/see manual for position         | Filter recommended/see manual for position   | Normally not required                                    | Normally not required   | Normally not required   | Filter recommended/see manual for position         | Filter recommended/see manual for position                       | Filter recommended/see manual for position         | Filter recommended/see manual for position   |
| Orientation                         | Normally for both horizontal and vertical mounting | Normally for both horizontal and vertical mounting   | The meter has to be in the vertical plain and level      | Normally for both horizontal and vertical mounting                    | The meter has to be in the vertical plain and level but can be fitted horizontally if manufacturer's instructions allow | Normally for both horizontal and vertical mounting | Normally for both horizontal and vertical mounting               | Normally for both horizontal and vertical mounting | Normally for both horizontal and vertical mounting. Correct installation is important. |
| Electrically power requirement      | No need as long as mechanical index                | No need as long as mechanical index  | No need as long as mechanical index                      | Yes   | Yes   | Yes  | Yes  | Yes  | Yes  |
| Pressure absorption (using air)     | Low  | Medium   | Low  | None  | Low   | Medium   | High   | High   | Low  |
|                                     | typically 2-5 mbar                                 | max 25 mbar  | Typically 2-4 mbar                                       | negligible  | $< 2$ mbar  | max 20 mbar  | 200 ...500 mbar  | high   | For $Q_{max} \leq 6 \text{ m}^3/\text{h}$  |
| Rapid pressure and flow variations  | max permitted rate 350 mbar/s                      | max permitted rate 350 mbar/s  | Insignificant  | Depending on the frequency  | Depending on the frequency  | Rapid pressure variations may cause damage.        | Rapid pressure variations may cause damage.                      |  |  |
|                                     |  | Rapid flow variations cause measure errors; particularly rapid flow reductions cause overreading |  |   |   |  |  |  |  |
| Pulsating flow                      | May cause measuring failure                        | May cause measuring failure  | Measurement unaffected                                   | Measurement unaffected (as long as the measuring rate is high enough) | Measurement unaffected (as long as the measuring rate is high enough)   | May cause measuring failure                        | May cause measuring failure                                      | May cause measuring failure                        | Measurement unaffected   |

|   |   |   |   |  |  |  |  |  |   |
|---|---|---|---|--|--|--|--|--|---|
| Environmental sensitivity   | May be sensitive to high frequency pulsation (or their harmonics)                                 | May be sensitive to high frequency pulsation (or their harmonics)   | Measurement unaffected  | May be sensitive to fluid borne ultrasonic noise when its frequencies are close to the meter working frequencies | Measurement unaffected   | May be sensitive to fluid borne vortexes   | May be sensitive to high frequency pulsation (or their harmonics)  | May be sensitive to high frequency pulsation (or their harmonics)                      | Measurement unaffected  |
| Typical turn down ratios inside the permitted limit of error      | 20:1 to 160:1<br>Turn down ratio will increase with higher density                                | 20:1 to 30:1<br>Turn down ratio will increase with higher density   | 150:1   | 20:1 to 30:1   | 150:1  | 20:1 to 30:1   | 5:1 to 10:1  | (not known)  | 150:1   |
| Overload  | Overload possible for a short time, according standard  | Overload possible for a short time, according standard  | Overload possible for a short time, according standard              | Overload possible.   | Overload possible.   | Overload possible.   | Overload possible.   | (not known)  | Overload possible.  |
| Increase of the nominal capacity                                  | Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams or higher pressure.            | Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams or higher pressure.  | Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams. | Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams or higher pressure.                           | Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams or higher pressure. | Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams or higher pressure.                       | Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams or higher pressure.                           | Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams or higher pressure. | Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams. |
| Meter failure   | Meter failure can interrupt the gas flow.   | No effect on the continuity in gas supplying  | Meter failure can interrupt the gas flow.                           | No effect on the continuity in gas supplying   | No effect on the continuity in gas supplying   | No effect on the continuity in gas supplying   | No effect on the continuity in gas supplying   | No effect on the continuity in gas supplying   | No effect on the continuity in gas supplying                        |
| Applicable factors/Gas meter type                                 | Rotary displacement meters  | Turbine meters  | Diaphragm meter   | Ultrasonic meters for non-domestic use   | Domestic ultrasonic meters   | Vortex meter   | Orifice meter  | Coriolis meter   | Thermal mass meter  |
| Typical pipework length — upstream DN                             | 0   | 2-10  | 0   | 10   | 0  | 20   | from 2.5 to 80 depends on beta ratio, type of pressure differential device and on additional uncertainty         | 0  | 0   |
| Typical pipework length — downstream DN                           | 0   | 1   | 0   | 3-5  | 0  | 5  | from 2 to 8 depends on beta ratio, type of pressure differential device and on additional uncertainty            |  |   |
| Maintenance requirements  | Replacement and checking of oil level as per Manufacturer's instructions                          | Maintenance free or lubrication as per Manufacturer's instructions  | Not recommended   | Minimized when equipped with smart self-diagnostic means   | Periodical replacement battery required  | Not recommended  | Recommended particularly for orifice plate   | Minimized when equipped with smart self-diagnostic means                               | Periodical replacement battery required                             |
| Emitted noise   | Can be noisy  | Can be noisy at high flow rates and/or high pressure  | can be noisy  | can be noisy   | no noise   | can be noisy   | Can be noisy   | can be noisy   | no noise  |
| Internal vibration  | At certain flow rates the meter's natural resonance can cause vibration within connected pipework | Not an issue  | Not an issue  | Not an issue   | Not an issue   | Not an issue   | Not an issue   | Not known  | Not an issue  |
| Environmental impact  | Disposal of oil or any mounted electronic components  | Disposal of oil or any mounted electronic components  | Disposal of battery and electronic components                       | Disposal of electronic components  | Disposal of battery and electronic components  | Disposal of electronic components  | Disposal of electronic components  | Disposal of electronic components  | Disposal of electronic components                                   |
| Space required for the meter and its upstream/downstream pipework | No special requirements   | Length of upstream/downstream straight pipework as per the results of type test declared by the manufacturer. It is necessary to consider if high or low flow perturbation occurs | No special requirements   | Length of upstream/downstream straight pipework as per the results of type test declared by the manufacturer.    | No special requirements  | Length of upstream/downstream straight pipework as per the results of type test declared by the manufacturer | Length of upstream/downstream straight pipework as per the relevant standard and the manufacturer's instructions | No special requirements  | No special requirements   |

c) Dispositivi per la misura della qualità del gas

In Tabella 14 si riporta l'elenco della normativa tecnica applicabile per la misura della qualità del gas.

**Tabella 14 – Normativa tecnica misura della qualità del gas**

|                        |   |
|------------------------|---|
| UNI EN ISO 6976:2017   | Gas naturale - Calcolo del potere calorifico, della densità, della densità relativa e dell'indice di Wobbe, partendo dalla composizione   |
| UNI EN ISO 12213:2010  | Gas naturale - Calcolo del fattore di compressione - Parte 1: Introduzione e linee guida; Parte 2: Calcolo con l'utilizzo di analisi sulla composizione molare; Parte 3: Calcolo con l'utilizzo delle proprietà fisiche |
| UNI EN ISO 13686:2013  | Gas naturale - Designazione della qualità   |
| UNI EN ISO 6974-1:2012 | Gas naturale - Determinazione della composizione con un'incertezza definita per mezzo di gascromatografia - Parte 1: Linee guida generali e calcolo della composizione  |
| UNI EN ISO 6974-2:2012 | Gas naturale - Determinazione della composizione con un'incertezza definita per mezzo di gascromatografia - Parte 2: Calcolo dell'incertezza  |
| UNI EN ISO 6974-3:2019 | Gas naturale - Determinazione della composizione e dell'incertezza associata per mezzo di gascromatografia - Parte 3: Precisione ed errori sistematici  |
| UNI EN 16723-1:2016    | Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale - Parte 1: Specifiche per il biometano da immettere nelle reti di gas naturale                                      |
| UNI EN 16723-2:2017    | Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale - Parte 2: Specifiche del carburante per autotrazione   |
| UNI EN 437:2019        | Gas di prova – Pressioni di prova – Categorie di apparecchi   |

I tipi di gas sono classificati dalla EN 437 in tre famiglie (ciascuna ulteriormente divisa in gruppi) in base all'indice di Wobbe, ovvero il rapporto del potere calorifico del gas ( $H_s$ , in MJ/m<sup>3</sup>) e la radice quadrata della densità relativa ( $d$ , adim.), entrambi alle condizioni di riferimento, come riportato nella successiva equazione.

$$W_i = \frac{H_s}{\sqrt{d}}$$

Come noto, la densità relativa è il rapporto delle masse di uguali volumi di gas secco ed aria secca alle stesse condizioni di temperatura e pressione (e.g. quelle di riferimento 15°C e 1013,25 mbar). L'indice di Wobbe è definito superiore o inferiore in funzione del valore di calore specifico utilizzato per il calcolo. In Tabella 15 si riporta la classificazione delle famiglie e gruppi di gas della EN 437:2019.

**Tabella 15 - Classificazione secondo la UNI EN 437 delle tipologie di gas**

| Famiglie di gas e gruppi | Indice di Wobbe Superiore<br>a 15 °C e 1013,25 mbar, MJ/m <sup>3</sup> |         |
|--------------------------|--|---------|
|                          | Minimo   | massimo |
| Prima Famiglia           | -  | -       |
| Gruppo a                 | 22.4   | 24.8    |
| Seconda Famiglia         | 39.1   | 54.7    |
| Gruppo H                 | 45.7   | 54.7    |
| Gruppo L                 | 39.1   | 44.8    |
| Gruppo E                 | 40.9   | 54.7    |
| Terza Famiglia           | 72.9   | 87.3    |

|            |      |      |
|------------|------|------|
| Gruppo B/P | 72.9 | 87.3 |
| Gruppo P   | 72.9 | 76.8 |
| Gruppo B   | 81.8 | 87.3 |

Relativamente alla misura della qualità del gas, la norma 9167-3:2020 prevede l'utilizzo sia di gascromatografi che di analizzatori di qualità. Per il gascromatografo è richiesto che:

- effettui analisi in continuo nelle 24 h con frequenza di almeno 4 analisi per ora;
- sia capace di determinare metano, etano, propano, iso-butano, n-butano, iso-pentano n-pentano, esani e superiori, azoto, anidride carbonica (le concentrazioni dei componenti delle analisi singole devono essere normalizzate a 100 ed arrotondate alla terza cifra decimale (per l'arrotondamento il valore del metano è calcolato per differenza a 100).

Per l'analizzatore di qualità invece si richiede la capacità di determinare i valori di PCS e PCI, Densità Relativa, CO<sub>2</sub>, Indice di Wobbe e Fattore di compressibilità. Sia i gascromatografi che gli analizzatori di qualità devono inoltre presentare:

- porte di comunicazione per il collegamento a/ai dispositivo/i di conversione e per la trasmissione a distanza; il protocollo di trasmissione deve essere conforme a quanto previsto da UNI/TS 11629, nel caso in cui lo strumento sia collegato al sistema di acquisizione dati del Trasportatore, la porta seriale deve avere il protocollo di comunicazione compatibile;
- possibilità di interfacciarsi con un dispositivo in grado di visualizzare in loco i valori misurati.

In Tabella 16 sono riportati i parametri di qualità da determinare per l'immissione in rete di biometano e la tipologia di analisi richiesta dalla UNI/TS 11537.

**Tabella 16 - Parametri di qualità per immissione biometano (prospetto 3 UNI/TS 11537)**

| Parametro  | Simbolo          | Tipologia di analisi |
|--|------------------|----------------------|
| Indice di Wobbe  | WI               | Continuo             |
| Potere Calorifico Superiore  | PCS              | Continuo             |
| Potere Calorifico Inferiore  | PCI              | Continuo             |
| Densità relativa   | $d$              | Continuo             |
| Massa volumica   | $\rho$           | Continuo             |
| Punto di rugiada dell'acqua  | -                | Continuo             |
| Ossigeno   | O <sub>2</sub>   | Continuo             |
| Anidride carbonica   | CO <sub>2</sub>  | Continuo             |
| Solfuro di idrogeno  | H <sub>2</sub> S | Continuo             |
| Punto di rugiada idrocarburi <sup>a)</sup>   | -                | Continuo             |
| Zolfo da solfuro di idrogeno e da solfuro di carbonile   | -                | Discontinuo          |
| Zolfo da mercaptani  | -                | Discontinuo          |
| Zolfo Totale   | -                | Discontinuo          |
| Silicio totale <u>volatile</u>   | Si               | Discontinuo          |
| Ossido di carbonio   | CO               | Discontinuo          |
| Ammoniaca  | NH <sub>3</sub>  | Discontinuo          |
| Ammine   | -                | Discontinuo          |
| Idrogeno   | H <sub>2</sub>   | Discontinuo          |
| Fluoro <u>totale</u>   | F                | Discontinuo          |
| Cloro <u>totale</u>  | Cl               | Discontinuo          |
| Olio da compressore  | -                | Discontinuo          |
| Polveri  | -                | Discontinuo          |
| a) Applicabile solo in caso di produzioni con arricchimento di GPL, diversamente la misura non risulta necessaria. |                  |                      |

*d) Dispositivi di conversione del volume*

In Tabella 17 si riporta la normativa tecnica applicabile per i dispositivi di conversione del volume. Ai dispositivi di conversione del volume, oltre ai requisiti applicabili dei contatori del gas si applicano i requisiti specifici della Parte II dell'Allegato MI-002 della direttiva MID. Si segnala ulteriormente che un dispositivo di conversione del volume costituisce una sottounità ai sensi dell'articolo 4 della direttiva MID, e che pertanto esso può essere sottoposto a valutazione di conformità indipendente e separata rispetto all'unità di misura a cui si collega.

**Tabella 17 – Normativa tecnica per i dispositivi di conversione di volume**

|                       |  |
|-----------------------|--|
| UNI EN 12405-1:2018   | Contatori di gas - Dispositivi di conversione - Parte 1: Conversione di volume   |
| UNI EN 12405-2:2012   | Misuratori di gas - Dispositivi di conversione - Parte 2: Conversione in energia |
| UNI EN 12405-3:2016   | Contatori di gas - Dispositivi di conversione - Parte 3: Flow computer           |
| UNI EN ISO 13443:2008 | Gas naturale - Condizioni di riferimento normalizzate                            |

Le norme della serie UNI EN 12405 specificano i requisiti e le prove per la fabbricazione, le prestazioni, la sicurezza e la conformità dei dispositivi elettronici per la conversione di volume (parte 1) e in energia (parte 2) del gas.

La norma UNI EN 12405-1 tratta 3 metodi di conversione: i) in funzione della temperatura (conversione T), ii) in funzione della pressione e della temperatura con un

fattore costante di compressione (conversione PT); iii) in funzione della pressione, della temperatura e tenendo in conto il fattore di compressione (conversione PTZ).

I dispositivi di conversione di volume sono classificati di Tipo 1 (se hanno i sensori integrati) o di Tipo 2 (con sensori separati) e nelle Tabella 18 e Tabella 19 sono riportati i rispettivi errori massimi permessi.

**Tabella 18 – EMP dispositivi di conversione di volume Tipo 1 (Tabella 2 EN 12405-1)**

| Indication or element                     | Reference conditions | Rated operating conditions |
|---|----------------------|----------------------------|
| Main indication for PT and PTZ conversion | 0,5                  | 1                          |
| Main indication for T conversion          | 0,5                  | 0,7                        |

**Tabella 19 - EMP dispositivi di conversione di volume Tipo 2 (Tabella 3 EN 12405-1)**

| Indication or element                               | Reference conditions | Rated operating conditions |
|---|----------------------|----------------------------|
| Main indication ( $e_c$ ) for PT and PTZ conversion | 0,5                  | 1                          |
| Calculator ( $e_r$ )                                | 0,2                  | 0,3                        |
| Temperature ( $e_t$ )                               | 0,1                  | 0,2                        |
| Pressure ( $e_p$ )                                  | 0,2                  | 0,5                        |
| Main indication for T conversion only               | 0,5                  | 0,7                        |

*e) Verifica periodica*

In Tabella 21 sono elencate le norme tecniche applicabili per la verifica periodica dei singoli componenti degli impianti (norme della serie UNI 11600) e dell'intero impianto di misura (UNI 9571-2).

**Tabella 20 – Normativa tecnica per i dispositivi di conversione di volume**

|                  |  |
|------------------|--|
| UNI 11600-1:2015 | Modalità operative per le verifiche metrologiche periodiche e casuali - Parte 1: Generalità  |
| UNI 11600-2:2018 | Modalità operative per le verifiche metrologiche periodiche e casuali - Parte 2: Dispositivi di conversione di volumi gas associati ai contatori di gas            |
| UNI 11600-3:2018 | Modalità operative per le verifiche metrologiche periodiche e casuali - Parte 3: Contatori di gas a membrana   |
| UNI 11600-4:2018 | Modalità operative per le verifiche metrologiche periodiche e casuali - Parte 4: Contatori di gas a turbina e rotoidi  |
| UNI 9571-2:2017  | Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas connesse con le reti di trasporto - Parte 2: Sorveglianza dei sistemi di misura |

Le norme della serie UNI 11600 forniscono le modalità operative per la verifica metrologica dei dispositivi e di alcuni tipi di contatori.

Dal punto di vista tecnico, la norma UNI 9571-2:2017 prescrive le modalità per la sorveglianza dei sistemi di misura, inclusa la verifica periodica, al fine di assicurare il

prescritto livello di accuratezza della misura e di affidabilità/sicurezza del sistema per tutta la durata di vita tecnica prevista.

**Tabella 21 - Verifiche Periodiche organi primari di misura (prospetto 8a UNI 9571-2)**

| Descrizione attività   | Componenti del sistema di Misura   | Criterio di verifica   | Frequenza minima a partire dalla messa in servizio  |
|--|--|--|---|
| Verifiche periodiche degli organi primari  | Tronco di misura venturimetrico  | Controllo dimensionale e geometrico del disco di misura, secondo la UNI EN ISO 5167-2. | 10 anni   |
|  | Contatori installati presso impianti soggetti ai requisiti della Metrologia Legale     | Secondo la parte applicabile della UNI 11600   | Secondo la legislazione vigente <sup>a)</sup>   |
|  | Contatori installati presso impianti NON soggetti ai requisiti della Metrologia Legale | Secondo la parte applicabile della UNI 11600   | Con la stessa frequenza prevista per i contatori installati presso impianti rientranti nel campo di applicazione della legislazione vigente <sup>a)</sup> |
| a) Alla data di pubblicazione della presente norma è in vigore il Decreto Ministeriale 16 aprile 2012 n. 75 e s.m.i. |  |  |   |

**Tabella 22 - Verifiche Periodiche strumentazione (prospetto 8b UNI 9571-2)**

| Descrizione attività   | Componenti del sistema di Misura   | Criterio di verifica                      | Frequenza minima a partire dalla messa in servizio   |
|--|--|---|--|
| Verifica periodica dispositivi di conversione e trasduttori  | Tutti i dispositivi di conversione e i trasduttori di $P$ e $T$ per gli impianti soggetti alla Metrologia Legale     | Secondo la UNI 11600 (tutte le parti)     | Secondo la legislazione vigente <sup>a)</sup> o in occasione del cambio linee (grande/piccola o viceversa) per sistemi con una sola linea automatizzata. |
| Verifica periodica dispositivi di conversione e trasduttori del sistema di misura NON venturimetrico   | Tutti i dispositivi di conversione e i trasduttori di $P$ , $T$ per gli impianti NON soggetti alla Metrologia Legale | Secondo la UNI 11600 (tutte le parti)     | Secondo la legislazione vigente <sup>a)</sup> o in occasione del cambio linee (grande/piccola o viceversa) per sistemi con una sola linea automatizzata. |
| Verifica periodica flow computer e trasduttori del sistema di misura venturimetrico  | Tutti i flow computer e i trasduttori di $P$ , $T$ e $\Delta P$  | Vedere prospetto 9                        | 1 anno   |
| Verifica periodica strumentazione di riserva e controllo   | Strumentazione di riserva e controllo  | Vedere prospetto 9                        | Le medesime frequenze previste per la strumentazione principale  |
| Verifica periodica della strumentazione (linea di misura non automatizzata)  | Altra strumentazione del sistema di misura <sup>b)</sup>   | Vedere prospetto 9                        | 1 anno   |
| Verifica periodica della taratura  | Strumento per l'analisi della qualità del gas  | Secondo quanto riportato nell'appendice A | Secondo quanto previsto nell'appendice A   |
| a) Alla data di pubblicazione della presente norma sono in vigore la Circolare Ministeriale 3 (Bollatura CEE) e il Decreto Ministeriale 16 aprile 2012 n. 75 e s.m.i.        |  |   |  |
| b) Per altra strumentazione si intende data-logger, manotermografo, triplex, ecc., come unica strumentazione presente su linea di misura non automatizzata ("Tradizionale"). |  |   |  |

**Tabella 23 - Errori massimi ammessi (prospetto 9 UNI 9571-2)**

| Pos. | Fase              | Dispositivo                  | TRASDUTTORI/APPARATI |                |                 |                    | DISPOSITIVI                  |                       |
|------|-------------------|------------------------------|----------------------|----------------|-----------------|--------------------|------------------------------|-----------------------|
|      |                   |                              | Pressione bar        | Temperatura °C | $\Delta P$ mbar | Portata $\Delta P$ | Densità $\rho$               | Grandezza in ingresso |
| 1    | Messa in servizio | Registratore meccanico       | ≤ 0,5% F.S.          | ≤ 0,5% F.S.    | ≤ 0,5% F.S.     | ≤ 0,5% F.S.        | /                            | /                     |
| 2    | Periodica         | Registratore meccanico       | ≤ 1% F.S.            | ≤ 1% F.S.      | ≤ 1% F.S.       | ≤ 1% F.S.          | /                            | /                     |
| 3    | Messa in servizio | Trasmettitore multivariabile | ≤ 0,2%               | ≤ 0,2%         | ≤ 0,2% F.S.     | /                  | /                            | /                     |
| 4    | Periodica         | Trasmettitore multivariabile | ≤ 0,5%               | ≤ 0,5%         | ≤ 0,5% F.S.     | /                  | /                            | /                     |
| 5    | Messa in servizio | Data logger venturimetrico   | ≤ 0,1%               | ≤ 0,15%        | ≤ 0,1% F.S.     | /                  | /                            | /                     |
| 6    | Periodica         | Data logger venturimetrico   | ≤ 0,2%               | ≤ 0,5%         | ≤ 0,2% F.S.     | /                  | /                            | /                     |
| 7    | Messa in servizio | Registratore elettrico       | /                    | /              | /               | /                  | /                            | ≤ 0,3%                |
| 8    | Periodica         | Registratore elettrico       | /                    | /              | /               | /                  | /                            | ≤ 0,5%                |
| 9    | Messa in servizio | Densimetro                   | /                    | /              | /               | /                  | ≤ 0,2% al calcolo da analisi | /                     |
| 10   | Periodica         | Densimetro                   | /                    | /              | /               | /                  | ≤ 0,5% al calcolo da analisi | /                     |

Nota: Se non diversamente specificato i valori % sono riferiti al valore misurato

### 3.2 Meter reading

Ai sensi della deliberazione 522/2019/R/GAS, l'attività di *meter reading* è l'attività di raccolta, trasmissione, validazione, eventuale ricostruzione, archiviazione, elaborazione e messa a disposizione dei dati di misura.

Le norme della serie UNI/TS 11291 definiscono l'architettura del sistema di telelettura o telegestione per i gruppi di misura delle reti di trasporto e distribuzione del gas introducendo prescrizioni relative alle funzioni minime che devono essere svolte dai dispositivi che lo compongono e che consentono la misura dei volumi di gas, la conversione dei volumi di gas alle condizioni termodinamiche di riferimento, la registrazione di dati di misura utili anche al bilanciamento delle reti di trasporto e distribuzione e la loro trasmissione a distanza.

**Tabella 24 – Normativa tecnica per la telegestione e telelettura**

|                     |   |
|---------------------|---|
| UNI/TS 11291-1:2013 | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 1: Caratteristiche generali del sistema di telegestione o telelettura                            |
| UNI/TS 11291-3:2014 | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 3: Protocollo CTR  |
| UNI/TS 11291-4:2013 | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 4: Requisiti per gruppi di misura con portata maggiore di 65 m <sup>3</sup> /h (contatore > G40) |

|                         |  |
|-------------------------|--|
| UNI/TS 11291-5:2013     | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 5: Requisiti per gruppi di misura con portata da 16 m <sup>3</sup> /h fino a 65 m <sup>3</sup> /h (contatore $\geq G10$ e $\leq G40$ )                          |
| UNI/TS 11291-6:2013     | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 6: Requisiti per gruppi di misura con portata minore di 10 m <sup>3</sup> /h (contatore minore di G10)  |
| UNI/TS 11291-7:2013     | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 7: Sistemi di Telegestione dei misuratori gas   |
| UNI/TS 11291-8:2013     | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 8: Protocolli per la Telegestione dei Gruppi di Misura per la rete di distribuzione   |
| UNI/TS 11291-9:2013     | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 9: Prove funzionali e di interoperabilità   |
| UNI/TS 11291-10:        | 2013 Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 10: Sicurezza  |
| UNI/TS 11291-11-1:2014  | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 11-1: Generalità  |
| UNI/TS 11291-11-2:      | 2017 Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 11-2: Intercambiabilità apparati punto-multipunto - Modello dati   |
| UNI/TS 11291-11-3:2014  | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 11-3: Profilo di comunicazione su interfaccia locale  |
| UNI/TS 11291-11-4:2014  | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 11-4: Profili di comunicazione PM1  |
| UNI/TS 11291-11-5:2014  | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 11-5: Profilo di comunicazione PP3  |
| UNI/TS 11291-11-6:2017  | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 11-6: Intercambiabilità apparati punto-multipunto - Specifiche di prova per la valutazione di conformità  |
| UNI/TS 11291-12-1:2020  | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Intercambiabilità contatori con portata $\leq 10\text{m}^3/\text{h}$ con comunicazione punto-punto - Parte 12-1: Generalità e casi d'uso                              |
| UNI/TS 11291-12-2:2020  | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Intercambiabilità contatori con portata $\leq 10\text{m}^3/\text{h}$ con comunicazione punto-punto - Parte 12-2: Modello dati   |
| UNI/TS 11291-12-4:2020  | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Intercambiabilità contatori con portata $\leq 10\text{m}^3/\text{h}$ con comunicazione punto-punto - Parte 12-4: Profilo di comunicazione PP4                         |
| UNI/TS 11291-12-6: 2020 | Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Intercambiabilità contatori con portata $\leq 10\text{m}^3/\text{h}$ con comunicazione punto-punto - Parte 12-6: Specifiche di prova per la valutazione di conformità |

Particolarmente significativa per il *meter reading* è la norma UNI/TS 11629:2020 che si applica ai punti di consegna e riconsegna allacciati alla rete di trasporto. La norma stabilisce:

- i dati di misura che devono essere rilevati e registrati dai diversi dispositivi;
- le prestazioni minime che ciascuno dei sistemi di misura deve garantire ed i requisiti costruttivi minimi cui deve rispondere per garantire dette prestazioni;
- le caratteristiche e i protocolli delle porte di comunicazione;
- le funzionalità aggiuntive richieste durante le operazioni di manutenzione necessarie a garantire nel tempo le prestazioni specificate.

**Tabella 25 – Caratteristiche dei sistemi di misura del gas**

|                   |   |
|-------------------|---|
| UNI/TS 11629:2020 | Sistemi di Misura del gas - ApparatI di misurazione del gas su base oraria direttamente allacciati alla rete di trasporto |
|-------------------|---|

Infine, le norme della serie UNI EN 13757 descrivono lo scambio dati e le comunicazioni per i contatori e per la lettura a distanza dei contatori. Nelle diverse parti di norma sono specificati i vari protocolli per la comunicazione che possono essere utilizzati in funzione delle diverse applicazioni.

**Tabella 26 – Normativa tecnica per i dispositivi di conversione di volume**

|                     |   |
|---------------------|---|
| UNI EN 13757-1:2015 | Sistemi di comunicazione per contatori - Parte 1: Scambio dati                            |
| UNI EN 13757-2:2018 | Sistemi di comunicazione per contatori - Parte 2: Comunicazione M-Bus cablata             |
| UNI EN 13757-3:2018 | Sistemi di comunicazione per contatori - Parte 3: Protocolli applicativi                  |
| UNI EN 13757-4:2019 | Sistemi di comunicazione per contatori - Parte 4: Comunicazione wireless M-Bus            |
| UNI EN 13757-5:2015 | Sistemi di comunicazione per contatori - Parte 5: Ritrasmissione wireless M-Bus           |
| UNI EN 13757-6:2016 | Sistemi di comunicazione per contatori - Parte 6: Bus locale                              |
| UNI EN 13757-7:2018 | Sistemi di comunicazione per contatori - Parte 7: Servizi per il trasporto e la sicurezza |