



Kontrolmanual for fjernaflæsning og validering

2. udgave
Kontrolmanual
Marts 2012

MANUAL

Kontrolmanual

Gasselskabernes kontrolmanual for fjernaflæsning og validering

Titel : Naturgasselskabernes kontrolmanual for fjernaflæsning og validering

Rapport kategori : Kontrolmanual

Dato for udgivelse : 01.11.2007, revideret 31.03.2012

Copyright : Dansk Gasteknisk Center a/s

Sagsnummer : 735.22; H:\735\22 Revision af kontrolmanual for fjernaflæsning\kontrol fjernaf ver.2 marts 2012.doc

Sagsnavn : Revision af kontrolmanual for fjernaflæsning

ISBN : 978-87-7795-305-7

Indholdsfortegnelse	Side
1 Forord.....	3
2 Indledning	4
2.1 Baggrund og formål	4
2.2 Anvendelsesområde	5
2.3 Ikrafttræden.....	6
2.4 Revision	6
3 Definitioner og begreber	7
4 Krav til udstyr og software	8
4.1.1 Gasmålesystem.....	8
4.1.2 Understation	8
4.1.3 Hovedstation.....	8
4.2 Kontrol af udstyr efter opsætning	9
4.3 Registrering af udstyr og kontrolaflysninger	10
5 Hjemtagning af data.....	10
5.1 Tidsjustering	10
5.2 Retroaktiv korrektion.....	11
5.3 Daglige rutiner	12
5.3.1 Daglige rutiner – udføres af transmissionsselskabet alle dage inden dataudveksling med distributionsselskaber	12
5.3.2 Daglige rutiner - udføres af distributionsselskaberne alle dage inden dataudveksling med relevante aktører	12
5.3.3 Daglige rutiner - udføres af distributionsselskaberne alle arbejdsdage efter dataudveksling med relevante aktører	13
5.4 Månedlige rutiner.....	14
5.4.1 Månedlige rutiner – udføres af transmissionsselskabet inden dataudveksling med distributionsselskaber.....	14
5.4.2 Månedlige rutiner – udføres af distributionsselskaberne inden dataudveksling med relevante aktører	16
6 Allokering af brændværdi	18
6.1 Allokering af brændværdi i transmissionsnettet	18
6.1.1 Afregningsvalide data	18

DGC-rapport	2
6.1.2 Løbende data	18
6.2 Allokering af brændværdi i distributionsnettene	18
7 Referencer	20

1 Forord

Denne kontrolmanual beskriver minimumskravene og danner grundlag for brug af distributionsselskabernes og Transmissionsselskabets fjernaflæsningssystemer ved anvendelse i afregningsøjemed.

Manualen er revideret primo 2012 af en arbejdsgruppe under Fagudvalg for Gasmåling (FAU-GM). Arbejdsgruppens medlemmer var:

- Kjeld Tommy Hansen, DONG Energy, GasDistribution,
- Mads Nørager, HMN Naturgas I/S
- Søren Balle Rasmussen, Energinet.dk.
- Karsten Houmøller, HMN Naturgas I/S
- Betina Jørgensen, Dansk Gasteknisk Center a/s

Mads Nørager, HMN, har været ansvarlig overfor FAU-GM.

Kontrolmanualen anvendes også af Naturgas Fyn og Aalborg kommunale gasforsyning(AKG).

Fagudvalget for Gasmåling vurderer en gang årligt, om der skal ske opdatering af manualen. Vedligeholdelse af manualen påhviler Dansk Gasteknisk Center.

Ikrafttræden af manualen sker på baggrund af gasselskabernes godkendelse af manualen på møde 2/2012 i FAU-GM den 19. april 2012.



2 Indledning

2.1 Baggrund og formål

Distributionsselskabernes og Transmissionsselskabets fjernaflæste gasmålesystemer danner, sammen med allokering af brændværdi, grundlag for afregning af forbrug og transportbetaling.

Distributionsnettet

Distributionsselskaberne fjernaflæser kunder i overensstemmelse med distributionsbetingelser samt de i afsnit 7 nævnte referencer. Fjernaflæsning af målt gasmængde aflæses typisk som m_n^3 - normal-kubikmeter hos forbrugeren/producenten og omregnes efterfølgende til energi, kWh. Afregning af energimængde vil altid ske i energienheder (kWh, øvre brændværdi). Distributionsselskabernes forbrugere afregnes for distributionsbetaling i m_n^3 ved 39,6 MJ/ m_n^3 (nedre brændværdi).

Transmissionsnettet

For fjernaflæsning af forbrugt gasmængde (aflæst som masse eller normalvolumen) på M/R-stationer og forbrugssteder, der er direkte opkoblet til transmissionsnettet (værkerne H.C. Ørstedsværket, Avedøre og Skærbæk) gælder, at fjernaflæsningen anvendes til afregning af forbruget på de direkte opkoblede forbrugssteder, mens afregning af transport i transmissionsnettet dannes på baggrund af alle fjernaflæste steder.

Hvert år kontrolleres det, at summen af de fjernaflæste værdier stemmer overens med en manuel kontrolaflysning på stationen.

Distributionsselskabernes fjernaflæsning af timeforbrugsdata, der anvendes af såvel gasleverandører og transmissionsselskab til afregning betragtes ikke som a conto afregnede forbrugsdata, da afregningen alene gælder distributions- og transportomkostninger. Jf. /1/ og /7/.

Denne kontrolmanual er en del af naturgasselskabernes kvalitetsstyringsystemer for gasmåling, som har til formål at sikre et validt afregningsgrundlag.

Kontrolmanualen beskæftiger sig udelukkende med processer, der er relateret til fjernaflæsning og som udføres i distributionsselskabernes eller trans-

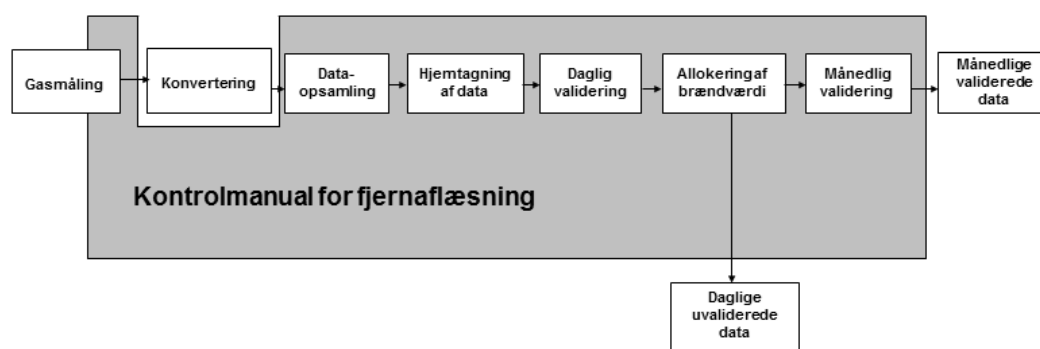
missionselskabets regi, dvs. dataopsamling, hjemtagning af data, validering af data og beregning af energiforbrug på timebasis.

Kontrolmanualen afgrænser ikke et bestemt stykke udstyr. Denne kontrolmanual omfatter både målt volumen, gasmålerens pulsudgang samt datalogger og modem, som kan være indbygget i konverteringsudstyr. Selve gasmåleren og konverteringsudstyret er dog ikke omfattet af denne kontrolmanual.

Kontrolmanualen kan også anvendes til biogas.

Allokering af brændværdi er beskrevet i afsnit 6.

En nærmere beskrivelse af usikkerhed på timemålinger findes i notatet "Usikkerhed på bestemmelse af maxtime-forbrug" /1/ fra Dansk Gasteknisk Center a/s (2004).



Figur 1 Illustration af områder dækket af denne kontrolmanual

2.2 Anvendelsesområde

Bestemmelserne i denne kontrolmanual finder anvendelse på distributionselskabernes fjernaflæsningssystemer hos forbrugere, der er omfattet af kategorien Timeaflæste Forbrugere i gældende udgaver af /2/ - /6/.

Bestemmelserne gælder endvidere hvor transmissionsselskabet foretager fjernaflæsning på M/R-stationer og hos forbrugere, der er omfattet af kate-

gorien Timeaflyste Forbrugere i gældende udgave af ”Regler for Gastransport”.

Samt indfødningspunkter hvor distributionsselskaberne er måleansvarlige (fx Hårlev, Odder, AKG og BNG)

2.3 Ikrafttræden

Manualen træder i kraft hos det enkelte selskab (distributions- eller transmissions-) ved selskabets godkendelse af manualen.

2.4 Revision

Mindst én gang årligt gennemgås manualen af FAU GM med henblik på ajourføring og revision. Ansvar for indarbejdelse af ændringer påhviler Dansk Gasteknisk Center a/s.

3 Definitioner og begreber

1. Fjernaflæsning

- elektronisk overførsel af lokalt opsamlede data fra gasmålesystem (i understationen) hos den enkelte forbruger til centralt placeret system (hovedstationen) hos distributions- eller transmissionselskab for videre behandling.

2. Hovedstation

Også kaldet fjernaflæsningssystem

- centralt placeret system (såkaldt AMR - Automatic Meter Reading), der - ved hjælp af fjernaflæsning - opsamler data fra understation(er) hos den enkelte forbruger.

3. Understation

Også kaldet fjernaflæsningseenhed eller målestation.

- enhed bestående af typisk tre enheder:

Interface

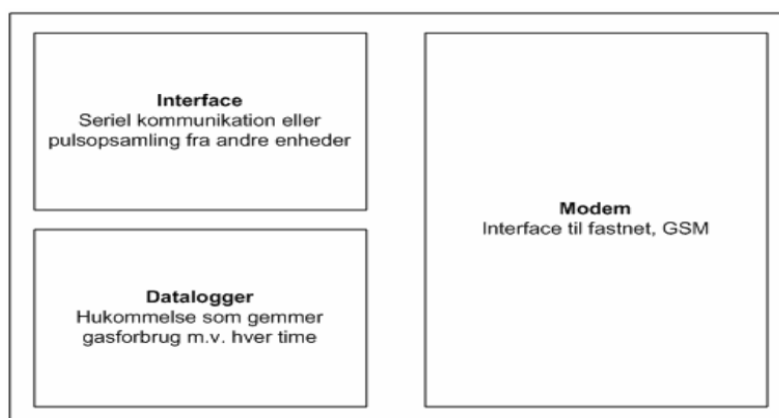
- der opsamler data fra den fysiske gasmåling

Datalogger

- hvor de via interface opsamlede værdier lagres

Modem

- interface til dataoverførsel via fx ethernet, fast- eller mobilnet



Figur 2 - Eksempel på understation

4 Krav til udstyr og software

Til det udstyr, der anvendes ved fjernaflæsning i afregningsøjemed, stilles følgende krav:

4.1.1 Gasmålesystem

Volumengasmåleren skal give tilstrækkeligt mange pulser til at usikkerheden på pulsantallet i en time er mindre end 1 % ved gasmålesystemets nominelle flow, dvs. pulsantallet skal være mindst 100 ved det nominelle flow¹. Dette gælder også ved volumengasmålere med elektronisk index eller "encoder".

Ved volumengasmålere af typen "bælg" med pulsudgang kan ovenstående ikke altid overholdes. Dette kan dog accepteres, hvis måleren kun måler en meget lille del af forbrugerens samlede forbrug (<5 %).

4.1.2 Understation

Alle data og indstillinger i dataloggeren skal være sikret mod uautoriseret ændring, både mht. ændring på forbrugsstedet og ændring ved fjernkontrol. Sikring på forbrugsstedet kan ske enten ved en fysisk plombe eller ved password. Find inspiration i /8/.

Dataloggeren skal have et register til alle relevante timedata i en periode på mindst 5 uger, således at de målte data ikke går tabt ved tekniske problemer i forbindelse med dataoverførsler.

Dataloggerens ur må maksimalt drive 10 sekunder pr. døgn.

4.1.3 Hovedstation

Det anbefales at hovedstationen skal anvende en tidsreference med sporbarhed til internationale primær-referencer. Dette kan f.eks. ske ved at synkronisere hovedstationens ur med den tyske langbølgesender DCF77 (Mainflingen) eller ved opkobling til såkaldte NTP-(Network Time Protocol)-servere. Det anvendte ur i hovedstationen må maksimalt afvige 1 sekund pr.

¹ Ved målerstørrelser som f.eks. G100 eller G160, der leverer en puls pr. m³ vil usikkerheden på pulsantallet altid være >0,5 %

døgn, når det eksterne tidssignal mangler. Logfiler fra uret, der dokumenterer tidsjusteringerne, skal gemmes i mindst 5 år.

Kommunikation mellem hovedstation og understation kan ske gennem fast-net-, gsm-, sms-, gprs- eller IP-kommunikation. Ved anvendelse af IP-kommunikation skal der anvendes en sikker forbindelse.

Transmissionsselskabet benytter overvågningssystemet(SCADA) til den daglige hjemtagning af data.

Hovedstationssoftwaren skal gemme rådata og alle de ændringer, der foretages i løbet af valideringsprocessen. Data skal gemmes i en periode på mindst 5 år.

I hovedstationen sker registrering af den enkelte målings status:

- Målt værdi (målt og hjemtaget uden ændringer)
- Rettet værdi (værdien er manuelt korrigeret - principielt vides det ikke om værdien er hjemtaget eller estimeret)
- Estimeret værdi (eventuel værdi genereret ved automatisk loghulsudfyldning. Der er tale om en speciel funktion i PANDA-softwaren)

4.2 Kontrol af udstyr efter opsætning

Ved etablering af en ny fjernaflæst installation skal der inden for en måned ske en manuel aflæsning af tællerstanden på måleren samt mindst et døgn forbrug (timeværdier) fra dataloggeren. Disse værdier sammenlignes med de fjernaflæste værdier.

På ultralydsmålere findes der ingen tællerstand på måleren i traditionelt forstand, derfor aflæses tællerstand på det første punkt efter måleren, hvor der er adgang til aflæsning.

Ved ændringer i en fjernaflæst installation skal det efter en periode på mellem 2-4 uger kontrolleres, at der ikke er sket en forskydning i det registrere-

de forbrug. Hvis der er sket en systematisk forskydning, aflæses måler og datalogger som nævnt ovenfor.²

4.3 Registrering af udstyr og kontrol aflæsninger

Oplysninger om anvendt fjernaflæsningsudstyr og udførte kontrol aflæsninger (indeholdende dato for aflæsning og aflæst mængde) skal registreres og gemmes i minimum 5 år.

5 Hjemtagning af data

Fjernaflæsning finder sted med den frekvens, der er nødvendig for at opfylde distributionsselskabets forpligtigelse over for transmissionsselskabet og gasleverandøren i henhold til gældende udgaver af legale dokumenter for området (se afsnit 7, Referencer). Yderligere skal fjernaflæsning finde sted med en frekvens, der sikre at data ikke går tabt pga. manglende plads i datalogger. Transmissionsselskabets fjernaflæsningsopgaver udføres efter samme regelsæt.

Ved fjernaflæsning hjemtages det målte forbrug på timebasis i det forudgående gasdøgn.

Til daglig udveksling af data med aktørerne i markedet benytter transmissionsselskabet hjemhente data fra overvågningssystem (SCADA).

5.1 Tidsjustering

Tidsjustering skal registreres på hovedstationen, og kontrolleres/synkroniseres en gang dagligt med hovedstationens reference-ur.

Hvis fejlen er > 30 sekunder pr. døgn:

- synkroniseres understationens ur med hovedstationens reference-ur i forbindelse med hjemtagning af data.

² Systematisk forskydning kan f.eks. forekomme hvis volumengasmåleren udskiftes med en anden, der ikke har samme puls faktor (antal pulser pr. m³)

Hvis fejlen er > 120 sekunder pr. døgn:

- betragtes urets drift som en fejl og der foretages manuelt indgreb. Justeringen må ikke foregå automatisk.

I forbindelse med justering skal der, bl.a. på baggrund af stationens forbrugsmønster, foretages vurdering af, om afvigelsen har betydning for kunden. Dette betyder, at det f.eks. undersøges om justeringen har betydning for overskridelse af kundens maxtime-værdi.

I transmissionsnettet findes enkelte understationer, hvor tiden synkroniseres med overvågningssystemet en gang i døgnet. På disse understationer registreres tidsjusteringen ikke. Dog registrerer hovedstationen tiden per understation en gang i døgnet.

5.2 Retroaktiv korrektion

Retroaktiv korrektion har til formål at overvåge konverteringsfaktor for PTZ gasmåleinstallationer og om nødvendigt at korrigere konverteringsfaktorens værdi.

Korrektionsfaktor beregnes på baggrund af konstante værdier for gassammensætning – i tilfælde, hvor den reelle gassammensætning giver anledning til større afvigelser benyttes retroaktiv korrektion. Konverteringsfaktor gemt i måleinstallationens datalogger kontrolleres løbende med en tilsvarende konverteringsfaktor beregnet ud fra tryk og temperatur fra samme datalogger (eller SCADA) og gassammensætning fra Quality Tracker. Når afvigelsen mellem de to konverteringsfaktorer overstiger aftalt grænse, anvendes den beregnede konverteringsfaktor.

Validering

Formålet med validering er primært at tilvejebringe et validt afregningsgrundlag. Gennem de nedennævnte daglige og månedlige procedurer søges at afsløre og identificere fejl i de hjemtagne data. Gennem valideringen identificeres svigt i udstyr, så komponenter kan fejlrettes og data eventuelt kan korrigeres.

5.3 Daglige rutiner

De daglige valideringsrutiner har til formål at kvalitetssikre de daglige uvaliderede data før de anvendes til løbende tilbagemelding til aktører. De daglige rutiner skal endvidere afdække mistanke om fejl der skal rettes før udsendelse af månedlige afregningsvalide data.

5.3.1 Daglige rutiner – udføres af transmissionselskabet alle dage inden dataudveksling med distributionsselskaber

Daglige data hjemhentes via transmissions overvågningssystem (SCADA). Data valideres automatisk og en alarm rejses, hvis der mangler data eller der er negative værdier.

Ved manglende data sker der en manuel erstatning af data inden fremsendelse.

5.3.2 Daglige rutiner - udføres af distributionsselskaberne alle dage inden dataudveksling med relevante aktører

5.3.2.1 *Kommunikationsfejl*

Identificering af understationer, der fejler ved opkald. Ved kommunikationsfejl forsøger systemet automatisk at hjemtage data yderligere 5 gange. Lykkes hjemtagningen ikke, kan der eventuelt forsøges med manuel opkobling og hjemtagning.

5.3.2.2 *Maks- og minimumskontrol*

Overvågning af eventuelle overskridelser af gasmålesystemernes maksimumsgrænser. De enkelte gasmålesystemer er normalt optimeret efter den forventede effekt i enten m³/time eller kWh (eksempelvis indreguleret effekt eller kapacitet anført i f.eks. Distributionsaftale). Hvis effekten overskrider

de indlagte grænseværdier checkes for fejl i de hjemtagne værdier. Hvis der ikke er fejl i hjemtagne data, vurderes det om gasmålesystemet skal redesignes. Minimumscheck er i praksis identificering af negative værdier, idet 0-forbrug er en legal værdi. Regler for fastlæggelse af maksimumsgrænser skal fremgå af distributionsselskabets interne procedurer.

5.3.2.3 Hul i tidsserier

For at sikre at tidsserier er komplette søges efter huller eller automatisk udfyldte huller i tidsserier. Det sikres, at automatisk indlagte værdier er valide og at alle værdier er til stede. Data der ikke håndteres i dette punkt håndteres i det følgende punkt(5.3.2.4).

5.3.2.4 Estimering af manglende timeværdier

Hver dag skal alle tidsserier fremsendes og de skal være komplette. I tilfælde af, at tidsserier ikke er komplette (f.eks. kan hjemtagelse af data fra understation mislykkes pga. fejl på teleforbindelse) skal der foretages en estimering af manglende timeværdier. Estimeringen sker overvejende på grundlag af historiske data fra foregående ugedag, men er altid genstand for vurdering.

5.3.3 Daglige rutiner - udføres af distributionsselskaberne alle arbejdsdage efter dataudveksling med relevante aktører

Gældende for alle nedenstående fejltyper/kontroller er, at der skal foretages en fejlmelding senest to arbejdsdage efter fejlens opståen, samt at fejlen skal udbedres hurtigst muligt.

5.3.3.1 Kommunikationsfejl

Det konstateres hvilke understationer der ikke er hjemhentet data fra. Fejl afhjælpes og manglende data estimeres.

5.3.3.2 Pulskontrol

Installationer med konverteringsudstyr kontrolleres - om muligt - for pulsfejl ved at sammenligne gasmålesystemets ukorrigerede værdier med volumengasmålerens værdier. Der vurderes absolutte såvel som relative afvigelse-

ser. Grænseværdier skal fremgå af distributionsselskabets interne procedurer.

5.3.3.3 *Konsistenskontrol*

Det kontrolleres, at summen af timeværdier stemmer overens med forskellen mellem periodens tællerstand primo og ultimo.

Grænseværdier skal fremgå af distributionsselskabets interne procedurer. Er forskellen større end de fastlagte grænseværdier igangsættes en nærmere undersøgelse af gasmålesystemet/dataopsamlingsystemet. Forkerte data korrigeres.

5.3.3.4 *Håndtering af fejlkoder fra konverteringsudstyr*

På grundlag af modtagne fejlkoder igangsættes fejlretning.

5.4 Månedlige rutiner

De månedlige valideringsrutiner har til formål at kvalitetssikre de månedlige validerede data før de anvendes til afregning af forbrug mellem aktører eller til afregning for kapacitet og variabel transportbetaling.

De dagligt uvaliderede tidsserier gennemgås månedligt og valideres, således at data er afregningsvalide.

5.4.1 Månedlige rutiner – udføres af transmissionsselskabet inden dataudveksling med distributionsselskaber

5.4.1.1 *Kommunikationsfejl og hul i tidsserie:*

Der forsøges flere gange at hjemhente data og tekniker forsøger at afhjælpe problem fra stationen. Hvis det ikke lykkes at tage data hjem, så estimeres data.

5.4.1.2 *Maks- minimumskontrol:*

Der kontrolleres om der findes negative værdier. Hvis der findes negative værdier, så undersøges mulige årsager nærmere og data estimeres. Estimering af manglende timeværdier, sker ved en eller flere af følgende metoder:

- manuel aflæsning
- timeværdier fra SCADA
- printerstrimler fra flowcomputere
- data fra distribution

5.4.1.3 Gennemgang af strimler:

Flowcomputerne skriver fejltilstande, tællerstand og fejllager på strimler. Disse strimler indsamles en gang årligt eller hvor der er konstateret eller mistanke om fejl. Strimlerne benyttes til validering og evt. korrektion af fejlramte data

5.4.1.4 Puls kontrol:

Puls kontrol sker løbende, da to aftastere er forbundet til flowcomputer. Hvis der mangler pulser på et af signalerne afgiver flowcomputer alarm og printer fejlen på strimmel/log.

5.4.1.5 Konsistens kontrol:

Hvert år aflæses målerne fysisk på stationerne. Fremløbet siden seneste aflæsning kontrolleres mod timeværdierne.

5.4.1.6 SCADA-logger kontrol:

Hjemhentede logger-data sammenlignes med SCADA data. Hvis der er signifikante afvigelser, undersøges mulige årsager nærmere og det vurderes om der skal foretages en korrektion.

5.4.1.7 Kontrol af konverteringsfaktor:

Løbende (i praksis ca. 2 gange ugentligt) kontrolleres konverteringsfaktoren vha. såkaldte MISYS system. MISYS beregner en konverteringsfaktor vha. AGA8-formel. Værdier til beregningen indhentes fra Quality Tracker, ikke fiskale tryk og temperatur målinger. Hvis denne beregnede konverteringsfaktor afviger signifikant fra den målte, undersøges forholdene nærmere og det afgøres om der er skal ske en korrektion af data.

5.4.2 Månedlige rutiner – udføres af distributionsselskaberne inden dataudveksling med relevante aktører

5.4.2.1 Maks- og minimumskontrol

Overvågning af eventuelle overskridelser af gasmålesystemernes maksimumsgrænser. De enkelte gasmålesystemer er normalt optimeret efter den forventede effekt i enten m³/time eller kWh(eksempelvis indreguleret effekt eller kapacitet anført i f.eks. Distributionsaftale). Hvis effekten overskrider de indlagte grænseværdier kontrolleres for fejl i de hjemtagne værdier. Hvis der i så tilfælde ikke er fejl i hjemtagne data, vurderes det om gasmålesystemet skal re-designes. Minimumscheck er i praksis identificering af negative værdier, idet 0-forbrug er en legal værdi. Regler for fastlæggelse af maksimumsgrænser skal fremgå af distributionsselskabets interne procedurer.

5.4.2.2 Puls kontrol

Installationer med konverteringsudstyr kontrolleres - om muligt - for pulsfejl ved at sammenligne gasmålesystemets ukorrigerede værdier med volumengasmålerens værdier. Der vurderes absolutte såvel som relative afvigelser. Grænseværdier skal fremgå af distributionsselskabets interne procedurer.

5.4.2.3 Hul i tidsserier

For at sikre at tidsserier er komplette søges efter huller eller automatisk udfyldte huller i tidsserier. Det sikres, at automatisk indlagte værdier er valide og at alle værdier er til stede.

5.4.2.4 Konsistenskontrol

Det kontrolleres, at summen af timeværdier stemmer overens med forskellen mellem periodens tællerstand primo og ultimo.

Grænseværdier skal fremgå af distributionsselskabets interne procedurer. Er forskellen større end de fastlagte grænseværdier igangsættes en nærmere undersøgelse af gasmålesystemet/dataopsamlingsystemet. Forkerte data korrigeres.

5.4.2.5 Kontrol af konverteringsfaktor

I henhold til gældende grænseværdier for konverteringsfaktor udføres kontrol af gasmålesystemets konverteringsfaktor.

Kontrollen udføres efter gældende kvalitetsmålsætninger og kan opdeles i grupper efter udstyrets art og trykniveau i månedlige eller årlige rutiner. Grænseværdier for konverteringsfaktor fremgår af distributionsselskabets interne procedurer.

Hvis fejlen overskrider gældende grænser foretages en nærmere undersøgelse af gasmålesystemet/dataopsamlingsystemet.

5.4.2.6 Forbrugskontrol

Det aktuelle forbrug kan sammenlignes med forrige periodes forbrug. På grundlag af erfaringstal afhængig af forbrugets art identificeres atypisk forbrug, der f.eks. kan stamme fra fejlbehæftet udstyr.

Der genereres endvidere en såkaldt ”nulforbrugsrapport”, der anvendes ved manuel gennemgang af alle forbrugere med nul-forbrug (F.eks. på grund af blokeret volumengasmåler eller manipulation af måleudstyret).

5.4.2.7 Kontrolaflysninger

Det anbefales at kontrolaflysning af det fysiske gasmålesystem foretages med et interval, der ikke overstiger 12 måneder. Intervallet fremgår af distributionsselskabets interne procedurer.

Der foretages kontrol af konsistens mellem kontrolaflysningen og de fjernaflæste data: I tilfælde af afvigelser iværksættes en undersøgelse af årsagen. For grænseværdier for konsistens mellem kontrolaflyste og fjernaflæste data henvises til distributionsselskabets interne procedurer.

6 Allokering af brændværdi

6.1 Allokering af brændværdi i transmissionsnettet

6.1.1 Afregningsvalide data

Transmissionsselskabet måler og har adgang til målinger fra gaskromatografer på udvalgte steder i transmissionsnettet. Gaskromatografer måler indholdet af de enkelte komponenter i gassen og herfra kan brændværdi og normaldensitet beregnes. På baggrund af disse målinger, opgørelser af flow fra de enkelte M/R stationer og om der har været udtræk fra gaslagrene, tildeles de enkelte M/R stationer brændværdien fra den nærmeste gaskromatograf. Såfremt en M/R station i samme måned er blevet ”forsynet” fra to ”kilder” (normal opstrøms og gaslager) bestemmes brændværdien for M/R stationen ved en flowvægtning af de to ”forsyninger”. På den måde tildeles alle M/R stationer i første omgang en gennemsnitlig månedsværdi for øvre brændværdi og normaldensitet.

Ved hjælp af Quality Tracker (simulering af gassens bevægelse i nettet) kan en kromatografmåling spores gennem nettet. Quality Tracker kan spore en gaskromatografbrændværdimåling i nettet og M/R stationers brændværdier bestemmes således time for time. Quality Tracker’s timebrændværdier flowvægtes og aggregeres til en Quality Tracker månedsværdi per station.

Sluttelig sker en validering af de to metoder. Månedsværdierne beregnet i de to metoder valideres op mod hinanden. Hvis værdierne er inden for en snæver margin benyttes månedsværdien fra den indledende allokering af brændværdi og i alle andre tilfælde benyttes den flowvægtede månedsværdi på baggrund af Quality Tracker.

6.1.2 Løbende data

Til den løbende bestemmelse af energimængder (energiopgørelser) benyttes der løbende fremsendte brændværdier fra Quality Tracker.

6.2 Allokering af brændværdi i distributionsnettene

Distributionselskaberne allokere en brændværdi til hvert målested. Jævnfør Naturgasselskabernes kontrolmanual for allokering af brændværdi i distributionsnettet/7/

Til den løbende bestemmelse af energimængder (energiopgørelser) benyttes der løbende fremsendte brændværdier fra Quality Tracker.

7 Referencer

- /1/ ”Usikkerhed på bestemmelse af maxtime-forbrug”, Lars Jacobsen, Dansk Gasteknisk Center a/s (2004).
- /2/ ”Regler for Gastransport”
- /3/ ”Regler for gasdistribution”
- /4/ ”Distributionsbetingelser gældende for timeafmålte målesteder”- HMN I/S
- /5/ ”Almindelige Betingelser for distribution af naturgas - timeafmålte/timeafregnede” - Naturgas Fyn A/S
- /6/”Betingelser for brug af DONG Energy’s gasdistributionssystem” - DONG
- /7/” Naturgasselskabernes kontrolmanual for allokering af brændværdi i distributionsnettet”, 2010
- /8/”Datakvalitet og –sikkerhed ved fjernaflæsning af elmålere”, DEFU Rapport 535, 3. udgave 2012.

For ovenstående dokumenter, der måtte være omfattet af lovgivning (såkaldt legale dokumenter) henvises altid til den gældende udgave, der kan rekvireres hos de enkelte selskaber, downloades fra disses hjemmeside eller via <http://www.gasmarked.dk>

Relevante standarder

DS/EN 13757-1-6: Kommunikationssystemer for målere og fjernaflæsning af målere. Del 1: Dataudveksling, Del 2: Protokoller for det fysiske lag og linklaget, Del 3: Dedikeret protokol for applikationslag, Del 4: Trådløs meteraflæsning (radiometeraflæsning til brug i 868 MHz til 870 MHz-båndet), Del 5: Trådløs videresendelse, Del 6: Lokal bus

DS/CEN/TR 16061:2011: Gasmålere - Intelligente gasmålere

DSF/CEN/CLC/ETSI/FprTR 50572:2011: Funktionel referencearkitektur for kommunikation i Smart Metering Systems

DS/IEC 61588:2009: Protokol til synkronisering af præcisionsur i måle- og styringssystemer i netværk

WELMEC, Workgroup 11 publikationer

WELMEC Guideline on time depending consumption measurements for billing purposes (interval metering), 2010