

Kontrolmanual

Naturgasselskabernes kontrolmanual for allokering af brændværdi i distributionsnettet

2. udgave

Maj 2012

Kontrolmanual

Naturgasselskabernes kontrolmanual for allokering af brændværdi

Titel : Naturgasselskabernes kontrolmanual for allokering af brændværdi

Rapport kategori : Kontrolmanual

Dato for udgivelse : 09.05.2012

Copyright : Dansk Gasteknisk Center a/s

Sagsnummer : 438.01; H:\438\01\FAU GM\2012\3. Møde 2012\KM brændværd 2. udgave Finale.doc

Sagsnavn : FAU GM

ISBN : 978-87-7795-330-9

Indholdsfortegnelse	Side
1 Forord.....	3
2 Indledning	4
2.1 Formål	4
2.2 Gyldighedsområde	4
2.3 Opbygning af kontrolmanual	4
2.4 Ikrafttræden.....	5
2.5 Revision	5
2.6 Definitioner	5
3 Månedlig allokering af brændværdi i distributionsnettet.....	7
3.1 Krav til nøjagtighed	7
3.2 Brændværdibestemmelse i indfødningspunkt.....	7
3.3 Allokering af brændværdi i distributionsnet.....	8
3.3.1 Distributionsnet med ét indfødningspunkt	8
3.3.2 Distributionsnet med flere indfødningspunkter.....	9
3.4 Eksempler	10
3.4.1 Distributionsnet med ét indfødningspunkt	10
3.4.2 Distributionsnet med flere indfødningspunkter.....	11
4 Årlig kontrol af allokeret brændværdi	14
4.1 Net med ét indfødningspunkt.....	14
4.2 Net med flere indfødningspunkter	15
4.3 Procedure	15
4.4 Korrigerende handling	16
5 Referencer	17
Bilag 1 Baggrund	18
Introduktion – Status primo 2010.....	18
Afgrænsning	19
Problemstillinger	19
Ringforbindelser	20
Tidsforskydning	21

Kontrolmanual	2. udgave	2
<hr/>		
Atypisk forbrug		23
Bilag 2 Datagrundlag		29

1 Forord

Denne kontrolmanual danner grundlag for fastsættelse og kontrol af afregningsbrændværdi, som foretages af naturgasdistributionselskaberne i Danmark.

Manualen er udarbejdet i foråret 2010 af en arbejdsgruppe under Fagudvalg for Gasmåling (FAU-GM). Arbejdsgruppens medlemmer var:

- John B. Siemonsen, HMN Naturgas
- Mads Nørager, HMN Naturgas
- Pernille H. Resen, DONG Energy
- Niels K. Mortensen, Naturgas Fyn
- Jesper Bruun, Energinet.dk
- P. Claudi Johansen, DANAK
- Leo van Gruijthuijsen, DGC

Herudover deltog professor civ. ing. Henrik Spliid, Danmarks Tekniske Universitet.

I udgave 2 (2012) er kravet til nøjagtighed i afsnit 3.1 blevet præciseret.

Selskab				
	 DONG Energy Kraftværksvej 53 7000 Fredericia Tlf.: 99 55 11 11	 HMN Naturgas Gladsaxe Ringvej 11 2860 Søborg Tlf.: 39 54 70 00	 Naturgas Fyn Ørbækvej 260 5220 Odense SØ Tlf.: 63 15 64 15	 Gasforsyningen - Naturgas Net Gasværksvej 28 9000 Aalborg Tlf.: 99 31 46 00

2 Indledning

2.1 Formål

Denne kontrolmanual beskriver kvalitetssystemet, der skal sikre, at distributionselskaberne overholder distributionsbetingelser for allokering af brændværdi.

Energiforbruget hos den enkelte kunde beregnes med udgangspunkt i det målte gasvolumen og afregningsbrændværdien for området, hvor kunden aftager gas.

Naturgasdistributionsselskabernes kvalitetssystem for gasmåling sikrer, at måleudstyr, der anvendes som grundlag for bestemmelse af gasvolumen, opfylder myndighedernes krav med hensyn til nøjagtighed og kontrol /1/.

Der findes ikke tilsvarende myndighedskrav for allokering af brændværdi. Området reguleres derfor gennem selskabernes distributionsbetingelser.

2.2 Gyldighedsområde

Denne kontrolmanual finder anvendelse på allokering af brændværdi i distributionsnettet med henblik på bestemmelse af afregningsbrændværdi. Anvendelse i forbindelse med overvågning af konverteringsfejl er beskrevet i /2/.

Allokering af brændværdi i transmissionsnettet er ikke omfattet af bestemmelserne i kontrolmanualen.

2.3 Opbygning af kontrolmanual

Denne kontrolmanual består af to dele:

- afsnit 3 beskriver den månedlige allokering af brændværdi til afregning.
- afsnit 4 beskriver kontrolmetoden, der skal sikre, at nøjagtighedskravet i distributionsbetingelserne er overholdt. Nøjagtighedskravet gælder for afregningsbrændværdien på årsbasis. Derfor udføres kontrollen én gang årligt.

2.4 Ikrafttræden

Ikrafttræden af kontrolmanualen sker på baggrund af gasselskabernes godkendelse af kontrolmanualen på FAU-GM møde 3/2012 den 14. juni 2012. Manualen træder dog tidligst i kraft hos det enkelte gasselskab, når der i selskabets distributionsbetingelser er tilføjet bestemmelser vedr. allokering af brændværdi.

2.5 Revision

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

2.6 Definitioner

Afregningsbrændværdi: brændværdi der anvendes af distributionselskabet til omregning af den leverede naturgasmængde i m^3 (i normalt tilstand = $0\text{ }^\circ\text{C}$ og 1013 mbar; betegnelse m^3_n) til energi i kWh_ϕ (øvre brændværdi). Afregningsbrændværdien anvendes overfor alle aktører i markedet.

Afregningsvalide data: data som er endelig gennemgået og eventuelt korriigeret med henblik på afregning.

Allokering af brændværdi: fastlæggelse af afregningsbrændværdien for et bestemt net.

BNG (bionaturgas): biogas der er opgraderet med henblik på at opfylde kvalitetskriterierne for naturgas

BNG målerpunkt: punkt hvor BNG fysisk leveres til distributionsnettet

Forbrugssted: alle målersteder som har samme forbruger som juridisk ejer og som befinder sig på ét matrikelnummer eller på flere matrikler med skelfællesskab. Målerstedet er det punkt, hvor gasmåleren fysisk er placeret, og hvor naturgassen bliver leveret til forbrugeren fra distributionsnettet.

Indfødningspunkt: punkt hvor naturgas leveres ind i distributionsnettet fra transmissionsnettet eller lokale gasproduktionsanlæg, dvs. et overgangspunkt eller BNG målerpunkt.

Interregionalt overgangspunkt: punkt hvor ejerskabet til naturgasledningen skifter mellem to distributionselskaber

Load factor: forhold mellem årsforbrug og maksimalt timeforbrug for et forbrugssted.

Normalt gasforbrug: gasforbrug som afspejler det typiske forbrugsmønster for den pågældende kundekategori. I denne kontrolmanual anses gasforbruget for normalt, når load factor er større end 200.

Overgangspunkt: punkt hvor transporten af naturgas gennem transmissionsystemet ophører, og naturgassen leveres til transportkunden ved udgangsventilen på gasmålesystemet placeret i den for den relevante transport anvendte måler- og regulatorstation, og hvor ejerskabet til naturgasledningen overgår fra transmissionselskabet til distributionsselskabet

3 Månedlig allokering af brændværdi i distributionsnettet

3.1 Krav til nøjagtighed

Den maksimalt tilladelige fejl på afregningsbrændværdien er +2 % på årsbasis. Dette krav gælder for kunder med et normalt gasforbrug. Kravet er fastlagt af distributionsselskaberne på baggrund af en vurdering af, hvad der er teknisk muligt og økonomisk hensigtsmæssigt ved realistiske scenarier for gaskvalitet, se Bilag 1.

Usikkerheden på brændværdimåling (eller beregning i transmissionsnettet) indgår ikke i vurderingen af, om kravet er overholdt. Af denne grund skal måleusikkerheden være lille i forhold til den maksimalt tilladelige fejl. Der stilles krav om en maksimal måleusikkerhed på $\pm 0,5$ %. Dette kan overholdes ved anvendelse af gaskromatograf - se *Kontrolmanual for GC'er på naturgasnettet* /4/.

Der stilles ikke krav til tilladelige fejl på afregningsbrændværdien hos kunder, som afvikler årsforbruget på få timer (atypisk forbrug). Eventuelle fejl hos disse kunder forventes at udjævne sig over flere år (se Bilag 1).

3.2 Brændværdibestemmelse i indfødningspunkt

For hvert indfødningspunkt i distributionsnettet bestemmes brændværdien på døgn- og månedsbasis. Kun brændværdien på månedsbasis anvendes til afregning.

Månedsværdien beregnes som middelværdi af døgnværdierne [#] (1) eller som flowvægtet middelværdi af døgnværdierne [#] (2). Flowvægtning skal anvendes, hvis det skønnes nødvendigt for at sikre balance i energiflowet til/fra systemet.

$$H_m = \frac{\sum_{i=1}^n H_i}{n} \quad (1)$$

$$H_m = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \cdot V_i}{\sum_{i=1}^n V_i} \quad (2)$$

[#] Eller timeværdier, hvis disse er tilgængelige

hvor H_m = brændværdi på månedsbasis
 H_i, V_i = brændværdi og gasvolumen på døgnbasis [#]
 n = antal dage pr. måned ^{##}

Brændværdibestemmelse i overgangspunkter mellem transmissionsnet og distributionsnet udføres af transmissionsselskabet jf. *Regler for Gastransport* /3/.

Brændværdibestemmelse i øvrige indfødningspunkter (fx lokale gasproduktionsanlæg) udføres af distributionsselskabet. Det anvendte udstyr til brændværdibestemmelse skal overholde kravene i *Kontrolmanual for GCer på naturgasnettet* /4/.

I et interregionalt overgangspunkt kan den allokerede brændværdi (se afsnit 3.3) overdrages fra det distributionsselskab der afgiver gas til distributionsselskabet der modtager - alternativt kan der udføres en lokal brændværdibestemmelse. En evt. lokal brændværdibestemmelse udføres af distributionsselskabet, der ejer gasmålesystemet.

Til flowvægtning af brændværdier anvendes ikke nødvendigvis afregningsvalide data. De anvendte flowdata skal have en nøjagtighed bedre end $\pm 10\%$ på døgnbasis.

3.3 Allokering af brændværdi i distributionsnet

Allokering af brændværdi udføres af distributionsselskabet /5/ efter følgende principper:

3.3.1 Distributionsnet med ét indfødningspunkt

I distributionsnet med ét indfødningspunkt anvendes den afregningsvalide brændværdi, der er bestemt for overgangspunktet mellem transmissionsnet og distributionsnet, undtagen i følgende tilfælde:

- a) Når der på et forbrugssted er installeret af distributionsselskabet godkendt udstyr til brændværdibestemmelse, anvendes den lokalt bestemte brændværdi.
- b) Distributionsnettet opdeles i zoner, når der lokalt i nettet bestemmes en brændværdi, der er repræsentativ for et større område. Zonen

^{##} Eller antal timer pr. måned ved anvendelse af timeværdier

nedstrøms for målepunktet tildeles den afregningsvalide brændværdi i målepunktet.

Det anvendte udstyr til brændværdibestemmelse skal opfylde de krav, der er nævnt i afsnit 3.2.

3.3.2 Distributionsnet med flere indfødningspunkter

I net med flere indfødningspunkter skal distributionsselskabet dokumentere hver måned, hvilken gaskvalitet kunden har modtaget. Måden at gøre dette på vil afhænge af den konkrete situation. For eksempel vil en flowmåling i nettet i visse situationer være tilstrækkelig som dokumentation for, at en gruppe kunder altid har modtaget gas fra et bestemt indfødningspunkt.

Distributionsselskabet kan vælge at installere udstyr til brændværdibestemmelse, der ikke opfylder de i afsnit 3.2 nævnte krav, hvis dette er tilstrækkeligt for at dokumentere, at en kunde har modtaget gas fra et bestemt indfødningspunkt. I dette tilfælde afregnes kunden efter den gennemsnitlige brændværdi i indfødningspunktet.

Når der på et forbrugssted er installeret udstyr til brændværdibestemmelse, der opfylder de i afsnit 3.2 nævnte krav, afregnes forbrugsstedet efter den lokalt bestemte brændværdi.

Hvis det for dele af et net ikke kan dokumenteres, hvilken gaskvalitet kunderne har modtaget, bestemmes afregningsbrændværdien på følgende måde:

- der beregnes en flowvægtet brændværdi på månedsbasis for den pågældende del af nettet. I beregningen skal indgå alle kendte bidrag, dvs. flow og brændværdi i indfødningspunkter til nettet samt flow og brændværdi på forbrugssteder, hvor gaskvaliteten er kendt. For års-aflæste kunder kan flowet bestemmes ved hjælp af en skabelon.
- afregningsbrændværdien svarer til ovennævnte gennemsnit, hvis forskellen mellem gennemsnitsværdien og den laveste månedsbrændværdi pr. indfødningspunkt er mindre end 2%.

Der afregnes efter den laveste månedsbrændværdi pr. indfødningspunkt med et tillæg på $(2 - s) \%$, såfremt spredningen er mindre end 2%. Ellers afregnes efter den laveste månedsbrændværdi.

Spredningen (i procent af månedsbrændværdien) beregnes ud fra brændværdi på døgnbasis:

$$s = \frac{100}{H_m} \cdot \frac{\sum_{i=1}^n |H_i - H_m|}{n \cdot \sqrt{\frac{2}{\pi}}} \quad (3)$$

hvor H_i = brændværdi på døgnbasis
 H_m = brændværdi på månedsbasis
 n = antal dage pr. måned

Distributionsselskabet bør forsøge at undgå forskelle større end 2 %. Det kan fx gøres på følgende måde:

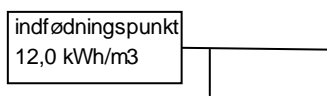
- Opdele nettet, så der forsyningsmæssigt kun bliver ét indfødningspunkt
- Tilføje flere målepunkter, så nettet kan betragtes som flere zoner
- Reducere brændværdien for gassen med den største brændværdi eller hæve brændværdien for gassen med den laveste brændværdi ved blanding med andre gasser.
- Indføre quality tracker for bestemmelse af brændværdi.

Den optimale løsning vil afhænge af den konkrete situation.

3.4 Eksempler

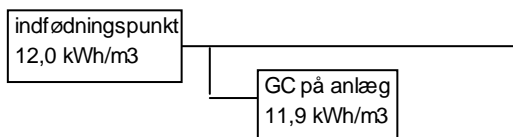
3.4.1 Distributionsnet med ét indfødningspunkt

- a) Ingen lokal brændværdibestemmelse (se afsnit 3.3.1)



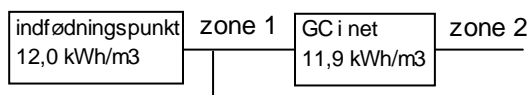
Afregningsbrændværdi = 12,0 kWh/m³_n for alle kunder

- b) Lokal brændværdibestemmelse på forbrugssted (se afsnit 3.3.1a)



Afregningsbrændværdi = 11,9 kWh/m³_n for forbrugssted;
 12,0 kWh/m³_n for øvrige kunder

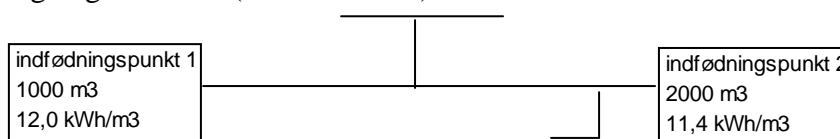
- c) Lokal brændværdibestemmelse i nettet (se afsnit 3.3.1b)



Afregningsbrændværdi = $12,0 \text{ kWh/m}^3_n$ opstrøms for GC (zone 1);
 $11,9 \text{ kWh/m}^3_n$ nedstrøms for GC (zone 2)

3.4.2 Distributionsnet med flere indfødningspunkter

- a) Ingen lokal brændværdibestemmelse, ingen dokumentation for modtaget gaskvalitet (se afsnit 3.3.2)

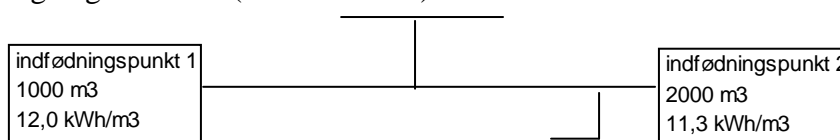


Middelværdi = $(1000 \cdot 12 + 2000 \cdot 11,4) / 3000 = 11,6 \text{ kWh/m}^3_n$.

Laveste månedsbrændværdi pr. indfødningspunkt = $11,4 \text{ kWh/m}^3_n$.

Forskellen mellem middelværdien og den laveste månedsbrændværdi pr. indfødningspunkt er mindre end 2 %, så der afregnes efter middelværdien = $11,6 \text{ kWh/m}^3_n$.

- b) Ingen lokal brændværdibestemmelse, ingen dokumentation for modtaget gaskvalitet (se afsnit 3.3.2)



Middelværdi = $(1000 \cdot 12 + 2000 \cdot 11,3) / 3000 = 11,53 \text{ kWh/m}^3_n$.

Laveste månedsbrændværdi pr. indfødningspunkt = $11,3 \text{ kWh/m}^3_n$.

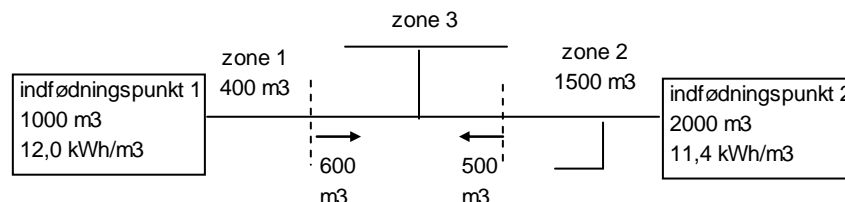
Forskellen mellem middelværdien og den laveste månedsbrændværdi pr. indfødningspunkt er større end 2 %, så der afregnes efter den laveste månedsbrændværdi pr. indfødningspunkt med et tillæg på (2 – s) %.

Eksempel 1: 15 dage med brændværdi = $11,2 \text{ kWh/m}^3_n$ + 15 dage med brændværdi = $11,4 \text{ kWh/m}^3_n$. Spredning $s = 1,1$ %. Afregningsbrændværdi = $11,3 \cdot (100 + 2 - 1,1) / 100 = 11,4 \text{ kWh/m}^3_n$.

Eksempel 2: 15 dage med brændværdi = $11,0 \text{ kWh/m}^3_n$ + 15 dage med brændværdi = $11,6 \text{ kWh/m}^3_n$. Spredning $s = 3,3$ %.

Spredningen er større end 2 %, så der afregnes efter den laveste månedsbrændværdi pr. indfødningspunkt = $11,3 \text{ kWh/m}^3_n$.

- c) Ingen lokal brændværdibestemmelse (se afsnit 3.3.2)

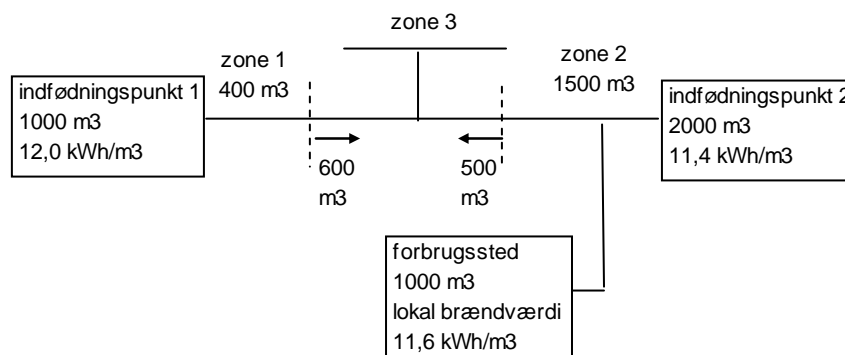


Zone 1 og 2: dokumentation for modtagen gaskvalitet. Afregningsbrændværdi hhv. $12,0$ og $11,4 \text{ kWh/m}^3_n$.

Zone 3: ingen dokumentation for modtagen gaskvalitet. Gennemsnitlig brændværdi = $(600 \cdot 12,0 + 500 \cdot 11,4) / 1100 = 11,73 \text{ kWh/m}^3_n$; laveste månedsbrændværdi pr. indfødningspunkt = $11,4 \text{ kWh/m}^3_n$.

Forskellen mellem middelværdien og den laveste månedsbrændværdi er større end 2 %. Afregningsbrændværdi = laveste månedsbrændværdi + $(2 - s) \%$ = mellem $11,4$ og $11,63 \text{ kWh/m}^3_n$ afhængig af spredning i indfødningspunkt 2.

- d) Lokal brændværdibestemmelse på forbrugssted (se afsnit 3.3.2)



Forbrugssted: afregningsbrændværdi = $11,6 \text{ kWh/m}^3_n$;

Zone 1 og 2: dokumentation for modtagen gaskvalitet. Afregningsbrændværdi hhv. $12,0$ og $11,4 \text{ kWh/m}^3_n$.

Bemærk at afregningsbrændværdien i zone 2 ikke korrigeres for energiforbruget på forbrugssted med lokal brændværdibestemmelse, fordi zonen betragtes som et net med ét indfødningspunkt.

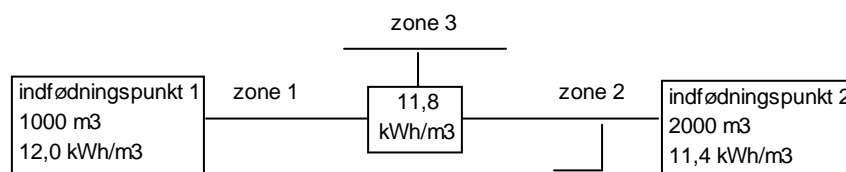
Zone 3: ingen dokumentation for modtagen gaskvalitet. I overgangspunktet mellem zone 2 og 3 beregnes brændværdien ud fra alle kendte bidrag, dvs. flow og brændværdi i indfødningspunkt 2 og på forbrugssted med lokal brændværdibestemmelse.

Flowvægtet brændværdi i overgangspunktet =
 $(2000 \cdot 11,4 - 1000 \cdot 11,6) / 1000 = 11,2 \text{ kWh/m}^3_n$.

Gennemsnitlig brændværdi i zone 3 =
 $(600 \cdot 12,0 + 500 \cdot 11,2) / 1100 = 11,63 \text{ kWh/m}^3_n = \text{laveste måneds-}$
brændværdi + 3,9 %.

Afregningsbrændværdi = mellem 11,2 og 11,42 kWh/m^3_n afhængig
af spredning i indfødningspunkt 2.

e) Lokal brændværdibestemmelse i nettet (se afsnit 3.3.2)



Der er et netto flow fra zone 1 og zone 2 til zone 3. Zone 1 afregnes
efter brændværdien for indfødningspunkt 1 = 12,0 kWh/m^3_n . Zone 2
afregnes efter brændværdien for indfødningspunkt 2 = 11,4
 kWh/m^3_n , og zone 3 efter den lokalt bestemte brændværdi = 11,8
 kWh/m^3_n .

4 Årlig kontrol af allokeret brændværdi

Kontrol af allokeret brændværdi skal sikre, at afregningsbrændværdien er indenfor de tilladte grænser for kunder med et normalt forbrug. Der tages højde for tilfældige fejl som følge af variationer i brændværdi kombineret med tidsforskydning og variationer i kundens forbrugsmønster. Der tages ikke højde for måleusikkerhed.

4.1 Net med ét indfødningspunkt

Kontrol af allokeret brændværdi bygger på de følgende principper:

- Fejl på månedsbasis kan ikke undgås, men fejlen udjævnes over tid. Der beregnes derfor en flowvægtet fejl på årsbasis.
- Der kan opstå fejl, fordi den allokerede brændværdi er beregnet for indfødningspunktet, og gassen er undervejs fra indfødningspunktet til kunden i op til flere dage.
- Herudover kan der opstå fejl, fordi den allokerede brændværdi er vægtet med flowet i indfødningspunktet, men kunden har et andet forbrugsmønster. Dette er i høj grad tilfældet for kunder, som bruger gas i relativt få timer.

Kontrollen udføres én gang årligt for en repræsentativ gruppe timeaflyste kunder med load factor i interval 200-300 (Bilag 1 og 2).

Det afregnede energiforbrug på årsbasis beregnes som

$$Q_{afregnet} = \sum_{m=1}^{12} H_m \cdot V_m \quad (4)$$

hvor H_m = afregningsbrændværdien på månedsbasis (kWh/m³_n)
 V_m = kundens gasforbrug på månedsbasis (m³_n)

Kundens faktiske energiforbrug beregnes som

$$Q_{faktisk} = \sum_{i=1}^{365} H_i \cdot V_i \quad (5)$$

hvor H_i = brændværdien for den modtagne gas på døgnbasis (kWh/m³_n).
 Brændværdien hos kunden på dag i svarer til brændværdien i indfødningspunktet på dag $i - \Delta t$. Tidsforskydning Δt er perioden hvor gassen er undervejs fra indfødningspunkt til kunde

$$\begin{aligned}V_i &= \text{kundens gasforbrug på døgnbasis (m}^3\text{)} \\ &= V_{ref} \cdot \frac{H_i}{H_{ref}}\end{aligned}$$

V_{ref} = gasforbrug for reference scenarie

H_{ref} = brændværdi for reference scenarie

Afregningsfejlen beregnes som

$$\Delta Q = \frac{Q_{afregnet} - Q_{faktisk}}{Q_{faktisk}} \quad (6)$$

For hver kunde findes den maksimale værdi af de fire afregningsfejl ved tidsforskydning $\Delta t = 0, 2, 4$ og 6 dage. Gennemsnittet af de maksimale afregningsfejl for gruppen af kunder med load factor i interval 200-300 betragtes som udtryk for den maksimale afregningsfejl for alle kunder med normalt forbrug.

4.2 Net med flere indfødningspunkter

I net med flere indfødningspunkter kan der forekomme en systematisk fejl, hvis brændværdien i ét indfødningspunkt er systematisk lavere end i de øvrige punkter. Ved allokering af brændværdi er der allerede taget højde for, at denne situation aldrig må give anledning til en fejl større end 2 %, idet der afregnes efter den laveste brændværdi pr. indfødningspunkt med et tillæg på maksimalt $(2 - s)$ %.

Det er således kun nødvendigt at udføre en kontrol, der tager højde for tilfældige fejl.

Kontrol udføres for alle indfødningspunkter for sig på samme måde som for net med ét indfødningspunkt.

4.3 Procedure

Den årlige kontrol af allokeret brændværdi udføres af DGC. Første kontrol udføres 12 måneder efter kontrolmanualen er trådt i kraft.

Energinet.dk leverer brændværdien på døgn- og månedsbasis for alle M/R stationer i transmissionsnettet.

Distributionsselskaberne leverer brændværdien på døgn- og månedsbasis for øvrige indfødningspunkter til deres net samt de allokerede brændværdier.

Data sendes til DGC senest 10 arbejdsdage efter månedsskiftet. DGC rapporterer resultater til distributionsselskaberne senest 20 arbejdsdage efter afslutning af kontrolperioden.

4.4 Korrigerende handling

Den beregnede fejl jf. afsnit 4.1 eller 4.2 skal være indenfor de grænser, der er tilladt i henhold til distributionsbetingelserne.

Hvis ikke disse grænser overholdes, ændres frekvensen for kontrol af allokert brændværdi i det pågældende net fra én gang årligt til hver måned, hvor man ser 12 måneder tilbage. Hvis den beregnede afregningsfejl fortsat er for stor over en periode på 6 måneder, skal distributionsselskabet udarbejde en plan for afhjælpning af fejlen.

5 Referencer

- 1 BEK nr 1037 af 17/10/2006. Bekendtgørelse om måleteknisk kontrol med måleudstyr, der anvendes til måling af forbrug af luftformig gas
- 2 Naturgasselskabernes kontrolmanual for kontrol og opdatering af gasdata i konverteringsudstyr
- 3 Regler for Gastransport
- 4 Naturgasselskabernes kontrolmanual for GCer på naturgasnettet
- 5 Regler for Gasdistribution
- 6 Afregningsforhold i forbindelse med afsætning af biogas til naturgasnettet. DGC notat 732.95, oktober 2009
- 7 Import af gas fra Tyskland – Konsekvenser for måling og afregning. DGC rapport, januar 2008
- 8 Skabeloner for gasforbrug hos små og mellemstore gaskunder. DGC projektrapport, december 2005.

Bilag 1 Baggrund

Introduktion – Status primo 2010

I løbet af de næste år forventes der at komme nye gaskvaliteter i det danske naturgasnet. Det handler primært om tysk naturgas og biogas.

Tysk gas kan blive importeret gennem grænsestationen i Ellund. På kort sigt forventes der kun mindre mængder, som hovedsagelig vil nå ud til gaskunderne i Sønderjylland. Efter en evt. kapacitetsudvidelse i Tyskland, kan der på længere sigt blive importeret større mængder gas, som bliver blandet med gas fra Nordsøen i Egtved. Den tyske gas har en varierende sammensætning og en brændværdi op til 11 % lavere end dansk Nordsø gas.



Figur 1 *Transmissionsnettet*

Til forskel for tysk naturgas, som kommer til Danmark gennem transmissionsnettet, vil biogas hovedsagelig blive introduceret i distributionsnettet. Tilsætning af biogas kan derfor give anledning til lokale gaskvalitetsvariationer. Der forventes to varianter: (1) biogas tilsat propan, dvs. en gas med samme brændværdi som dansk Nordsø gas, (2) biogas uden propan, dvs. en gas med ca. 10 % lavere brændværdi end dansk Nordsø gas. Ved begge varianter fjernes kuldioxid, vanddamp, svovlbrinte og ammoniak fra biogassen.

Gasreglement A, Bilag 1A stiller krav til naturgaskvaliteten. Kravet omhandler dog udelukkende Wobbetal og andre parametre, som har sikkerhedsmæssig betydning. Brændværdivariationer på 10% eller mere er således tilladt iht. Gasreglementet, så længe kravet til Wobbetal overholdes.

Variierende gaskvalitet påvirker to opgaver, som udføres af distributionsbestemmelse: volumenmåling i normalkubikmeter og energibestemmelse på forbruget hos den enkelte forbruger.

1. Volumenmåling påvirkes af varierende gaskvalitet på alle installationer, hvor der anvendes konverteringsudstyr. I praksis er fejlen kun signifikant for tryk > 5 bar.
2. Energebestemmelse påvirkes, idet energimængden beregnes med udgangspunkt i det målte volumen og en afregningsbrændværdi for det område, hvor forbrugeren aftager gas. Variierende brændværdi medfører risiko for, at individuelle kunder aftager gas med en brændværdi, som afviger fra den fastsatte afregningsbrændværdi for deres område.

Ad 1) Gasselskaberne er gennem leveringsbetingelserne forpligtet til at overholde en nøjagtighed på ± 3 % på volumenmåling, og Sikkerhedsstyrelsen har myndighedsansvaret for at sikre, at nøjagtighedskravet overholdes.

Ad 2) I modsætning til volumenmåling har der på baggrund af den stabile gaskvalitet fra Nordsøen hidtil ikke været stillet krav til nøjagtigheden for energibestemmelse hos forbrugeren. Myndighedsansvaret blev først klarlagt ved et møde mellem Energinet.dk, Sikkerhedsstyrelsen og Energitilsynet i juni 2008, hvor Energitilsynet påtog sig myndighedsrollen på området.

Energebestemmelse har indtil videre været meget nøjagtig, fordi brændværdien har været nærværd konstant. Fastholdelse af den nuværende nøjagtighed på energibestemmelsen ved større variationer i gaskvaliteten er urealistisk.

Afgrænsning

Denne kontrolmanual er begrænset til nøjagtighed på energibestemmelse. Problematikken relateret til volumenmåling (konverteringsfejl) er behandlet i /2/.

Det antages at der ikke sker en justering af gaskvalitet.

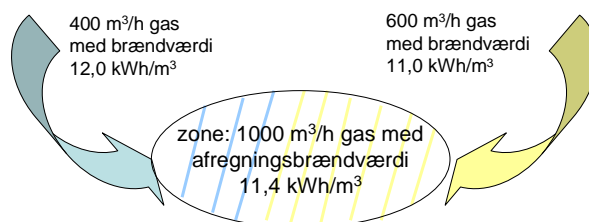
Problemstillinger

Problemetikken vedr. varierende gaskvalitet kan opdeles i følgende emner:

Ringforbindelser

= net der forsynes med to eller flere gaskvaliteter med forskellig brændværdi.

Kunderne i nettet bliver afregnet efter en gennemsnitlig brændværdi for et bestemt område. Ved flere indfødningspunkter med forskellig brændværdi vil forbrugerne ikke modtage samme brændværdi. Kunder, der bor tæt på et indfødningspunkt, risikerer en systematisk fejl på afregningsbrændværdien, hvis det ene indfødningspunkt altid bliver forsynet med gas med høj brændværdi, og det andet med gas med lav brændværdi. De øvrige kunder risikerer også en fejl på brændværdien, men fejlen vil være mere tilfældig, fordi gaskvaliteten svinger mellem de to yderpunkter.



Figur 2 Allokering af brændværdi i net med flere indfødningspunkter

På kort sigt forventes der kun større variationer i brændværdien i det sønderjyske område, hvor ringforbindelser er et begrænset problem. Der findes ringforbindelser mellem Energinet.dk's M/R-stationer Frøslev og Terkelsbøl i naturgasnettet, der forsyner Als, og mellem M/R-stationerne Helle og St. Andst i nettet, der forsyner området omkring Vejen og Ribe. Herudover findes ringforbindelser i DONG Gas Distributions fordelingsnet. Sidstnævnte udgør ikke noget problem, da de forsynes fra samme Energinet.dk M/R-station.

Ringforbindelsen mellem Frøslev og Terkelsbøl er p.t. ikke adskilt via en ventil, så der er ingen mulighed for sektionering af nettet. Ringforbindelsen kan modtage hhv. ren tysk og ren dansk gas i samme tidsrum, men typisk i korte tidsrum, mens gasstrømmen vender.

Ringforbindelsen mellem Helle og St. Andst kan ligeledes modtage ren tysk og ren dansk gas, da Helle ligger på strækningen mellem Nybro og Egtved, der altid vil være forsynet med gas fra Nordsøen, og St. Andst på strækningen mellem Egtved og den tyske grænse, der kan blive forsynet med tysk

gas. I praksis vil der dog ikke være noget problem, da ringforbindelsen under normale omstændigheder er lukket via en ventil.

På længere sigt kan der også forekomme tysk gas i andre dele af landet. Det betyder, at ringforbindelserne i hovedstadsområdet samt i det midt- og nordjyske område kan blive påvirket af varierende brændværdi.

Det vurderes, at ringforbindelserne i hovedstadsområdet vil udgøre et mindre problem, da disse ikke forsynes direkte med tysk gas, men kun med blandinger af dansk og tysk gas. Der kan dog i forbindelse med lagerudtræk fra Stenlille opstå variationer i brændværdien i området. Ringforbindelserne i det midt- og nordjyske område i distributions fordelingsnettet udgør ikke noget problem, da disse under normale omstændigheder vil være lukket via ventiler. På distributionsnettet er der en ringforbindelse mellem Energinet.dk's M/R stationer Viborg og Lille Torup. Ringforbindelsen kan ikke umiddelbart afbrydes grundet kapacitet.

Det skal bemærkes, at afregning af gas fra flere indfødningspunkter ikke kun er en problemstilling i ringforbundne net, men også i net, hvor der lokalt tilsættes andre gasser (fx biogas). Denne problemstilling er beskrevet i /6/.

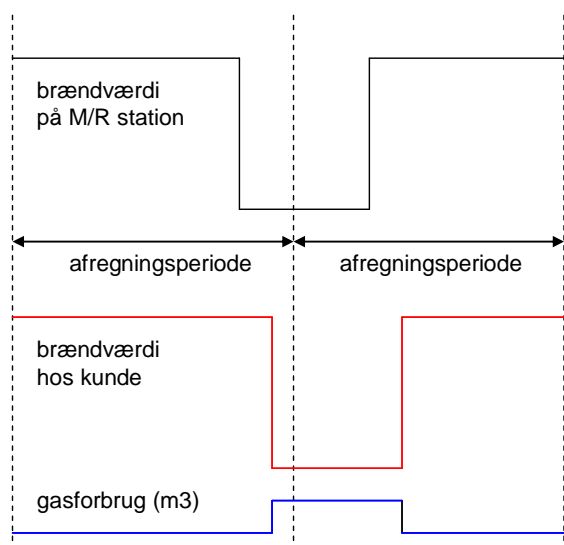
Tidsforskydning

= periode mellem måling af brændværdi og gasforbrug hos kunden.

Naturgassens brændværdi bliver målt på gaskromatografer i Nybro, Egtved, gaslagrene og grænsestationerne. Energinet.dk beregner brændværdien på månedsbasis for hver M/R-station i transmissionsnettet og kontrollerer værdien ved hjælp af en Quality Tracker. Denne brændværdi bliver brugt af distributionsselskaberne til energibestemmelse for månedsafregnede kunder. Ud fra 12 månedlige brændværdier bliver der beregnet en graddag-vægtet årlig brændværdi, som bruges til energibestemmelse for årsafregnede kunder (villakunder og mindre erhvervs-kunder).

Afregningsbrændværdien bliver som nævnt beregnet ud fra brændværdien på M/R stationer i transmissionsnettet. Gassen kan være undervejs fra M/R station til kunden i flere dage, hvorfor der kan være forskel på afregningsbrændværdien og brændværdien for den gas, som kunden har modtaget. Samtidig har kunden i perioder med lav brændværdi et større gasforbrug

(målt i m³) end i perioder med høj brændværdi. Figur 3 illustrerer problematikken.



Figur 3 Eksempel på tidsforskydning

I rapporten *Import af gas fra Tyskland – Konsekvenser for måling og afregning* /7/ beskrives konsekvenserne for forskellige kundekategorier:

1. Kunder med graddag-afhængigt forbrug

Disse kunder kan være *årsafregnet* eller *månedsafregnet*

2. Proceskunder

Kunderne kan inddeles på basis af deres forbrug, som kan *jævnt fordelt* (konstant på hverdage eller alle dage) eller *atypisk*

Begge typer proceskunder kan være *årsafregnet* eller *månedsafregnet*.

De månedsafregnede kunder kan være *månedsaflæst* eller *timeaflæst*.

Rapporten viser på baggrund af beregninger for 6 scenarier (dansk gas, tysk gas og 4 scenarier med skiftevis dansk/tysk gas), at der for villakunder og andre årsafregnede kunder med graddag-afhængigt forbrug er en relativt lille afregningsfejl på op til 0,55 %. Fejlen kan være større, når en villakunde ikke har et typisk graddag-afhængigt forbrug, eller når afregningsperioden er mindre end et år på grund af flytning. I sidstnævnte tilfælde er fejlen op til ca. 1,8 %.

For månedsaflæste kunder med et graddag-afhængigt forbrug er den maksimale afregningsfejl på månedsbasis ca. 0,2 %. Hertil kommer en afregningsfejl på 0,3 % pr. dag tidsforskydning. Det vil sige, hvis tidsforskydningen er 2 dage, er den maksimale afregningsfejl ca. 0,8 %. På årsbasis er fejlen mindre end 0,1 %. En tidsforskydning på op til få dage er mest sandsynligt, så fejlen på månedsbasis vil typisk være op til 0,5-1 %. Det kan dog ikke udelukkes, at der for nogle kunder forekommer en større tidsforskydning.

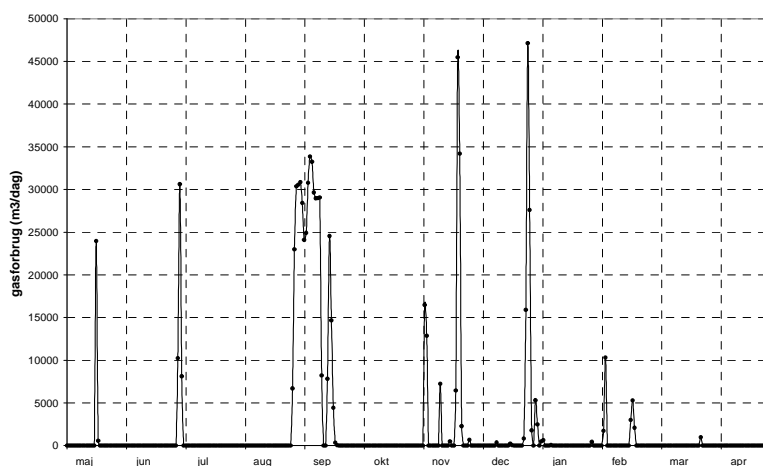
For årsafregnede proceskunder med et jævnt fordelt forbrug er afregningsfejlen mindre end 0,2 %.

For månedsaflæste kunder med et jævnt fordelt forbrug er den maksimale afregningsfejl på månedsbasis ca. 0,4 %. Hertil kommer en afregningsfejl på 0,3 % pr. dag tidsforskydning. På årsbasis er fejlen mindre end 0,1 %.

Alle beregninger er udført for kunder med et ideelt graddag-afhængigt eller jævnt forbrug. Afvigelser fra det ideelle forbrug kan medføre større afregningsfejl. Meget store afvigelser fra det ideelle betragtes som atypisk forbrug, som beskrives i det næste afsnit.

Atypisk forbrug

Et meget ujævnt forbrug forstærker problemet med tidsforskydning. For kunder med atypisk forbrug er det svært at bestemme en afregningsbrændværdi, der dækker netop deres forbrug. Nedenstående figur giver et eksempel på atypisk forbrug.



Figur 4 Eksempel på atypisk forbrug

I eksemplet er der tale om en timeaflæst kunde. Industrikunder med et forbrug op til 300.000 m³_n/år er hos de fleste distributionsselskaber månedsaf-

læst, og i det tilfælde er det endnu sværere at bestemme afregningsbrændværdien.

Jf. /7/ kan afregningsfejlen 'worst case' være op til 12 %, og i et mere realistisk scenario op til 9 % på månedsbasis og op til 3,5 % på årsbasis.

For nærmere at vurdere afregningsfejlen hos kunder med atypisk forbrug er der udført analyser af gasforbrug for 1987 forbrugssteder. Analysen har omfattet samtlige timeafmålte målersteder i Danmark (DMS, forbrug > 300.000 m³_n/år) samt ca. 4% af de måneds- eller årsafregnede erhvervskunder med et forbrug mellem 6.000-300.000 m³_n/år (nDMS). Herudover er der analyseret timedata fra 51 villakunder.

Størstedelen af de analyserede data var for perioden maj 2007 – april 2008. For 453 nDMS kunder og de 51 villakunder er der brugt data fra skabelonprojektet /8/, hvor der blev indsamlet data i perioden december 2002 – marts 2005. De anvendte data er fra perioden maj 2003 – april 2004. Bilag 2 giver flere oplysninger om datagrundlaget.

For hvert forbrugssted er der beregnet en fejl på energibestemmelse som følge af forkert afregningsbrændværdi. Dette er sket for ovennævnte 6 basisscenarier fra rapport /4/. Disse basisscenarier er forskudt 0-45 dage i begge retninger, og ved hvert scenarie er der regnet med en tidsforskydning mellem M/R station og kunde mellem 0-7 dage. For hvert forbrugssted er der således udført beregninger for 4368 kombinationer af basisscenarie, scenarie-forskydning og tidsforskydning mellem M/R station og kunde.

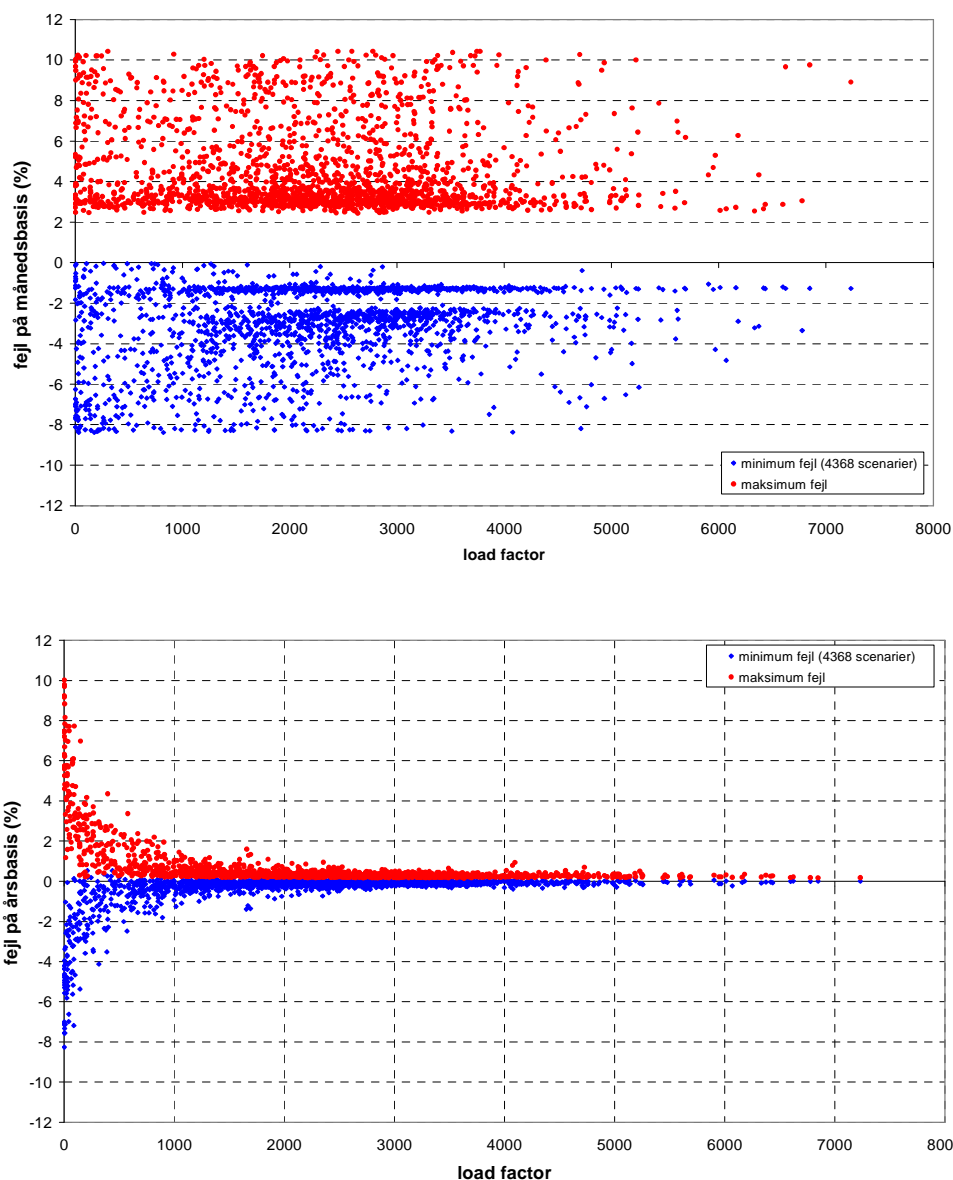
Figur 5 viser den maksimale fejl i positiv og negativ retning for hvert forbrugssted. Fejlen er udtrykt som funktion af load factor, som her er defineret som

$$\text{load factor} = \frac{\text{årsforbrug}}{\text{maksimalt timeforbrug}}$$

Som det fremgår af figuren, er der relativt stor usikkerhed på energibestemmelse på månedsbasis. Fejlen på månedsbasis er op til 10 %, og fejlniveauet er stort set uafhængigt af load factor. Fejlen udjævnes dog hurtigt, når gasforbruget fordeler sig over flere måneder, og fejlen på årsbasis er for de fleste kunder mindre end ± 4 %.

Den maksimale fejl pr. forbrugssted er i høj grad en *worst case* fejl, fordi der er tale om fejl, der optræder ved et bestemt forbrugsmønster i ét ud af

4368 kombinationer af basisscenarie, scenarie-forskydning og tidsforskydning. I langt de fleste tilfælde optræder den maksimale fejl ved scenarie 3 (skiftevis dansk og tysk gas hele året) eller scenario 4a (tysk gas i januar-marts, dansk gas resten af året). Det er dog ikke nødvendigvis samme kombination af scenarie-forskydning og tidsforskydning, der giver anledning til de maksimale fejl for de forskellige forbrugssteder.



Figur 5 Maksimal fejl i positiv og negativ retning. Øverst: fejl på månedsbasis; nederst: fejl på årsbasis.

Et mere reelt billede af risikoen for forkert afregning opnås ved at se på den gennemsnitlige afregningsfejl for en gruppe forbrugssteder med samme load

factor. I Figur 6 er derfor beregnet middelværdien af fejl for load factor i de intervaller, der er nævnt i Tabel 1.

Tabel 1 Inddeling af forbrugssteder i intervaller

load factor	antal forbrugssteder
≤10	44
11-50	27
51-100	22
101-200	35
201-300	25
301-400	28
401-500	19
501-1000	134
1001-2000	469
2001-3000	660
3001-4000	386
4001-5000	96
5001-6000	31
>6000	13

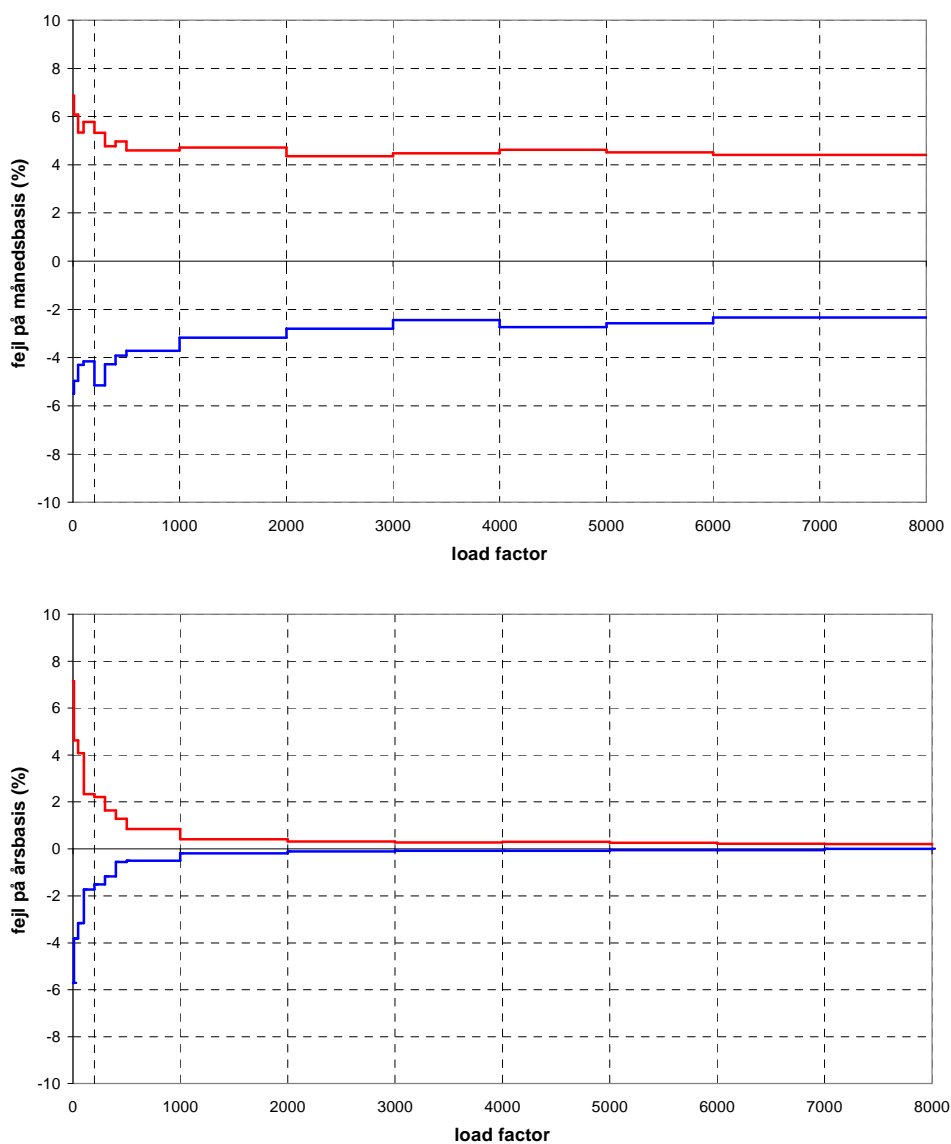
Den maksimale fejl på månedsbasis er i gennemsnit mellem -2,8 og +4,5 % for alle forbrugssteder med load factor > 1000. Fejlen er op til ca. ±6 % ved lavere load factor.

Fejlen på årsbasis er mindre end ± 0,5 % for alle forbrugssteder med load > 1000 og mindre end ca. ±2 % for forbrugssteder med load factor mellem 200 og 1000. Ved lavere load factor er fejlen op til ca. ±6 % svarende til fejlen på månedsbasis. Atypisk forbrug kan således defineres som forbrug med en load factor < 200, dvs. et meget skiftende forbrug.

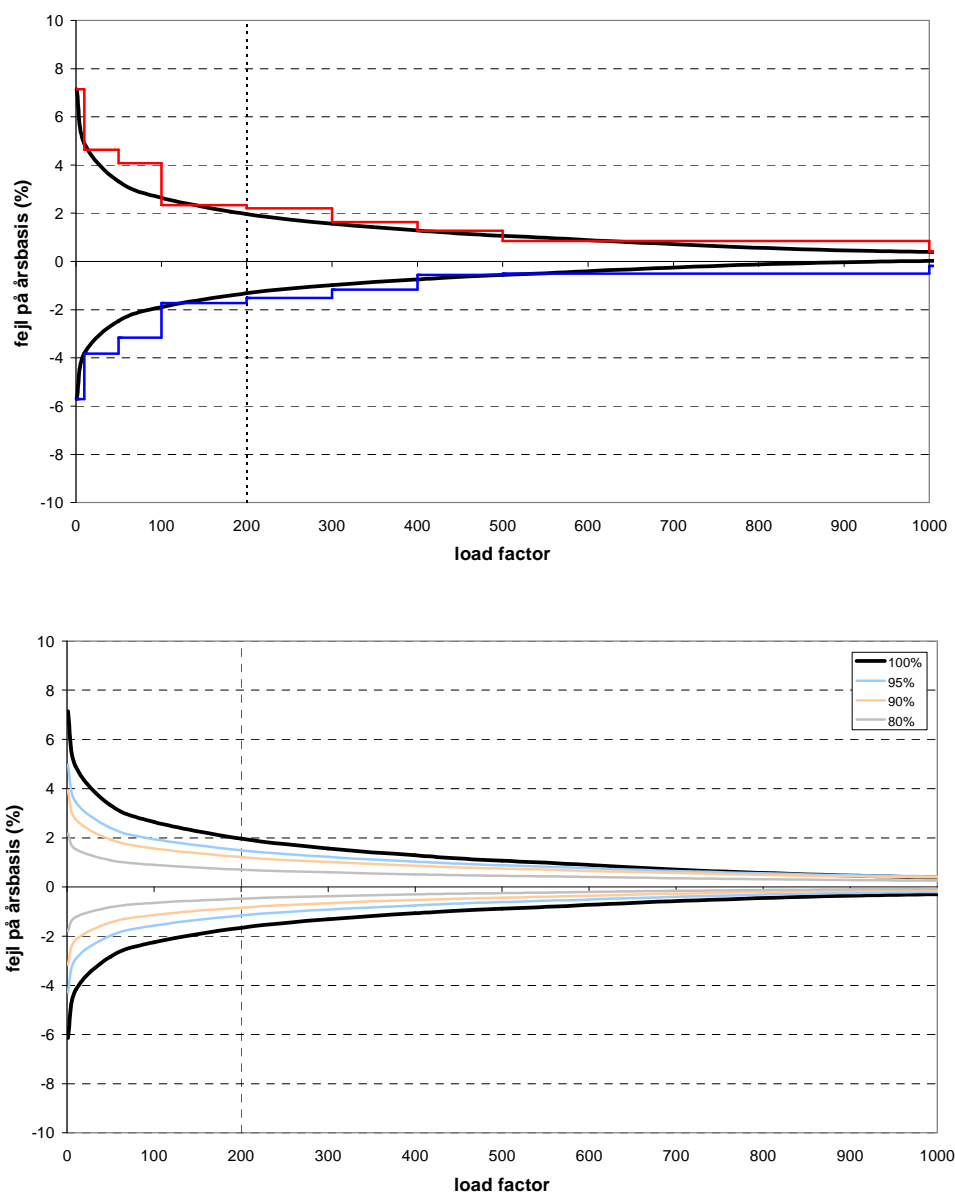
Figur 7 viser fejlen på årsbasis mere detaljeret for load factor op til 1000. Figuren indeholder udover den maksimale fejl også 95 %- , 90 %- og 80 %-fraktilen af fejlniveauet ved samme kombination af scenarie og tidsforskydning.

Denne graf viser, hvor følsom fejlniveauet er for forskydning af scenarierne. For eksempel: den maksimale fejl er 2 % ved en load factor på 200. Denne fejl optræder ved én kombination af scenarie, scenarie-forskydning og tidsforskydning. I 80 % af tilfældene er fejlen ved samme scenarie og tidsforskydning mindre end 0,7 %.

Det kan således konkluderes, at fejlniveauet for kunder med normalt forbrug er mindre end $\pm 2\%$ på årsbasis.



Figur 6 Gennemsnitlig afregningsfejl for grupper af forbrugssteder med load factor som nævnt i Tabel 1. Øverst: fejl på månedsbasis; nederst: fejl på årsbasis.

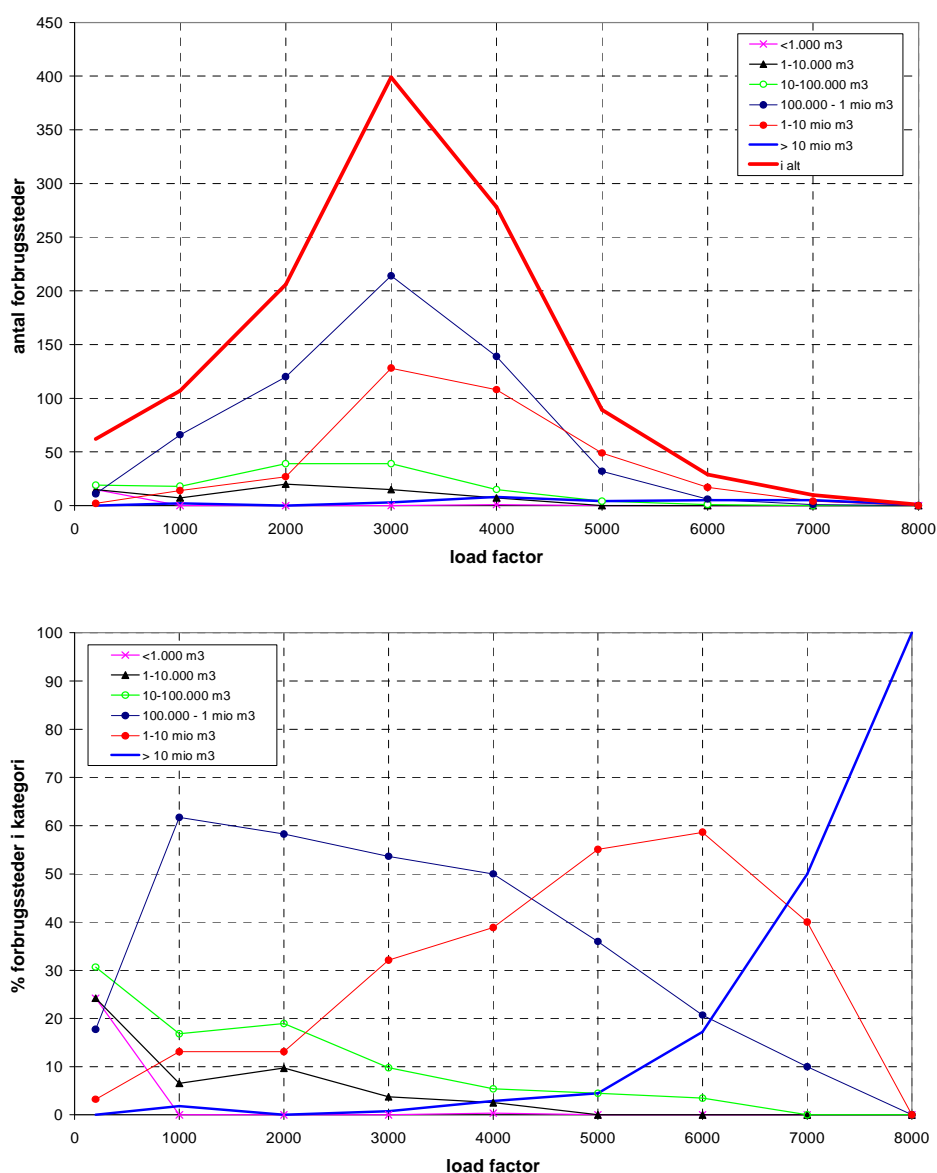


Figur 7 Gennemsnitlig afregningsfejl for grupper af forbrugssteder med load factor som nævnt i Tabel 1. Øverst: maksimum fejl i positiv og negativ retning. Nederst: maksimum fejl og 95%-, 90% og 80%-fraktiler for fejlen ved én kombination af scenarie og tidsforskydning.

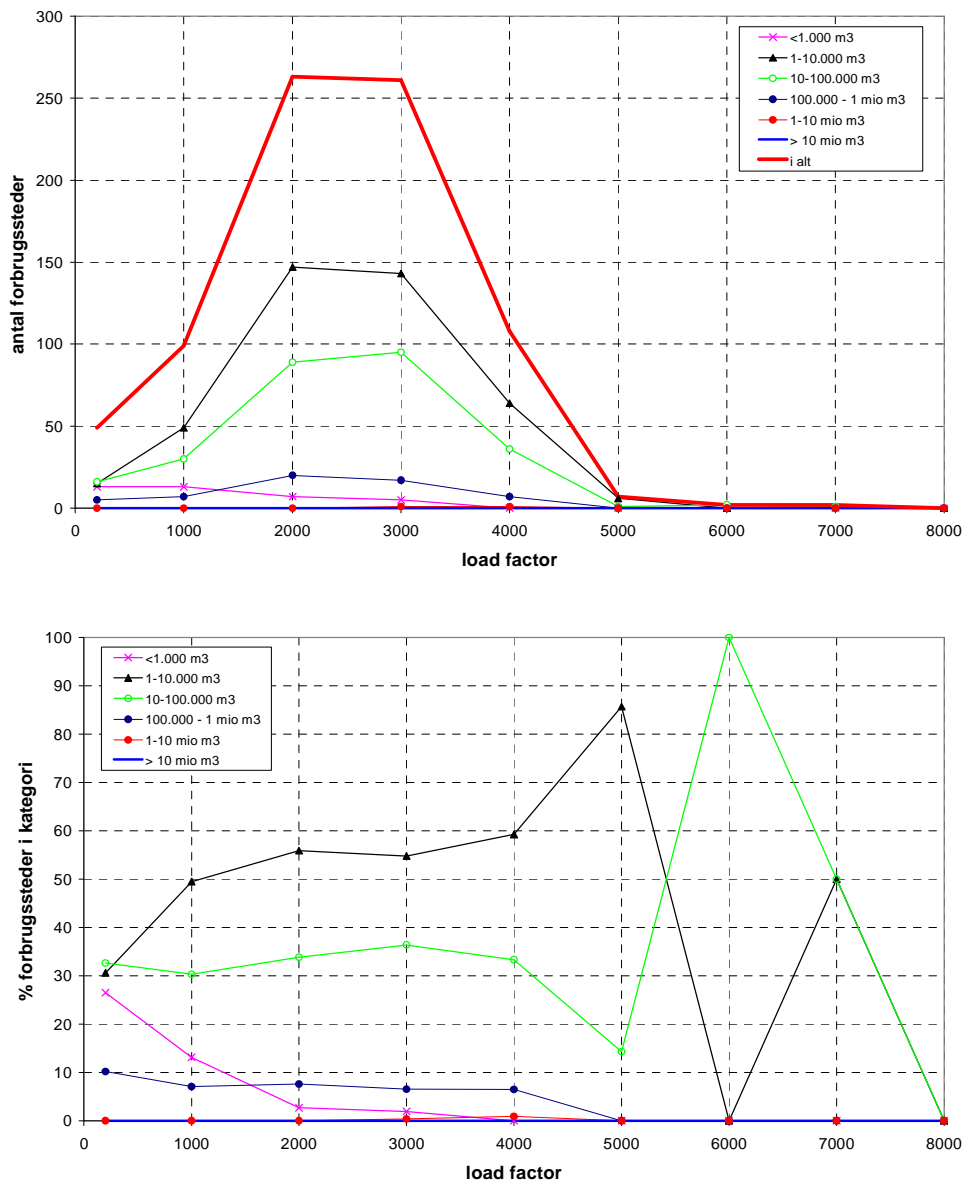
Bilag 2 Datagrundlag

Tabel 2 Antal forbrugssteder

	DMS	nDMS
DONG V	331	
DONG Ø	177	
HNG	262	13
MN	327	75
NGF	90	205
skabelonprojekt, erhvervs kunder		453
skabelonprojekt, villakunder		51
i alt	1187	797



Figur 8 DMS forbrugssteder: antal forbrugssteder som funktion af load factor og fordeling af forbrug pr. load factor interval



Figur 9 nDMS forbrugssteder: antal forbrugssteder som funktion af load factor og fordeling af forbrug pr. load factor interval