



Gasmätningens anvisningar 2017



GMA 2017 - Gasmätningssanvisningarna

Förord

Energigas Sverige är en medlemsfinansierad branschorganisation som arbetar för en ökad användning av energigaserna biogas, fordonsgas, gasol, naturgas och vätgas. Medlemmar i organisationen är nätbolag, gashandelsbolag, installationsföretag, konsultföretag, tillverkare och leverantörer av gasutrustningar med flera.

En central del av Energigas Sveriges verksamhet är att verka för en säker användning av energigaserna. Detta görs framförallt genom att utarbeta normer och anvisningar för de olika energigaserna. Dessa anvisningar har tillkommit för att öka tryggheten för både konsumenten och handelsbolaget när det gäller att rätt gasmängd har registrerats, samt för att erhålla ett gemensamt system för statistikuppsamling.

Anvisningarna har utarbetats i en arbetsgrupp under Energigas Sveriges Säkerhets- och teknikkommitté av:

Roland Lundberg, One Nordic AB, ordförande
Thomas Franzén, Göteborg Energi AB
Lars Lindberg, Prometera AB
Ulf Nihlman, Gasnätet Stockholm AB
Rolf Nilsson, E.ON Gas Sverige AB
Bernt Nymark, Kraftringen Nät AB
Carl-Magnus Olsson, Fordonsgas Sverige AB
Kim Turppa, Swedegas AB
Catharina Wingren, Öresundskraft AB
Mattias Hanson, Energigas Sverige

Anvisningarna har skickats på remiss till Energimyndigheten, Energimarknadsinspektionen och Swedac.

Den första utgåvan av dessa anvisningar publicerades år 2000. Denna utgåva ersätter Anvisningar för gasmätning från 2012.

Stockholm 2017-12-06

Ben Bock, chef Säkerhet och teknik,
Energigas Sverige

Innehållsförteckning

1.	Tillämpningsområde	4
2.	Inledning	4
3.	Definitioner	5
4.	Standarder, normer, anvisningar och föreskrifter	7
5.	Gasmätning	8
5.1	<i>Mätning och beräkning av gasens värmevärde</i>	8
5.2	<i>Mätning av levererad gasvolym</i>	8
5.3	<i>Beräkning av gasens energiinnehåll</i>	8
5.4	<i>Placering av mätutrustning</i>	8
5.5	<i>Inköp av mätutrustning</i>	8
5.6	<i>Krav för att ta ny mätutrustning i drift</i>	9
6.	Gasmätare	9
6.1	<i>Val av gasmätare</i>	9
6.2	<i>Tekniska krav</i>	9
6.3	<i>Felgränser och provpunkter</i>	10
6.4	<i>Pulsvärden och mätområden</i>	11
7.	Volymomvandlare	11
7.1	<i>Tekniska krav</i>	11
7.2	<i>Felgränser och provpunkter</i>	12
7.3	<i>Dokumentation</i>	12
8.	Temperaturgivare	12
8.1	<i>Tekniska krav</i>	12
9.	Tryckgivare	13
9.1	<i>Tekniska krav</i>	13
10.	Värmevärdesmätare	13
10.1	<i>Tekniska krav</i>	13
10.2	<i>Validering av Quality tracker (QT)</i>	13
11.	Kontroll	14
12.	Återkommande kontroll	14
13.	Revision	15
14.	Lagring	15
15.	Märkning	15

16.	Plombering	16
17.	Dokumentation	16
18.	Mätvärdesinsamling	16
18.1	<i>Manuell avläsning</i>	17
18.2	<i>Handterminaler</i>	17
18.3	<i>Fjärravläsning</i>	17
18.4	<i>Funktionskrav på mätutrustning</i>	19

Bilagor

Bilaga 1	Grundformel för gasmätning, densiteter
Bilaga 2	Val av volymomvandlare

1. Tillämpningsområde

Dessa anvisningar gäller för energigas i gasfas. Anvisningarna gäller all mätutrustning för debitering av ledningsbunden energigas i uttagspunkt och inmatningspunkt. Anvisningarna omfattar EIFS 2014:8. Enligt EIFS 2014:8 behöver gasmätning inte ske hos spiskund med uttagspunkt som uteslutande använder gas för hushållsändamål.

Anvisningarna gäller även mätning för debitering av fordonsgas med ett högsta tryck på 250 bar.

Anvisningarna visar exempel på lösningar som uppfyller lagstiftningarnas krav och är att betrakta som branschregler, de är dock inte att jämföras med tvingande myndighetsföreskrifter.

2. Inledning

Avsikten med gasmätningen är att fastställa den kvantitet (energi, volym eller massa med sitt värmevärde) som under ett bestämt tidsintervall levereras i en given punkt. Mätningen utförs på ett sådant sätt att de uppmätta värdena kan tjäna som underlag för avräkning och debitering.

Mätningen utformas enligt gällande lagar och standarder. För områden som inte täcks av någon standard, har tillämpad praxis varit normgivande vid utformningen av anvisningarna. Mätningen drivs och underhålls på ett sådant sätt att riskerna för felvisning och felfunktion minimeras.

Leverantör av mätutrustning ska tillhandahålla dokumentation över dess delar, samt på begäran tillhandahålla underlag för dimensionering och underhåll.

Mätutrustning omfattas av direktiv 2014/32/EU om mätinstrument (MID). Direktivet är genomfört i svensk lagstiftning i Swedacs föreskrifter och allmänna råd (STAFS 2016:1) om mätinstrument och Swedacs föreskrifter och allmänna råd (STAFS 2016:3) om gasmätare och volymomvandlare. Kraven är begränsade till att omfatta mätutrustning för bostäder, butiks- och kontorslokaler samt lätta industrier. Föreskrifterna är tillämpliga då en tillverkare ska saluföra mätutrustning som denne avser märka med CE-märke och metrologisk tilläggsmärkning enligt STAFS 2016:1. I föreskrifterna finns endast bestämmelser vad gäller saluförande (3-5 §§ STAFS 2016:3) och idrifttagande (6-7 §§ STAFS 2016:3). Det finns däremot inga tvingande krav för ett nätbolag att använda utrustning som uppfyller kraven i STAFS 2016:1 respektive 2016:3.

I dessa anvisningar gäller däremot kravet att CE- och M-märkt mätutrustning ska användas då sådan mätutrustning finns tillgänglig.

Swedac är föreskrivande myndighet och tillsynsmyndighet inom det mättekniska området. I tillsynen ingår att bedriva marknadskontroll enligt mätinstrumentdirektivet. Det innebär att kontrollera att bland annat mätutrustning som saluförs i Sverige uppfyller ställda krav inom EU.

Energimarknadsinspektionen är föreskrivande myndighet enligt naturgaslagen (2005:403) och lagen (1978:160) om vissa rörledningar. Energimarknadsinspektionen prövar också ansökningar om koncession enligt naturgaslagen samt utövar tillsyn enligt bland annat naturgaslagen (2005:403), lagen om vissa rörledningar (1978:160) och lagen (2013:385) om ingripande mot marknadsmissbruk vid handel med grossistenergi produkter.

3. Definitioner

Densitet vid drifttillstånd [kg/m ³]	Massan i kg av 1 m ³ energigas vid drifttillstånd.
Densitet vid referenstillstånd [kg/m ³]	Massan i kg av 1 m ³ vid "referenstillstånd".
Energigas	brännbar gas (i dessa anvisningar, naturgas, biogas och gasol i gasfas).
Gasmätare	Mätinstrument utformat för att mäta, registrera och visa den gasmängd (volym eller massa) som passerat genom mätaren.
Inmatningspunkt	Den punkt där gas förs in i ett energigasnät.
Mätutrustning	All ingående utrustning för mätning av gas i mät-punkt. ¹
Nätbolag	Det företag som ansvarar för distribution av gas genom distributionsnätet till kunderna. (Nätbolaget ansvarar för debiteringsgrundande mätning i inmatningspunkten och uttagspunkten. I vissa sammanhang används även begreppet nätföretag.)
Quality tracker	En beräkningsmetodik för att i gränspunkt eller uttagspunkt beräkna och fastställa värmevärde för den gas som levereras inom ett värmevärdesområde. Beräkningen ska baseras på faktiska mätningar av värmevärden samt mass-/volymflöden i ett antal punkter/gränssnitt som valts så att en rättvisande beräkning är möjlig. Även programvara som utför beräkning enligt en sådan metodik kan benämnas Quality tracker. ^{1,2}
Referenstillstånd	Definition av gasens tryck och temperatur. Exempel 1: "Normaltillstånd" avser i Sverige gas vid 1,01325 bar (a) och 0 °C. Exempel 2: "Standardtillstånd" avser i Sverige gas vid 1,01325 bar (a) och 15 °C.
Relativ densitet [-]	Förhållandet mellan massan av 1 m ³ energigas och massan av 1 m ³ luft, båda vid referenstillstånd.
Undre värmevärde [kWh/m ³]	Den mängd värme som frigörs när 1 m ³ energigas vid referenstillstånd i gasfas efter uppvärmning till 25 °C och vid 1,01325 bar förbränns fullständigt med syre och förbränningsgaserna kyls till utgångsförutsättningarna. Efter avkyllning befinner sig vattnet som bildades vid förbränningen i gasfas.
Uttagspunkt	Den punkt där gas tas ut till en slutförbrukare. Till uttagspunkter hör även anläggningar som utgör en del av naturgasnätet och som har egen förbrukning.

¹ Branschgemensamma metoder för bestämning av värmevärde (Energigas Sverige, 2017)

² Quality tracker til distributionsnet, (Dansk Gasteknisk Center, 2012)

Wobbeindex [kWh/Nm ³]	Kvoten av det övre värmevärdet och kvadratroten av den relativa densiteten. Wobbeindex är ett mått på den energi som tillförs en brännare genom ett munstycke. (Ibland används undre värmevärdet för beräkning av ett undre Wobbeindex).
Volym vid drifttillstånd [m ³]	Den vid drifttillstånd (rådande tryck och temperatur) uppmätta volymen energigas (m ³).
Volym vid referenstillstånd [m ³]	Volym i m ³ vid definierat referenstillstånd. Exempel 1: "Normalkubikmeter" (Nm ³) avser Normaltillstånd. Exempel 2: "Standardkubikmeter" (Sm ³) avser Standardtillstånd.
Volymomvandlare	Mätutrustning som är kopplad till en gasmätare och som automatiskt räknar om den uppmätta mängden vid rådande mätbetingelser till motsvarande mängd vid normaltillstånd.
Värmevärde [kWh/Nm ³]	Gasens energiinnehåll per kubikmeter vid normaltillstånd.
Värmevärdesmätare	Mätanordning med vilken gasens värmevärde(n) direkt kan bestämmas. ¹
Värmevärdesområde	Geografiskt område med sammanhängande ledningsnät i vilket gasens värmevärde bestämts via direkt mätning eller indirekt via beräkning på ett sådant sätt att värmevärdet i ingående enskilda uttags- och gränspunkter inte tillåts avvika från det fastställda värdet med mer än en i förväg fastlagd tolerans. Endast ett bestämt värmevärde gäller i värmevärdesområdet. ¹
Återkommande kontroll av mätutrustning	Återkommande kontroll (revision) av att mätutrustningens felvisning inte överstiger tillåtna felgränser.
Övre värmevärde [kWh/m ³]	Den mängd värme som frigörs när 1 m ³ energigas vid referenstillstånd i gasfas efter uppvärmning till 25 °C och vid 1,01325 bar förbränns fullständigt med syre och förbränningsgaserna därefter kyls till utgångsförutsättningarna. Efter avkylning befinner sig vattnet som bildades vid förbränningen i vätskefas.

¹ Branschgemensamma metoder för bestämning av värmevärde (Energigas Sverige, 2017)

4. Standarder, normer, anvisningar och föreskrifter

För närvarande finns följande standarder för gasmätning:

CEN/TR 50 572	Functional reference architecture for communications in smart metering systems.
EGN	Energigas Sveriges Energigasnormer.
EIFS 2014:8	Energimarknadsinspektionens författningssamling. Energi- marknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om mätning och rapportering av överförd naturgas samt anmälan om leverans och balansansvar. 20 november 2014. ISSN 2000592X.
Energigas Sverige	Branschgemensamma metoder för bestämning av värme- värde.
ISO 10790	Measurement of fluid flow in closed conduits -- Guidance to the selection, installation and use of Coriolis meters (mass flow, density and volume flow measurements). (massflödesmätare)
OIML R 137	Gas meters.
SFS 1990:932	Konsumentköplagen.
SS-EN ISO 12213	Naturgas – beräkning av kompressionsfaktor.
SS-EN 12261	Gasmätare – Turbinmätare.
SS-EN 12405-1	Gasmätare - Omvandlingsutrustning - Del 1: Omvandling av volym.
SS-EN 12480	Gasmätare - Displacementmätare av rotationstyp. (vridkolvmätare)
SS-EN 1359	Gasmätare – Membrangasmätare. (bälgmätare)
SS-EN 13757-2	System för fjärrkommunikation med debiteringsmätare. Del 2; fysiskt lager och datalänklager. Vanligen kallad M-Bus.
SS-EN 13757-3	System för fjärrkommunikation med debiteringsmätare. Del 3; speciellt applikationslager. Vanligen kallad M-Bus.
SS-EN 14236	Gasmätare med ultraljud för hushåll.
SS-EN 1776	Gasinfrastruktur - Mätstationer för naturgas – Funktionskrav.
SS-EN ISO 10715	Naturgas – Utvidgad analys – Gaskromatografisk metod.
SS-EN ISO 15112	Naturgas – Energibestämning.
SS-EN ISO 15971	Naturgas – Mätning av egenskaper – Värmevärde och Wobbetal.
SS-EN ISO 6974-1,-2 och 4	Naturgas - Bestämning av sammansättning med definierad osäkerhet genom gaskromatografi.
SS-EN ISO 6975	Naturgas - Utvidgad analys - Gaskromatografisk metod (ISO 6975:1997).
SS-EN ISO 6976	Naturgas Beräkning av värmevärde, densitet, relativ densitet och Wobbe index baserat på gassammansättningen.
STAFS 2016:1	Swedacs föreskrifter om mätinstrument.

5. Gasmätning

Debitering av gas baseras på levererad energimängd. För att bestämma levererad energimängd behövs värden på levererad gasvolym och gasens värmevärde. Energimängden fås som produkten av dessa två storheter.

I mätutrustning ingår alltid en i dagligt tal benämnd gasmätare, egentligen en mätare för ackumulerad, levererad gasvolym eller massa. Därutöver kan mätutrustning bestå av temperaturgivare, tryckgivare och volymomvandlare. Gasmätare, tryckgivare och temperaturgivare ska vara så konstruerade att de uppfyller funktions- och säkerhetskrav som ställs på komponenter i ett gassystem. Krav på komponenter i ett gassystem finns i föreskrifter från Myndigheten för samhällsskydd och beredskap (MSB), Arbetsmiljöverket (AV) och Elsäkerhetsverket, samt i Energigas Sveriges normer och anvisningar. I dessa föreskrifter och normer finns bland annat angivet hur elektrisk utrustning ska väljas i områden där explosiv gasblandning kan förekomma.

Ny mätutrustning som är avsedd att användas i bostäder, butiks- och kontorslokaler samt lätta industrier ska för att få tas i drift ha genomgått bedömning av överrensstämmelse enligt STAFS 2016:1 och därmed vara märkta med ett CE- och M-märke.

I dessa anvisningar gäller däremot kravet att CE- och M-märkt mätutrustning alltid ska användas då sådan mätutrustning finns tillgänglig.

5.1 Mätning och beräkning av gasens värmevärde

För mätning av gasens värmevärde används värmevärdesmätare, normalt en kromatografisk metod där halterna av huvudkomponenterna mäts, och värmevärdet beräknas utgående från de rena ämnas värmevärden. Mätning eller beräkning av värmevärde sker för varje värmevärdesområde och inte hos varje enskild kund.

Ytterligare information om mätning och beräkning av gasens värmevärde finns i kapitel 10 och *Branschgemensamma metoder för bestämning av värmevärde*.

5.2 Mätning av levererad gasvolym

Levererad gasvolym mäts vid driftstryck och driftstemperatur och räknas om till referensförhållande (se Bilaga 1). Omräkningen till referensförhållande sker antingen av en volymomvandlare som får signaler från gasmätare, temperaturgivare och eventuellt tryckgivare eller genom en beräkning som utförs med ett erfarenhetsvärde på gastemperaturen och det värde på gstrycket som fås från närmaste regulator.

5.3 Beräkning av gasens energiinnehåll

Levererad energimängd beräknas som produkten av levererad gasvolym och gasens värmevärde.

5.4 Placering av mätutrustning

Mätutrustning ska vara placerad enligt tillverkarens rekommendationer.

Se även SS-EN 1776 (mätstationer för naturgas) och Energigas Sveriges energigasnormer, EGN samt anvisningar för tankstationer TSA.

5.5 Inköp av mätutrustning

Före inköp av mätutrustning är det lämpligt att följande kontrolleras:

- Att tillverkaren av gasmätaren kan visa upp en försäkran om överrensstämmelse då sådan mätutrustning finns tillgänglig.
- Att mätaren har korrekt märkning.

- Vilka delar av mätutrustningen som speciellt ska granskas vid revision samt lämplig utrustning och undersökningsmetod.

Mätutrustning inköpta före denna anvisnings utgivningsdatum får användas om de uppfyller samma krav på mätnoggrannhet som nya mätare.

5.6 Krav för att ta ny mätutrustning i drift

Mätutrustning som tas i drift ska

- uppfylla kraven i OIML R 137-1. Där GMA 2017 avviker från OIML R 137-1 gäller GMA 2017. (Standarder som är anpassade för OIML R 137-1 är SS-EN 12480 för vridkolvsmätare, SS-EN 1359 för bälgmätare, SS-EN 12261 för turbinmätare, SS-EN 14236 för ultraljudsmätare, och SS-EN 12405-1 för volymomvandlare) samt
- ha försäkran från tillverkare om överensstämmelse med föreskrivna krav (märkta med CE- och M-märke) då sådan mätutrustning finns tillgänglig.

6. Gasmätare

6.1 Val av gasmätare

Valet av gasmätare beror på det aktuella leveransförhållandet som till exempel tryck, kapacitet, placering och lastvariationer. Följande parametrar ska beaktas:

- Flödesområdet, dvs. området mellan det största och det minsta flöde som gasmätaren kommer att användas för, nu och i en förutsägbar framtid. Mätutrustningen dimensioneras så att den mäter inom den del av mätområdet där mätnoggrannheten är bäst.
- Antalet start och stopp för en turbinmätare får lämpligen högst vara 50 starter per dygn annars kan den totala mätnoggrannheten försämrans.
- Högsta tillåtna mätfel skiljer sig åt för olika mätartyper, se tabell i avsnitt 6.3.

Utöver gasmätarens noggrannhet måste yttre betingelser också vägas in såsom tryck och temperaturförändringar. För att kompensera detta kompletteras gasmätaren med en volymomvandlare.

- Gasmätaren placeras lämpligast inomhus. Vid varierande temperaturförhållanden används lämpligen temperaturkompenserad mätning. Gasmätare som placeras utomhus ska vara konstruerade för att klara -30 °C i zon S och -40 °C i zon N enligt EGN (materialkrav).

6.2 Tekniska krav

Gasmätare ska fungera då gasens temperatur varierar inom temperaturområdet -20 °C till +50 °C.

För att reducera felet vid beräkning av levererad energimängd, vid mätning utan tryckkompensering, får tryckfallet mellan regulator och gasmätare ej överstiga 5 mbar.

6.3 Felgränser och provpunkter

Felvisningen hos gasmätare får inte överstiga de värden som anges i tabell 6.1.

Tabell 6.1 Största tillåtna fel för olika mätartyper

Mätartyp	Största tillåtna fel (i procent av mätvärdet)			
	Vid idrifttagning (ny/efter revision enligt STAFS 2016:3)		I drift (intagsprov enligt i huvudsak OIML R 137)	
	$Q_{\min} \leq Q < Q_t$	$Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$	$Q_{\min} \leq Q < Q_t$	$Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$
Bälgmätare, klass 1,5	±3 %	±1,5 %	-6 % - +3 %	±3 %
Bälgmätare, klass 1,5 med inbyggd temperaturkompensering (gäller för intervallet $T_b \pm 15^\circ\text{C}$)	±3,5 %	±2 %	-7 % - +4 %	±4 %
Turbinmätare, klass 1	±2 %	±1 %	±4 %	±2 %
Vridkolvmätare, klass 1	±2 %	±1 %	±4 %	±2 %
Coriolismätare ¹	±2 %	±1 %	*	*

Q_{\min} = lägsta flöde vid vilket gasmätare inte överskrider största tillåtna fel

Q_{\max} = högsta flöde vid vilket gasmätare inte överskrider största tillåtna fel

Q_t = Flödesvärde fastställt av mätartillverkaren som ligger mellan det största och det minsta flödet och som bildar gränsen mellan två flödesområden - "övre området" och "undre området". För vardera område finns ett största tillåtet fel fastställt. Då tillverkaren inte angivit denna gräns anses $0,2 \cdot Q_{\max}$ = övergångsflöde.

T_b = bastemperatur som anges av tillverkaren och ska vara mellan 15-25°C

Klass 1 och klass 1,5 beskrivs i STAFS 2016:3, Bilaga DEL I, punkt 1.1

* Coriolismätare ± 1,5 % för en tankning med en minsta massa om 10 kg.

Vid kontroll av gasmätare ska minst följande provpunkter finnas med: Q_{\min} , $0,1 \cdot Q_{\max}$ - $0,25 \cdot Q_{\max}$, $0,4 \cdot Q_{\max}$ - $0,5 \cdot Q_{\max}$ och Q_{\max} .

För bälgmätare med temperaturkompensering får det tillåtna felet ökas med 0,5 % inom varje intervall om 10°C utanför intervallet $T_b \pm 15^\circ\text{C}$ (se även STAFS 2016:3).

¹ Omfattas inte av STAFS 2016:3

Mätutrustning får inte utnyttja de största tillåtna felen eller systematiskt gynna någon part (STAFS 2016:3).

Gasmätarens felmarginal får enligt tillverkningsstandarden vara högst 1 % för klass 1,5 och 0,5 % för klass 1,0 när de fel som uppstår i flöden mellan Q_t och Q_{max} alla har samma tecken för samtliga mätare. Detta gäller enbart nya gasmätare och inte reviderade mätare.

6.4 Pulsvärden och mätområden

Nominell anslutning, pulsvärden, inställd volym per puls och mätområdesgränser ska framgå av märkskylten på gasmätaren. Om pulsvärdet är valbart ska inställt värde kunna kontrolleras under mätning.

Utsignal från gasmätare till volymomvandlare ska vara entydigt definierad och gå att efterlikna utan svårighet inom mätarens hela mätområde.

7. Volymomvandlare

Volymomvandlare omvandlar uppmätta driftkubikmeter till kubikmeter vid referenstillstånd, "normalkubikmeter" dvs. volymen vid 1,01325 bar och 0 °C. Volymomvandlaren erhåller signaler från flödesmätaren, temperaturgivare och i förekommande fall från tryckgivare, och beräknar med utgångspunkt från dessa värden den förbrukade gasvolymen i normalkubikmeter. Volymomvandlaren avläser tryck och temperatur vid det tillfälle då pulsvärdet sänds från flödesmätaren, men kan även fås med tidsbaserad avkänning av temperatur och tryck.

Volymomvandlare används vid större förbrukning, eller där tryck och temperatur kan ha stora variationer. Tryckkompensering används vanligen bara hos stora kunder. För exempel på hur bedömningen kan göras, se Bilaga 2.

7.1 Tekniska krav

Volymomvandlaren med tillbehör ska vara avsedd för temperaturområdet (gas och omgivning) från -25 °C till +55 °C.

Volymomvandlaren ska visa gasmängd i normalkubikmeter och driftkubikmeter.

Volymomvandlarens registrerade värden får inte gå förlorade vid t ex spänningsbortfall. Används elektroniska teckenfönster till annan information än gasförbrukning ska instrumentet automatiskt återgå till att visa normalkubikmeter.

Volymomvandlare ska vara försedd med pulsutgång för normalvolym. Det är önskvärt att det även finns en pulsutgång för driftvolym. Pulsutgång kan ersättas med datautgång. Anordningar för kontroll ska finnas. Anslutningar får inte påverka mätnoggrannheten. Fjärrkommunikation får inte påverkas av yttre störningar så att volymomvandlarens registrering störs.

7.2 Felgränser och provpunkter

Felvisningen hos volymomvandlare får inte överstiga de värden som anges i tabell 7.1.

Tabell 7.1 Största tillåtna fel för olika volymomvandlare (inklusive givare)

Typ av volymomvandlare	Största tillåtna fel (i procent av mätvärdet)	
	Vid drifttagning (ny/efter revision enligt STAFS 2016:3)	I drift (intagsprov)
temperaturkompensering	±0,7 %	±1,4 %
temperatur- och tryckkompensering	±1 %	±2 %
temperaturkompensering eller temperatur- och tryckkompensering ¹	±0,5 %	-

Vid kontroll av volymomvandlare ska minst följande provpunkter finnas med vid typprov: P_{min} , P_{max} , T_{min} och T_{max} . Se även SS-EN 12405-1 för volymomvandlare. Vid andra prov ska "normala driftförhållanden" för minst två provpunkter gälla.

Volymomvandlaren får inte utnyttja de största tillåtna felen eller systematiskt gynna någon part.

7.3 Dokumentation

Dokumentation till volymomvandlare ska omfatta:

- Beskrivning av hur volymomvandlaren bearbetar värden från gasmätare, temperatur- och tryckgivare.
- Redovisning av volymomvandlarens mätnoggrannhet vid testade provpunkter.
- Uppgifter om hur registrerade och inprogrammerade värden sparas.

8. Temperaturgivare

8.1 Tekniska krav

Temperaturgivares mätområde ska minst vara från -25 °C till +55 °C.

Anslutningskabel ska vara av sådan kvalitet att överföring av signaler kan ske utan påverkan av störningar från omgivningen.

För givare med dykrör ska dykrören ha invändiga mått som medför god passning till avsedd givare.

Temperaturgivarens kopplingsplint och montageåtgärder ska kunna plomberas.

Det ska framgå om kontaktpasta behövs för att uppnå god kontakt mellan dykrör och givare.

Utsignal från temperaturgivare till volymomvandlare ska vara entydigt definierad och gå att efterlikna utan svårighet inom givarens hela mätområde.

Egenuppvärmningen får inte överstiga 10 mW.

Temperaturgivarens felvisning ska inkluderas i volymomvandlarens högsta tillåtna felvisning.

¹ Gäller endast nya volymomvandlare och lufttemperatur, luftfuktighet och kraftförsörjning enligt STAFS 2016:3, bilaga DEL II, kap. 8.

9. Tryckgivare

9.1 Tekniska krav

Anslutningskabel ska vara av sådan kvalitet att överföring av signaler kan ske utan påverkan av störningar från omgivningen.

Tryckgivarens kopplingsplint och montageläge ska kunna plomberas.

Utsignal från tryckgivare till volymomvandlare ska vara entydigt definierad och gå att efterlikna utan svårighet inom givarens hela mätområde.

Tryckgivarens felvisning ska inkluderas i volymomvandlarens högsta tillåtna felvisning.

Tryckgivaren ska vara av typen absoluttrycksgivare och mätområdet ska vara avpassat för rådande tryck.

10. Värmevärdesmätare

10.1 Tekniska krav

I SS-EN ISO 15112, Naturgas - Energibestämning, beskrivs hur mätning, beräkning och datahantering av värmevärden och volymvärden tillämpas i samband med bland annat upphandling av utrustning för att kunna bestämma volymviktade värmevärden som matas in till ett värmevärdesområde. I dokumentet *Branschgemensamma metoder för bestämning av värmevärde* anges olika metoder för bestämning av värmevärdet vid olika lösningar på ledningsnätet.

I SS-EN ISO 15971, Naturgas - Mätning av egenskaper - Värmevärde och Wobbetal, beskrivs olika möjliga metoder för bestämning av värmevärden. Standarden är ingen produktstandard, men kan ändå ligga till grund i samband med upphandling av värmevärdesmätare. I standarden anges olika noggrannhetsklasser som är viktiga att ange i samband med införandet av värmevärdesmätningar. Standarden beskriver också hur leverantörerna kan redovisa utlovad prestanda och hur detta kan kontrolleras i samband med acceptanskontroller. Leverantören ska också kunna redovisa hur avhjälpande och förebyggande underhåll utförs och att dessa sedan utförs i nätbolagets regi eller i ett underhållsavtal. Om utrustningen ägs av en annan part än nätägaren ska ett underhållsavtal tecknas. Utrustningen ska ha en kalibreringsfunktion som garanterar den specificerade noggrannheten vid kontinuerlig drift över hela mätområdet.

I standarderna anges också riktlinjer kring kvalitetskontroll och kalibrering.

Motsvarande krav för gaskromatografiska metoden anges i standarden SS-EN ISO 6975, Naturgas-Utvidgad analys - Gaskromatografisk metod.

Utrustningen ska också möjliggöra att tidsserier för både övre och undre värmevärde exporteras dagligen till insamlingssystem/avräkningssystem med minst timupplösning. Värmevärdet ska enligt metodbeskrivningarna volymviktas med uppmätta timvisa volymer från en gasmätare. Det är också lämpligt att Wobbeindex kan erhållas med samma upplösning och rapporteringsfrekvens.

10.2 Validering av Quality tracker (QT)

Validering av ett QT system är beskrivet i Branschgemensamma metoder för bestämning av värmevärde punkt 8.

Metoden och indelning av statistiska eller dynamiska värmevärdesområden kan bli aktuellt. Det ska då finnas möjlighet att säkerhetsställa att värmevärdet inte avviker med mer än 2 % på månadsbasis mellan uttagspunkterna i ett definierat värmevärdesområde. I samband med införandet av denna metod bör den valda lösningen verifieras av en tredje part. Vid införandet av inmatning av biogas som följer SS-EN 16723-1 kan denna metod tillämpas.

I projektdokumentet Quality tracker til distributionsnet – publicerat av DGC - Danish Gas Technology Centre - ISBN 978-87-7795-351-4 beskrivs en dansk metod för beräkning av värmevärdet i ett helt distributionsnät.

11. Kontroll

Mätarkontroll ska utföras med provutrustning som är spårbar till nationella eller internationella normer. Mätresultatet ska anges med en mätosäkerhet. Mätutrustning som är kalibrerade av ackrediterade laboratorier eller riksmätplatser garanterar spårbarhet.

12. Återkommande kontroll

Mätutrustning ska kontrolleras med intervall som inte får vara längre än längsta tillåtna utesittningstid. Innan erfarenhet införskaffats genom återkommande mätarkontroll anger tabell 12.1 längsta tillåtna utesittningstid. Varje gasmätare som uppnått sin längsta tillåtna utesittningstid ska tas ned. Minst 10 % av gasmätarbeståndet som har uppnått utesittningstiden ska kontrolleras, även om de ska kasseras efteråt. Resultaten från den återkommande kontrollen sammanställs årsvis per fabrikat och typ. Beroende på utfallet av sammanställningen kan de längsta tillåtna utesittningstiderna förkortas eller förlängas för en viss typ av mätutrustning. Om andelen felaktiga mätutrustningar av en viss typ provade mätare överstiger 6,5 % minskas utesittningstiden med minst ett år i taget. Om andelen felaktiga mätutrustningar understiger 3 % ökas utesittningstiden med längst ett år i taget. Som felaktig mätutrustning räknas sådana där felvisningen vid kontroll överstiger felgränserna för mätutrustning i drift. Mätutrustning som tagits ned på grund av funktionsstörningar räknas inte med i statistiken. Antal funktionsstörningar och orsaker till dessa ska dokumenteras.

Kunden kan begära kontroll vid annat tillfälle än vad som anges i dessa anvisningar. Villkoren för sådan extra kontroll regleras i *Allmänna avtalsvillkor gasnät* eller annan överenskommelse mellan nätbolag och kund.

Tabell 12.1 Längsta utesittningstid för mätutrustning

Mätartyp	Längsta utesittningstid
Bälgmätare G1,6-G10	12 år
Bälgmätare >G10	16 år
Bälgmätare med inbyggd temperaturkompensering	12 år
Mikrotermisk mätare	8 år
Ultraljudsmätare	8 år
Turbinmätare utan smörjanordning	8 år
Turbinmätare med smörjanordning G40-G2500	12 år
Turbinmätare med smörjanordning G4000-G7000	16 år
Vridkolvmätare	16 år
Volymomvandlare, tryck- och temperaturkompensering	8 år
Volymomvandlare, temperaturkompensering	8 år

Massflödesmätare avsedd för fordonsgas, ska kontrolleras enligt TSA.

13. Revision

Om en mätutrustning ska återanvändas måste den vid felvisning utom tillåten gräns för drifttagning genomgå revision. Revision innebär att åtgärder vidtas som gör det sannolikt att mätutrustningen mäter inom tillåtna gränser ytterligare en driftperiod. Exempel på åtgärder vid revision kan vara byte av förslitningsdetaljer eller tätningar. Samtliga mätutrustningar som används på nytt måste kontrolleras och ska uppfylla samma noggrannhetskrav som gäller för ny mätutrustning.

14. Lagring

Lagring av mätutrustning ska ske enligt tillverkarens instruktioner.

15. Märkning

Märkning ska vara beständig och tydligt läsbar på gasmätare, tryckgivare, temperaturgivare, volymomvandlare och gaskvalitetmätare. Se vidare respektive standard enligt kapitel 4.

16. Plombering

Gasmätare, tryckgivare, temperaturgivare, volymomvandlare och gaskvalitetmätare ska efter översyn, programmering och kalibrering plomberas. Därefter ska den kunna monteras och tas i drift utan att den inre plomberingen bryts.

Programvara som är av betydelse för mätningen ska vara skyddad mot obehörig programmering.

Efter montage ska mätaren plomberas.

17. Dokumentation

Följande uppgifter ska finnas i nätbolagets dokumentation (alla uppgifter behöver inte finnas i samma register):

- ID-nummer för mätutrustningen (t.ex. tillverkarens serienummer) eller nätbolagets eget ID-nummer.
- Mätutrustningens placering.
- Tekniska data.
- Funktionsprincip.
- Fabrikat och typbeteckning och tillverkningsår.
- EG-typintyg (certifikatnummer eller motsvarande).
- Utsättningsdatum och datum för senast genomförda återkommande kontroll.
- Resultaten från kontrollerna.
- Notering om att mätutrustningen är plomberad.

Dokumentationen ska finnas tillgänglig så länge mätutrustningen är i drift samt tre år därefter. En kund har enligt konsumentköplagen (SFS 1990:932) rätt att ifrågasätta mätningen så länge som tre år efter det att mätutrustningen tagits ner.

18. Mätvärdesinsamling

Vid inköp av mätare måste kraven för fjärrkommunikation beaktas. Vid fjärrkommunikation gäller det att kontrollera praktiskt att nyinköpta mätare fungerar i insamlingssystemet. Vid uppgradering av fjärrkommunikationssystem är det också viktigt att försäkra sig om att systemet fungerar mot samtliga befintliga fabrikat och versioner av mätare. Kommunikationsmoduler och de olika versioner av program som kan finnas i dessa måste också verifieras mot insamlingssystemet.

Vilka parametrar som ska samlas in utöver mätvärden kopplade till förbrukningsvärden eller beräkning av dessa beroende på tryck och temperatur kan variera beroende på kundens storlek. Ytterligare mätvärden avseende t ex värmevärden blir aktuella då olika värmevärdesområden med varierande värmevärde kan förekomma för olika uttagspunkter.

Kvalitetssäkring av mätvärden blir en viktig del av mätvärdesinsamlingen, detta säkerställs genom olika system för validering.

Ytterligare en funktion för insamlingssystemet är att hantera estimeringar då mätvärden uteblir av olika orsaker.

I samband med inköp av fjärravlästa mätare bör fjärrinsamling av mätvärden innehålla uppmätt volym (m^3), korrigerad volym (Nm^3). Mätarna ska konfigureras med korrigeringsfaktor om korrigerade volymer samlas in alternativt att korrigeringsfaktorn anges i MDM-systemet¹. I samband med insamlingen ska de insamlade mätvärdena kvalitetssäkras.

Manuellt avlästa mätvärden kan anges med status "Kundavläst" eller "Uppmätt" beroende på vem som har utfört avläsningen. Status uppmätt överridder Kundavläst ifall ett nytt mätvärde kommer in.

¹ Meter Data Management (MDM) är ett system som samlar in och aggregerar mätvärden från en eller flera mät-system och skickar mätvärden vidare till andra system för vidare användning.

Insamlade mätvärden kommer normalt i status "Uppmätt". Om tidsserier baseras på timmätning kan det ibland vid kommunikationsstörningar inträffa att det blir luckor i tidsserierna. Då ska systemet interpolera mätvärden mellan två uppmätta mätvärden med status "Interpolerad". Status "Interpolerad" kan överridas om det vid ett senare tillfälle kommer in ett uppmätt värde.

Ibland vid insamlingsproblem och i samband med avräkning och debitering måste ett extrapolerat mätvärde anges baserat på kundens profil eller föregående veckas timvärde. Status för ett extrapolerat mätvärde anges som "Estimerat" eller "Extrapolerat". Detta värde överrids av ett uppmätt värde när problemen är åtgärdade.

Ibland blir det fel på givare utan att det upptäcks tillräckligt snabbt eftersom mätvärden samlas in i status "Uppmätt". Vid dessa fall kan korrigeringar utföras i systemen och då med en status som överrids status "Uppmätt". Då kan en status "Inmatad" vara till hjälp för att korrigera dessa mätvärden.

Om tryck och temperatur samlas in bör dessa tidsserier kvalitetssäkras så att orimliga mätvärden identifieras och åtgärdas.

Om möjligt ska olika larm från mätarna hämtas in som t.ex. klockfel, bruten plombering och tekniska fel.

18.1 Manuell avläsning

Den tidigare traditionella kommunikationen med mätutrustningen har varit att nätbolagets personal med jämna mellanrum besökt anläggningarna och läst av manuellt för att efteråt införa avläsningsvärdena i en databas. Kunderna kan också själva utföra avläsningen genom att skicka in avläsningen via avläsningskort, telesvar, Internet el. dyl. Generellt gäller att mätare ska kunna avläsas på mätarens display och det är detta värde som gäller vid debitering.

Fördelar:

- Personal inspekterar visuellt anläggningarna relativt ofta.
- Då nätbolaget utför avläsningen blir det dessutom en kontroll av att mätningen inte manipulerats.

Nackdelar:

- Uppföljningen blir svårare att göra då avläsningen inte blir gjord exakt vid månadsskiften och vid samma tidpunkt om inte månadsregister finns.
- En mätare som slutar att fungera kan stå stilla långa perioder utan att det upptäcks.
- Avläsningsintervallen blir inte tillräckligt täta för analys av energianvändningen och kontroll av mätardimensioneringen.

18.2 Handterminaler

Det finns två typer av handterminaler. De med manuell inmatning av data eller terminal som kan överföra mätvärden via kommunikationsgränssnitt från mätutrustningen. Handterminal kan också vara ett komplement till fjärravläsningen om kommunikationen tillfälligt är ur funktion. Mätvärden kan hämtas lokalt vid mätutrustningen.

Fördelar:

- Snabbare avläsning när funktionen lokal trådlös kommunikation används. Avläsaren behöver inte befinna sig inne i huset.
- Kostnaden för avläsningen med handterminaler blir något lägre än för den traditionella avläsningen. Tid sparas både vid avläsning och vid överföring av data.

Nackdelar:

- Se manuell avläsning
- Svårt att finna en standard för handterminal som klarar flera mätarfabrikat.
- Anläggningen kontrolleras inte visuellt vid utomhusavläsning.

18.3 Fjärravläsning

Alla mätvärden som ett energiföretag hanterar, bearbetas med fördel i en central databas för validering t.ex. rimlighetskontroll och driftutvärdering. Hur mätvärdena ska överföras till databasen försöker

man lösa i olika standardiseringsgrupper, t ex CEN/TC 294 Communication. För fjärravläsning av mätare finns bl.a. följande system där protokollens detaljerade innehåll är viktiga att känna till. Leverantörer av system ska kunna lämna detaljerad information om protokollen.

Överföringssätt/kommunikation som förekommer:

- GSM
- 2/3G
- 4G
- 5G
- GPRS
- Ethernet
- Fiber
- Elnät (PLC, DLC)
- Radio
- Signalkabel
- Optokabel
- Telenätet (uppringning)

Protokoll som förekommer:

- M-bus, se SS-EN 13757, del 2 och 3.
- LON
- MOD-bus
- DLMS

18.3.1 Pulsutgång

Pulsutgångar är ett gränssnitt mellan mätutrustning och fjärrutrustning. Uppstår störningar i pulsutgången och överföringen av pulser inte fungerar tillförlitligt, redovisas felaktiga förbrukningar. Ett av problemen med pulsutgångar är också att det är förbrukningsvärden och inte mätarställningen som samlas in. Med fjärrinsamling av seriellt gränssnitt av mätarställning återfås mätarställningen vid återupprättad kommunikation.

18.3.2 Seriell utgång

Avläsning via seriell utgång ger en exakt kopia av det registrerade mätvärdet. Fördelen med seriell utgång är att fler parametrar kan överföras t ex max/min värden under en period, momentana värden för volym, temperatur, effekt, kvalitetsparametrar, felkoder mm. M-bus är ett exempel på seriell utgång.

18.3.3 Kommunikation

Kommunikationen med mätutrustningen till det centrala insamlingssystemet väljs med avseende på tillgänglighet, mätdatamängder och kostnadsbild. Att beakta är bl. a. kommunikationstäckningen för valt kommunikationsmedium vid gasmätarnas placering hos kunden.

18.3.4 Utgång till kund

Många kunder vill numera ha möjligheten att själva ha kommunikation med mätaren. Med hjälp av "momentanvärden" (eller medelvärden för korta tidsperioder) är det möjligt att göra en bättre energiföljning eller en egen reglering beroende på aktuellt effektuttag.

Olika möjligheter för kommunikationsöverföring av mätvärden till slutkundens SCADA-system, alternativt signaler till detta system kan erbjudas.

Det finns idag ett antal mätarleverantörer som i sina mätare har möjlighet att installera extra kommunikationskort. Anslutningsplinten/kontakten ska för detta kommunikationsgränssnitt monteras utanför den plomberade delen av mätaren, så att kunden själv kan koppla in sig utan att behöva komma in i mätaren.

Några mätare ger även möjlighet till att ansluta en analogutgång (4-20 mA) från mätutrustningen som kan visa flöde, effekt eller temperaturer. Det kan dock vara på sin plats med en varning: Vanligtvis så är det kunden som spänningsmatar denna signal, utanför nätbolagets kontroll. Det är lämpligt att använda utgångar med galvanisk isolation.

18.3.5 Leverans av mätvärden/statistik till kund

I samband med att fler energiföretag fjärravläser alla sina mätare inom olika energislag, möjliggör det leverans av mätvärden till kund. Det kan till exempel ske genom filexport eller via ett webbgränssnitt.

18.3.6 Ansvar för mätvärdena

Ansvar för mätvärden regleras enligt föreskrifter och koncession. Nätbolaget ansvarar för mätvärden, samtidigt måste kunden få tillgång till mätvärdena. Framförallt de mätvärden som rör debitering men även timvärden och timstatistik kan bli aktuellt.

Mätvärden kopplade till en specifik kund får inte utlämnas till tredje part utan kundens medgivande.

18.4 Funktionskrav på mätutrustning

Även om de europeiska tillsynsmyndigheterna tillsammans har tagit fram riktlinjer för funktioner som ska klassas som smart gasmätning (CEN/TR 50 572), så bedömer Energimarknadsinspektionen i sin rapport till regeringen (EI R2012:01) att en övergripande definition av en smart mätutrustning, i ett första steg, är att den kan fjärravläsas.

Bilaga 1

Grundformel för gasmätning

$$W = V_N \cdot H$$

där

$$W = \text{levererad energi (kWh, MWh)}$$

$$V_N = \text{uppmätt gasmängd vid referensförhållanden (normaltillstånd) (Nm}^3\text{)}$$

$$H = \text{gasens värmevärde vid referensförhållanden (normaltillstånd) (kWh/Nm}^3\text{)}$$

Omräkning från drifttillstånd till normaltillstånd sker enligt formeln nedan

$$V_N = V_D \cdot \frac{P_D}{P_N} \cdot \frac{T_N}{T_D} \cdot \frac{Z_N}{Z_D}$$

där

$$V = \text{volym (m}^3, \text{Nm}^3) \text{ N = referensförhållanden (normaltillstånd)}$$

$$P = \text{tryck (kPa, mbar)}$$

$$T = \text{temperatur (}^\circ\text{C, K)}$$

$$Z = \text{kompresibilitetsfaktorn}$$

$$N = \text{villkoren vid referensförhållanden (normaltillstånd)}$$

$$D = \text{villkoren vid drifttillstånd}$$

Anm. För energigas med tryck upp till 100 mbar är $Z_N/Z_D \approx 1$

Densiteter

Densiteten är ca 0,82 kg/Nm³ för naturgas, men varierar med gaskvaliteten, Se även Swedegas webbplats www.swedegas.se

SS-EN 16723-2 anger vilka krav som ställs på biogas när den ska användas som bränsle för fordon.

Bilaga 2

Val av volymomvandlare (kompenseringsverk)

För större förbrukare används utrustning för volymomvandling till normalkubikmeter dvs. 1,01325 bar och 0 °C. Volymomvandlaren erhåller pulser från gasmätaren och har dessutom givare för att mäta temperatur och i vissa fall även tryck.

Tabellen nedan visar vilken typ av volymomvandlingsutrustning som rekommenderas beroende på anslutningstryck och abonnerad effekt vid en energiförbrukning större än 800 MWh/år. Vid förbrukning mindre än 800 MWh/år installeras normalt inte volymomvandlingsutrustning.

Anslutningstryck	Effektområde	Volymomvandling Tryckkompensering; P Temp. kompensering: T
10-12 mbar	-	-
20 mbar	≤ 250 kW	-
20 mbar	> 250 kW	T
100 mbar	> 100 kW	P ¹ , T
1-4 bar	> 100 kW	P, T

¹ Temperaturkompensering är tillräcklig om tryckfallet mellan regulator och mätutrustning är mindre än 5 mbar.

Dessa anvisningar gäller för energigas i gasfas. Anvisningarna gäller all mätutrustning för debitering av ledningsbunden energigas i uttagspunkt och inmatningspunkt. Anvisningarna omfattar EIFS 2014:8. Enligt EIFS 2014:8 behöver gasmätning inte ske hos spiskund med uttagspunkt som uteslutande använder gas för hushållsändamål.

Anvisningarna gäller även mätning för debitering av fordonsgas med ett högsta tryck på 250 bar.

Anvisningarna visar exempel på lösningar som uppfyller lagstiftningarnas krav och är att betrakta som branschregler, de är dock inte att jämföra med tvingande myndighetsföreskrifter.