

# Inmatning av biogas utan propantillsats på Lunds Energis naturgasnät

– en förstudie till smarta gasnät

Johanna Lakso  
Fredrik Luthman

**Thesis for the Degree of Master of Science**

---

Division of Efficient Energy Systems  
Department of Energy Sciences  
Faculty of Engineering, LTH  
Lund University  
P.O. Box 118  
SE-221 00 Lund  
Sweden



## Sammanfattning

Naturgasanvändningen i världen ökar samtidigt som de billiga och lättåtkomliga reservoarerna snabbt minskar. Alternativa gaser som biogas lyfts fram, inte minst med hänsyn till ett hållbarhetsperspektiv. Inhemsk biogas har potential att ersätta en del av den naturgas som används idag i Sverige, men för att biogas ska kunna matas in i befintliga naturgassystem så måste gasapplikationer kunna fungera med både biogas och naturgas.

Denna rapport har undersökt hur olika typkunder skulle klara av en varierande gaskvalitet, som en följd av inmatning av biogas utan propantillsats på Lunds Energis gasnät. Som mått på utbytarhet har parametern wobbeindex valts. De typkunder som studerats är gasturbiner, värmekunder, fordonskunder och industrikunder, vilka har valts för att representera så stor del av kunderna i Lund som möjligt.

Slutsatserna från intervjuer, beräkningar och litteraturstudier visar på att det är tekniskt möjligt att mata in biogas uppgraderad till 98 % metan på det Lunds Energis gasnät, om brännare och gasapplikationer som saknar återkopplande system injusteras på referensgasen G20. För optimal förbrukning i industrin bör varje gasapplikation utredas individuellt.

För att utreda vilka variationer som skulle uppstå om biogas utan propantillsats skulle matas in på nätet, utformades en matematisk modell som bygger på kundernas årliga eller timvisa förbrukning. Trots vissa begränsningar i modellen gav simulationerna intressanta resultat och en uppskattning om hur gasnätet skulle bete sig.

Det visade sig att asfaltsverken är starkt avgörande för vilken gas som finns i det östra nätet på grund av deras höga förbrukning. Detta innebär att det finns ett överskott på biogas alla timmar som asfaltsverken står stilla, ca 75 % av året, medan naturgas matas in i stora mängder när asfaltsverken har höga effektuttag.

Det system som skulle vara tekniskt möjligt och samtidigt mest lönsamt för Lunds Energi, är enligt denna rapport ett system som matar in biogas utan propantillsats på 10-barsledningen mellan Lund och Dalby. En rättvis debitering skulle kunna göras med en simuleringsmodell som liknar den som utvecklats av författarna, men som utökas med tryckvariationer och fler mätpunkter.

# Abstract

The use of natural gas is increasing globally. At the same time, the cheap and easily accessible resources are decreasing rapidly. Among other alternative gases, biogas is considered since it is a renewable resource. In order for biogas to really become a large scale alternative, it needs to be fully compatible with today's infrastructure and gas applications.

This report is evaluating the technical aspects of feeding biogas without propane, hence with a lower gas quality, into a distribution gas grid in Lund, Sweden. The main gas quality parameter used is wobbeindex. The technical aspects have been analysed according to four different customer groups; gas turbines, heating, transport and industry. All groups have been identified in the gas grid of *Lunds Energi*, the local energy supplier.

In conclusion, interviews, calculations and literature, point out that it is technically possible to feed in biogas upgraded to 98 % methane into the Swedish natural gas grid, if all gas applications lacking feedback systems have their reference point adjusted to G20. For optimal use, all industry applications should be evaluated individually.

To get an overview of the situation on the gas grid when feeding pure biogas into it, a simulation model based on the customers real gas use was made. Although some obvious limitations in the model existed, interesting results and greater understanding of the system was reached.

The two big asphalt plants, dominating the gas consumption in the east grid, proved to be of great importance. The result is a large overproduction of biogas all hours when the plants are not in use, about 75 % of hours each year, while natural gas needs to be fed in to the eastern grid when the asphalt production is running.

The most appropriate system for *Lunds Energi*, both concerning technical and economical aspects, would be a system where the biogas without propane is fed into the high pressure pipe connecting Lund and Dalby. A billing system that is fair for both the supplier and the customer could be done by introducing a gas quality tracking system that resembles the model used in this report.

# Innehåll

1	Inledning.....	9
1.1	Bakgrund.....	9
1.2	Syfte.....	11
1.3	Metod.....	11
1.4	Avgränsningar.....	12
DEL 1		
2	Introduktion till gas .....	15
2.1	Gassammansättning .....	15
2.1.1	Naturgas.....	15
2.1.2	Biogas .....	16
2.2	Gastekniska storheter .....	17
2.2.1	Värmevärde .....	17
2.2.2	Wobbeindex.....	18
2.2.3	Metantal.....	18
2.3	Gasfamiljer och referensgaser.....	19
2.3.1	Gasfamiljer .....	19
2.3.2	Referensgaser.....	20
2.4	Gasers utbytbarhet .....	20
2.4.1	Delbourgs utbytbarhetsteori .....	20
2.4.2	Weavers utbytbarhetsteori .....	21
2.5	Föroreningar.....	23
2.6	Miljöaspekter .....	23
3	Förbränning av gas .....	25
3.1	Flammor.....	25
3.1.1	Olika typer av flammor.....	25
3.1.2	Flamhastighet .....	25
3.2	Konsekvenser av varierande gaskvalitet.....	26
3.2.1	Flamlyft .....	26
3.2.2	Nedslag .....	26
3.2.3	Flammans utbredning och temperatur .....	27
3.2.4	Ofullständig förbränning .....	27
3.3	Gasapplikationer .....	27

3.3.1	Brännare.....	27
3.3.2	Gasmotorer .....	29
3.3.3	Gasturbiner .....	30
4	Gas i nät.....	31
4.1	Det svenska naturgasnätet.....	31
4.1.1	Inmatning av biogas i Sverige .....	31
4.1.2	Legala krav gällande inmatad gas .....	32
4.2	Tekniska krav och råd gällande inmatad gas .....	34
4.2.1	Tekniska råd gällande varierande gaskvalitet i Storbritannien.....	35
4.2.2	Import av gas i Danmark .....	35
4.2.3	Sammanfattning av tekniska krav och råd.....	37
5	Känslighet hos typkunder .....	40
5.1	Möjliga konsekvenser av varierande gaskvalitet .....	40
5.2	Generella gränser för samtliga applikationer .....	40
5.3	Identifiering av typkunder.....	41
5.4	Värmekund.....	41
5.4.1	Värmekund bostad.....	41
5.4.2	Värmekund med stor värmepanna.....	43
5.5	Gasturbiner.....	44
5.6	Fordon.....	44
5.7	Industrikund .....	46
5.7.1	Industrikund – värme.....	46
5.7.2	Industrikund – öppen låga .....	47
5.7.3	Industrikund – råvara.....	48
5.8	Sammanfattning av typkunder .....	48

## DEL 2

6	Simulering av gasnätet .....	52
6.1	Modelluppbyggnad .....	52
6.1.1	Kundprofiler .....	54
6.1.2	Alternativ inmatningspunkt .....	56
6.1.3	Indata, utdata och analys .....	57
6.1.4	Avvikelser mellan modellen och verkligheten .....	59
6.2	Diskussion kring resultat från modellen .....	60
6.2.1	Biogasflöde i mätpunkter över året .....	60

6.2.2	Distribuerade biogasmängder i områden över året.....	62
6.2.3	Överskott i östra nätet.....	62
6.2.4	Variationer och svängningar.....	63
6.2.5	Korrelation med asfaltsverkens aktivitet.....	64
6.2.6	Uppskalad asfaltsverk.....	65
6.2.7	Alternativ inmatningspunkt.....	65
6.3	Utökad analys.....	67
6.3.1	Effekter av tröghet i systemet.....	67
6.3.2	Effekter av biogasmätning i 10-barsledningen till Lund.....	68
6.3.3	Effekter av sektionering.....	69
6.3.4	Exempel på utökad modell.....	71
6.4	Sammanfattning av simuleringen.....	72
7	Alternativa lösningar.....	73
7.1	Lagring av biogas.....	73
7.2	Flakning av biogas.....	75
7.3	Luftinblandning i naturgas.....	78
8	Ekonomisk analys.....	80
8.1	System med propanspetsning.....	80
8.1.1	Beräkning av propanandel.....	80
8.1.2	Antaganden.....	80
8.1.3	Resultat.....	81
8.2	System utan propanspetsning.....	82
8.3	Debiteringssystem för varierande gaskvalitet.....	83
8.3.1	Debitering efter den blandade gasens lägsta energiinnehåll.....	83
8.3.2	Debitering efter den blandade gasens medelvärde.....	83
8.3.3	Debitering av naturgas de säkra timmarna.....	83
8.3.4	Större kunder utrustas med kalorimetrar.....	84
8.3.5	Debitering enligt ett simulerat gasspårningssystem.....	84
9	Diskussion.....	86
9.1	Diskussion om typkunder – del 1.....	86
9.1.1	Acceptabel biogaskvalitet.....	86
9.1.2	Krav på typkunderna.....	87
9.2	Diskussion om biogasinmatningssystem – del 2.....	87
9.2.1	Renodlat biogasnät.....	88
9.2.2	Inmatning utan propantillsats i sydöstra Dalby.....	88
9.2.3	Luft- och propaninblandning.....	89

9.2.4	Alternativ inmatningspunkt .....	90
10	Slutsatser.....	92
11	Behov av vidare studier .....	93
11.1	Vidare studier för inmatning utan propantillsats.....	93
11.2	Vidare studier för projektet i Dalby .....	93
	Referenslista .....	94
	Bilaga A: Lagstadgade och tekniska krav för wobbeindex .....	98
	Bilaga B: Referensgaser .....	99
	Bilaga C: Simuleringskod från MatLab .....	102

## Lästips och anvisningar

Det inledande kapitlet ger en bakgrund till arbetet och anger arbetets syfte, metod och avgränsningar. I avsnitt 2.1 definieras referensgaserna för denna rapport. Resten av kapitel 2 definierar de mest grundläggande begreppen, presenterar gasfamiljer och utreder utbytbarhetsteorier.

Kapitel 3 ger en teoretisk bakgrund till förbränning och kan läsas *kursivt* då det inte behandlar något som är unikt för denna rapport. I kapitel 4 utreds de krav och förutsättningar som finns vid inmatning av gas på ett gasnät. Uppsummeringen och utredningen av de olika typkunderna görs i kapitel 5 som avslutar del 1 av rapporten.

Del 2 startar med uppbyggandet av modellen och de resultat som simuleringarna gett. I kapitel 6 har också utökade analyser gjorts, av intressanta frågeställningar som uppkommit under simuleringarna. I kapitel 7 behandlas alternativa systemlösningar för biogasinmatning och kapitel 8 ger ekonomiska perspektiv på de olika systemen.

Avslutningsvis diskuteras de centrala bitarna av rapporten i kapitel 9 och slutsatserna presenteras i kapitel 10 följt av vidare studier i kapitel 11. I bilagorna presenteras tabeller med siffror över krav och referensgaser samt MatLab-koden för den som är intresserad av att ta del av simuleringsprogrammet.



# 1 Inledning

## 1.1 Bakgrund

De lättåtkomliga naturgastillgångarna i världen minskar och beräknas att räcka i ungefär sextio år till om dagens konsumtionstakt håller i sig (Energimyndigheten, 2009, s. 103). Samtidigt växer världens totala gasanvändning eftersom många länder försöker frångå användandet och beroendet av kol och olja.

Detta har gjort att intresset för alternativa gaser, som till exempel skiffer- och biogas, växer. Skiffergasen är dyr att framställa och utvinningen har betydligt större miljöpåverkan än konventionell naturgas (Energimyndigheten, 2011, s. 101). Biogas som framställs från avfall och restprodukter har i dagsläget höga produktionskostnader, men har fördelen att vara en förnybar energikälla med stor potential att erbjuda ett hållbart alternativ till naturgas i framtiden.

Regeringen gav 2010 Energimarknadsinspektionen i uppdrag att analysera behovet av författningsändringar i naturgaslagen (SFS 2005:403) för att skapa förutsättningar till en successiv övergång till biogas i naturgasnätet och att lämna förslag på utformningen av dessa. Energimarknadsinspektionen slår i sin färdiga rapport fast följande (Energimarknadsinspektionen, 2010):

*”Det är önskvärt att så stor del av biogasen som möjligt förs in på naturgasnätet. Det finns två uppenbara fördelar med detta. För det första är det samhällsekonomiskt ineffektivt att inte utnyttja befintligt rörledningssystem för distribution av biogas när ett sådant finns inom rimligt geografiskt avstånd. För det andra innebär ökad införsel av biogas på naturgasnätet att försörjningstryggheten i nätet förbättras. Fler tillförselpunkter tryggar svensk gasmarknad om det skulle uppstå ett långvarigt distributionsstopp eller minskad överförd mängd gas från Danmark.”*

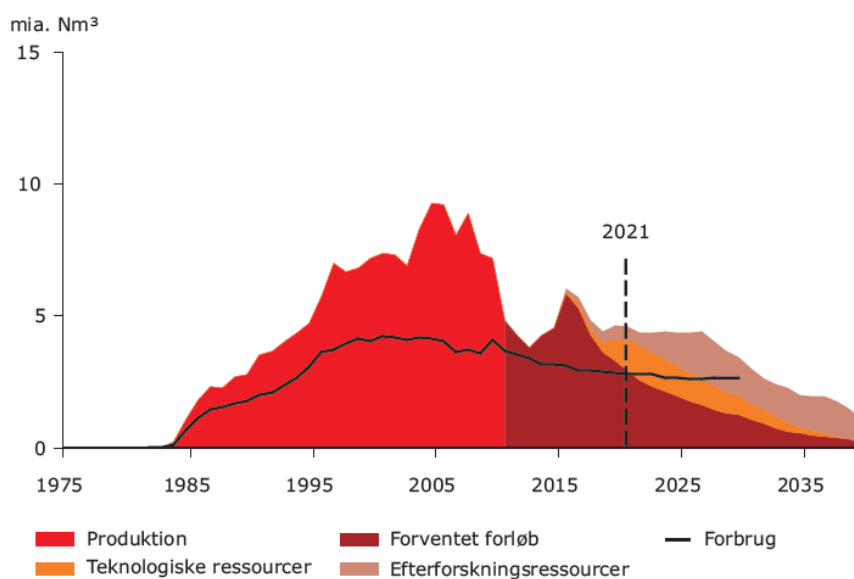
Lunds Energi planerar att bygga en anläggning för biogasutvinning tillsammans med lokala aktörer i Dalby. Syftet är att dra nytta av den energi som redan finns lagrad i gödsel i området, och till viss del även odlade grödor. Anläggningen beräknas producera cirka 60 GWh årligen och biogasen ska matas in på Lunds Energis befintliga naturgasnät.

Normalt tillsätter man propan till biogasen för att uppnå samma energiinnehåll som naturgasen har. Anledningen till att man idag matar in biogas *med* propantillsats är för att undvika två möjliga problem. Det första är att gasapplikationer kan få problem om de matas med gas av olika kvalitet. Det andra hindret beror på att debiteringssystemet idag är baserat på volymmätning och att ett varierande värmevärde skulle ge en inkorrekt och orättvis debitering. Dessa två problem kommer att vara utgångspunkten för denna rapport som syftar till att söka lösningar för att mata in biogas *utan* propantillsats.

Det finns flera skäl till att minimera eller helt slopa tillsats av propan:

- Ett system för propantillsats innebär en extra investeringskostnad för propantank, blandningsanläggning, samt ökade rörliga kostnader i form av inköp av propan, som är betydligt dyrare än alternativet naturgas.
- Propan är en fossil gas, vilket innebär att den minskade klimatpåverkan, som ersättningen av naturgas med biogas innebär, delvis går förlorad.
- Kvaliteten på den naturgas som importeras till Sverige kommer inom en snar framtid att sänkas till en kvalitet som ligger närmre biogasens vilket ökar möjligheten att hitta alternativa lösningar.

Anledningen till att kvaliteten kommer att förändras är att tillgången på dansk naturgas kommer att minska och tillgången kommer snart att vara mindre än det behov som finns i Danmark och Sverige. I dagsläget är det nästan enbart dansk naturgas som importeras till Sverige och detta medför att naturgasen på det svenska naturgasnätet håller en jämn kvalitet. I figur 1 nedan kan den danska Energimyndighetens senaste prognos över dansk naturgasproduktion, inhemsk användning och nettoexport ses (Danska Energistyrelsen, 2010).



Figur 1. Naturgasproduktion, inhemsk användning och nettoexport av gas från danska fält. (Danska Energistyrelsen, 2010, s. 48)

Vid minskande tillgångar kommer gas att i allt högre utsträckning att importeras till Danmark från kontinenten. Detta innebär att gas från Tyskland kommer att blandas in i de danska och svenska gasnäten. 2012 planeras även Nordstream 2, den andra av två stora naturgasledningar från Ryssland, vara färdigbyggd och förse norra Europa med gas via Tyskland. Med stor sannolikhet kommer därmed det svenska naturgasnätet i framtiden att innehålla en stor andel rysk gas, då Europas konventionella naturgastillgångar endast beräknas räcka i ungefär femton år till enligt Energimyndighetens prognos (Energimyndigheten, 2009, s. 103).

Tysk och rysk gas har, liksom biogas, ett lägre energiinnehåll och kommer att orsaka liknande kvalitetskillnader på gasmixen som en inblandning av biogas. Projekt med syfte att undersöka konsekvenser av skiftande gaskvalitet kommer därför att bli relevanta även i de fall där biogasanläggningar inte planeras. Av samma anledning kommer denna rapport bli relevant för Lunds Energi, även om det beslutas att biogas inte ska matas in utan propantillsats.

## 1.2 Syfte

Syftet med projektet är att:

- utreda vilka variationer i gaskvalitet olika typkunder i Lund kan hantera
- utveckla en modell för att studera vilka variationer i gaskvalitet som kan uppstå vid inmatning av biogas utan propan på Lunds Energis östra naturgasnät
- utvärdera hur ett välfungerande system för inmatning av biogas skulle kunna fungera

## 1.3 Metod

I den första delen av rapporten kommer det att utredas vilka variationer i gaskvalitet som typkunderna i Lund kan hantera. Eftersom storskalig inmatning av biogas utan propantillsats i naturgasnätet inte har dokumenterats tidigare, kommer alla jämförelser att göras med naturgassystem med varierande gaskvalitet. Fyra olika metoder kommer att användas för att få en så komplett bild som möjligt över vilka variationer som ska kunna anses vara acceptabla med avseende på säkerhet och tillförlitlighet:

1. Intervjuer av ett tiotal typkunder i Lund
2. Beräkningar baserade på lämpliga utbytbarhetsteorier
3. Litteraturstudier av rapporter som utrett frågan
4. Jämförelser med erfarenheter av varierande naturgaskvalitet i fall liknande det som utreds i denna rapport

Var och en av dessa metoder har styrkor och svagheter i att ge tillförlitliga slutsatser om typkunders känslighet för varierande gaskvalitet, vilket kommer att diskuteras senare i denna rapport.

I den andra delen av rapporten kommer det att byggas upp en simuleringsmodell med punktlaster baserade på timmätta och årliga förbrukningar. Kundernas förbrukning och schabloner över den månadsvisa förbrukningen har tillhandahållits av Lunds Energi. Gasflödena i systemet kommer att antas röra sig efter en linjär modell, i vilken det i varje timma finns ett visst uttag och en motsvarande inmatning. Arbetet med simuleringen kommer utföras enligt följande arbetsgång:

1. Insamling av data från tim-/årsmätning
2. Framtagande av schabloner
3. Simulering av förbrukningen enligt en linjär modell
4. Analys av den resulterande datainformation
5. Felsökning

Utöver simuleringarna kommer olika biogasinmatningssystem att utredas, med avseende på tekniska och ekonomiska aspekter. De aspekter som kommer studeras är: flakning, luftinblandning, alternativa debiteringssystem, inmatningspunkt, tryckfall, sektionering, kostnader och buffertsystem. Data för ett system med propantillsats kommer att baseras på specifika data för den planerade anläggningen i Dalby. Data för ett system utan propantillsats kommer att baseras på uppskattningar och generiska data.

## 1.4 Avgränsningar

För att avgöra om gaser är utbytbara finns flera utbytbartsteorier som kan användas och parametrar som kan vara av intresse. Att relatera gasers utbytbart till dess wobbeindex är troligen den mest använda metoden idag (Nelsson, 2009, s. 3), vilket bekräftats av författarna till denna rapport då i stort sett all funnen litteratur i ämnet använt sig av denna metod. Av denna anledning har wobbeindex valts ut som den huvudsakliga parameter som används som måttstock för gaser utbytbart i denna rapport.

I del 1 har valet av typkunder gjorts för att representera en så stor del av populationen av befintliga gasapplikationer som möjligt. Rapporten aspirerar dock inte på att vara en komplett utvärdering av alla gasapplikationers känslighet, då detta hade blivit ett alltför omfattande arbete.

För att utvärdera om biogasinmatning är möjlig har tre referensgaser använts, baserat på två olika biogaskvaliteter och en naturgaskvalitet. Rapporten är avgränsad till att utvärdera kompatibiliteten mellan dessa referensgaser och kommer inte att ha som huvudsyfte att söka exakta gränsvärden.

Rapporten har antagit att produktionen av biogas är 60 GWh om året, samt att produktionen är jämt fördelad över året. Vidare kan en biogasanläggning som producerar biogas med börvärdet 98 % metan producera gas som avviker från detta värde. Rapporten har dock använt sig av en referensgas, Biogas II, med ett 96-procentigt metaninnehåll, som fått symbolisera ett worst case scenario.

I den effektsimulering av biogasinblandning som gjorts i del 2 har förenklingar gjorts för att underlätta simuleringen. Den förenkling som har potential att påverka resultatet mest är utlämnandet av gasmängden i nätet och variationer av denna som uppstår som en följd av tryckförändringar. Avgränsningen att utelämna dessa parametrar har gjorts på grund av att de är komplexa och att de skulle öka omfattningen av simuleringsmodellen avsevärt.

Den första delen av rapporten avser behandla hela Lund gasnät, medan den andra delen är begränsad till Lunds östra gasnät. Detta innebär att del 1 undersöker kunder i hela nätet, medan del 2 endast simulerar det östra nätet.

**DEL 1**

## 2 Introduktion till gas

### 2.1 Gassammansättning

#### 2.1.1 Naturgas

Naturgas bildades liksom kol och olja genom nedbrytning av organiskt material för miljoner år sedan. Den lätta naturgasen sipprade sedan upp genom jordlagren och samlades i fickor och håligheter i berggrunden. (Swedegas AB, 2011a) De kända konventionella naturgasfyndigheterna i världen beräknas räcka i ytterligare sextio år med dagens konsumtionstakt (Energimyndigheten, 2009, s. 103).

Naturgasen består till största delen av kolvätet metan, CH<sub>4</sub>, som är en luktfri och färglös gas. Naturgasen är den vanligaste energigasen i Sverige och det naturgasnät som finns sträcker sig över stora delar av sydvästra Sverige. (Swedegas AB, 2011a) **I Fel! Ogiltig självreferens i bokmärke.** nedan visas den genomsnittliga sammansättning som gasen i gasnätet haft under 2011 (Swedegas AB, 2012).

Tabell 1: Genomsnittlig naturgassammansättning för importerad dansk naturgas år 2011, volymprocent..

Naturgassammansättning	
89,12 %	metan, CH <sub>4</sub>
5,99 %	etan, C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
2,37 %	propan, C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>
0,92 %	butan, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
0,21 %	pentan, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>
0,06 %	hexan, C <sub>6</sub> +
0,90 %	koldioxid, CO <sub>2</sub>
0,36 %	kväve, N <sub>2</sub>

Sammansättningen mäts i Dragör, vid anslutningspunkten mellan Danmark och Sverige, och ligger till grund för debiteringen av de svenska gaskunderna (Swedegas AB, 2012). Den sammansättning som redovisas i tabell 1 har antagit utgöra en representativ sammansättning för dansk naturgas och har därför använts som referensgas i denna rapport. Denna referensgas kommer i fortsättningen refereras till som *Naturgas Ref*.

Med hjälp av sammansättningen och en beräkningsmall från Gasakademien kan några förbränningstekniska storheter<sup>1</sup> för Naturgas Ref beräknas, se tabell 2 nedan.

<sup>1</sup> Dessa storheter beskrivs ingående i avsnitt 2.2 Gastekniska storheter.

<sup>2</sup> Om inte annat specificerats avses i denna rapport alltid volymprocent.

<sup>3</sup> Flera av dessa parametrar beskrivs mer i detalj i kapitel 3 Förbränning av gas.

Tabell 2. Förbränningstekniska storheter för Naturgas Ref

Förbränningsteknisk storhet		
Undre värmevärde:	11,01	kWh/Nm <sup>3</sup>
Undre wobbeindex:	13,78	kWh/Nm <sup>3</sup>
Övre värmevärde:	12,17	kWh/Nm <sup>3</sup>
Övre wobbeindex:	15,24	kWh/Nm <sup>3</sup>

## 2.1.2 Biogas

Biogas består liksom naturgas till största delen av metan men produceras lokalt i rötnings- eller förgasningsprocesser. Biogas kan produceras av restavfall från hushåll, jordbruk, slakterier och skogsindustrin och inom dessa områden finns stor potential till att utöka biogasproduktionen i Sverige (Linné, Ekstrandh, Engelsson, & Persson, 2008).

Den vanligaste metoden för att framställa biogas idag är rötning, vilket ger en metanhalt på ungefär 60-62 %<sup>2</sup> (Arrhenius & Johansson, 2012, s. 10). För att klassificeras som fordonsgas behöver biogasen därefter uppgraderas till en metanhalt på  $97 \pm 1$  % för att möta kraven för fordonsgas typ A, och  $97 \pm 2$  % för att möta kraven för typ B, enligt den svenska fordonsstandard (SGC, 2001, s. 2)

En metod att uppgradera biogasen är genom vattenskrubbsteknik. Biogasen kan exempelvis uppgraderas till en metanhalt på 98 %. Då en vattenskrubber får en stabil leverans av biogas, det vill säga att rågasflödet och sammansättningen är relativt jämn, varierar metanhalten i ett sådant fall typisk mellan 97,5-98,5 % metan. Vid stora svängningar i rågasflödet kan den uppgraderade biogasen variera i metanhalt mellan 96-99,5 %, eller till och med mer än detta. De stora variationerna uppstår då förändringar i rågasflödet och rågastrycket sker snabbare än regleringen av vattenflödet mot metanhalt. (Dahl, 2012)

Det finns även en del variation i metanhalten i den uppgraderade biogasen som orsakas av interna störningar i vattenskrubbern och då framförallt vid byte av tork. Detta skapar en förändring i flödesbilden genom absorptionskolonnen och beroende på hur torkbytet utförs styr- och regler tekniskt kan detta orsaka en förändring i metanhalten på över 1 %. Detta gör det svårt för en vattenskrubber att aldrig understiga 98 % metan, men om 98 % metan är ett medelvärde under en längre tid så finns det redan idag ett flertal exempel på anläggningar i Tyskland som ligger på denna nivå. (Persson, 2012)

Den här rapporten utgår från två stycken möjliga sammansättningar av uppgraderad biogas. Den första sammansättningen, *Biogas I*, består av en biogas uppgraderad till 98 % metan med vattenskrubbteknik. Den andra, *Biogas II*, är en referensgas som uppskattats motsvara den sämsta sammansättningen ur ett gaskvalitetsperspektiv som kan uppstå uppgradering till 98 % metan med vattenskrubbteknik. I tabell 3 Tabell 3 nedan visas sammansättningen för de båda biogasreferenserna.

<sup>2</sup> Om inte annat specificerats avses i denna rapport alltid volymprocent.



Tabell 3: Biogassammansättning för de två referensfallen

<i>Biogas I</i>	<i>Biogas II</i>	
98 %	96 %	metan, CH <sub>4</sub>
1 %	3 %	koldioxid, CO <sub>2</sub>
0,8 %	0,8 %	kväve, N <sub>2</sub>
0,2 %	0,2 %	syre, O <sub>2</sub>

Koldioxiden påverkar värmevärdet och wobbeindex mer negativt än kväve och syre och därför har koldioxidhalten i Biogas II satts till den högsta halt den kan anta givet att syrehalten ligger på 0,2 % och kväve 0,8 % i båda fallen, vilket är vanlig förekommande värden i uppgraderad biogas. (Arrhenius & Johansson, 2012, s. 21). I tabell 4 nedan presenteras de förbränningstekniska egenskaperna baserat på beräkningar gjorda med Gasakademins beräkningsbok. Full sammansättning och samtliga förbränningstekniska egenskaper finns i Bilaga B Referensgaser.

Tabell 4. Förbränningstekniska storheter för Biogas I och Biogas II.

<i>Förbränningsteknisk storhet</i>	<i>Biogas I</i>		<i>Biogas II</i>	
Undre värmevärde:	9,77	kWh/Nm <sup>3</sup>	9,57	kWh/Nm <sup>3</sup>
Undre wobbeindex:	12,95	kWh/Nm <sup>3</sup>	12,48	kWh/Nm <sup>3</sup>
Övre värmevärde:	10,84	kWh/Nm <sup>3</sup>	10,62	kWh/Nm <sup>3</sup>
Övre wobbeindex:	14,37	kWh/Nm <sup>3</sup>	13,85	kWh/Nm <sup>3</sup>

## 2.2 Gastekniska storheter

### 2.2.1 Värmevärde

Energivärdet i en gas kvantifieras med hjälp av värmevärdet,  $H$ , kWh/Nm<sup>3</sup>. För en given gas kan två värmevärden beräknas, det övre och det undre. Det övre värmevärdet är den energi som frigörs vid förbränningen (Näslund, 2003, s. 41). Vid förbränningen av en given gas som innehåller vatten, förångas även vattnet. I det undre värmevärdet inkluderas inte den energi som finns i vattenångan. Energin i vattenångan kan tas tillvara på i vissa gasapplikationer, såsom i värmepannor med avgaskondensering (SGC, 2000), men inte i andra.

Det övre värmevärdet  $H$  för enkla gasbränslen kan beräknas som skillnaden mellan reaktanternas och produkternas formationsentalpi,  $\Delta H_R^0$ , enligt Hess lag nedan.

$$\Delta H_R^0 = \sum \Delta H_f^0(\text{produkter}) - \sum \Delta H_f^0(\text{reaktanter})$$

Där:

$$H_f^0 = \text{De ingående ämnenas formationsentalpi [kWh/Nm<sup>3</sup>]}$$

Energien i vattenånga, skillnaden mellan övre och under värmevärdet, i en normalkubikmeter gas definieras som en följd av ekvationen nedan (Näslund, 2003, ss. 41-42).

$$\Delta_{\text{övre-undre värmevärde}} = \Delta H_{\text{ång}} \cdot \rho \cdot V$$

Där:

$\Delta H_{\text{ång}}$  = Ångbildningsentalpi för vatten [kWh/mol]

$\rho$  = Densiteten för vatten [mol/Nm<sup>3</sup>]

$V$  = Volymen vatten som finns i en normalkubikmeter gas [Nm<sup>3</sup>]

I denna rapport används det övre värmevärdet i del 1, medan det undre används i del 2. Detta beror på att litteratur på området ofta använder det övre värmevärdet, medan man i praktisk tillämpning sällan räknar med att energin i vattenånga kan nyttgöras, som i debiteringssammanhang. Alla egna beräkningar av fysikaliska storheter förknippade till gaskvalitet, inklusive värmevärde, är uträknade med en beräkningsmall från Gasakademien och ovannämnda ekvationer beskriver alltså endast teorin för hur värmevärde räknas ut.

### 2.2.2 Wobbeindex

Wobbeindex,  $W$ , anger brännareffekten för olika energigas och är en viktig parameter i frågan om gasers utbytbarhet. Gaser med olika sammansättning och egenskaper men med samma wobbeindex ger samma effekt för ett specifikt brännarmunstycke.

Wobbeindex definieras enligt

$$W = \frac{H}{\sqrt{d}} \quad \text{där} \quad d = \frac{\rho}{1,29}$$

Där  $d$  är den relativa densiteten och beräknas som en kvot mellan gasens och luftens densitet. Wobbeindex har samma enhet som värmevärdet, kWh/m<sup>3</sup>. (Wågdahl, 1999, s. 7) (Nelsson, 2009, s. 42) På samma sätt som värmevärdet kan beskrivas med övre och undre värmevärde kan även wobbeindex beskrivas med övre och undre värmevärde.

### 2.2.3 Metantal

Metantalet är en storhet som anger hur benägen en gas är att självantända och motsvarar därmed bensinens oktantal (Wågdahl, 1999, s. 7). Om en gas självantänder innan tändstiftet initierat förbränningsprocessen försämras motorns prestanda och man säger att motorn knackar. Ett högt metantal minskar gasens tendens att knacka. Biogas har i allmänhet högre metantal än naturgas och bör därför vara mer lämpat för gasmotorer. (Nelsson, 2009, s. 14)

Metantalet, MN, för rapportens referensgaser, har beräknats enligt *CARB-metoden*, vilken definieras nedan. För att kunna räkna ut metantalet måste först motoroktantalet, MON, räknas ut (Chiu, 2005).

$$\text{MON} = -406,14 + 508,04 \cdot \left(\frac{H}{C}\right) - 173,55 \cdot \left(\frac{H}{C}\right)^2 + 20,17 \cdot \left(\frac{H}{C}\right)^3$$

$$\text{MN} = 1,624 \cdot \text{MON} - 119,1$$

Där:

H/C = molförhållandet mellan väte och kol i bränslet.

Det bör noteras att CARB-metoden producerar metantal som är högre än de faktiska metantalen. För de gaser som använts som referensgaser i denna rapport så ger CARB-metoden metantal som är ungefär 8 % högre än de faktiska metantalen. För att exakt bestämma metantalen så måste motortest köras. (Chiu, 2005, ss. 4-5)

## 2.3 Gasfamiljer och referensgaser

### 2.3.1 Gasfamiljer

Eftersom energigaser kan ha olika egenskaper och prestanda så har de delats in i olika kategorier, olika så kallade gasfamiljer. Gasfamiljerna definieras vanligen efter ett visst intervall av övre wobbeindex, enligt tabell 5 Tabell 5 nedan (Nelsson, 2009, s. 8).

*Tabell 5. Max och minvärde för övre wobbeindex för gasfamiljerna i kWh/Nm<sup>3</sup>. Nederst i tabellen finns en beskrivning av vilken sort gas som är typisk för denna familj.*

Gasfamiljer													
1A		2H		2L		2E		3B/P		3P		3B	
min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
6,2	6,9	12,7	15,2	10,9	12,4	11,4	15,2	20,3	24,3	20,3	21,3	22,7	24,3
Stadsgas		Naturgas		Groningengas		Naturgas		Butan/propan		Propan		Butan	

Den danska naturgasen som importeras till Sverige tillhör gasfamilj 2H. Tekniskt sett räknas även uppgraderad biogas till gasfamilj 2H (Nelsson, 2011, s. 1). För vissa gasapplikationer, t.ex. gaspannor, ges inga specifika och ingående krav på bränslet, utan definitionen för en viss gasfamilj anges istället som krav. Det bör dock noteras att den injustering som sedan görs på en specifik panna kommer att avgöra vilka variationer i gaskvalitet den kommer att kunna hantera (Nelsson, 2009, ss. 26,29). Detta kommer att beskrivas mer ingående i kapitel 5 Känslighet hos typkunder.

### 2.3.2 Referensgaser

Förutom gasfamiljer kan även referensgaser användas för att specificera krav på bränslet som används i gasapplikationer. Några av de vanligaste referensgaserna specificeras i tabell 6 nedan.

Tabell 6. Vanliga referensgaser (Nelsson, 2009).

Referensgas	Wobbeindex kWh/Nm <sub>3</sub>
G20	14,9
G21	15,2
G222	13,3
G23	12,7
G24	14,5
G25	11,5
GR	15,5

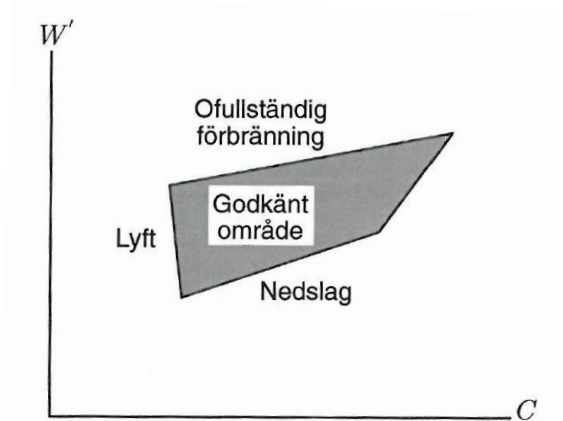
Referensgasen G20 är den referensgas som bland annat gaspannor och gasmotorer vanligtvis ställs in på vid tillverkning. (Ohlsson, 2012) (Östborn & Goldmann, 2009).

## 2.4 Gasers utbytbarhet

Generellt sett anses två gaser vara utbytbara om de har ungefär samma wobbeindex eftersom effekten inte förändras för gasapplikationen. Det finns dock ett antal olika utbytbarhetsteorier och två av dem presenteras i det här i korthet.

### 2.4.1 Delbourgs utbytbarhetsteori

På 1950-talet undersökte fransmannen Delbourg gasers utbytbarhet genom att testa olika gaser i en mängd olika franska gasapparater. Han tog fram den första tvådimensionella modellen genom att sätta gränser utifrån de känsligaste apparaterna. Delbourgdiagrammet anger det godkända området för utbyte med hänsyn till ett modifierat wobbeindex,  $W'$ , samt förbränningspotentialen,  $C$ , och visas i figur 2 nedan. (Näslund, Energigasteknik, 2003, s. 229)



Figur 2. Schematisk bild av Delbourgs utbyttbarhetsteori (Näslund, 2003)

## 2.4.2 Weavers utbyttbarhetsteori

Weaver utvecklade, från tidigare teorier för atmosfärsbrännare framtagna av AGA, en utbyttbarhetsteori baserad på sex nyckeltal. Dessa nyckeltal testar utbyttbarheten med hänsyn till effekt, primärluftmängd, framlyft, nedslag, sotbildning och ofullständig förbränning<sup>3</sup>. Om nyckeltalen möter speciella villkor anses gaserna vara utbyttbara. (Näslund, Energigasteknik, 2003, s. 228)

Här nedan definieras effekttalet,  $J_H$ , nyckeltalet för primärluft,  $J_A$ , nyckeltalet för framlyft,  $J_L$ , nyckeltalet för nedslag,  $J_F$ , nyckeltalet för ofullständig förbränning,  $J_I$ , och nyckeltalet för sotbildning,  $J_Y$ . Index a står för "adjust gas", det vill säga den gas brännaren är inställd på.

$$J_H = \frac{H\sqrt{d_a}}{H_a\sqrt{d}}$$

$$J_A = \frac{A\sqrt{d_a}}{A_a\sqrt{d}}$$

$$J_L = J_A \frac{S}{S_a} \frac{100 - Q}{100 - Q_a} \quad \text{där } S = \frac{aF_a + bF_b + cF_c + \dots}{A + 5Z - 18,8Q + 1}$$

$$J_F = \frac{S}{S_a} - 1,4J_A + 0,4$$

$$J_I = J_A - 0,366 \frac{R}{R_a} - 0,634$$

$$J_Y = J_A - 1 + \frac{N - N_a}{100}$$

<sup>3</sup> Flera av dessa parametrar beskrivs mer i detalj i kapitel 3 Förbränning av gas.

Där:

$H$  = värmevärdet [ $\text{MJ}/\text{m}^3$ ]

$d$  = den relativa densiteten [-]

$A$  = det stökiometriska luftbehovet [ $\text{m}^3$ ]

$Q$  = andelen syre i gasen [%]

$S$  = den totala tändhastighetsfaktorn [-]

$R$  = förhållandet mellan väte och kol i kolvätena [-]

$N$  = antalet enkelbundna kolatomer [st]

$z$  = den totala andelen inerta gaser i gasblandningen [volym-%]

$F$  = tändhastighetsfaktorn för de specifikt ingående brännbara komponenterna i gasen viktade mot volymprocenten [-] (Johnson & Rue, 2003, s. 13)

Om man utgår ifrån Weavers teori kan man räkna ut nyckeltalen för Biogas I och Biogas II jämfört med Naturgas Ref. I Tabell 7 nedan visas de uträknade nyckeltalen för Biogas I och II tillsammans med de villkor som nyckeltalen behöver uppfylla.

Tabell 7. Rapportens referensgaser enligt Weavers utbytbarhersteori

		Acceptans	Biogas I		Biogas II	
$J_H$	effekttal	0,95 ... 1.05	0,94	<i>ej ok</i>	0,91	<i>ej ok</i>
$J_A$	primärluft	0,95 ... 1.05	0,94	<i>ej ok</i>	0,91	<i>ej ok</i>
$J_L$	flamlyft	> 0,64	0,53	<i>ej ok</i>	0,35	<i>ej ok</i>
$J_F$	nedslag	< 0,08	-0,36	<i>ok</i>	-0,48	<i>ok</i>
$J_I$	ofull.förb.	< 0,05	-0,06	<i>ok</i>	-0,09	<i>ok</i>
$J_Y$	sotbildning	< 0,14	-0,20	<i>ok</i>	-0,24	<i>ok</i>

Enligt Weavers teori är de två referensgaserna inte direkt utbytbara med den danska naturgasen. Beräkningarna gjordes därför om för applikationer som är inställda på G20. Denna referensgas består till 100 % av metan och har ett wobbeindex mellan Naturgas Ref och Biogas I. I tabell 8 nedan jämförs de båda referensgaserna med G20.

Tabell 8. Rapportens referensgaser jämförda mot G20 enligt Weavers utbytbarhetsteori

		Acceptans	Naturgas R		Biogas I	
$J_H$	effekttal	0,95 ... 1.05	1,02	<i>ok</i>	0,96	<i>ok</i>
$J_A$	primärluft	0,95 ... 1.05	1,03	<i>ok</i>	0,97	<i>ok</i>
$J_L$	flamlyft	> 0,64	0,79	<i>ok</i>	0,42	<i>ej ok</i>
$J_F$	nedslag	< 0,08	-0,26	<i>ok</i>	-0,52	<i>ok</i>
$J_I$	ofull.förb.	< 0,05	0,02	<i>ok</i>	-0,05	<i>ok</i>
$J_Y$	sotbildning	< 0,14	0,15	<i>ej ok</i>	-0,03	<i>ok</i>

Jämfört med G20 uppfyller de båda referensgaserna nästan alla Weavers nyckeltal. Med avseende på två aspekter underkänns dock referensgaserna: Naturgas Ref skulle enligt teorin få problem med sotbildning och Biogas I med flamlyft. Weavers teorier är dock inte heltäckande och det är osäkert om de gäller för alla gasapplikationer (NGC, 2005, s. 12). Till exempel så skulle alltså utslaget från beräkningarna i tabell 8 innebära att en

gasapplikation som är inställd på G20 skulle få problem med sotbildning då Naturgas Ref används. Många gasapplikationer är idag inställda på G20, utan att sotbildning varit ett problem. Fortsatta studier av de tekniska begränsningarna presenteras därför i resten av denna rapport. Biogas II är inte redovisad i tabell 8, men underkändes med avseende på effekttal, primärluft och flamlyft.

## 2.5 Föroreningar

Biogas och naturgas innehåller förutom kolväten och luft ofta mindre mängder av andra föroreningar. Enligt Energigas Sveriges normer får inte föroreningar som kan skada utrustning eller människor finnas i gasnätet. Biogas som uppfyller kriterierna för fordonstandarden antas ha tillräckligt hög renlighet (Energigas Sverige, 2011, s. 24). I detta avsnitt beskrivs några vanligt förekommande föroreningar som tyngre kolväten, svavelföreningar, koldioxid och andra inerta gaser.

Kolväten med flera kolatomer förekommer i naturgas och höjer värmevärde och wobbeindex på blandningen. Den danska gasen har en viss andel etan, propan och butan och detta är en av anledningarna till att den skiljer i gaskvalitet från biogasen, som nästan enbart består av metan. Tyngre kolväten med kolkedjor längre än fyra förekommer i väldigt små mängder i naturgas. (Nelsson, 2009, s. 5)

Svavel tillsätts i låga halter i både naturgas och biogas för att ge odör, så att eventuella läckage lätt kan identifieras. Utöver tillsatsen förekommer vanligtvis låga halter av svavelväte naturligt (Nelsson, 2009, s. 6). Enligt Swedegas specifikationer får det maximalt förekomma 5 mg(S)/Nm<sup>3</sup> svavelväte, 6 mg(S)/Nm<sup>3</sup> svavelodör och 10 mg(S)/Nm<sup>3</sup> övriga svavelföreningar i transmissionsnätet (Swedegas AB, 2011b). Detta överrensstämmer relativt väl med specifikationerna för fordonsgas, som säger att svavelhalter upp till maximalt 23 mg(S)/Nm<sup>3</sup> accepteras (SGC, 2001, s. 2). Enligt Arrhenius & Johansson är det inte någon uppgraderingsteknik för biogas som ligger i närheten av att överskrida dessa gränser för svavel (Arrhenius & Johansson, 2012).

Inerta gaser som kvävegas, syrgas och koldioxid förekommer alltid i små mängder. Koldioxid har större inverkan på värmevärdet än luft och begränsas i transmissionsnätet till maximalt 2,5 mol-% (Swedegas AB, 2011b).

Det finns ytterligare specifikationer på daggpunkt, partiklar, mm, men i denna rapport förutsätts att den biogas som matas in uppfyller de lagliga och tekniska krav som finns för föroreningar.

## 2.6 Miljöaspekter

Användandet av naturgas framställs ofta som ett sätt att minska miljöpåverkan, då det släpper ut en mindre mängd hälsoskadliga partiklar, 25 % mindre koldioxid än olja och ca 40 % mindre koldioxid än kol (Swedegas AB, 2011a), men i slutändan är naturgas trots allt en ändlig, fossil energikälla. Det är därför mycket intressant att ersätta

naturgasanvändningen med biogas, då man får energi från en förnybar källa samtidigt som man utnyttjar restprodukter från annan industri.

De minskade utsläpp av växthusgaser som användandet av biogas innebär då den ersätter fossila alternativ är väl utredda och vetenskapligt belagda. Eftersom denna rapport inte ämnar utreda biogasanvändning i sig, utan istället möjligheten att slopa propantillsats i producerad biogas, är det miljöaspekterna av detta som blir relevant för denna rapport.

I normala driftsituationer skulle slopandet av propantillsats inte innebära någon större reduktion av växthusgasutsläpp, eftersom propanandelen då skulle ersättas med naturgas. I låglastsituationer, när efterfrågan i distributionsnätet på gas närmar sig eller till och med understiger produktionen av biogas, kan dock slopandet av propan innebära en minskning av växthusgaser. Det är även så att ett biogas/naturgassystem aldrig kan bli helt fossilfritt så länge biogasen måste spetsas med propan, vilket omöjliggör en total övergång till ett biogassamhälle.

Trots att de direkta effekterna vad gäller minskningar i växthusgasutsläpp troligen är små och dessutom svåra att kvantifiera, har ett slopande av propantillsats en stor potential att bidra till indirekta minskningar av växthusgaser. Ett slopande av propanet har potentialen att bidra till betydande kostnadsminskningar för centraliserad biogas, och är en förutsättning för att Sveriges gasnät ska kunna bli helt fossilfria.



## 3 Förbränning av gas

### 3.1 Flammor

#### 3.1.1 Olika typer av flammor

Flammor kan delas upp i två huvudkategorier: förblandade flammor och icke förblandade flammor, de senare även kallade diffusionsflammor. En förblandad flamma innebär helt enkelt att bränslet blandas med oxideringsmedlet<sup>4</sup> före själva reaktionszonen<sup>5</sup>. Detta är fallet för t.ex. en bunsenbrännare och är även vanligt i andra industriella processer. En diffusionsflamma använder den omgivande luften i förbränningen genom att luften diffunderar in i reaktionszonen. Lågan på ett stearinljus är det som vanligtvis förknippas med en diffusionsflamma.

En flamma kan antingen vara laminär eller turbulent. I en laminär flamma rör sig bränslet i samma riktning medan flödet i en turbulent flamma förändras snabbt och slumpmässigt (Law, 2006, s. 474). För en laminär diffusionsflamma är flamlängden proportionell mot gasbränsleflödet, men då flödet blir för stort övergår flaman till att vara turbulent och flamlängden förblir konstant. (Näslund, 2003, ss. 181-182)

#### 3.1.2 Flamhastighet

Den laminära flamhastigheten är den hastighet med vilket reaktionszonen rör sig mot den oförbrända gasen. Flamhastigheten beskriver därmed den hastighet med vilken förbränningen utbreder sig. För ett turbulent flöde sker förbränning snabbare och mer okontrollerat.

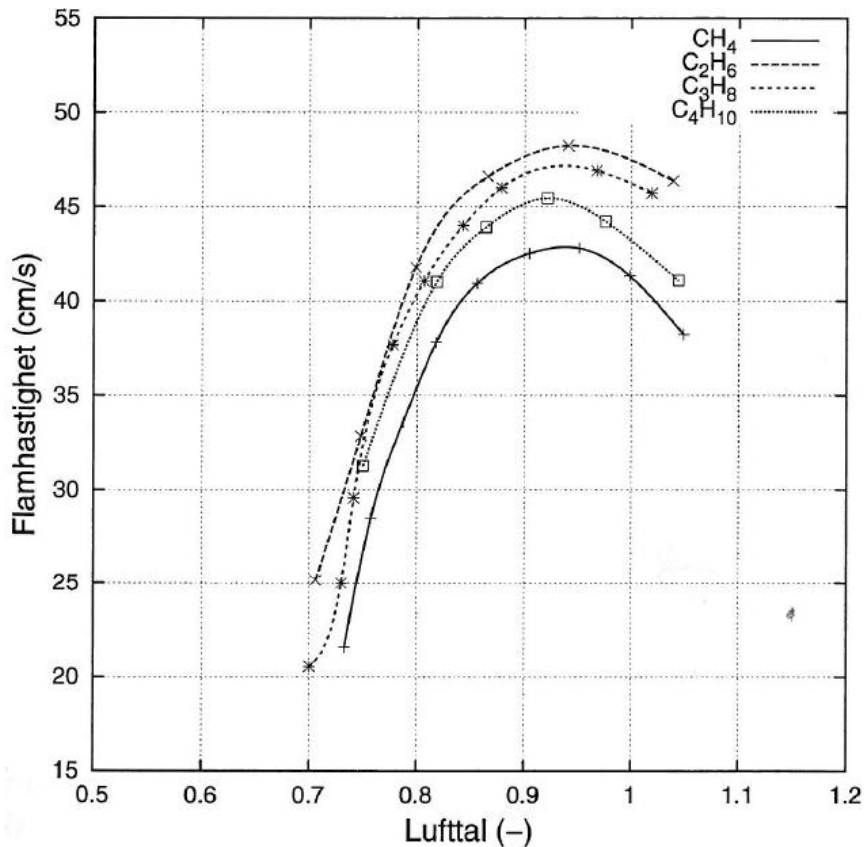
Den laminära flamhastigheten är den parameter som är intressant vid stabilisering av flammor. Flamhastigheten för en gasblandning vid en viss temperatur och tryck varierar beroende på lufttalet<sup>6</sup> och vilken brännbar gas som används. I figur 3 nedan kan flamhastigheten för ett antal gaser ses, vid olika lufttal. (Näslund, 2003, s. 83)

---

<sup>4</sup> Vanligtvis luft men ibland används ren syrgas.

<sup>5</sup> Reaktionszonen är det område där bränslet reagerar och bildar restprodukter, alltså det område där själva förbränningen sker.

<sup>6</sup> Lufttalet är en faktor som anger hur stor andel av det teoretiska luftbehovet en gas har för att kunna förbrännas helt. Ett lufttal på 1 innebär att 100% av det teoretiska luftbehovet tillgodoses. Vid förbränning krävs oftast mer luft än den teoretiska mängden, och därför kan lufttalet vara högre än 1. Ett lufttal på 1,2 medför ett luftöverskott på 20 %.



Figur 3. Laminära flamhastigheter för olika kolväten, som en funktion av lufttalet vid normalt tryck och temperatur. (Näslund, 2003)

Eftersom naturgas innehåller en viss andel längre kolväten så kommer alltså flamhastigheten vara något högre för naturgas än biogas. (Bengtsson, 2012).

## 3.2 Konsekvenser av varierande gaskvalitet

Om kvaliteten på den gas som når användaren avviker från den normala kvaliteten – den kvaliteten som gasapplikationerna är inställda för – så kan det betyda ett antal oönskade effekter uppstår. Några av dessa effekter redovisas nedan.

### 3.2.1 Flamlyft

Flamlyft är ett fenomen som innebär att lågan lyfter från flamhållaren och slocknar eftersom gasens utströmningshastighet är högre än den nya flamhastigheten för gasen (Nelsson, 2009, s. 13).

### 3.2.2 Nedslag

Motsatsen till flamlyft är nedslag, som innebär att utströmningshastigheten är långsammare än den nya flamhastigheten. Även i detta fall slocknar lågan, nu då den når brännarmunstycket. (Nelsson, 2009, s. 13)

### 3.2.3 Flammans utbredning och temperatur

Flammans utbredning för en specifik gas påverkas av tre faktorer; gasflödet, luftflödet och flamhastigheten (Kristensson, Pettersson, & Johansson, 2007, s. 15). Detta innebär att lågans längd kan variera, vilket kan vara känsligt i vissa processer.

Då flamhastigheten för naturgas och biogas bara skiljer sig marginellt, är det rimligt att anta att det inte kommer ske någon större variation i flammans utbredning. För processer som är känsliga för skillnader i utbredning bör dock empirisk testning utföras. (Bengtsson, 2012)

Även förbränningens temperatur kan förändras om den nya gasen har ett lägre/högre wobbleindex. Förändrat wobbleindex kan också medföra överbelastad utrustning eller ökade emissioner av till exempel kväveoxider. (Nelsson, 2009, s. 13)

### 3.2.4 Ofullständig förbränning

Ofullständig förbränning innebär att förbränningen inte sker enligt stökiometriska förhållanden<sup>7</sup>, utan att det saknas syre för att kunna förbränna allt bränsle. Vid syrefattig förbränning bildas ofta den giftiga gasen kolmonoxid. Det är därför vanligt att förbränning sker med ett luftöverskott, då man vill undvika kolmonoxid och oförbrända kolväten i avgaserna.

## 3.3 Gasapplikationer

### 3.3.1 Brännare

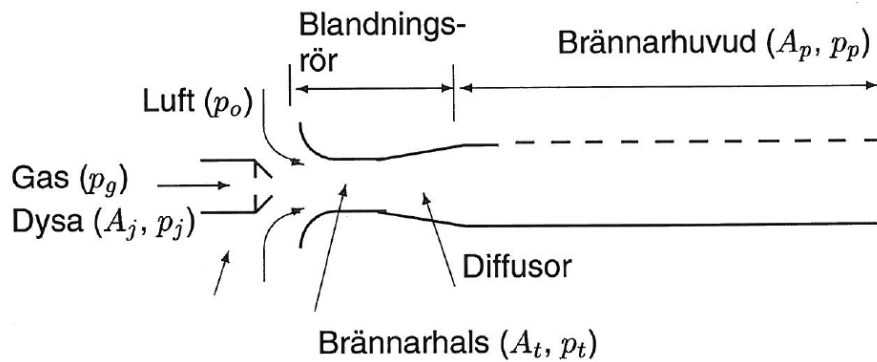
Mycket av den energigas som används idag förbränns med brännare i pannor, både värme pannor för uppvärmning och pannor för industriprocesser. Gasbrännare tillverkas antingen för laminära eller turbulenta flammor och i brännare med låga effekter är laminära flammor vanligast. Det finns en uppsjö med brännare för uppvärmning och industriella processer och i det här avsnittet presenteras kort fem typer av brännare – atmosfärsbrännare, fläktbrännare, förblandningsbrännare, diffusionsbrännare och dysblandningsbrännare. (Näslund, 2003, s. 183)

#### 3.3.1.1 Atmosfärsbrännare

I en atmosfärsbrännare så trycks en viss mängd primärluft med gasen på väg mot brännarhuvudet, där gasen förbränns med omgivande luft efter att de passerat ett munstycke med små hål. I figur 4 visas en schematisk bild över en atmosfärsbrännarens uppbyggnad. Det totala luftöverskottet i en atmosfärsbrännare är vanligtvis 35-45 %. (Näslund, 2003, ss. 184-195)

---

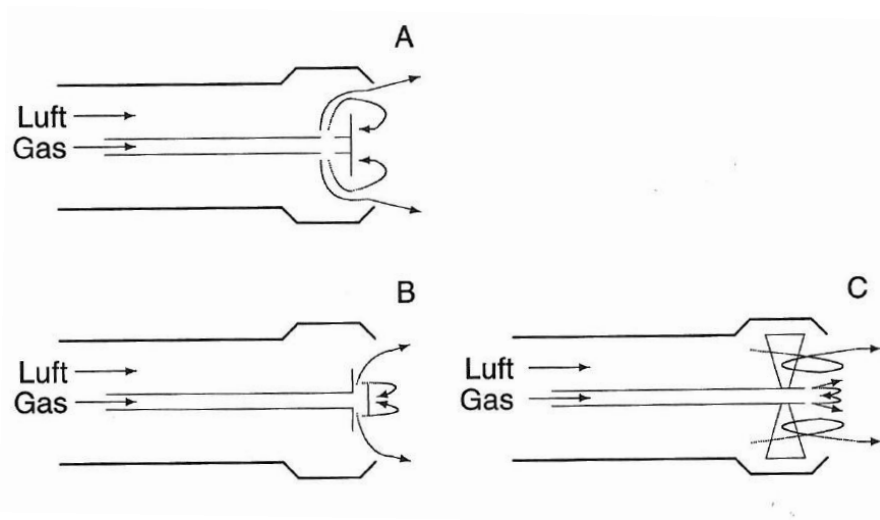
<sup>7</sup> Ett stökiometriskt förhållande innebär att mängden syre och bränsle är precis rätt avvägt så att koldioxid och vatten bildas som enda restprodukter.



Figur 4. En atmosfärbrännarens uppbyggnad. (Näslund, 2003)

### 3.3.1.2 Fläktbrännare

I en fläktbrännare tillförs all luft med en mekanisk fläkt. I figur 5 nedan visas hur luften och gasen leds parallellt in i brännarhuvudet där de kan blandas antingen före eller efter flamhållaren<sup>8</sup>. Det totala luftöverskottet i en fläktbrännare är lägre än i en atmosfärbrännare, ca 10-25 %, och fläktbrännare används ofta vid större effektbehov eftersom fläkten bidrar till en högre effekttäthet. (Näslund, 2003, ss. 197-200)

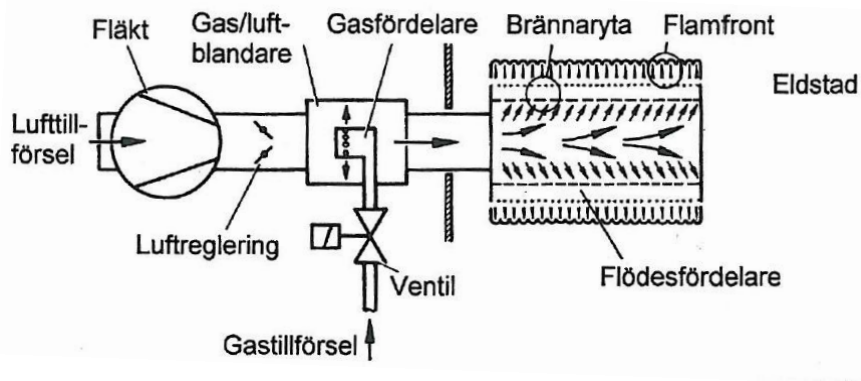


Figur 5. Tre olika utformningar av brännarhuvud för en fläktbrännare (Näslund, 2003)

### 3.3.1.3 Förblandningsbrännare

I en förblandningsbrännare, även kallad premixbrännare, tillsätts all luft före reaktionszonen och blandningsförhållandet mellan gas och luft är väldigt viktigt för förbränningens egenskaper. För att förbränningen ska hålla en jämn temperatur krävs en bra blandning och en jämn fördelning av gasen i brännarhuvudet. Det som framförallt begränsar en förblandningsbrännare är risken för nedslag och flamlyft. I figur 6 nedan visas uppbyggnaden av en typisk förblandningsbrännare. (Näslund, 2003, ss. 205-206)

<sup>8</sup> Flamhållaren är den plats där flamman stabiliseras.



Figur 6. Uppbyggnaden av en förblandningsbrännare (Näslund, 2003)

#### 3.3.1.4 Diffusionsbrännare

Diffusionsbrännaren är den enklaste industribrännaren. Gasen sprutas under högt tryck in i en stor ugn med stillastående luft. Lufttillförseln sker genom diffusion och det är hastigheten på gasen som bestämmer hur snabbt diffusionen sker. Lågan är ofta lång men har relativt låg temperatur. (Näslund, 2003, s. 205)

#### 3.3.1.5 Dysblandningsbrännare

Den vanligaste industribrännaren är dysblandningsbrännaren. I denna brännare blandas gasen med luften precis innan munstycket, även kallad dysan. Genom att förändra munstyckets utformning kan flammor av alla sorter erhållas och den sena inblandningen av gas ger stora reglermöjligheter vilket gör dysblandningsbrännaren oerhört flexibel. Risken för nedslag och flamlyft är liten. Den sena inblandningen gör att luften med fördel kan förvärmas, men kräver en snabb omblandning vilket uppnås genom stora flödesskillnader mellan luft- och gasflödet. (Näslund, 2003, s. 207)

### 3.3.2 Gasmotorer

Gasmotorer används idag främst i fordon och karakteriseras av att gas förbränns i en kolvmotor. Det finns ett litet antal gasmotorer som används till annat är fordonsdrift anslutna till det svenska gasnätet i Lund. Bland annat kan dessa motorer användas för drift av kompressorer, pumpar eller elgeneratorer (Ohlsson, 2012). I det här avsnittet beskrivs de tre vanligaste gasmotorerna.

#### 3.3.2.1 Ottomotorer

Ottomotorn är den motor som i dagligt tal omnämns som bensinmotorn, och den använder ett tändstift för att i varje cykel antända bränslet. Idag finns även personbilar med ottomotorer som är anpassade för både bensin- och gasförbränning. Det ger ingen tydlig skillnad i motorns förbränningsförlopp när metan används istället för bensin, men motorn får en lägre effekt på grund av den minskade energidensiteten. (Näslund, 2003, s. 339) En annan skillnad är att motorns benägenhet att knacka kan förändras. Denna dynamik beskrivs mer ingående i avsnitt 5.6 Fordon.

### 3.3.2.2 *Metan-dieselmotorer*

Metan/dieselteknik, även kallad dual fuel-teknik, är en ny motorteknik som Volvo trucks utvecklat för mellanstora och stora lastbilar. En dual fuel-motor bygger på en dieselmotor som har kvar sitt vanliga insprutningssystem, men motorn matas med både diesel och gas, samtidigt. Dieseln används som ett "tändstift" för att antända gasen och andelen gas som används av motorn varierar mellan 50-75 % beroende på hur motorn används. Denna motortyp finns idag i två storlekar, 7 och 13 liter, där den stora versionen går på flytande gas, LNG, och den lilla på vanlig komprimerad gas, CNG. (Pilskog, 2012)

### 3.3.2.3 *Dedikerad motor*

En dedikerad motor är en renodlad gasmotor som endast går på gas. Traditionellt har dedikerade ottomotorer med tändstift varit den motorteknik som använts i gaslastbilar (Volvo trucks, 2011).

### 3.3.3 *Gasturbiner*

Gasturbiner komprimerar luft som används vid förbränning av en högkomprimerad energigas. Vid förbränningen expanderar gasen och frigör stora mängder energi som driver en roterande axel vilken i sin tur genererar elektricitet. Den återstående energin i de heta rökgaserna utnyttjas ofta genom värmeväxling mot ett fjärrvärmenät.

Förbränningstemperaturen tillåts ligga nära maxtemperaturen för vad materialen i turbinen klarar av och gasturbiner har ett jämt varvtal med hög effekttäthet. Gasturbiner kan justeras in på ett brett spektrum av energigas, men klarar inte av mer än små variationer utan att en omjustering behövs. (Nelsson, 2009, s. 25)

## 4 Gas i nät

### 4.1 Det svenska naturgasnätet

Det svenska naturgasnätet sträcker sig från Trelleborg i söder till Stenungsund norr om Göteborg, med endast några få förgreningar, se figur 7. Den levererade naturgasen, som har sin ursprung i den danska Nordsjön, har ett relativt högt energiinnehåll med små variationer i värmevärde och wobbeindex. Totalt förbrukades 17 TWh<sup>9</sup> naturgas under år 2010 (Energimyndigheten, 2011, s. 75), men gasnätet är dimensionerat för att tillhandahålla upp till 35 TWh per år. (Kristensson, Pettersson, & Johansson, 2007, s. 4) Trots det är det ibland kapacitetsbrist på gasnätet under vintern när alla behöver naturgas samtidigt.



Figur 7. Det svenska gasnätet sträcker sig från Trelleborg i söder till Stenungsund i norr. (Swedegas, 2012)

#### 4.1.1 Inmatning av biogas i Sverige

Sedan början av 2000-talet har lokalproducerad biogas matats in på naturgasnätet. Idag finns åtta anläggningar som alla spetsar den uppgraderade biogasen med propan. För att komma upp i samma energiinnehåll som naturgas krävs en tillsats på ca 8 volym-% propan. (Nelsson, 2012) Fler anläggningar är under planering och möjligheten att mata in biogas på naturgasnätet utan propantillsats skulle kunna underlätta för investerarna om det visar sig att det både är möjligt och billigare.

Regeringen gav 2010 Energimarknadsinspektionen i uppdrag att analysera behovet av författningsändringar i naturgaslagen (SFS 2005:403) för att skapa förutsättningar till en successiv övergång till biogas i naturgasnätet och att lämna förslag på utformningen av dessa. I denna rapport föreslås att det krav på propanspetsning som för närvarande åligger biogasproducenten bör falla inom nätägarens ansvar, och att denna själv bör få välja om propanspetsning ska göras, eller om andra lösningar istället ska genomföras (Energimarknadsinspektionen, 2010):

*"I dagsläget har biogasproducenterna krav på sig att se till att biogasen är energimässigt likställd med den energirika danska naturgasen. Detta krav innebär i praktiken att biogasen måste spetsas med propan innan den kan föras in i distributionsnätet. Krav om spetsning är inget som är unikt för biogas; skulle Sverige*

<sup>9</sup> 17 TWh var rekordhögt på grund av den långa kalla vintern och sammanställningen av användningen för 2011 förväntas inte bli lika hög.

*importera mindre energirik naturgas från exempelvis Norge eller Ryssland skulle också denna gas behöva propanspetsas för att nå samma energivärde som den danska naturgasen. Kravet om propanspetsning är således en följd av höga krav avseende energiinnehåll. Dessa krav är i sin tur en direkt följd av att det hittills endast varit dansk naturgas som distribuerats i det svenska gasnätet. Energimarknadsinspektionen anser således att det är rimligt att nätverksamheten åläggs ansvar för propanspetsning i samband med inmatning i distributionsnät. Nätägaren har då även möjlighet att avstå från propanspetsning av biogas och istället sänka värmeverdets på den danska naturgasen – ett fördelaktigt alternativ om naturgasimport från andra länder skulle komma att bli aktuellt.”*

Huruvida det blir en ändring av naturgaslagen är inte klart i skrivande stund. Det är också oklart vilka möjligheter till okonventionella lösningar för biogasinmatning som nuvarande lagstiftning innebär. Det ligger dessutom utanför denna rapportens omfattning att utreda de legala aspekterna angående att mata in biogas utan propan tillsats. Den möjlighet som inmatning av biogas utan propan tillsats på naturgasnätet innebär som Energimarknadsinspektionen har uppmärksammat är dock central för denna rapport. I Lund, såväl som på andra ställen längs med naturgasnätet, finns en lokal gasmarknad som kan dra nytta av fördelarna med att mata in biogas på det befintliga naturgasnätet utan propan tillsats.

#### 4.1.2 Legala krav gällande inmatad gas

Även om den danska gasen håller en jämn kvalitet är detta inte något krav från Swedegas AB som äger transmissionsnätet. Enligt deras kvalitetspecifikation får övre wobbeindex variera från 13,6-15,8 kWh/Nm<sup>3</sup> (Swedegas AB, 2011b). Detta medför att biogas med en metanhalt ner till 95 % teoretiskt sett får matas in på transmissionsnätet (Nelsson, 2012).

De gränser med avseende på wobbeindex som Swedegas har i sin kravspecifikation för gas som matas in på transmissionsnätet är samma gränser som EASEE, European Association for the Streamlining of Energy Exchange, satt upp i en standard för gas som ska kunna handlas med inom Europa (Kimpton & Brown, 2010, s. 2), och dessa gränser motsvarar en variation på – 8,7 % och + 6 % relativt G20. EASEE-standarderna är dock främst utformade utifrån ett ekonomiskt perspektiv för att gaser inom Europa enkelt ska kunna handlas med, och någon större ingenjörsmässig baktanke finns inte med dessa gränser (Näslund, 2012).

Vad det gäller gaskrav för energigas som distribueras på distributionsnät med ett högsta driftryck på 4 bar<sup>10</sup> så har Energigas Sverige utformat normer som ska uppfylla lagar, förordningar och föreskrifter i Sverige. I sin publikation ”Energigasnormer 2011” skriver de (Energigas Sverige, 2011, s. baksidan):

*”Energigas Sveriges energigasnormer behandlar energigaserna naturgas, gasol i gasfas och biogas med ett högsta driftryck av 4 bar med avgränsningar enligt detta*

<sup>10</sup> Bar refererar i denna rapport alltid till övertryck om inte annat specificeras.



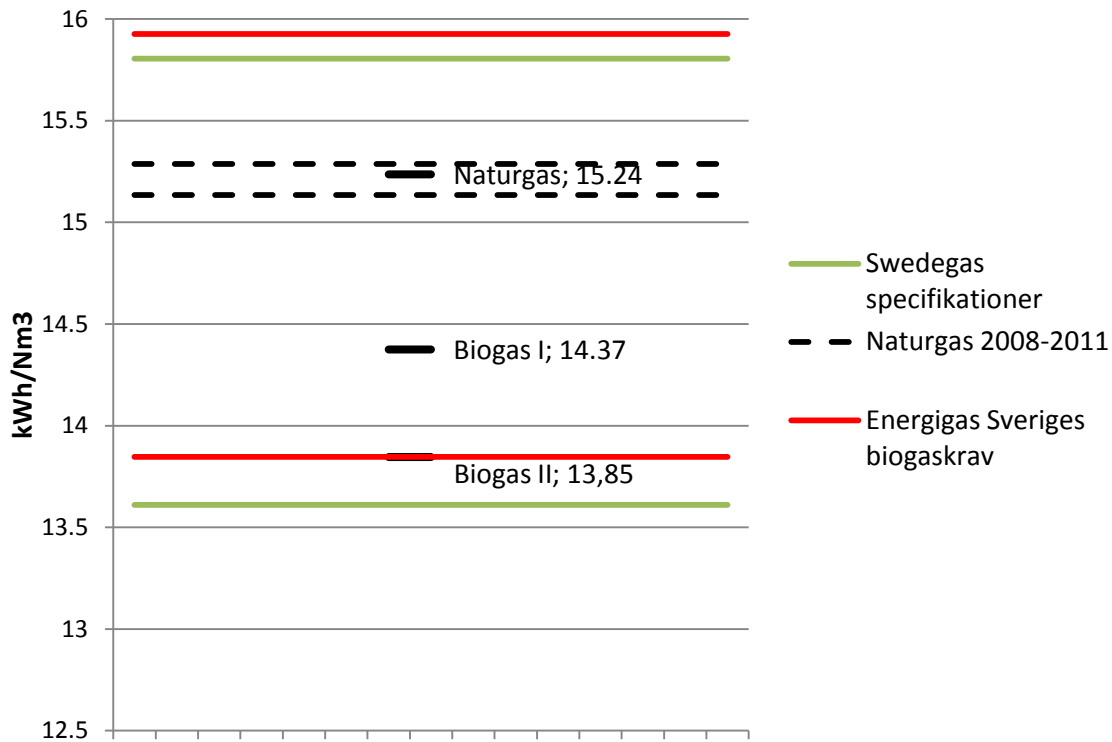
*kapitel. Distributionssystem som anläggs, kontrolleras, och drivs enligt normerna uppfyller lagar, förordningar och föreskrifter.”*

Vidare skriver de under ”5.3 Distributionssystem för biogas” följande (Energigas Sverige, 2011, s. 24):

*”/.../ i detta sammanhang räknas biogas som naturgas om biogasen uppfyller Deutsche Vereinigung des Gas und Wasserfaches e. V. (DVGW) Technische Regeln, Arbeitsblatt G 260, utgåva januari 2000 med specifikationer i tabell 3. För biogas tillkommer att gasen inte får innehålla föroreningar som kan inverka skadligt på ledningssystem för naturgas eller personers hälsa. Sådan biogas framställs genom att rågasen renas och torkas. Biogas som uppfyller kraven i SS 1554 38 ”Motorbränslen till snabbgående ottomotorer”, anses ha godtagbar renhet.”*

Detta tolkas som att om gaskraven för biogas som matas in på naturgasnätet uppfyller specifikationerna i G 260 och SS 1554 38, så sker inmatandet i enlighet med svenska lagar, förordningar och föreskrifter. Som kan ses i figur 8 är gaskraven som specificeras i G 260, i den nedre änden av intervallet, hårdare än Swedegas krav (Wackertapp & Klaas, 2004, s. 14). Detta intervall stämmer väl överens med de nya tekniska gränser som Danmark infört som en följd av att de nu importerar gas av lägre kvalitet än den inhemska Nordsjögasen, vilket kommer att beskrivas närmare i avsnitt 4.2 Tekniska krav och råd gällande inmatad gas.

## Legala krav, Wobbeindex



Figur 8. Wobbeindex för rapportens referensgaser för naturgas och biogas i relation till Swedegas kravspecifikation för gas på transmissionsnätet, och för Energigas Sveriges krav på biogas i distributionsnät.

De legala kraven i figur 8 finns i tabellform i bilaga A. Både Biogas I och Biogas II klarar alltså såväl Swedegas som Energigas Sveriges krav, vad gäller wobbeindex på inmatad biogas.

## 4.2 Tekniska krav och råd gällande inmatad gas

När det gäller tekniska krav för inmatad gas är det inte längre endast ett intervall i absoluta tal som anses begränsande, utan även relativa förändringar i gaskvalitet. Konceptet med injustering blir centralt för vilka variationer som bli acceptabla. En gasapplikation är alltid injusterad på en viss gaskvalitet baserat på en viss referensgas. Standard är att alla gaspannor och gasmotorer är inställda på G20 när de kommer från fabriken (Ohlsson, 2012) (Östborn & Goldmann, 2009). I de marknadsområden som har Nordsjögäs är det dock inte ovanligt att gasapplikationerna omjusteras till denna gas. När tekniska gränser för relativa variationer anges, är det den gas applikationen är injusterad på (eng. "adjust gas") som anger referenspunkten (NGC, 2005, ss. 10-11).

## 4.2.1 Tekniska råd gällande varierande gaskvalitet i Storbritannien

2005 fick Natural Gas Council i Storbritannien i uppdrag att definiera acceptabla gränser för gaskvaliteten av naturgas, med anseende på säkerhet, tillförlitlighet och miljöprestanda i Storbritannien. De applikationer som undersökts var: hushållsapplikationer, industriella värmepannor, ugnar och andra applikationer, kolmotorer (inklusive gasfordon), gasturbiner och applikationer som använder gasen för annat bruk än förbränning. (NGC, 2005, s. 10). De förbränningstekniska fenomen som undersöktes inkluderade: knackning, nedslag, flamlyft, förbränningsdynamik (såsom tryckfluktuationer och vibrationer), ofullständig förbränning, gula toppar samt att lågan av annan anledning sloknade.

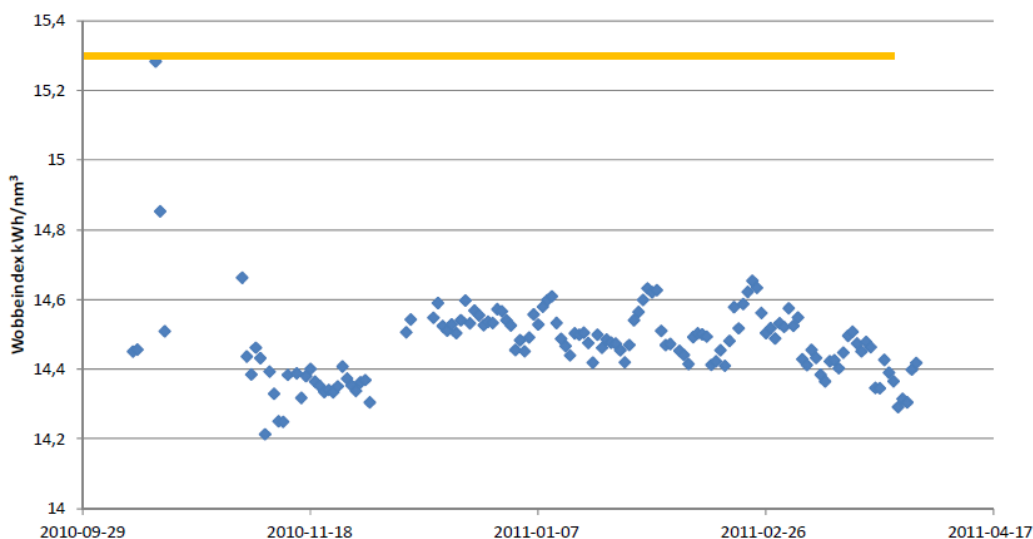
NGC:s arbetsgrupp jämförde sina resultat med Weaverindex och kom fram till att Weaverindex ofta inte återspeglade de förbränningstekniska fenomen som observerades. Arbetsgruppen kom fram till att användandet av Weaverindex ofta skulle ha lett till att alltför restriktiva gränser för variationer i gaskvalitet skulle ha dragits.

Arbetsgruppen arbetade istället fram ett acceptabelt driftintervall, baserat på wobbeindex. Det wobbeindexintervall som arbetsgruppen kom fram till var  $\pm 4\%$  relativt en referensnivå (NGC, 2005). Arbetsgruppen kom också fram till att wobbeindexgränserna var tvungna att kompletteras med en övre gräns i värmevärde, alternativt kvot av längre kolväten, för att kunna innefatta gränser för knackning och förbränningsdynamik. I Storbritannien används en gas med lägre värmevärde än i Sverige, varför dessa rekommendationer med avseende på wobbeindex och värmevärde kanske inte går att översätta direkt till svenska förhållanden. Dessa krav utgör dock de striktaste krav som författarna stött på under rapportens utvecklande, varför det känts angeläget att de finns med. Eftersom det i denna rapport endast valts att använda wobbeindex som parameter för att utvärdera acceptabla gaskvalitetsvariationer, utvecklas inte resonemanget kring den övre gräns i värmevärde som arbetsgruppen kommit fram till.

## 4.2.2 Import av gas i Danmark

### 4.2.2.1 *Situationen idag*

I Danmark har det sedan november 2010 blivit vanligt att importera gas från Tyskland. Många gånger har importen legat på maximal kapacitet, med följderna att kunder på Sydjylland fått 100 % importgas. (Nelsson, 2011, s. 20) Importgasen har ett lägre värmevärde och wobbeindex än dansk nordsjögas. Den gas som importerats från Tyskland under tiden november 2011- april 2012 har typiskt legat i intervallet 14,2-14,6 kWh/Nm<sup>3</sup>, d.v.s. i samma intervall som Biogas I. Wobbeindex för importerad gas under detta tidsintervall kan ses i figur 9 nedan (Nelsson, 2011, s. 11).



Figur 9. Wobbeindex vid inmatningspunkten i Ellund. Under tiden 2010-11-18- 2011-04-11 skedde ingen export av gas vis Ellund, utan endast import. (Nelsson, 2011)

Eftersom kunder i Danmark upplevt fluktuationer i wobbeindex som korrelerar med de variationer som skulle uppstå i Lunds Energis gasnät då Biogas I ( $14,4 \text{ kWh/Nm}^3$ ) matas in, blir de erfarenheter som de haft i Danmark av stort intresse för denna rapport. Dessa erfarenheter redovisas i kapitel 5 Känslighet hos typkunder.

Energinet.dk är det företag som äger och förvaltar elnät och gasnät i Danmark, och Danska Sikkerhedsstyrelsen är den myndighet som bland annat ansvarar för teknisk säkerhet inom gasområdet i Danmark. Tillsammans har de, med anledning av dessa nya fluktuationer i gaskvalitet, startat en utredning för att utöka det tillåtna intervallet för wobbeindexvariationer i det danska Gasreglementet<sup>11</sup>. Tidigare har Gasreglementet föreskrivit gränserna  $14,1\text{-}15,5 \text{ kWh/Nm}^3$ , men i den nya utredningen så föreslås intervallet  $13,9\text{-}15,5 \text{ kWh/Nm}^3$ , och de nya gränserna förväntade Energinet.dk skulle träda i kraft i slutet av 2011, med i skrivande stund har detta inte kunnat bekräftats. (Energinet.dk, 2011)

#### 4.2.2.2 Situationen i framtiden

Den importerade gasen till Danmark består av en blandning av norsk gas, holländsk H-gas, och inhemsk tysk gas, men redan under 2012 planeras den andra av de två Nordstream-ledningarna tas i bruk, vilket innebär en ökande andel rysk gas. 2013 och framåt förväntas wobbeindex variera mellan  $13,9\text{-}15,4 \text{ kWh/Nm}^3$  för importerad gas till Danmark. Medelwobbeindex för rysk gas är idag  $14,6 \text{ kWh/Nm}^3$ , och en ökande andel rysk gas i den importerade gasen skulle innebära en konvergering mot detta värde. (Nelsson, 2011, s. 7) Hur stort område som skulle påverkas vid import av gas med avvikande gaskvalitet till Danmark, och till Sverige, blir beroende av importkapaciteten i Ellund, som i sin tur beror på transportkapaciteten på den danska respektive den tyska

<sup>11</sup> Gasreglementet är en samling Danska föreskrifter rörande gaskvalitet och gasanvändning.

sidan. I figur 10 nedan visas det danska gasnätet med dess södra inmatningspunkt, Ellund. På den danska sidan byggs kapaciteten ut från dagens 200000 Nm<sup>3</sup>/h till 700000 Nm<sup>3</sup>/h till 2013, men tyska Gasunie har skjutit upp en planerad utbyggnad på den tyska sidan, vilket kommer att begränsa importkapaciteten i Ellund till 310000 Nm<sup>3</sup>/h även efter 2013. (Nelsson, 2011, s. 2)

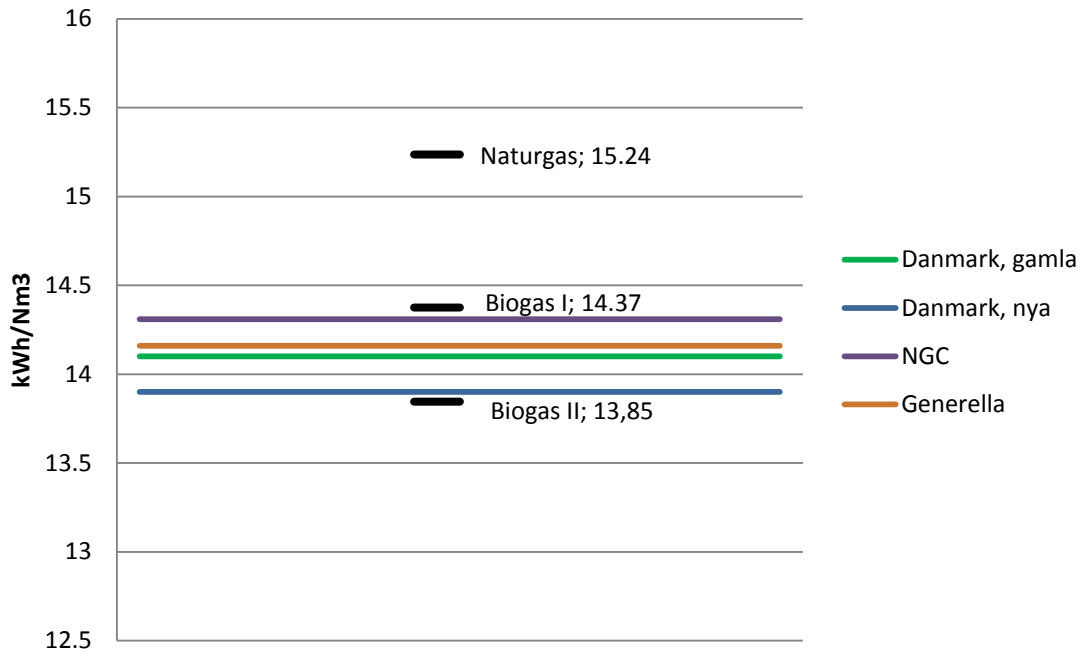


Figur 10. Gasnätet i Danmark. Den södra inmatningspunkten (blå punkt) är Ellund (Energinet.dk, 2012).

#### 4.2.3 Sammanfattning av tekniska krav och råd

I figur 8 i avsnitt 4.1.2 har referensgasen för Energigas Sveriges krav antagits vara Naturgas Ref, eftersom Energigas Sverige inte specificerat detta och att Naturgas Ref som referensgas innebär ett snävare tillåtet wobbeintervall, nedåt räknat. I figur 11 nedan har alla undersökta tekniska krav för vad som anses vara acceptabelt, relativt en gasapplikation som är inställd på G20, sammanställts. Då variationer i wobbeindex uppåt, relativt referensnivån G20, inte uppgår till mer än 3 %, har dessa gränser utelämnats.

## Tekniska krav, Wobbeindex



Figur 11. Tekniska krav och råd för tillåtna variationer i wobbeindex relativt en gasapplikation som är inställd på G20.

De generella kraven innebär att en variation på  $\pm 5\%$  är acceptabelt (Nelsson, 2009, s. 7). I Danmark har tekniska krav på hur stora variationer som tillåts i nätet arbetats fram i omgångar. I dagsläget har gränserna 14,1-15,5 kWh/Nm<sup>3</sup> föreskrivits, vilket troligtvis bygger på att gasapplikationer är inställda på Naturgas Ref. I en ny utredning så föreslås intervallet 13,9-15,5 kWh/Nm<sup>3</sup>, förutsatt att gasapplikationerna injusteras på G20 (Energinet.dk, 2011). I en omfattande utredning som Natural Gas Grid (NGC) gjorde 2005 så kom de fram till att wobbeindex kan få variera  $\pm 4\%$  relativt injusterad nivå.

Det kan konstateras att samtliga krav och råd innebär att inmatning av Biogas I är acceptabelt, men att Biogas II inte är det. Samtliga källor pekar därmed på att någonstans mellan Biogas I och Biogas II går det en kvalitetsmässig gräns för vad som är tekniskt möjligt att mata in i gasnätet. De tekniska kraven för inmatad gas finns beskrivna i tabellform i bilaga A.

En injustering på G20 istället för Naturgas Ref innebär en signifikant skillnad i acceptabla wobbeindexvariationer. Som jämförelse har de avvikelser i wobbeindex som rapportens referensgaser har ifrån Naturgas Ref och G20 redovisats i tabell 9 nedan.

Tabell 9. Avvikelser i Wobbeindex för rapportens referensgaser

	Inställd på Naturgas Ref	Inställd på G20	
Avvikelse nedåt till <i>Biogas I</i>	0,9	0,5	kWh
	-5,7	-3,5	%
Avvikelse nedåt till <i>Biogas II</i>	1,4	1,1	kWh
	-9,1	-7,1	%
Avvikelse uppåt till <i>Naturgas Ref</i>	0	0,3	kWh
	0	2,3	%

De kunder som får 100 % Biogas I riskerar med andra ord att få problem om deras gasapplikationer är injusterade på Naturgas Ref, men troligen inte om de är injusterade på G20. Vidare så riskerar kunder som mottar Biogas II att få problem oavsett om deras gasapplikation är inställd på Naturgas Ref eller G20. Känslighet och åtgärdsförslag för olika kundtyper kommer att utredas noggrannare i kapitel 5 Känslighet hos typkunder.

## 5 Känslighet hos typkunder

### 5.1 Möjliga konsekvenser av varierande gaskvalitet

Om gaskvaliteten varierar utanför applikationens acceptabla gränser kan följande effekter på applikationen komma i fråga (NGC, 2005, ss. 5-6):

- Alla gasapplikationer riskerar att få problem med flaminstabilitet.
- I hushållsapparater kan sotbildning, för höga halter av kolmonoxid och andra föroreningar, samt gula toppar uppstå. Det kan även förkorta livstiden på värmeväxlare och ge oväntade avbrott.
- I kolmotorer kan man få problem med knackning, försämring i prestanda och förkortad livslängd på vissa delar.
- I förbränningsturbiner kan man få problem med ökade utsläpp, reducerad tillförlitlighet/tillgänglighet och förkortad livslängd på vissa delar.
- I industriella värmepannor kan man få problem med försämrade prestanda, skador på värmeöverföringsutrustning och överskridning av utsläppsgränser.

### 5.2 Generella gränser för samtliga applikationer

I avsnitt 4.3 Tekniska krav och råd gällande inmatad gas konstaterades det att Biogas I alltid är acceptabelt, men att Biogas II aldrig är det, se figur 11 i föregående kapitel. Samtliga källor pekar därmed på att det någonstans mellan Biogas I och Biogas II går en kvalitetsmässig gräns för vad som vad som är tekniskt möjligt att mata in i Lunds Energis gasnät under rådande förhållanden.

För att komma närmare ett svar på hur känsliga olika typkunder i Lund är för varierande gaskvalitet, bör de olika kraven och råden som nämnt i avsnitt 4.3 diskuteras närmare. Generellt så bör alltså alla typkunder kunna motta Biogas I. Den acceptansen som Danmarks nuvarande föreskrifter föreskriver, tycks baserat på erfarenheter vara lite för vida för gasapplikationer inställda på Naturgas Ref. Detta då den nuvarande nedre gränsen enligt Danska föreskrifter är 14,1 kWh/Nm<sup>3</sup> och att vissa känsliga kunder fått problem redan från wobbeindex på 14,3 kWh/Nm<sup>3</sup>. Förslaget på nya föreskrifter i Danmark innebär en sänkning av den undre gränsen till 13,9 kWh/Nm<sup>3</sup>, men detta förutsätter att (Energinet.dk, 2011):

*"[...]det sker ändringar i gastekniska regler och att G20 används som injusteringspunkt [...]samt att [föreskrifterna][...]förutsätter ordinära och extraordinära justeringar av gasapplikationer, för att säkerställa att alla applikationer är justerade så att de fungerar säkert, effektivt och i enlighet med rekommendationer. "*

Om en injustering görs på G20 istället för Naturgas Ref, flyttas referenspunkten från 15,24 kWh/Nm<sup>3</sup> till 14,9 kWh/Nm<sup>3</sup>, en ändring på 0,34 kWh/Nm<sup>3</sup>, men förslaget till



nya föreskrifter sänker endast den undre wobbeindexgränsen med 0,2 kWh/Nm<sup>3</sup>. Detta innebär en åtstramning av de tekniska kraven, relativt den nya referensnivån, med 0,14 kWh/Nm<sup>3</sup>. De nya danska föreskrifterna kan därmed antas specificera en noggrant utvald under gräns, förutsatt att gasapplikationerna är injusterade på G20.

NGC:s har betydligt striktare regler, 4 % variation relativt G20 vilket motsvarar 14,31 kWh/Nm<sup>3</sup> som nedre gräns, endast 0,07 kWh/Nm<sup>3</sup> lägre än Biogas I. Om det är de danska föreskrifterna eller de brittiska råden som bäst motsvarar förutsättningarna i Lunds Energis gasnät är dock svårt att säga. Detaljerna i förslaget till de nya danska föreskrifterna har inte funnits tillgängliga för författarna i skrivande stund, och därför har det inte funnits vetskap om samtliga ”ordinära och extraordinära justeringarna av gasapplikationer” som förslaget till den nya undre gränsen förutsätter (Energinet.dk, 2011).

Enligt resultatet från beräkningarna av Weaverindex så framkom det att Naturgas Ref skulle kunna få problem med sotbildning och Biogas I med flamlyft. NGC har dock kommit fram till att Weaverindex inte alltid korrelerar med observerade förbränningstekniska effekter (NGC, 2005, s. 12).

För att komma närmare ett svar på vart den faktiska gränsen går för systemet i Lund, bör den sättas utifrån de råd och krav för det system som mest liknar systemet i Lund. För att ytterligare utreda nyanser i känslighet hos typkunder i Lund har känsligheten undersökts utifrån förutsättningarna för respektive typkund.

## 5.3 Identifiering av typkunder

Av alla kunder anslutna till Lunds distributionsnät står de 19 största kunderna för ungefär 62 % av förbrukningen, inte inräknat den transmissionsnätsanslutna gasturbinen. Dessa kunder är framförallt industrikunder men även några större värmecentraler som drivs på naturgas. Övriga kunder är till stor del hushåll med uppvärmningsbehov, med små till medelstora villapannor.

I denna rapport har typkunder från alla kategorier valts ut, men framförallt är det ett urval av storkunderna som har studerats mer ingående, och vissa av dem har intervjuats om sin naturgasanvändning. De kategorier som diskuteras här nedan är värmekunder, gasturbiner, fordonskunder och industrikunder.

## 5.4 Värmekund

### 5.4.1 Värmekund bostad

Värmekund bostad definieras som kunder med pannor med brännareffekter upp till 70 kW och inkluderar därmed inte mindre flerbostadshus. Även gasspisar är inkluderade i

denna kategori. Informationen om denna typkund är baserad endast på litteratur och inte på intervjuer av typkunden.

Generellt sett så bör alla pannor med atmosfärsbrännare kunna hantera variationer i gaskvalitet mellan motsvarande Naturgas Ref och Biogas I utan problem. Förutom vissa villapannor klassas även gasspisar som atmosfärsbrännare. Gasspisar kan behöva justeras vid större gaskvalitetsomställningar, som vid omställning från stadsgas till naturgas, men vid mindre gaskvalitetsvariationer behöver ingen justering göras. På vissa atmosfärsbrännare och gasspisar finns möjlighet att öka eller minska luftinsläppet mekaniskt, men atmosfärsbrännare är robusta och justeringar görs ofta genom att byta dysa/munstycke. (Näslund, 2012)

De pannor som haft dokumenterade problem är äldre villapannor. För denna kategori finns det erfarenheter från Danmark, då naturgas med ett lägre wobbeindex matats in. När nordtysk gas med ett övre wobbeindex runt 14,1 kWh/Nm<sup>3</sup> matades in i till Sydjylland och andelen nordtysk gas närmade sig 100 % uppstod vissa problem. När övre wobbeindex låg under 14,3 kWh/Nm<sup>3</sup> i låglastsituationer (jämför 15,2 kWh/Nm<sup>3</sup> för Nordsjögas, d.v.s. en nedgång med 6,5 % i wobbeindex) började ett antal äldre villapannor med premixbrännare brumma och tjuta, i vissa fall våldsamt, och stannade efter en stund helt. Anledningen till detta var att kombinationen av ett lågt wobbeindex och låg last gjorde att förbränningen blev instabil p.g.a. ett för stort luftöverskott. När dessa problem uppstår så sker det även en förhöjd utveckling av kolmonoxid. Efter att en omjustering gjorts enligt de nya rutiner som DGC tagit fram så försvann problemen. Värt att notera är att i Danmark har gasdistributören fått stå för kostnaden för det extra servicebesöket. (Nelsson, 2011, s. 20) (Koch, 2011)

Biogas I kommer att få ett wobbeindex på 14,4 kWh/Nm<sup>3</sup>, vilket innebär att det är rimligt att anta att äldre villapannor med premixbrännare injusterade på Naturgas Ref kan råka ut för samma problem som observerats i Danmark i de fall då 100 % biogas används och gaskvaliteten ligger under Biogas I.

För att hantera de variationer som importen av nordtysk gas ger upphov till har Dansk Gasteknisk Center (DGC) tagit fram nya injusteringsrutiner för de typer av pannor som kan vara känsliga. Dessa injusteringsrutiner kan sammanfattas som följer (Nelsson, 2011, s. 23):

- Nya pannor bör behålla fabriksinjustering som är satt till referensgasen G20.
- Redan befintliga pannor bör omjusteras till G20 efterhand, i samband med service etc.
- Minimumeffekten för fläktgasbrännare bör höjas med 20 %
- Endast O<sub>2</sub>-halt får användas vid injustering, inte CO<sub>2</sub>-halt.
- Rökgasanalyser bör kalibreras och tas hand om noggrant.
- Inställningen för fläktgasbrännarens luftöverskott bör ökas något.

Rådet är att alla värmekunder med villapannor informeras och att de pannor utan O<sub>2</sub>-återkoppling som inte är injusterade på G20 blir det innan biogas matas ut på nätet. Även O<sub>2</sub>-återkopplade pannor kan med fördel injusteras på G20, även om deras känslighet är betydligt lägre (Nelson, 2011). Erfarenheterna från Danmark är dock att det inom denna kundgrupp endast är äldre villapannor med premixbrännare som fått problem. Manualer och annan vägledning för hur detta görs finns på DGC:s hemsida (Dansk Gasteknisk Center, 2011a) (Dansk Gasteknisk Center, 2011b).

#### 5.4.2 Värmekund med stor värmepanna

Med stor värmepanna avses alla pannor med en brännareffekt som är större än 70 kW, och även denna kategori innefattar ett stort antal pannor. I Lunds naturgasnät finns uppskattningsvis 250 mellanstora pannor i storleksordningen 100-500 kW (Ohlsson, 2012). Det finns även ett antal riktigt stora värmepannor i Lund med effekter över 0,5 MW, där vissa är stora nog att ha timmätning.

Avgörande för känsligheten hos kommersiella villapannor är om brännaren är utrustad med O<sub>2</sub>-återkoppling eller inte. Det har konstaterats att moderna pannor med CO- eller O<sub>2</sub>-återkoppling kan hantera stora variationer i gaskvalitet utan att pannorna fått problem. Ett test av fyra olika typer av värmepannor med CO- och O<sub>2</sub>-återkoppling utfördes av E.ON Ruhrgas för ett spann av övre wobbeindex på 11,5-16,1 kWh/Nm<sup>3</sup>, med resultatet att kvalitetsvariationerna endast hade marginell inverkan på pannornas prestanda. (Nelsson, 2011, s. 24)

På Gunnesboverket så finns en stor hetvattenpanna på 63 MW panneffekt, tillverkad av Maskinverken. Pannan byggdes om 1984-85 för att gå på naturgas istället för tjockolja, vilket den är byggd för. Denna panna är utrustad med tre stycken Turbo flame-brännare. Lennart Greiff och Krister Östman på Gunnesboverket berättade vid besök att Turbo flame-brännarens utförande enkelt kan beskrivas som ett rör som endast leder gas fram till brännarmunstycket. Luften pressas sedan ner till brännaren i eldstaden, och luftinflödet regleras hela tiden med O<sub>2</sub>-återkoppling. Eftersom brännarna är utrustade med O<sub>2</sub>-återkoppling så kan det i enlighet med de tester som E.ON Ruhrgas gjort antas att variationer inom de aktuella intervallen kan hanteras väl.

Biomedicinskt centrum (BMC) i Lund har värmepannor med fläktbrännare som inte har O<sub>2</sub>-återkoppling. Denna sortens panna bör i likhet med icke-O<sub>2</sub>-styrda villapannor injusteras på G20 innan biogas matas in i nätet. Värt att notera är att verksamheten på BMC är mycket känslig för avbrott i värmeförsörjningen, då laborationssalar och dylikt har strikta krav på temperaturvariationer (Ohlsson, 2012).

Flextrus använder gas både till uppvärmning av deras lokaler och till förbränning av avgaser från deras process. För uppvärmning så har Flextrus två stycken hetvattenpannor med en panneffekt på 4 respektive 5 MW, samt tre mindre varmluftspannor på 200 kW styck. Dessa pannor är utrustade med fläktbrännare av

märket Weishaupt, modell RGL 60 och RGL 70, 6 respektive 7 MW. Dessa brännare kan levereras med O<sub>2</sub>-återkoppling, men om så är fallet med dessa är oklart.

Rådet angående denna kundgrupp är detsamma som för små värmekunder: Alla kunder med pannor bör informeras, och alla pannor utan O<sub>2</sub>-återkoppling som inte redan är injusterade på G20 bör injusteras på G20, innan biogas matas ut på nätet. Kunder med värmepannor med O<sub>2</sub>-återkoppling kan även de injusteras, men dessa har enligt tester inte uppvisat någon känslighet i det aktuella wobbeindexintervallet. (Nelsson, 2011, s. 24)

## 5.5 Gasturbiner

I Lund finns det en gasturbin som står under Lunds Energis förvaltning. Den används till uppvärmning av fjärrvärmenätet under de kalla månaderna och då sker även en samtidig produktion av el. Gasturbinen i Gunnesbo matas med gas direkt från transmissionsnätet eftersom turbinen kräver gas med ett högre tryck än 4 bar. Detta medför att turbinen inte kommer att påverkas av biogasinblandningen i Dalby och någon specialstudie på turbinen har därför inte gjorts i denna rapport.

Generellt kan nämnas att gasturbiner är väldigt temperaturkänsliga, men detta kompletteras med en noggrann temperaturreglering. Gasturbiner ska klara av att hantera små variationer i wobbeindex automatiskt men behöver justeras om ifall de ska kunna klara av 100 % biogas (Kristensson, Pettersson, & Johansson, 2007, s. 13). Förutsatt att gasturbinen i fråga klarar den allmängiltiga wobbeindexvariationen på ±5 % (Nelsson, 2009, s. 7) så skulle en injustering på G20 innebära att gasturbinen kan ta emot 100 % Biogas I och 100 % Naturgas Ref.

Något som har betydelse är också hur snabbt omslaget i gaskvalitet sker. Gäller det omslag på 15-30 minuter ska moderna gasturbinernas reglerutrustning inte ha några problem att hänga med i omställningen (Nelsson, 2011, s. 22). Även gasturbinen i Gunnesbo kan komma att bli påverkad av varierande gaskvalitet om det i framtiden kommer in mer tysk gas i det svenska transmissionsnätet.

## 5.6 Fordon

När det gäller fordonsgas så finns det en standard för biogas som fordonsbränsle som beskrivits i avsnitt 2.1.2 Biogas. Denna standard gäller dock endast för ren biogas, inte för blandningar av naturgas/biogas eller biogas/propan. För naturgas som används som fordonsbränsle så finns ingen standard i Sverige (Svensson M., 2011, s. 5). Kraven för de två typerna av biogas som nämns i standarden, typ A och typ B, är anpassade för fordon utan, respektive med lambdareglering<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> Lambdareglering innebär att luft/bränslevoten in i motorn regleras genom återkoppling från mätningar gjorda i avgaserna.

Inblandning av Biogas I i Naturgas Ref skulle innebära att metantalet i blandningen höjs. I ottomotorer innebär ett högre metantal att risken för knackning minskar (Nelsson, 2009, s. 14) I dedikerade gasmotorer, d.v.s. motorer som endast går på gas, går däremot motorn bättre på låga metantal (Pilskog, 2012). På Veolia transport i Kristianstad har de dock erfarenhet av att tanka 100 % biogas och 100 % naturgas i samma bussar, bussar som är utrustade med dedikerade gasmotorer. Dessa bussar har fungerat problemfritt i båda fallen, och Lennart Liljegren, verkstadsansvarig vid Veolia transport i Kristianstad, menar att det är tack vare motorernas återkopplande styrsystem och anti-knacksystem.(Liljegren, 2012)

Lastbilar utrustade med metan/dieselmotorer avråds idag från att tanka dansk naturgas på grund av att denna har ett för lågt metantal för att motorn ska fungera bra. Om däremot biogas skulle blandas in i den danska naturgasen så skulle metantalet kunna komma upp på acceptabla nivåer. En minsta inblandningskvot på ca 25 % biogas är en uppskattning på hur mycket som då skulle behövas. (Pilskog, 2012)

Om CARB-metoden för beräkning av metantal tillämpas så har *Naturgas Ref* ett metantal på 78, *Biogas I* ett metantal på 109 och *Biogas II* ett metantal 111. Vad gäller metantal så gynnas alltså alla fordon utom fordon med dedikerade gasmotorer av en inblandning av biogas, eftersom metantalet då höjs.

Det finns även en annan kategori av fordon som kan vara mycket känsliga för variationer i gaskvalitet, och det är tändstiftsförsedda gasmotorer som använder sig av så kallat magermotorkoncept utan lambdareglering. (Svensson M. , 2011, ss. 27-28) Magermotorkoncept, även kallat magerdrift eller ”lean burn”, innebär att motorn har ett högt luftöverskott. Sådana motorer arbetar på gränsen till magerförbränning för att minimera NO<sub>x</sub>-utsläppen, och ett ökat luftöverskott skulle kunna ge driftproblem (Wågdahl, 1999, s. 24). Eftersom luftbehovet är en funktion av wobbeindex så blir de mer känsliga för variationer i gaskvalitet (Näslund, 2003, s. 343) och dessa motorer rekommenderas därför att hålla sig inom wobbeindex motsvarande  $\pm 2\%$  (Wågdahl, 1999, s. 24), vilket uppfylls av biogas typ A, men inte av blandningar av naturgas och biogas. Vissa tillverkare av lean-burnmotorer specificerar vilket intervall för wobbeindex som accepteras (Wågdahl, 1999, s. 24). Hur vanliga lean burn-motorer är i idag är inte helt klarlagt, men lean-burn motorer var tidigare vanliga i tunga fordon (Norén & Thunell, SGC, 2001). Enligt Lennart Liljegren så var inga av deras bussar utrustade med lean burn-motorer, och de servade bussar av märkena: Solaris, MAN och Volvo.

I Danmark har gasmotorer som används till annat än fordonsdrift fått driftsproblem då tysk gas importerats. I några fall krävdes större insatser för att få motorerna att hantera den varierande gaskvaliteten, och i ett fåtal fall kunde problemen inte få någon långsiktig lösning, utan gasmotorerna behöver omjusteras manuellt vid problem. Problemmotorerna var begränsade till ett specifikt fabrikat, och i dagsläget finns inga motorer av detta fabrikat i Sverige, varför detta inte borde utgöra ett problem. Om det finns kunder som använder gasmotorer till nöddrift bör dock dessa kunder kontaktas

och uppstartstester bör köras under en period med lägre wobbeindex. (Nelsson, 2011, ss. 20, 23)

## 5.7 Industrikund

### 5.7.1 Industrikund – värme

Av de kunder som undersökts i denna rapport, är det totalt tre som ingår i denna kategori eftersom de använder värme i sin process: Skanskas asfaltsverk i Dalby, NCC:s asfaltsverk i Södra Sandby och Flextrus i Lund.

De båda asfaltsverken använder gasen för att värma upp stenen som ska blandas ner i bitumen för att bilda asfalt. Hos Skanska värms stenen upp till 150 grader med hjälp av en fläktgasbrännare. Brännaren kan regleras både för hand och automatiskt, och körs enligt Mats Dahlgren på Skanska sällan på full effekt. (Dahlgren & Löfgren, 2012) Även NCC:s asfaltsverk i Södra Sandby körs sällan på full effekt. I de fall då asfaltsverken faktiskt behöver köras på full effekt kommer en inblandning av biogas att leda till en minskad energitäthet i gasen, vilket kommer att märkas av och leda till en lägre maxeffekt än tidigare (Nelsson, 2011, s. 21). Eftersom Skanska ligger i nära anslutning till den punkt där biogasen kommer att matas in på nätet kommer det troligen bli nödvändigt att justera in brännarna på ett lägre wobbeindex för att optimera förbränningen.

Hos Flextrus används gas i två stora förbränningsanläggningar för att rena produktionens rökgaser från plaster, lösningsämnen och ozon. Förbränningen sker oftast i den större av de två anläggningarna, där två brännare tillverkade av Nu-way används. Förbränningen sker i en kammare vid en temperatur på 800 grader. Injusteringar av dessa brännare är troligen möjliga, men vilka injusteringar som eventuellt är nödvändiga har inte kunnat avgöras och bör undersökas närmare. Parametrar som inblandningskvot av biogas och frekvens av biogasinblandning i den använda gasen kommer att vara viktiga faktorer.

Generellt sett bör förbränningsprocesser klara av gas av varierande kvalitet, med en liten skillnad på maximal effekt. Den enda nackdelen skulle vara att företag som utnyttjar värmen får en sämre bränsleekonomi om debiteringen fortsätter att ske i förhållande till volym använd gas. (Nelsson, 2011, s. 24) I samband med erfarenheterna ifrån Danmark har väldigt få problem inom industrin rapporterats. De undantag som förekommit har gällt IR brännare och katalytiska brännare (Nelsson, 2011, s. 21)

Något som är intressant att titta närmare på är industrier som har låg-NO<sub>x</sub>-förbränningsprocesser, vilka har mindre marginaler vad gäller variationer i gaskvalitet än vanliga processer. Variationer i gaskvalitet kan i dessa fall antingen leda till högre NO<sub>x</sub>-utläpp eller till högre CO-utsläpp, och bör därför utvärderas extra noggrant. (Näslund, 2012)

För denna kundkategori kan inga konkreta råd ges, utan varje industri bör utvärderas individuellt utifrån sina förutsättningar, dels för att det skiljer sig så mycket åt och dels för att de inte är så många till antal (Näslund, 2012). Industrier har ett dessutom högre krav på lönsamhet än andra kundkategorier, varför optimal injustering för specifika brännare kan kräva en extra noggrann utvärdering.

### 5.7.2 Industrikund – öppen låga

I Lund är det två kunder som har kategoriserats som industrikund – öppen låga eftersom de använder naturgas utan att inneslutna flammorna i en någon ugn. De två kunderna är Myndigheten för samhällsskydd och beredskap, MSB, i Revinge och Tetra Pak i Lund.

MSB i Revinge utbildar brandmän och brandingenjörer, och som en del av deras praktiska utbildning finns olika övningsfält som simulerar bränder. En av dessa använder naturgas som bränsle för att simulera ytbränder. Naturgasen släpps på med maximalt tryck in i ett rörsystem på botten av en grund pool och stiger sedan ur små hål i rören genom vattenridån. Flammorna blir ungefär två meter höga och det finns redan idag funderingar på om rördimensionerna skulle kunna ökas för att höja effekten ytterligare. (Jarlsborg, 2012) Det finns därmed en risk att biogas skulle ge lågor under den acceptabla höjden på grund av det lägre energiinnehållet.

Tetra Pak är troligtvis en av de känsligaste användarna i gasnätet då de använder naturgas för att ytbehandla papper och plast före tryckning och laminering med en så kallad treatingbrännare. Enligt Lars Svensson på Odena, som har levererat treatingbrännarna, är brännarna noggrant reglerade med bredbandssond. Detta innebär att den mäter om förbränningen sker överstökiometriskt eller om den sker understökiometriskt och reglerar luft/bränsle-kvot därefter. Trots detta klarar brännaren bara av att kompensera för variationer i ett visst spann, och för stora avvikelser i gaskvalitet skulle brännaren behöva justeras om efter nya beräkningar på gassammansättningen. (Svensson L. , 2012) Om treatingbrännaren skulle kunna injusteras för att fungera för 100 % biogas och för kombinationer av naturgas och biogas bör undersökas av Odena innan biogas matas in i nätet.

Generellt så är industrier med öppen låga extra känsliga för varierande gaskvalitet och bör i enlighet med övriga industrier utvärderas individuellt och extra noggrant.

### 5.7.3 Industrikund – råvara

I Lund har ingen kund av denna kategori identifierats eftersom det inte finns någon kemisk industri som använder naturgasen som råvara till sina produkter. Tidigare studier på området som har behandlat råvarukunder har pekat ut kemiska processer som känsliga för höga svavel- och kvävgashalter (Nelsson, 2011, s. 24). Enligt en ny studie publicerad tillsammans med SGC, är svavelhalten i uppgraderad biogas mycket låg, runt 2 ppmv<sup>13</sup>, och kvävehalten kan maximalt variera mellan 0,8-2,3 % för samtliga uppgraderingstekniker (Arrhenius & Johansson, 2012, s. 21). Det bör därför i de flesta fall inte vara några problem med höga svavelhalter vid biogasinmatning, däremot kan höga kvävgashalter ställa till problem i vissa känsliga processer. (Nelsson, 2011, s. 24)

## 5.8 Sammanfattning av typkunder

Sammanfattningsvis finns det inga större tekniska problem med att blanda in Biogas I utan propan tillsats på gasnätet i Lund. Vissa kunder behöver göra en initial justering för att klara av variationerna, men driften bör sedan fungera som förut.

De applikationer som måste injusteras vid inmatning av biogas är värmepannor utan O<sub>2</sub>-återkoppling, men samtliga värmepannor rekommenderas att injusteras på G20. Undantaget är atmosfärspannor som generellt sett är okänsliga och som heller oftast inte kan injusteras. Samtliga industrikunder i systemet bör undersökas närmare och utvärderas individuellt. För fordon med ottomotorer och metan/dieselmotorer kommer en ökad andel biogas inte att påverka förbränningen negativt. Fordon med lean-burnmotorer bör inte tanka på gasmackar med varierande gaskvalitet. Gasturbinen på Gunnesbo är inkopplad på transmissionsnätet och berörs inte av biogasen som produceras i Dalbyanläggningen.

Utöver de förbränningstekniska begränsningar och svårigheter som kan uppstå vid en inmatning av biogas så kan berörda kunder få en sämre bränsleekonomi om debitering fortsätter att ske utifrån volym. Debiteringsmodeller för att hantera detta diskuteras i avsnitt 8.3 Debiteringssystem för varierande gaskvalitet.

I tabell 10 nedan redogörs för känslighet och rekommendationer för de typkunder som den här rapporten utrett. För mer utförliga svar hänvisas läsaren till respektive avsnitt i kapitel 5 Känslighet hos kunder.

---

<sup>13</sup> Enheten ppmv är en förkortning för parts per million med avseende på volym.



Tabell 10. Sammanfattning av typkundernas känslighet och våra rekommendationer.

Typkund	Gasapplikation	Känslighet	Rekommendation
Liten värmekund	Atmosfärsbrännare	Generellt okänslig	Om känslig byt munstycke eller ändra storlek på luftinsläppet
	Fläktgasbrännare	Känslig för ökat luftöverskott	Injusteras på G20 enligt vägledning från DGC
	Förblandningsbrännare	Känslig för ökat luftöverskott	Injusteras på G20 enligt vägledning från DGC
Stor värmekund	Fläktgasbrännare	Känslig om inte O <sub>2</sub> -återkopplad	Om känslig justera till G20 enligt vägledning från DGC
	Förblandningsbrännare	Känslig om inte O <sub>2</sub> -återkopplad	Om känslig justera till G20 enligt vägledning från DGC
Industrikund värme	Fläktgasbrännare	Känslig om inte O <sub>2</sub> -återkopplad	Utvärdera individuellt
	Förblandningsbrännare	Känslig om inte O <sub>2</sub> -återkopplad	Utvärdera individuellt
	Låg-NO <sub>x</sub> -förbränning	Känslig för ökat luftöverskott	Utvärdera individuellt
Industrikund låga	Diffusionsbrännare	Generellt okänslig	Utvärdera individuellt
	Förblandningsbrännare	Känslig för variationer i gaskvalitet	Utvärdera individuellt
Industrikund råvara	Varierande	Känslig för höga svavel-/kvävehalter	För biogas av fordonsstandard är svavelhalten inget problem. Halten kväve bör hållas nere.
Fordon	Metan/bensinmotor	Känslig för låga metantal	Biogasinblandning minskar risken för knackning
	Metan/dieselmotor	Känslig för låga metantal	Bör inte tanka dansk naturgas
	Dedikerad gasmotor	Känslig för höga metantal	Kan köras på alla gaser, men med sämre effekt för biogas

<i>Typkund</i>	<i>Gasapplikation</i>	<i>Känslighet</i>	<i>Rekommendation</i>
	Lean burn-motor/ icke-lambdareglerad	Känslig för varierad gaskvalitet	Maximal variation för wobbeindex på ±2 %, bör inte tanka bio-/naturgas blandningar, kontakta leverantör
Gasturbin	<i>Gunnesbo berörs inte av biogasen</i>	Känslig för höga temperaturer	Behöver injusteras på ett wobbeindex så att variationerna inte överstiger ±5 %

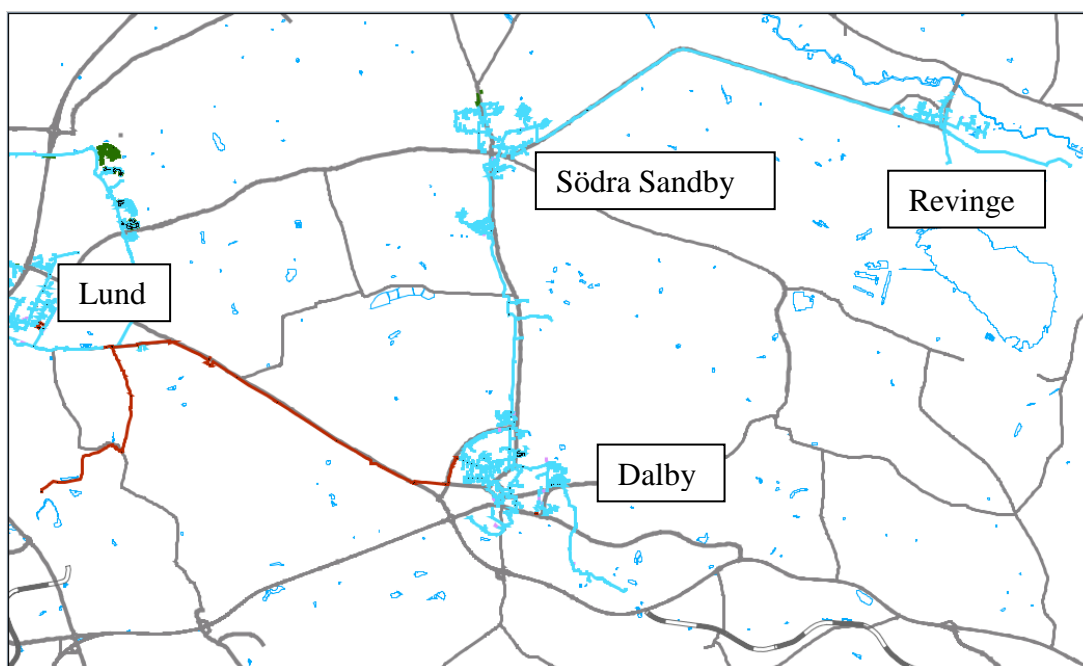
# Del 2

## 6 Simulering av gasnätet

Detta avsnitt kommer att beskriva en modell för hur situationen på östra gasnätet kommer att se ut, då biogasreaktorn i Dalby matar ut gas på nätet utan propantillsats. Målet med simuleringen är att ge en bra uppskattning för var och när variationer i gaskvalitet uppstår, genom att simulera hur biogasen rör sig i nätet. Simuleringen förväntas även fungera som ett verktyg för att utvärdera hur ett debiteringssystem för ett system med varierande gaskvalitet skulle kunna byggas upp. Utöver de mål som satts för simuleringen med avseende på rapportens ämne så är förhoppningen att simuleringsverktyget ska kunna användas av Lunds Energi för att kunna utvärdera hur nätet kommer att påverkas av inmatningen av biogas i Dalby.

### 6.1 Modelluppbyggnad

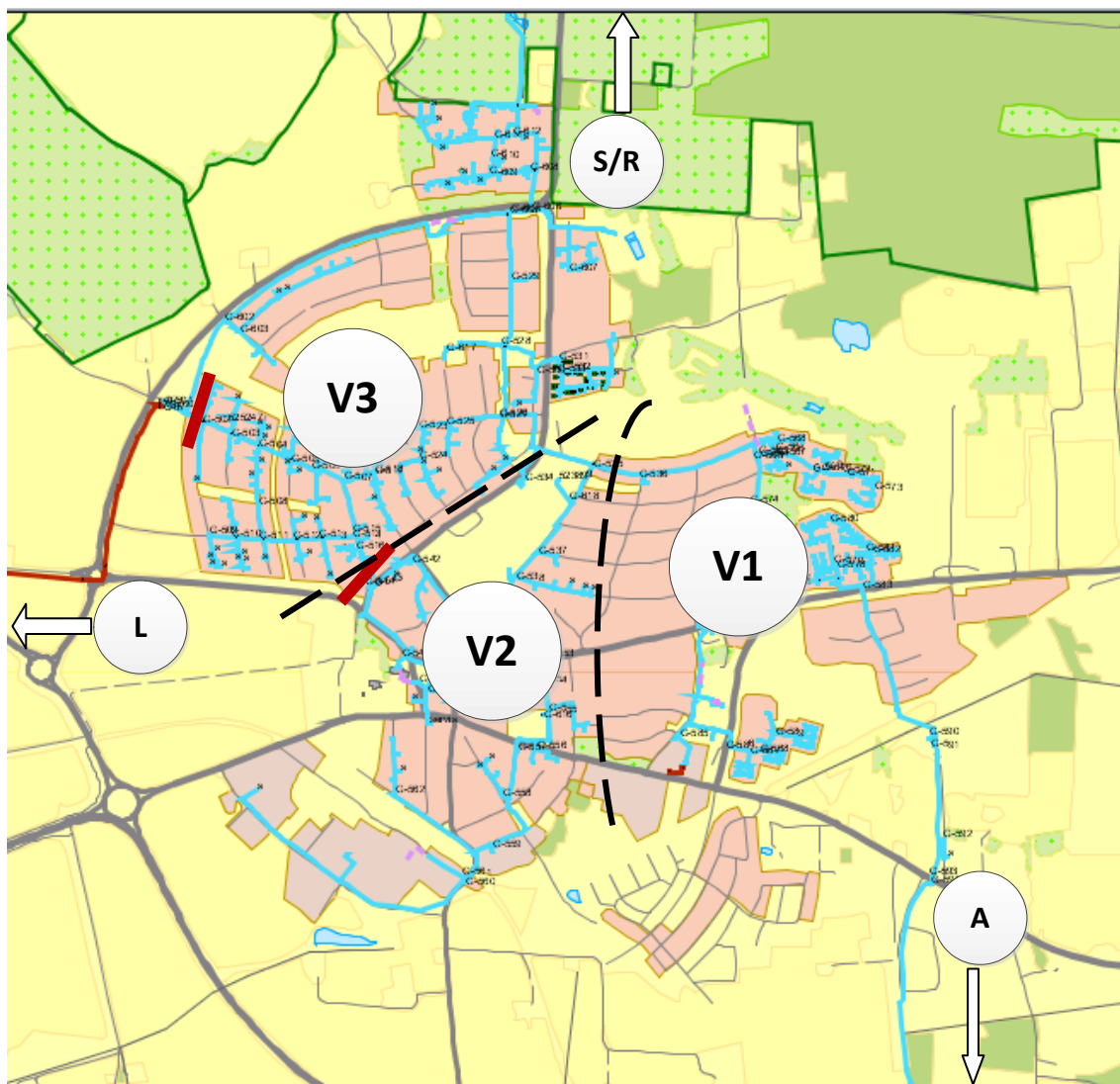
I verkligheten är östra nätet i vissa delar förgrenat och i andra delar sammanfogat till ringnät, vilket är svårmodellerat utan avancerade simuleringsprogram. Modellen för simuleringen som används i denna rapport har byggts upp utifrån studier av det faktiska gasnätet, se figur 12 nedan, samt i samråd med Corfitz Nelsson, f.d. anställd på SGC.



Figur 12. Lunds östra gasnät. Ljusblått symboliserar distributionsnät under 4 bars övertryck och rött symboliserar den del av distributionsnätet som överför gas från Lund till Dalby under 10 bars övertryck.

Simuleringen är gjord efter en linjär modell med punktlaster. En förutsättning för en sådan modell är bland annat att gas endast kan nå en viss punkt från ett håll åt gången. I fallet med Dalby så innebär detta att alla värmekunder i Dalby skulle bli en punktlast, ett område som i verkligheten troligen skulle uppleva stora interna variationer. För att möjliggöra en finare uppdelning av modellen just i Dalby, undersöktes därför

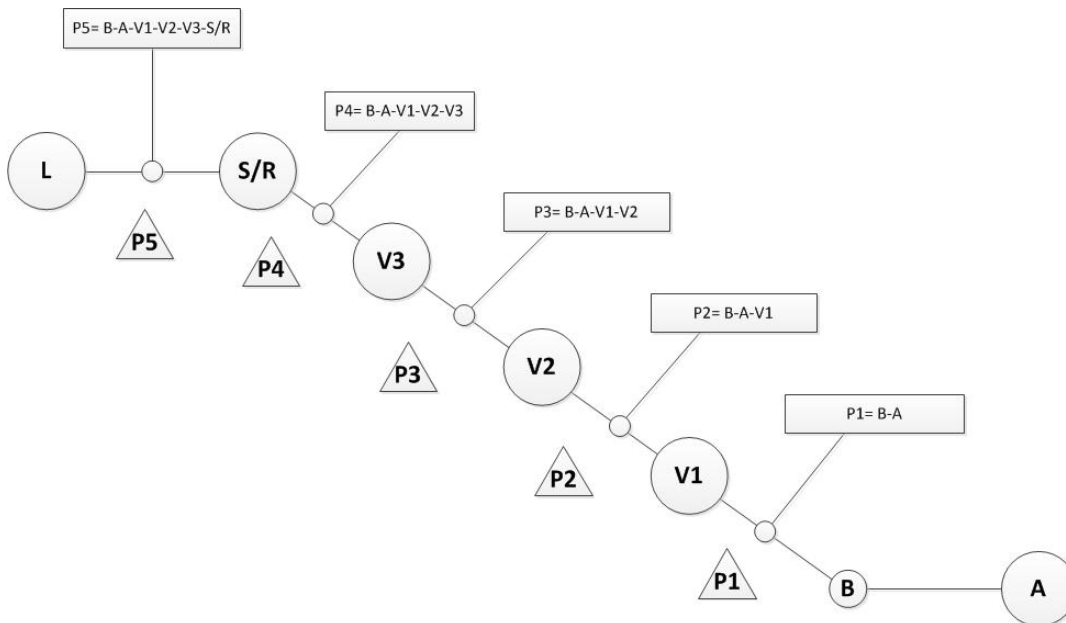
möjligheten att göra en mindre sektionering av nätet i centrala Dalby. I samråd med Gert-Inge Glans på Kraftringen nät gjordes antagandet att en mindre sektionering troligtvis var möjlig, vilket ligger till grund för den använda modellen. Denna sektionering kan ses i figur 13 nedan.



Figur 13. Gasnätet i Dalby med sektionering i heldraget rött och områdesindelning i streckat svart.

Modellen är uppbyggd med punktlaster (L, S/R, V3, V2, V1, A) som i varje timme har en viss förbrukning. Förbrukningen är hämtad från Lunds Energis kundregister där årsförbrukningen för samtliga användare finns registrerad. Kunderna har manuellt sorterats in i respektive område utgående utifrån adress.

Den matematiska och linjära modell som använts kan ses i figur 15 nedan. Biogas-anläggningen (B) är placerad i närheten av asfaltsverket då detta är en potentiell lokalisering av anläggningen. Modellen bygger på att mängden biogas som matas in på nätet vid asfaltsverket förbrukas av punktlaster i ordningen: Skanska asfaltsverk (A), värmekundsområde 1 (V1), värmekundsområde 2 (V2), värmekundsområde 3 (V3), Sandby/Revinger (S/R) och att överskottet matas till Lund (L).



Figur 14. Schematisk bild över modellens uppbyggnad. L = Lund, S/R = Sandby/Revinge, V1-V3 = Värmekundsområde 1-3 i Dalby, B = Biogasanläggning, A = Asfaltsverk Skanska, P1-P5 = Mätpunkt 1-5.

Matematiskt beräknas biogasflödet enligt en effektbalans,  $P(h)$ , i varje mätpunkt P1 till P5. Mätpunkterna i den här modellen är placerade mellan de olika punktlasterna och beräknas för varje timme på året. Effektbalansen tar hänsyn till den inmatade mängden biogas samt kundernas förbrukning från biogasanläggningen till mätpunkten enligt ekvationen:

$$P(h)_{\text{mät punkt}} = P(h)_{\text{biogas}} - \sum_{\text{bio.an}}^{\text{mätp.}} P(h)_{\text{timmätt kund}} - \sum_{\text{bio.an}}^{\text{mätp.}} P(h)_{\text{schablonkund}}$$

Där schablonkund innebär att de inte har timvis mätning och att modellen uppskattar deras förbrukning. Enligt modellen finns det därmed en skarp gräns där naturgasen från Lund möter biogasen och kunderna har antingen 100 % naturgas eller 100 % biogas. Undantaget är asfaltsverket som kan få en blandning mellan biogas och naturgas om verket momentant förbrukar mer gas än vad biogasanläggningen producerar.

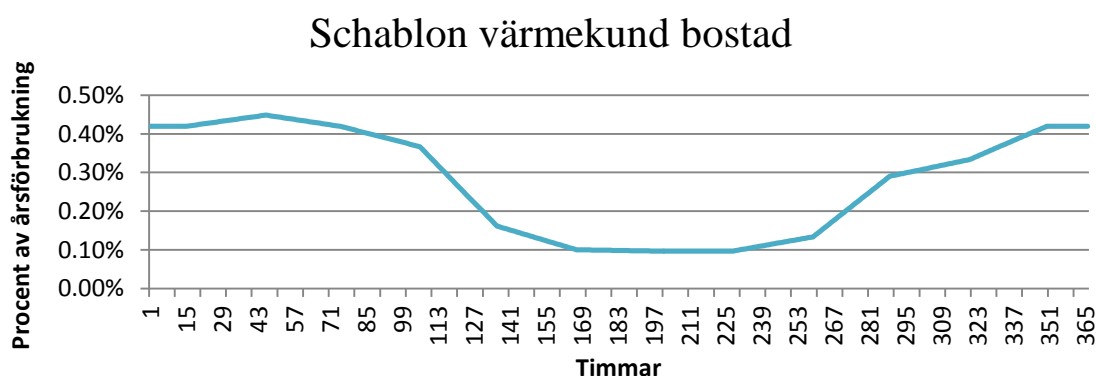
### 6.1.1 Kundprofiler

Det finns några kunder i det östra nätet som har timmätning, asfaltsverken samt några större panncentraler, och för dessa kunder kan deras faktiska förbrukning användas. Mätvärden för dessa kunder finns att tillgå från och med 2006 och fram till dagsläget. I modellen går det att välja vilket år simuleringen ska använda och resultaten skiljer sig därmed lite beroende på hur mycket dessa kunder har förbrukat ett visst år.

Kunderna i nätet som inte är timmätta har bara avläsning en gång per år och deras förbrukning behöver därför fördelas över årets timmar med hjälp av en schablon. Den

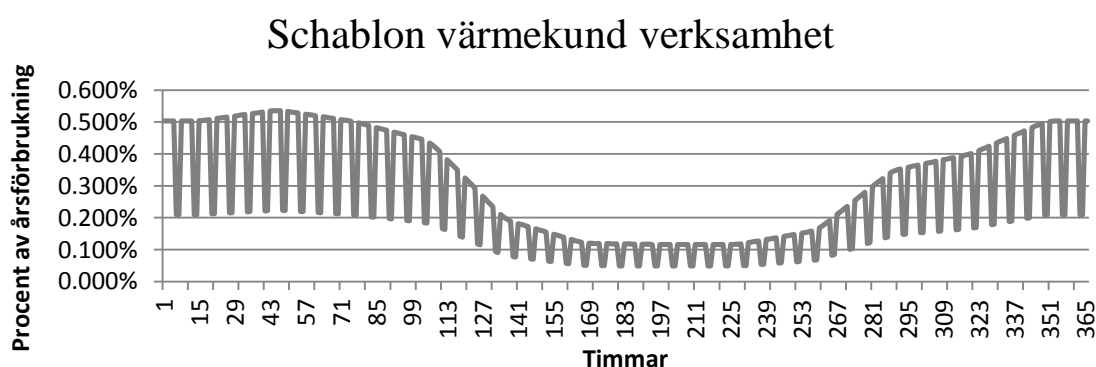
schablon som Lunds Energi idag använder när de debiterar kunderna utgår från en typisk månadsförbrukning där till exempel 13 % av årsförbrukningen används i januari och lika så i februari och mars. Under sommarmånaderna används mellan 3 och 6 % av årsförbrukningen.

I figur 15 nedan visas fördelningen av årsförbrukningen när månadsvärdena har interpolerats och fördelats ut över årets alla dagar. En riktigt kall dag i februari används ungefär 0,45 % av årsförbrukningen medan det en varm sommardag bara förbrukas 0,1 %.



Figur 15. Interpolerad schablon för värmekund bostad.

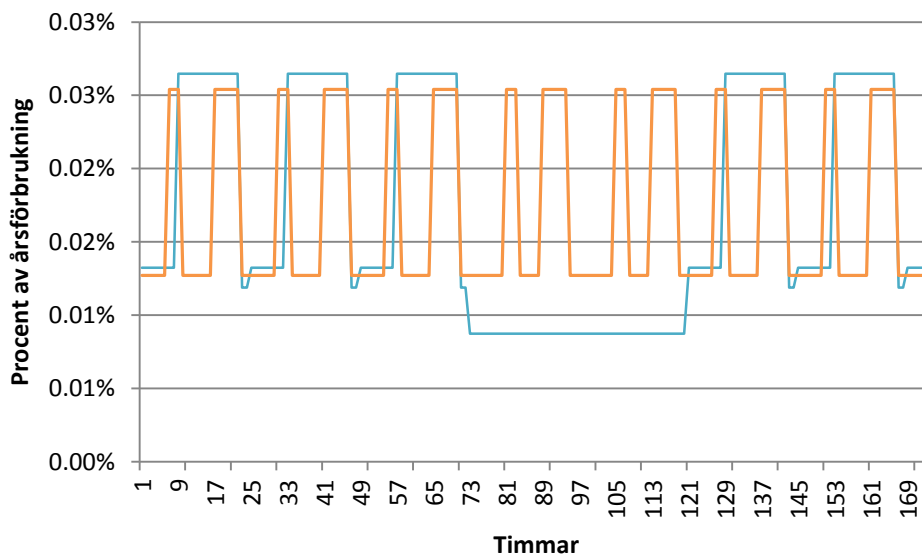
Modellen tar även hänsyn till att alla kunder inte är vanliga värmekunder. Alla kunder som bedriver någon form av verksamhet har sorterats ut, där ibland kommunala byggnader och företag. Dessa kunder förutsätts utöver schablonuppdelningen för säsongsvariationer använda 6/7 av sin gas under veckodagarna och 1/7 under helgen, se resultatet i figur 16 nedan. Detta har gjorts likhet med en tidigare studie publicerad av SGC (Kristensson, Pettersson, & Johansson, 2007).



Figur 16. Interpolerad schablon för värmekund verksamhet.

Utöver en uppdelning efter dagar krävs även en uppdelning i timmar, och här skiljer sig ännu en gång vanliga värmekunder från värmekunder med verksamhet, se figur 17 nedan. En vanlig värmekund förväntas ha en morgontopp och en kvällstopp, med

morgontoppen lite förskjutet på helgerna. En värmekund med verksamhet har stor belastning mellan 8 och 22 på vardagar och låg belastning på helgerna.



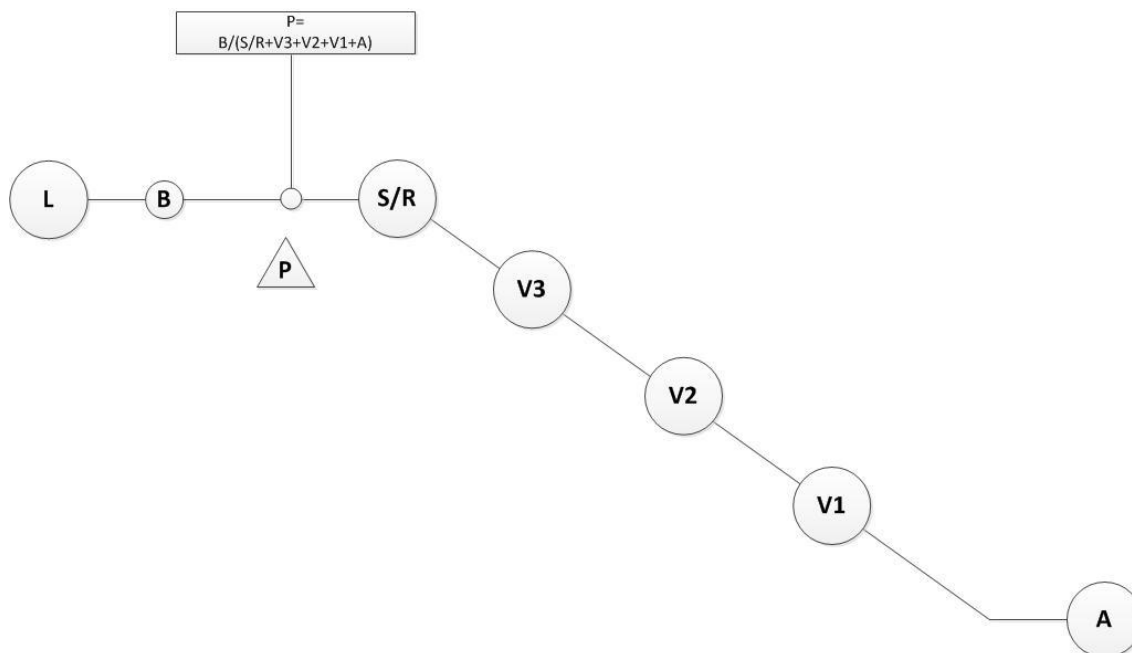
Figur 17. Procentuell fördelning av förbrukningen under en vecka. Den orangea linjen anger värmekund som bedriver verksamhet och den blå linjen en vanlig värmekund.

### 6.1.2 Alternativ inmatningspunkt

Inmatningspunkten för biogasen är i simulationen satt till en punkt nära Skanskas asfaltsverk, då detta är en potentiell lokalisering. En alternativ inmatningspunkt för ett system med inmatning av biogas utan propantillsats har på förhand övervägts, och det är på 10-barsledningen mellan Lund och Dalby. En inmatningspunkt på 10-barsledningen skulle innebära att kvoten biogas som når kunder i Dalby eller Lund inte skulle variera lika mycket, och att den dessutom skulle kunna beräknas enklare. (Nelsson, 2011)

En modell med denna alternativa inmatningspunkt som beskrivs i avsnittet kan ses i figur 18 nedan.





Figur 18. Alternativ modelluppbyggnad med biogasinmatningen på 10-barsledningen från Dalby. Den resulterande kvoten tillåts att variera mellan 0 och 100 %.

Då modellen får en alternativ inmatningspunkt (B), behandlas hela östra nätet som en punktlast, vilket innebär att alla kunder antas få samma inblandningskvot. Detta modellupplägg är rimligt att ha eftersom biogasen matas in medströms och istället för motströms. Då biogas matas in motströms så ligger det en ”front” där biogas och naturgas möts, vilket alltså inte är fallet här.

### 6.1.3 Indata, utdata och analys

Den indata som skickas till programmet, som är skrivet i MatLab och kan ses i bilaga C, är förbrukningsprofiler för de olika stora kunderna, årsförbrukningen för värmekunderna, förbrukningsprofiler i procent och ett antal valbara parametrar. Modellen förutsätter att biogasanläggningen producerar 60 GWh om året jämt fördelade över varje timme. Det innebär att biogasanläggningen matar ut ungefär 6850 kWh/h eller ungefär 700 Nm<sup>3</sup>/h. Det finns möjlighet att skicka in en varierande produktion till modellen, men detta har inte gjorts i denna rapport då variationerna uppskattas vara så små utan någon avgörande effekt.

De parametrar som användaren får välja på är vilket år som ska simuleras, och då ange vilken veckodag som det året började med samt om det var ett skottår. Detta görs för att modellen ska kunna sätta ihop en korrekt förbrukningsprofil. Användaren kan även välja om Skanska ska ha uppdaterat sin anläggning med 9 MW, eller valfri effekt. Användargränssnittet för indatan till simuleringen kan ses i figur 19 nedan.

## Simulering av biogasdistributionen i Dalby, Södra Sandby och Revinge

Av: Fredrik Luthman och Johanna Lakso

År	2011	[2006 ... 2011 (2015)]	Framtida år bygger på att ny data matas in
Skottår	0	[1 = skottår, 0 = icke skottår]	
Året börjar med denna veckodag	6	[1 = måndag ... 7 = söndag]	
Skanska + 9 MW	0	[0 = samma effekt som idag ... 9 = ökad effekt med 9 MW]	

Figur 19. Användargränssnittet för indata till simuleringen

Modellen använder sedan indata för att producera en matris med utdata. Denna matris innehåller information om vilken timme på året det är, hur mycket biogas som når punkterna P1-P5, riktningen på flödet, den timvisa förbrukningen i de olika områdena och vilka blandningskvoter som uppstår i Sandby/Revinge området. Dessutom anger sista raden vilken blandningskvot det skulle vara i östra nätet om biogasen matades in direkt på 10-barsledningen, se figur 20 nedan.

Timme	Mängd biogas som passerar mätpunkt Pi (kWh)					Mängd gas som förbrukas av respektive område (kWh)					S/R		kvot (%)	
	P1	P2	P3	P4	P5	Skanska	Biogas	V1	V2	V3	S/R	S/R kvot	10 bar kvot	
1	6849,31507	5335,51913	4581,13934	4581,13934	4341,81311	0	6849,31507	1513,79594	356,425288	397,954502	239,326235	100	100	
2	6849,31507	5346,47513	4592,09534	4592,09534	4341,81311	0	6849,31507	1502,83994	356,425288	397,954502	250,282235	100	100	
3	6849,31507	5412,21113	4657,83134	4657,83134	4407,54911	0	6849,31507	1437,10394	356,425288	397,954502	250,282235	100	100	
4	6849,31507	5390,29913	4635,91934	4635,91934	4352,76911	0	6849,31507	1459,01594	356,425288	397,954502	283,150235	100	100	
5	6849,31507	5324,56313	4570,18334	4570,18334	4308,94511	0	6849,31507	1524,75194	356,425288	397,954502	261,238235	100	100	
6	6849,31507	5357,43113	4603,05134	4603,05134	4341,81311	0	6849,31507	1491,88394	356,425288	397,954502	261,238235	100	100	
7	6849,31507	5425,08113	4670,70134	4670,70134	4388,17811	0	6849,31507	1424,23394	356,425288	397,954502	282,523235	100	100	
8	6849,31507	5446,92713	4692,54734	4692,54734	4355,40911	0	6849,31507	1402,38794	356,425288	397,954502	337,138235	100	100	
9	6849,31507	4737,26032	3428,66933	3428,66933	3103,92886	0	6849,31507	2112,05475	512,681987	795,909003	324,740469	100	100	
10	6849,31507	4682,64532	3374,05433	3374,05433	2983,77586	0	6849,31507	2166,66975	512,681987	795,909003	390,278469	100	100	
11	6849,31507	4693,56832	3384,97733	3384,97733	3049,31386	0	6849,31507	2155,74675	512,681987	795,909003	335,663469	100	100	
12	6849,31507	5359,54313	4605,16334	4605,16334	4300,79411	0	6849,31507	1489,77194	356,425288	397,954502	304,369235	100	100	
13	6849,31507	5381,38913	4627,00934	4627,00934	4322,64011	0	6849,31507	1467,92594	356,425288	397,954502	304,369235	100	100	
14	6849,31507	5283,08213	4528,70234	4528,70234	4257,10211	0	6849,31507	1566,23294	356,425288	397,954502	271,600235	100	100	
15	6849,31507	5272,15913	4517,77934	4517,77934	4180,64111	0	6849,31507	1577,15594	356,425288	397,954502	337,138235	100	100	
16	6849,31507	5294,00513	4539,62534	4539,62534	4235,25611	0	6849,31507	1555,30994	356,425288	397,954502	304,369235	100	100	
17	6849,31507	4595,26132	3286,67033	3286,67033	2885,46886	0	6849,31507	2254,05375	512,681987	795,909003	401,201469	100	100	
18	6849,31507	4617,10732	3308,51633	3308,51633	2929,16086	0	6849,31507	2232,20775	512,681987	795,909003	379,355469	100	100	

Figur 20. Användargränssnittet för utdata till simuleringen

Programmet bearbetar sedan alla data och gör ett antal analyser. Bland annat beräknas antalet timmar med 100 % biogas i varje område, hur många timmar det är överskott i östra nätet, hur stort överskottet är samt hur stor lagringstank som skulle behövas för att jämna ut belastningen och ge 100 % biogas i hela östra nätet hela tiden. Användargränssnittet för analyserna till simuleringen kan ses i figur 21 nedan. Resultaten och slutsatser från dessa analyser presenteras i avsnittet 6.2 Resultat från modellen.

**Analyser av biogasdistributionen i Dalby, Södra Sandby och Revinge**

Överskott på biogas i östra nätet	27 797 850						kWh/år	
Antal timmar per år som det behöver matas till Lund	6 652						timmar	2 108
	<b>Skanska</b>	<b>V1</b>	<b>V2</b>	<b>V3</b>	<b>S/R</b>			
<b>100 % biogas i östra nätet</b>	4 609 877	9 232 865	3 018 480	2 718 018	3 185 313	kWh/år	22 764 553	
	7 684	7 445	7 371	7 310	6 652	timmar		
	<b>Skanska</b>	<b>V1</b>	<b>V2</b>	<b>V3</b>	<b>S/R</b>			
<b>Varierande gas i östra nätet</b>	9 556 754	274 574	31 833	25 252	5 483 844	kWh/år	15 372 256	
	1 076	239	74	61	658	timmar		
	<b>Skanska</b>	<b>V1</b>	<b>V2</b>	<b>V3</b>	<b>S/R</b>			
<b>100 % naturgas i östra nätet</b>	0	1 056 320	454 137	389 898	6 158 786	kWh/år	8 059 141	
	0	1 076	1 315	1 389	1 450	timmar		
	<b>Skanska</b>	<b>V1</b>	<b>V2</b>	<b>V3</b>	<b>S/R</b>			
<b>Summa</b>	14 166 631	10 563 759	3 504 449	3 133 168	14 827 943	kWh/år	46 195 950	
	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760	timmar		

Figur 21. Användargränssnittet för analyserna till simuleringen

#### 6.1.4 Avvikelser mellan modellen och verkligheten

Modellen avviker från verkligheten i flera avseenden. För det första tar modellen inte hänsyn till den fördröjning som uppstår i nätet på grund av den befintliga volymen i systemet. Modellen förutsätter också en knivskarp gräns där naturgas och biogas möts, vilket inte kommer att vara helt sant. Slutligen modelleras inte gasnätet i Lund, utan modellen tar helt enkelt en avgränsning vid MR-stationen i Dalby och förutsätter att all gas som matas ut är biogas medan all gas som matas in är naturgas.

Med avseende på volymen gas i nätet så måste den gas som redan finns i nätet förbrukas innan ny gas kan matas in. Uppskattningsvis kan fördröjningar i Lunds Energis gasnät vara upp till ett dygn (Nelsson, 2011). Trögheten i systemet ger därför upphov till felaktigheter som beror på att den modellerade positionen för biogasfronten i nätet blir förskjutet tidsmässigt i förhållande till de olika punktlasternas förbrukning.

Ett sätt att uppskatta trögheten i systemet är att beräkna den lagringskapacitet som finns i nätet, utifrån längden på de olika delsegment samt trycket i gasnätet. Vid medflödes inmatning, då biogas och naturgas matas in i systemet från samma håll, borde effekter av sådana fördröjningar i nätet kunna modelleras ganska bra. Vid motflödes inmatning, som är fallet då biogasen matas in vid asfaltsverket, kan det bli lite svårare att veta vart fronten är och hur stor den mixade zonen är i varje tidpunkt.

Längst ut i långa förgreningar från huvudledningen, som t.ex. i fallet Sandby/Revinge, kan det vid låglastsituationer vara så att kunderna aldrig får uppleva de variationer som modellen implicerar. En sådan förgrening kommer vid låglastsituationer sommartid att helt fyllas med biogas, och det är möjligt att detta innebär att sådana delar av nätet har en större tröghet än andra delar.

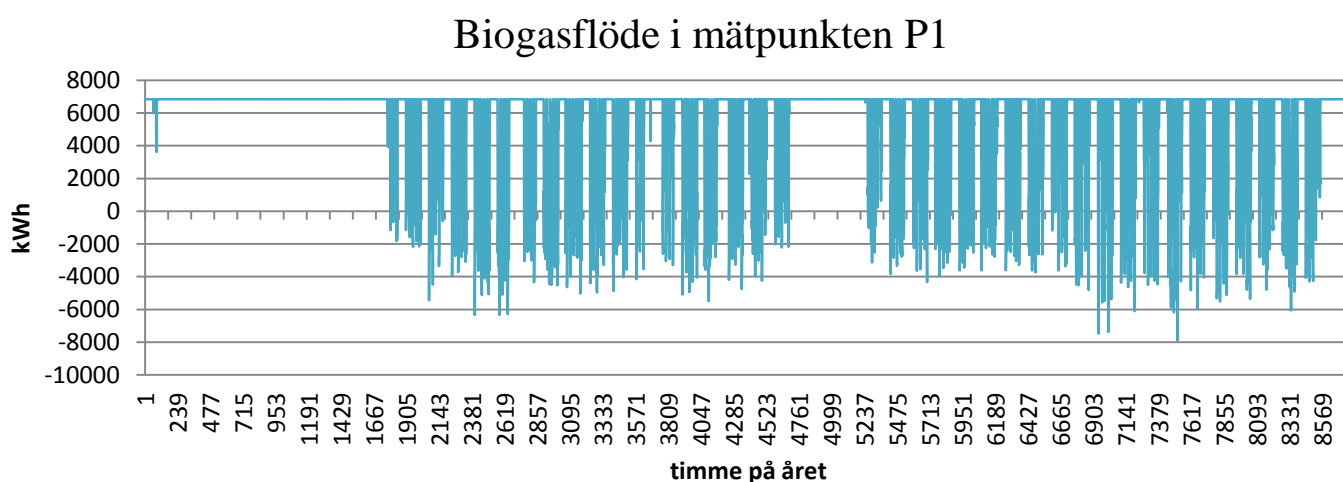
För att lyckas modellera systemet med hög noggrannhet skulle man behöva installera fler mätare i nätet, som kan användas som referenspunkter. Om man på ett smart sätt kan installera kalorimetrar, flödesmätare och tryckmätare i nätet skulle man kunna skapa ett smart gasnät som dessutom ger betydligt bättre debitering än dagens månadsvisa schablon.

Vissa av dessa skillnader mellan modellen och verkligheten och dess effekter på rapportens resultat diskuteras ytterligare under punkt 6.3 Utökad analys.

## 6.2 Diskussion kring resultat från modellen

### 6.2.1 Biogasflöde i mätpunkter över året

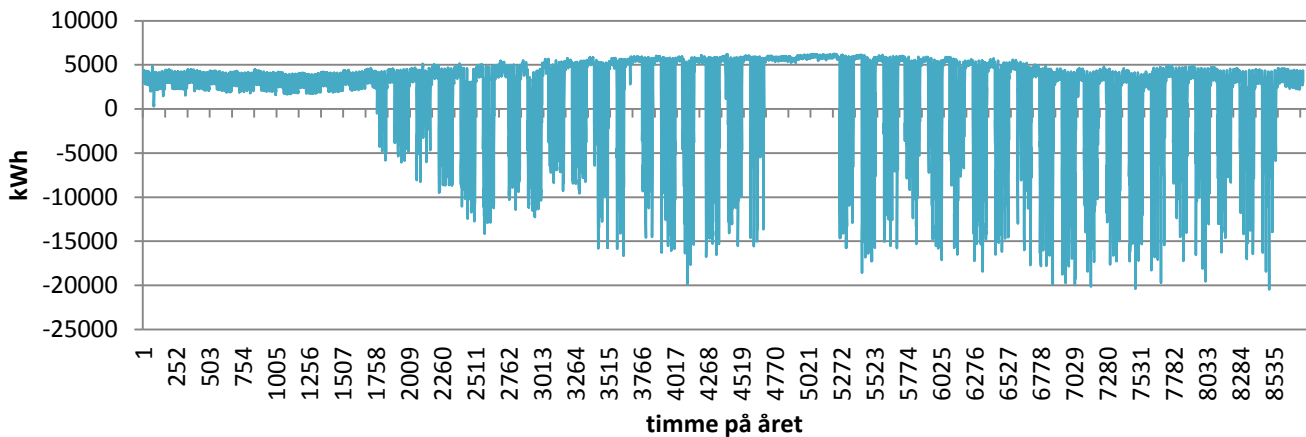
Den obearbetade data som modellen genererar anger biogasflöde i punkterna P1-P5 för varje timme på året. Dessa resultat ger en uppfattning om hur biogasen sprids i nätet och vid vilka timmar som det uppstår överskott i östra nätet. I figur 22 och 23 nedan visar resultaten från simuleringar i mätpunkt P1 respektive P5 baserade på 2011 års förbrukning. Negativa värden innebär att förbrukningen är större än den producerade mängden biogas och att naturgas från Lund behöver matas till mätpunkten för att uppfylla behovet.



Figur 22. Biogasflöde som når mätpunkt P1 på väg in mot Dalby.

I mätpunkt P1 är det bara asfaltsverket som utnyttjat biogasen, och det syns tydligt att biogasen ofta inte räcker till under de timmar då asfaltsverket är igång. I avsnitt 6.2.4 Korrelation med asfaltsverkens aktivitet analyseras korrelationen mer utförligt mellan biogasflödet och asfaltsverken.

## Biogasflöde i mätpunkten P5

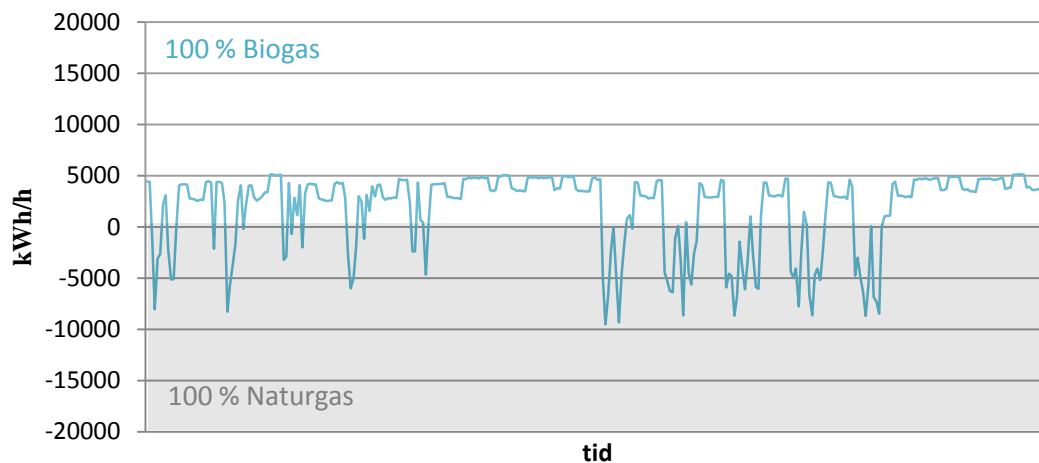


Figur 23. Biogasflöde som når mätpunkt P5 på väg ut ur Dalby

P5 är den sista mätpunkten innan gasen matas vidare till Lund, och ett positivt värde i den här punkten innebär alltså att det är ett överskott av biogas i det östra nätet. En mer ingående diskussion finns i avsnitt 6.2.3 Överskott i östra nätet. Man kan i figur 23 tydligt se effektuttaget från alla värmekunder, då överskottet under vinter halvåret är betydligt lägre än under industrisemestern på sommaren.

I figur 22 och 23 kan det se ut som att alla växlingar mellan 100 % biogas och 100 % naturgas sker på timbasis, men detta stämmer inte riktigt. Omslagen sker ofta över ett intervall på några timmar, där växlingar beror på hur de stora asfaltsverken kör. Figur 24 nedan visar hur variationerna skulle ha skett under vecka 14 och 15, 2011.

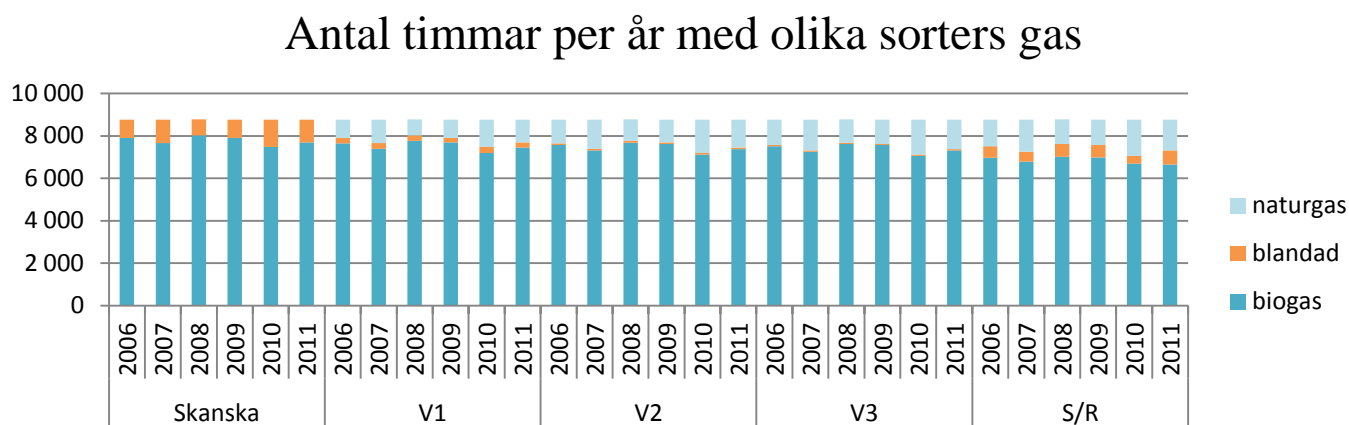
## Biogasflöde i P5 två veckor på våren



Figur 24. Biogasflödet i mätpunkt P5 under två veckor på våren. Positiva värden anger ett överskott på biogas i östra nätet medan negativa värden innebär att naturgas matas in i nätet.

## 6.2.2 Distribuerade biogasmängder i områden över året

För att få en bättre uppskattning av hur mycket biogas kunderna verkligen får, har antalet timmar per år som respektive område har 100 % biogas, 100 % naturgas eller blandad gas sorterats ut med hjälp av rådatan från modellen. Då modellen är uppbyggd så att den tar hänsyn till förbrukningen för olika år har de senaste sex åren jämförts, se figur 25 nedan.



Figur 25. Diagrammet beskriver hur många timmar om året respektive område får 100 % biogas, 100 % naturgas eller en blandning. Förhållandena verkar inte förändras nämnvärt mellan olika år.

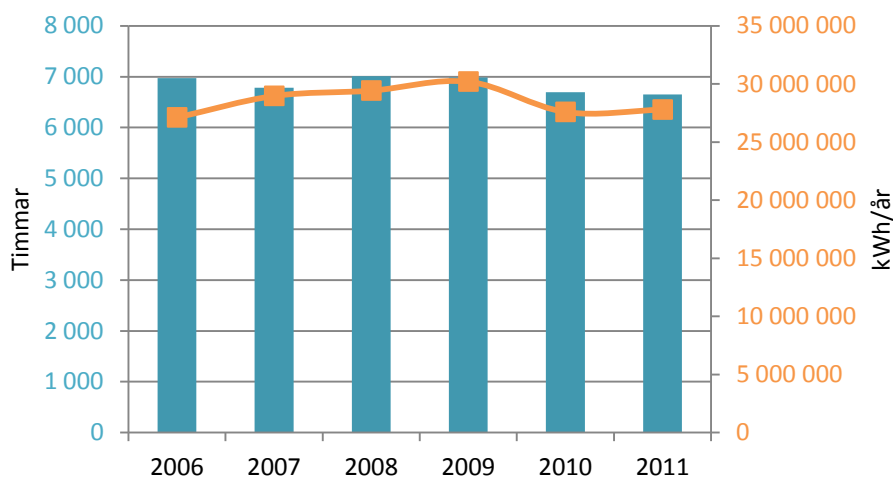
Det totala antalet timmar på ett år är normalt 8760, och utav dessa har alla kunder 100 % biogas minst 6000 timmar per år. Fördelningen inom de olika områdena varierar relativt lite från år till år, även om Skanska har ökat sin årliga förbrukning från 12 till 14 GWh de senaste två åren. Anmärkningsvärt är också att antalet timmar med blandad kvalitet i de olika områdena i Dalby är väldigt liten. Detta ger bättre förutsättningar för en debiteringsmodell som bygger på debitering med naturgaspris de timmar som området har 100 % naturgas och debitering med ett lägre biogaspris övriga timmar på året. I avsnitt 8.3 Debiteringssystem för varierande gaskvalitet beskrivs debitering mer i detalj.

## 6.2.3 Överskott i östra nätet

Det östra nätet har en årlig förbrukning på runt 30-35 GWh, vilket innebär att nästan hälften av den producerade biogasen kommer att behöva skickas vidare till gasnätet i Lunds tätort. Denna rapport är begränsad till att endast undersöka vilka variationer som kommer att uppstå i det östra nätet, och som en följd av modellens enkla uppbyggnad så förutsätts det att allt överskott i det östra nätet kan matas till Lunds tätort.

I figur 26 nedan visas hur många av årets 8760 timmar som det östra nätet skulle ha haft överskott på biogas de senaste sex åren. Det kan konstateras att biogas skulle ha behövts matas mot Lund mellan 75-80 % av årets alla timmar. För ett system utan propan tillsats betyder detta att ren biogas kommer att matas in till Lunds tätort större delen av året.

## Överskott i östra nätet



Figur 26. Överskott i östra nätet för åren 2006-2011.

Att göra östra nätet till ett rent biogasnät för att sedan bara spetsa överskottet med propan är en möjlighet. Den krävda mängden propan skulle då minska till ungefär hälften, men propanspetsningsanläggningen skulle ändå vara tvungen att gå större delen av året.

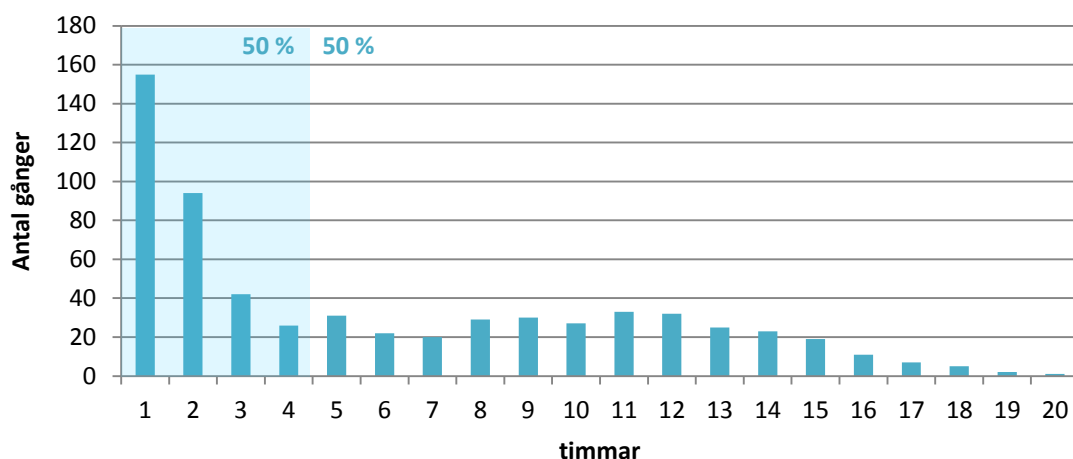
### 6.2.4 Variationer och svängningar

Både scenariot i modellen och dagens system svänger oerhört mycket på grund av den oregelbundna och stora förbrukningen hos de båda asfaltsverken. När asfaltsverken kör igång kan de förändra effektbehovet med mer än 10 MW på bara en timme. Den skillnad som scenariot i modellen innebär, är att gas nu matas i två riktningar och att flödet därmed i vissa fall måste både bromsas in och accelereras i motsatt riktning för att möta behovet i en stor effekttopp.

Vid en närmare analys av datainformationerna i mät punkt 5 framgår det att flödet byter riktning 672 gånger per år. Med vetskapen om att asfaltsverket är avstängt tre månader på vintern, en månad på sommaren och samtliga helger, ger detta ungefär fyra omslag per arbetsdag. De flesta omslag är små, 560 omslag per år är under 10 MW, 112 är över 10 MW och det största omslaget är på 20 MW.

Det kan också vara av intresse att veta hur ofta omslagen sker och hur länge det dröjer mellan två omslag, se figur 27 nedan. Vanligtvis sker omslagen med 1-20 timmars intervall, men det fanns även ett fåtal tillfällen om året då flödet behöll samma riktning i fler än 50 timmar, som över helger, industrisemestern och vintermånaderna. Av de korta intervallerna på 1-20 timmar, skedde hälften av omslagen med intervall på fyra timmar eller kortare. Man kan även identifiera en topp kring 11-12 timmar som vanligtvis borde motsvara dygnsvilan för de två asfaltsverken. De riktigt korta intervallen på en timme beror troligtvis på produktionsstopp mellan ordrar.

## Varaktighet innan byte av flödesriktning

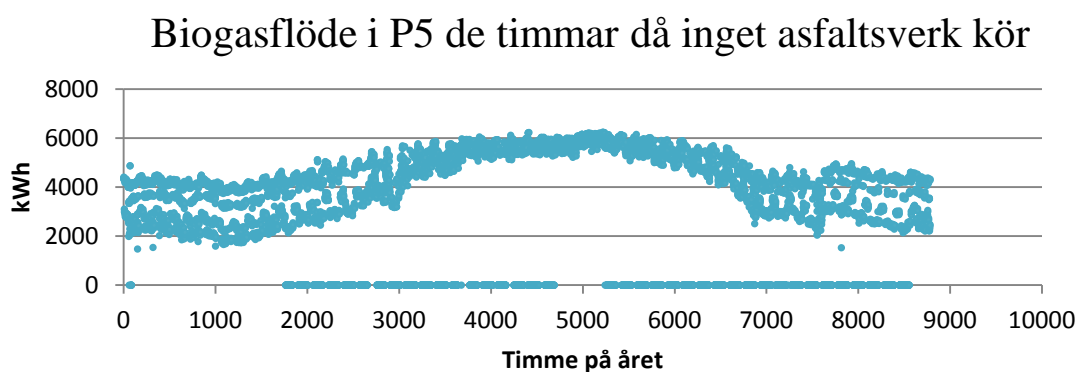


Figur 27. Histogram över hur många gånger per år som olika långa perioder av gas matas åt samma håll innan flödet byter riktning.

I samband med svängningar bör man dock reflektera kring stabiliteten i våra timvisa mätningar. Det som nätet i slutändan upplever är verkliga förändringar, som är betydligt snabbare än timvisa förändringar. Det som analyseras här är den totala förbrukningen under en timme och om förbrukningen är konstant eller fluktuerande under den timmen finns ingen vetskap om.

### 6.2.5 Korrelation med asfaltsverkens aktivitet

Då inget av asfaltsverken är igång finns det ett stort överskott av biogas i det östra gasnätet. Figur 28 nedan visas biogasflödet i P5 då inget asfaltverk går.

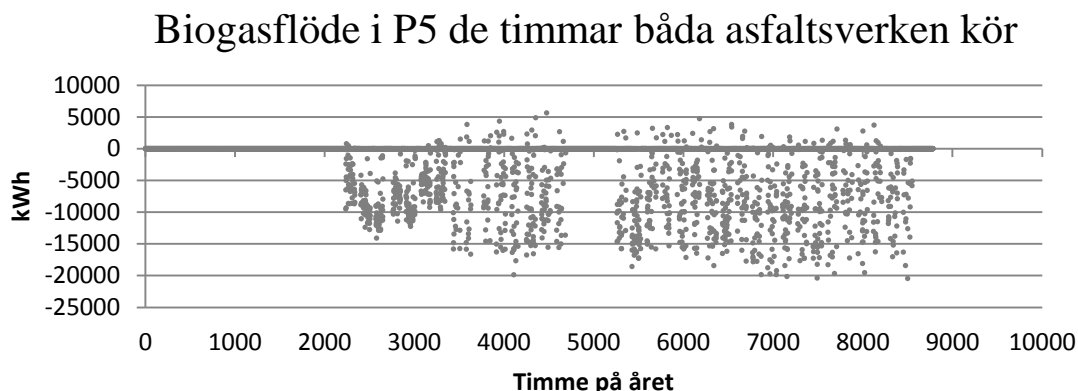


Figur 28. Flödet av biogas i P5 då inget asfaltsverk går. De blå prickarna på x-axeln är nollade på grund av att de representerar timmar då asfaltsverken är igång.

Det kan konstateras att höga flöden av biogas kommer att gå till Lund då inget asfaltsverk går. Speciellt på sommaren så kommer flödet av biogas vara högt. Flöden på 5-6 MW är vanligt under sommaren medan flöden på 2-4 MW är vanligare på vintern.



När däremot båda asfaltsverken går så kommer höga flöden av naturgas komma till östra nätet, vilket kan ses i figur 29 nedan.



Figur 29. Flödet av biogas i P5 då båda asfaltsverken går. Negativa värden innebär underskott på biogas och att naturgas matas in i östra nätet.

När båda asfaltsverken går så kommer, i de allra flesta fall, all producerad biogas att förbrukas i det östra nätet. De punkter i figur 29 ovan som är positiva beror troligen på att asfaltsverken befinner sig i en uppstart- eller nedstängningsfas med låg förbrukning. Vanligtvis strömmar dock 0-15 MW naturgas in i östra nätet vid de tillfällen då båda asfaltsveken är igång.

### 6.2.6 Uppskalat asfaltsverk

I dagsläget finns planer hos Skanska att köpa in ytterligare en gasbrännare för att kunna ta till vara på gammal asfalt. En ny brännare skulle tillföra en effekt på 9 MW till dagens 18 MW vilket ger Skanska en installerad effekt på 27 MW. I dagsläget har Skanska maximalt utnyttjat 14,7 MW av sina 18 MW och det är därför rimligt att anta att den nya anläggningen inte kommer att köra på mer än 100 %. Trots det har författarna valt att skala upp förbrukningen med 9 MW till en total maxlast på 23,7 MW, vilket ger följande skalningsfaktor:

$$\text{skalningsfaktor} = \frac{\text{nya maxlasten}}{\text{gamla maxlasten}} = \frac{23,7}{14,7} = 1,6$$

Skalningsfaktorn multipliceras sedan med timförbrukningen från asfaltsverket innan modellens nya beräkningar genomförs. Resultaten från simuleringen visar att naturgas behöver matas in ytterligare 135 av årets timmar för att förse östra nätet med tillräckligt med gas. Förbrukningen i östra nätet skulle öka från 46,2 GWh till 55,9 GWh.

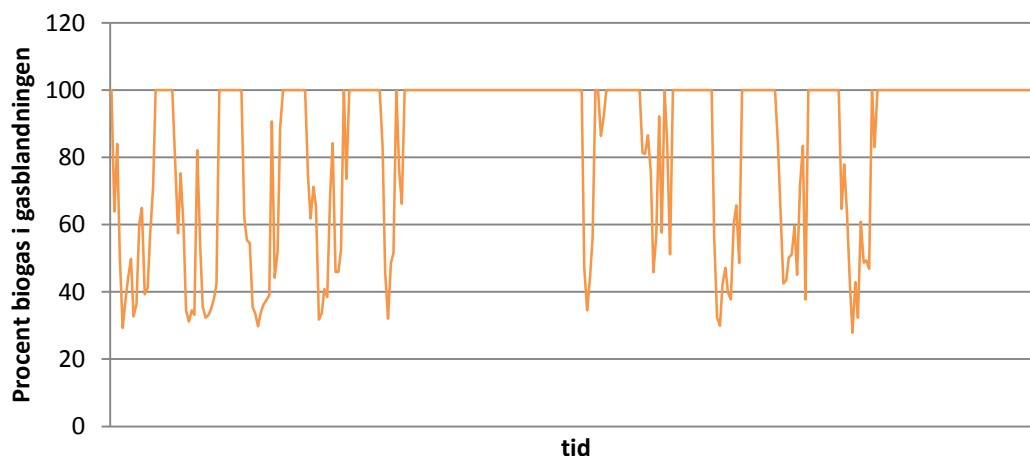
### 6.2.7 Alternativ inmatningspunkt

Vid simuleringen undersöktes en alternativ inmatningspunkt där biogasen matas in på 10-barsledningen mellan Lund och Dalby. På så sätt kommer naturgasen och biogasen

att flöda parallellt in i östra nätet. Detta innebär att det inte längre kommer att uppstå en front där biogasen möter naturgasen utan att gaserna blandas och att det under varje timme uppstår en blandningskvot. Blandningskvoten anger mängden biogas i den blandade gasen och utgår därmed ifrån möjligheten att tillgodose östra nätets behov. Då gaserna matas in på detta sätt förutsätts det att gaserna blandas optimalt.

Simuleringar gjorda med 2011 års förbrukning visar att det östra nätet kan försörjas helt på biogas 75 % av årets timmar (6652 timmar utav årets 8760 timmar). De timmar då biogasen inte räcker till korrelerade väl med de timmar då asfaltsverken kör på hög belastning. I figur 30 nedan visar hur blandningskvoten med avseende på mängd biogas varierar under två veckor, vecka 40 och 41 på hösten och är simulerade med 2011 års förbrukning.

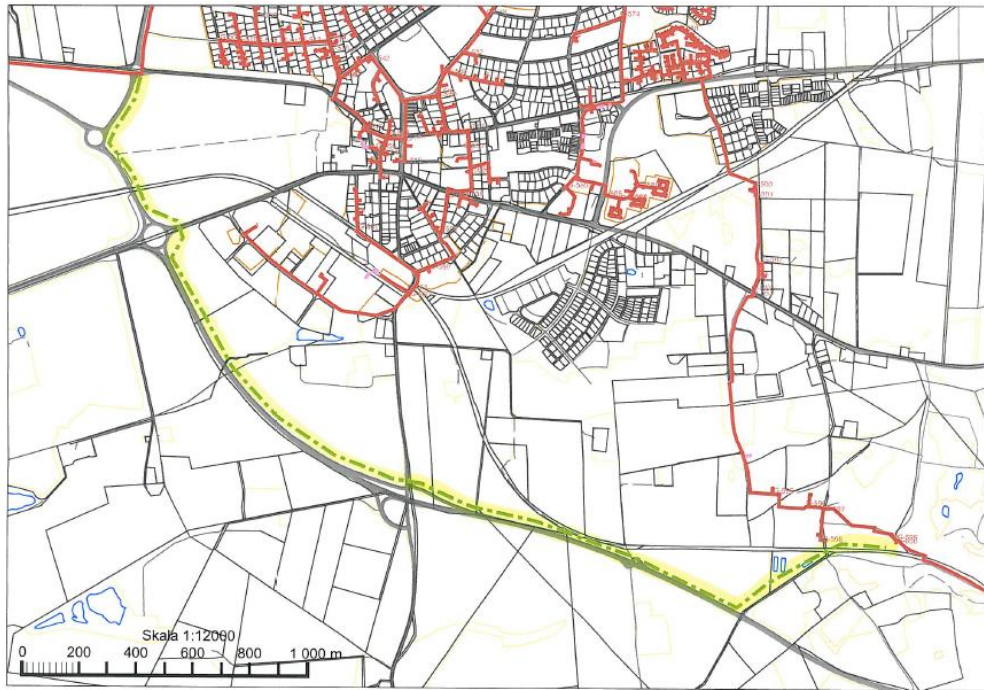
### Biogaskvot in i Dalby två veckor på hösten



Figur 30. Variation i blandningskvoten i Östra nätet under två veckor på hösten, (%).

Över hela år 2011 går blandningskvoten inte under 25 % vid något enskilt tillfälle. Man kan alltså dra slutsatsen att om en alternativ inmatningspunkt på 10-barsledningen skulle användas, så skulle det alltid vara minst 25 % biogas i det östra nätet och 75 % av året skulle det vara 100 % biogas. Denna slutsats påverkas givetvis av asfaltsverkens förbrukning och skulle Skanska installera ytterligare 9 MW, skulle den lägsta inblandningskvoten av biogas sänkas från 25 % till 19 %.

Kostnaden för en alternativ inmatningspunkt beror på den exakta rördragningen och meterpriset för att lägga en ny ledning. En rördragning enligt figur 31 nedan skulle behöva ungefär 4 km rör och skulle kosta ungefär 6 miljoner kronor (Glans, 2012).



Figur 31. Föreslagen rördragning för en alternativ inmatning på 10-barsledningen (gul) och dagens befintliga gasnät (röd).

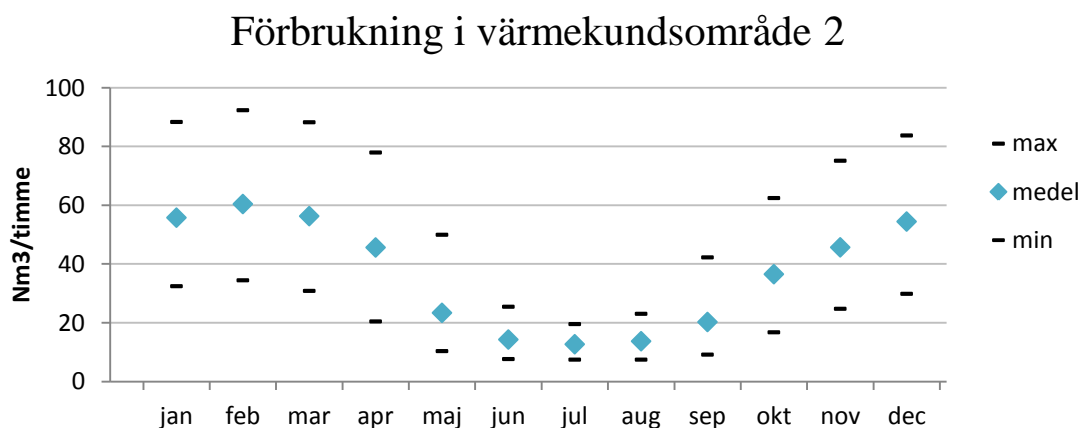
## 6.3 Utökad analys

### 6.3.1 Effekter av tröghet i systemet

De skillnader mellan verkliga flöden och modellerade flöden som uppstår i östra nätet innebär att korrelationen blir förskjuten tidsmässigt, uppskattningsvis mindre än ett dygn. Om hela östra nätet har haft överskott av biogas, som följd av att asfaltsverken stått stilla, så innebär det att hela stora delar av östra nätet, inklusive 10-barsledningen mellan Lund och Dalby, kommer att vara fyllt av biogas (förutom eventuell överbliven naturgas som inte blivit förbrukad). Om Skanskas asfaltsverk i ett sådant läge skulle starta, så skulle den biogas som ligger lagrad i östra nätet och 10-barsledningen förbrukas innan naturgasen börjar förbrukas. Eftersom systemet svänger lika många gånger från 100 % biogas till 100 % naturgas som omvänt så kan det antas att dessa effekter över längre tidsrymder, som ett år, tar ut varandra. Sett över ett år borde alltså modellen ge en bra uppskattning på hur mycket biogas, respektive naturgas, som förbrukats.

Rimligtvis är modellen mer korrekt för de kunder som ligger i närheten av modellens huvudledning, medan kunder som ligger långt in på en förgrening bör uppleva stora fördröjningar. Det kan därför vara intressant att titta på en specifik förgrening för att få en uppskattning på hur lång tid det tar att förbruka den gas som är lagrad i en förgrening.

Författarna valde att titta på de kunder som bor i värmekundsområde 2, mitt i Dalby. Den totala mängd gas som finns lagrad i ledningarna i detta område är minst 129 Nm<sup>3</sup>. Detta beräknades genom att volymen i de grövsta rörledningarna samt ett stort antal av de mindre anslutningsrören summerades. För att få en uppskattning om hur fort denna mängd gas förbrukas togs medelförbrukningen per timme fram för varje månad, se figur 32 nedan. På vintern tog det i medel ca 2 timmar för värmeområde 2 att använda upp den lagrade gasen i ledningen, medan det på sommaren kunde ta upp till 10 timmar.



Figur 32. Genomsnittsförbrukningen 2011 i värmekundsområde 2, i normalkubikmeter per timme. För varje månad visas även den maximala och minimala förbrukningen.

### 6.3.2 Effekter av biogasmätning i 10-barsledningen till Lund

Modellen utgår helt ifrån det östra nätet, och analyserna har därför förutsatt att allt överskott matas ut i form av biogas, medan nätet ständigt fylls på med naturgas så fort det blir brist. I verkligheten går det en 7 km lång gasledning med 10 bars tryck mellan Dalby och Lund. Detta innebär att biogas skulle packas i ledningen under den tiden då det finns biogas i överflöd och att den biogas som är stående i ledningen skulle förbrukas i ett första skede innan naturgas verkligen når fram till Dalby.

Frågan som undersöks är alltså hur stor den lagrade volymen i 10-barsledningen är samt hur stor inverkan det har på våra resultat i analysen. Chansen är att naturgasen aldrig når fram till Dalby.

Först beräknades hur stor volym som kan bli stående mellan Dalby och MR stationen vid inloppet till Lund. För att det ska kunna gå att mata i båda riktningarna skulle trycket på gasledningen behöva sänkas till 4 bar, så att det är samma tryck som i det övriga nätet. Gasledningen mellan Dalby och Lund är 150 mm i diameter och har en längd på 7138 m. Beräknat med ett övertryck på 3,75 bar blir den totala volymen 593 Nm<sup>3</sup>, vilket motsvarar ungefär 5800 kWh.

Om man ser ledningen till Lund som en liten buffert som förbrukas innan naturgasen, når Dalby, kommer antalet timmar med 100 % biogas i östra nätet att öka. Frågan är hur mycket? Med denna lilla buffert adderad till modellen fås resultatet att det bara behöver matas in naturgas i det östra nätet 1826 timmar om året, jämfört med 2108 timmar tidigare. Antalet timmar med 100 % biogas ökar alltså med 282 timmar.

Detta innebär dock inte en lika stor ökning av mängd förbrukad biogas i det östra nätet. Den extra mängd biogas som går in i östra nätet tack vare ledningen mellan Lund och Dalby är 36 500 kWh, vilket bara är en knapp promille av den totala förbrukningen i östra nätet. Detta beror på att de återstående 1826 timmarna är riktiga höglasstimmarna då asfaltsverken behöver mycket gas. Totalt tillförs östra nätet ca 8 GWh naturgas om året och en minskning på 36,5 MW är i det avseendet väldigt marginell. Modellen ger därför en rimlig uppfattning om hur mycket naturgas som behöver tillföras det östra nätet över ett år. Beräkningarna i detta avsnitt har gjorts enligt samma modell som en stor buffert, se avsnitt 7.1 Lagring av biogas.

### 6.3.3 Effekter av sektionering

När gas transporteras i gasledningar sker alltid ett tryckfall. Inom nätet får det minst vara 1 bars övertryck, vilket därmed utgör ett randvillkor. Tryckfallet ökar med den effekt som behöver överföras, vilket innebär att nätet har en begränsning i vilken effekt som kan överföras mellan två punkter, givet ett visst ingångstryck. (Glans, 2012)

En idé för hur nätet kommer att anpassas när biogasanläggningen i Dalby kopplas in, är att trycket i 10-barsledningen mellan Lund och Dalby (röd ledning i figur 35 nedan), vid inmatningspunkten (svart triangel) sänks till ca 3,75 bar ö. För att detta ska vara möjligt, så får alltså tryckfallet mellan denna punkt och alla andra punkter i nätet aldrig bli större än 2,75 bar.

När en sektionering av nätet görs, minskar överföringskapaciteten i delar av nätet, och i dessa delar av nätet kommer tryckfallet därmed att bli högre. För att testa om den sektionering som gjorts i denna rapport skulle fungera så har tryckfallet under ett extremfall beräknats. Extremfallet bygger på följande förutsättningar:

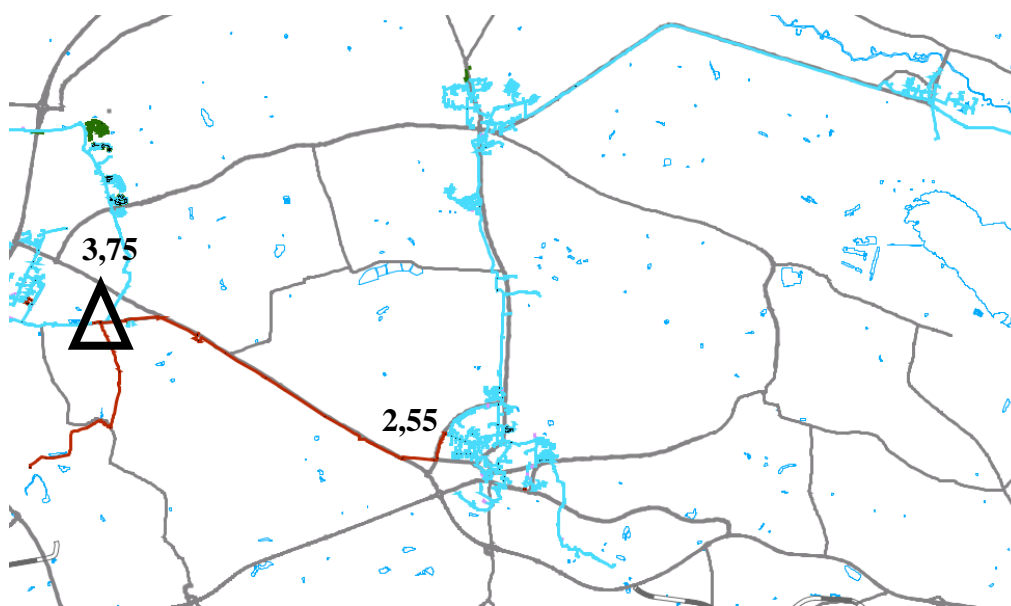
- Östra nätet har ett effektbehov på 30 MW. Detta effektbehov antas vara konstant tills att all gas i nätet<sup>14</sup> hunnit förbrukats och ett flöde motsvarande 30 MW rör sig mot Dalby.
- I den norra delen av Dalby förgrenar sig nätet, och går där vidare mot Sandby/Revinge (svart triangel i figur 35). Från denna punkt antas 24 MW gå söderut, vilket lite drygt motsvarar Skanskas maximala uppmätta momentana användning under tidsperioden 2006-2011 (14 MW), plus den tänka utbyggnaden på 9 MW.

---

<sup>14</sup> Den volym gas som finns i nätet kallas även för line pack.

- All gas antas gå igenom den största ledningen som går igenom Dalby, och destinationen är Skanska asfaltsverk. Se svart linje i figur 36 nedan.
- Biogasanläggningen i Dalby producerar 60 GWh spritt jämt över året, vilket motsvarar 7,6 MW.
- Biogasanläggningen i Dalby antas inte bidra till en tryckhöjning i nätet.

I figur 33 nedan kan man se tryckfallet från inmatningspunkten vid MR-stationen för ledningen som kommer från Staffanstorp till MR-stationen i Dalby. Tryckfallet är alltså 1,2 bar, och det ingående trycket till Dalby är 2,55 bars övertryck.

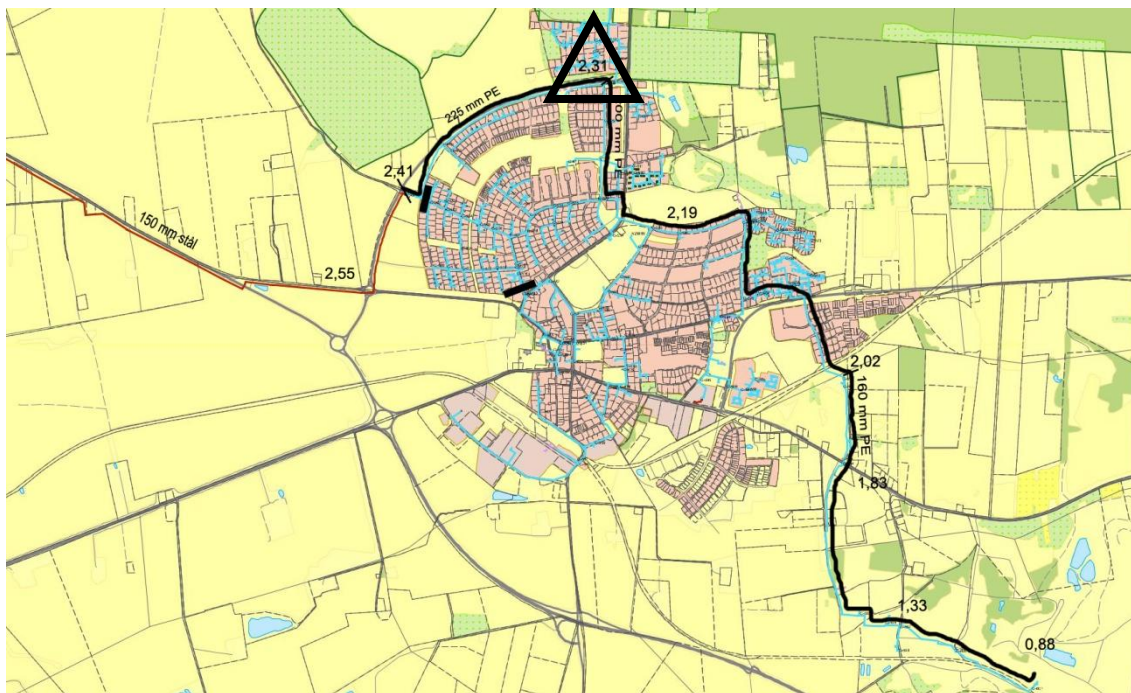


Figur 33. Tryckfall från inmatningspunkten vid MR-stationen för ledningen som kommer från Staffanstorp till MR-stationen i Dalby. Tryck i bar övertryck.

Från MR-stationen i Dalby till Skanska asfaltsverk sker sedan ett tryckfall på 1,67 bar. Beräkningarna har gjorts på den stora huvudledningen genom Dalby. Förgreningarna i nätet påverkas till viss del av tryckskillnaderna, och ejektorverkan<sup>15</sup> kan göra att gasen närmast huvudledningen dras med mot asfaltsverket. Tryckfallet över Dalby kan ses i figur 34 nedan.

<sup>15</sup> Ejektorverkan innebär att en rörelse uppstår till följd av en tryckskillnad. Rörelsen drar i sin tur med sig stillastående gas i ett närliggande utrymme.





Figur 34. Tryckfall över Dalby vid ett extremfall. Tryck i bar övertryck.

Resultatet av detta blir att övertrycket vid Skanska asfaltsverk blir 0,88 bar. Vid detta extremfall så blir alltså tryckfallet för stort för att systemet ska kunna hantera den höga lasten. Då det anses möjligt att det beskrivna scenariot kan uppkomma, kan det innebära att en sänkning av 10-barsledningen är omöjlig. Om Skanska ska uppgradera sin anläggning bör det genomföras en noggrann genomgång av potentiella tryckfall i nätet. Det positiva är att tryckfallet över den del av nätet som påverkas av sektioneringen endast är på ungefär 0,22 bar, vilket innebär att effekten av sektioneringen inte bidrar med ett extra tryckfall på mer än maximalt 0,22 bar.

#### 6.3.4 Exempel på utökad modell

Mot slutet av denna rapports skrivande kom det till författarnas uppmärksamhet att en liknande simuleringsmodell för gaskvalitetsspårning i distributionsnät hade gjorts. Den modellen gjordes av Bochum Ruhr University tillsammans med E.On Ruhrgas och bygger på samma grund som simuleringsmodellen i denna rapport. Den tyska modellen har dock inkluderat aspekter som valdes att exkluderas ur denna rapports modell, vilket gör den intressant att studera lite närmare.

Den största skillnaden är att i den tyska modellen tas hänsyn till mängden gas i nätet, samt förändringar av denna mängd (line pack). Modellen mäter även det momentana inflödet av naturgas i systemet, istället för att det, som i denna rapports modell, antas motsvara skillnaden mellan den momentana efterfrågan på gas och den momentana produktionen av biogas. Skaparna av modellen har även identifierat att osäkerheter i beräkningarna av line pack, inflödet av gas i systemet och timmätta kunders förbrukningar är små. I de fall modellen avviker från verkligheten så beror det till den största delen på skillnader mellan schablonvärden för deras momentana konsumtion och

deras faktiska momentana konsumtion. Denna eventuella skillnad har de satt upp ett uttryck för, vilket de sedan använder för att korrigera förbrukningen. (Schley, Schenk, & Hielscher, 2011)

Bochum Ruhr University och E.ON Ruhrgas modell simulerade värmevärdet på ett stort antal ställen i nätet, så kallade noder, med stor noggrannhet och avvikelserna var enligt deras egna tester inte mer än 2 % relativt faktiska värden, och ofta var simuleringen betydligt mer noggrann än så. (Schley, Schenk, & Hielscher, 2011)

## 6.4 Sammanfattning av simuleringen

Den matematiska modell som gjordes för simuleringarna har baserats på en sektionering av gasnätet i Dalby och på framtagna kundprofiler för olika kundgrupper. Modellen har uppenbart några begränsningar vad gäller att beskriva den verkliga situationen på gasnätet, men ger en bra uppfattning om hur det i stora drag skulle kunna se ut.

Genomgående är att asfaltsverken dominerar effektbehovet i det östra nätet, vilket leder till att det är ett överskott av biogas en oväntat stor del av året. Så mycket som 75 % av årets timmar skulle biogas behöva matas till Lund, samtidigt som det krävs stora mängder naturgas när de två asfaltsverken kör. Detta medför även att det inte är så många timmar där kunderna upplever en blandad gas vilket skulle kunna göra att debiteringen blir lättare och mer rättvis.

Enligt originalmodellen matas naturgas in i det östra nätet 2108 timmar per år. Vilka konsekvenser olika åtgärder skulle få – såsom en uppgradering av skanskas asfaltsverk med 9 MW, eller om biogasen lagrades i en normalstor bufferttank (läs mer i 7.1 Lagring av biogas), eller om man räknar med den lagrade kapaciteten i rörledningen till Lund – presenteras i tabell 11 nedan.

Tabell 11. Sammanställning av variationer i timmar med naturgas.

<i>Antagande</i>	<i>Antal timmar med naturgas</i>	<i>Differens mot modellen</i>
Modellen	2108	-
Uppskalad verk	2243	135
Lagring i tank 330 000 kWh	166	1942
Inklusive 10-barsledning	1826	282



## 7 Alternativa lösningar

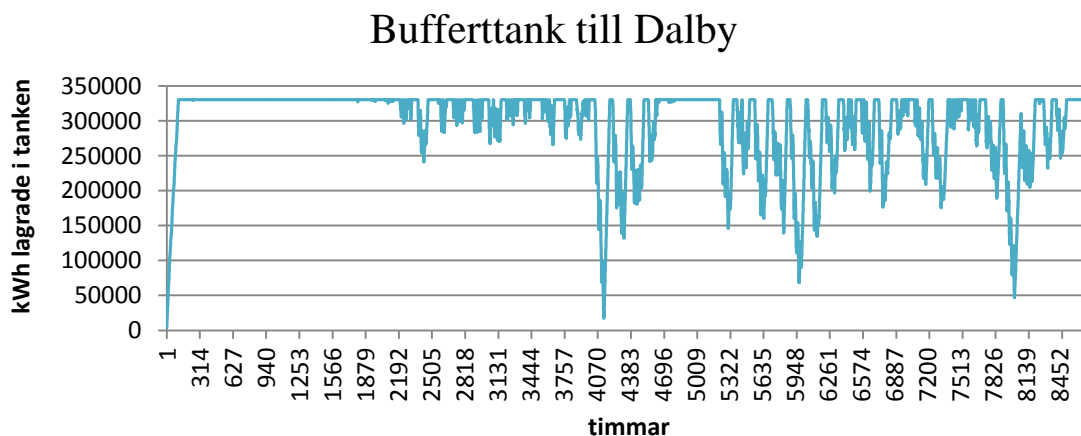
### 7.1 Lagring av biogas

Ett alternativ för att jämna ut variationerna i gaskvalitet i det östra nätet vore att mellanlagra biogas i en bufferttank vid de timmar som det råder överskott och sedan tillföra biogasen när det uppstår brist på nätet. En buffert dimensioneras sällan för mer än 2 dygns biogasproduktion på grund av ekonomiska skäl (Benjaminsson & Nilsson, 2009, s. 49), vilket skulle medföra att en bufferttank i Dalby maximalt skulle vara dimensionerad för 330 000 kWh biogas.

Beräkningen för hur mycket biogas som finns i bufferttanken en viss timme skulle kunna beskrivas som

$$E(h)_{buffert} = E(h-1)_{buffert} + E(h)_{biogas} - E(h)_{förbrukning}$$

där  $E(h)_{buffert}$  är energiinnehållet en viss timme på året och detsamma som energiinnehållet i tanken föregående timme plus produktionen av biogas under den aktuella timmen minus förbrukningen i östra nätet samma timma. I följande beräkningar startas året med att tanken fylls upp då inget av asfaltsverken är igång under vinterhalvåret. Beräkningarna genomfördes för två olika år – 2006 och 2011, se figur 35 och 36.



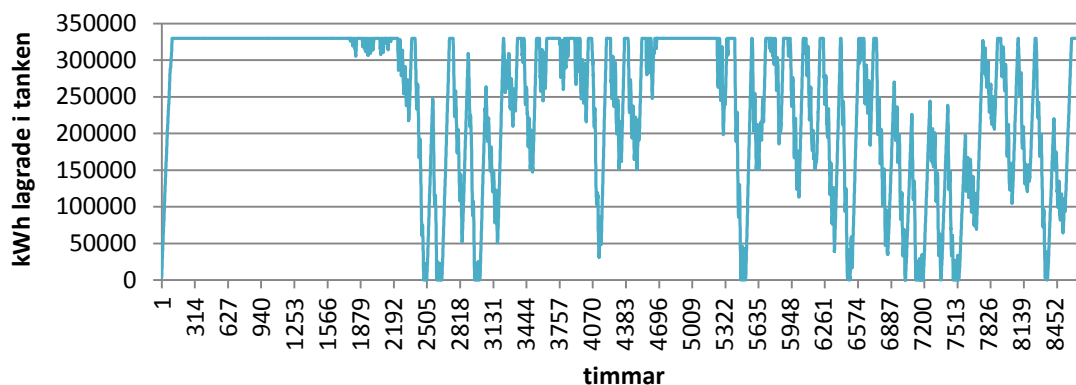
Figur 35. Hur en 330 000 kWh bufferttank skulle klara av förbrukningen i Dalby år 2006.

En bufferttank på 330 000 kWh skulle klara av att hålla östra nätet försett med 100 % biogas under hela året med 2006 års förbrukning. Det största effektuttaget tömmer nästan tanken helt, men i övrigt finns god marginal för ett varierande effektuttag och mycket biogas kommer fortfarande att behöva matas över till Lund då tanken är full många timmar om året.

Däremot ser man i figur 36 nedan att en bufferttank på 330 000 kWh inte skulle räcka till för att förse östra nätet med 100 % biogas under år 2011. Effektuttaget blir för stort

vid flera tillfällen både på våren och på hösten. En lösning med bufferttank skulle därför troligen inte vara ekonomiskt lönsam om man vill göra östra nätet till ett renodlat biogasnät.

### Bufferttank till Dalby

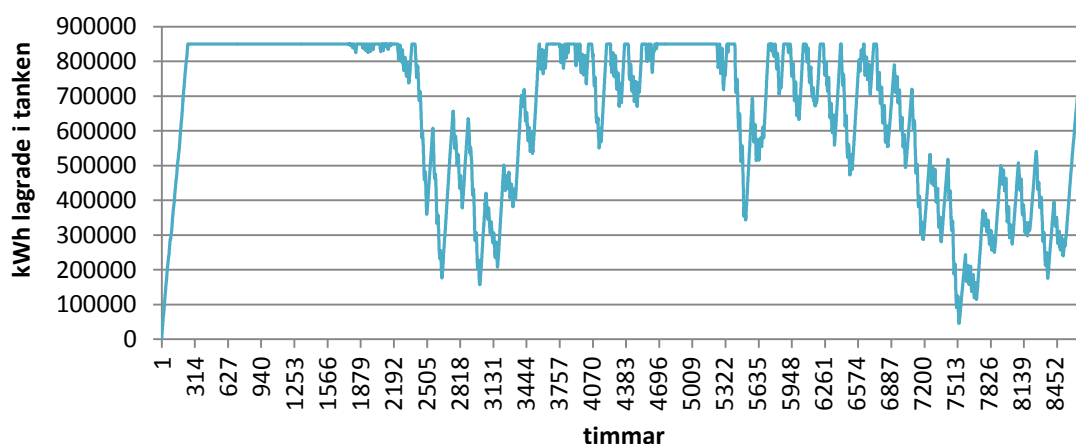


Figur 36. Hur en 330 000 kWh bufferttank skulle klara av förbrukningen i Dalby år 2011.

Det är dock bara 166 av årets 8760 timmar som bufferten inte skulle räcka till för att täcka östra nätets behov, och den totala mängd naturgas som skulle behöva importeras till det östra nätet är 138 000 kWh, jämfört med det totala behovet på 46 200 000 kWh. Det handlar alltså om ca 2 % av årets timmar och 3 % av årsförbrukningen.

Om man trots ekonomiska omständigheter vill göra östra nätet till ett renodlat biogasnät skulle en tank på ungefär 850 000 kWh behövas, vilket motsvarar fem dygn och fyra timmars biogas produktion. Då skulle även de största topparna under hösten kunna buffras, se figur 37 nedan. Vid den händelse att Skanska uppgraderar sitt asfaltsverk skulle alltså en ännu större bufferttank krävas vilket gör situationen än mer orimlig.

### Bufferttank till Dalby

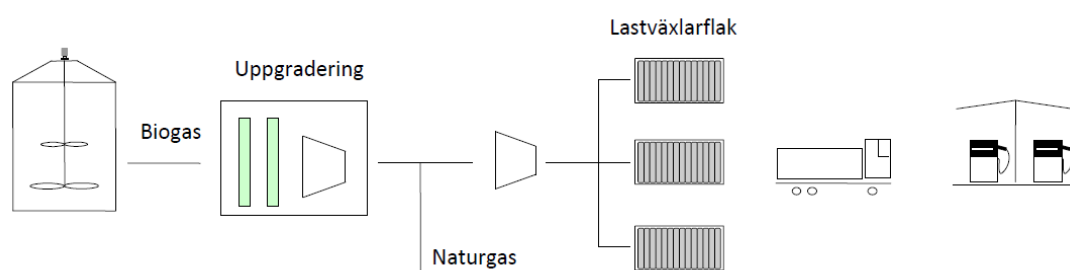


Figur 37. Hur en 850 000 kWh bufferttank skulle klara av förbrukningen i Dalby år 2011.

## 7.2 Flakning av biogas

I områden där gasnät saknas är det vanligt att man komprimerar naturgas eller biogas till gasbehållare, vilka är monterade i en container, ett så kallat lastväxlarflak, vilket sedan lastas på en lastbil med eller utan släp. Detta distributionssätt kallas ofta endast för flakning. Sådana system är vanliga i andra delar av landet, till exempel i Mälardalen, Östergötland och Västra Götaland. (Benjaminsson & Nilsson, 2009)

Gasbehållarna fylls genom en så kallad dispenser. Den fyller gasbehållarna till ett tryck som motsvarar 200 bars övertryck vid 15 °C. För att säkra tillgången på gas och därmed kunna få regelbundna transporter av gas kompletteras ofta en anläggning där biogas komprimeras med möjligheten att komprimera naturgas. I Figur 40 finns en schematisk bild över hur ett system med flakning vanligtvis fungerar. (Benjaminsson & Nilsson, 2009)



Figur 38. System för flakning (Benjaminsson & Nilsson, 2009).

Efter att gasbehållarna fyllts lastas containern på lastbilen och transporteras till försäljningsplatsen. En begränsande faktor vad gäller kapaciteten för ett distributionssystem med flakning är den tillåtna maxvikten för lastbil, eventuellt släp och lastväxlarflak på sammanlagt 60 ton. Vanligtvis används lastväxlarflak på lastbilar utan släp med en lastkapacitet på 2000-3000 Nm<sup>3</sup>, vilket skulle innebära att det skulle gå en fullastad lastbil från anläggningen i Dalby ca varannan eller var tredje timme. Om släp används kan tre små lastväxlarflak (2000 Nm<sup>3</sup>), eller två stora (3000 Nm<sup>3</sup>) lastas på samma ekipage. I dagsläget tillverkas även gasbehållare i kompositmaterial, vilket minskar vikten avsevärt, med följden att lastkapaciteten av gas ökar. I tabell 12 nedan finns olika möjligheter för flakning redovisade. (Benjaminsson & Nilsson, 2009)

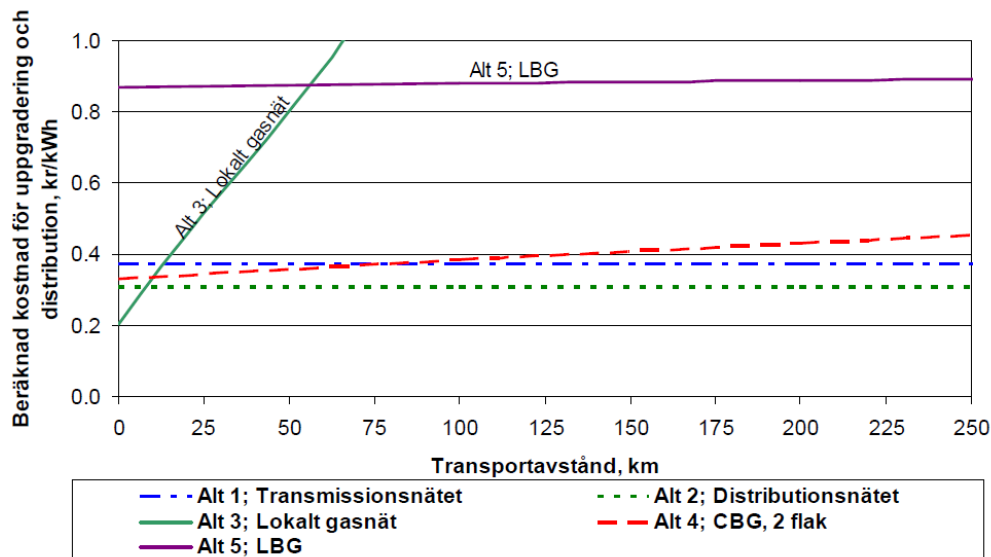
Tabell 12. Kapacitetsbehov för flakning av producerad biogas i Dalby (Benjaminsson & Nilsson, 2009).

	Totalvikt, ton	Varav gas, ton	Lastkapacitet, Nm <sup>3</sup>	Antal ekipage per dygn från Dalby
Lastbil	12			
Släp	6			
Litet lastväxlarflak, stål	14	1,4	2000	8,4
Stort lastväxlarflak, stål	19	2,1	3000	5,6
Stort lastväxlarflak, komposit	13	3,5	4850	3,5
Totalt ekipage, två stora lastväxlarflak, stål	Ca 60	4,2	6000	2,8
Totalt ekipage, två stora lastväxlarflak, komposit	Ca 44	7,0	9700	1,7
Totalt ekipage, två stora i komposit och ett litet i stål	Ca 58	8,4	12000	1,4

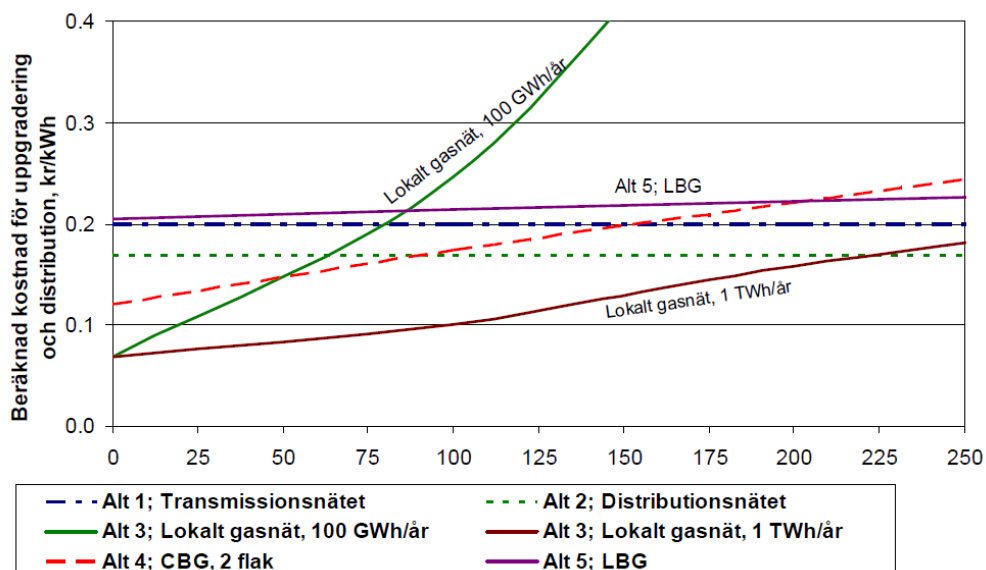
Antalet ekipage som måste gå från anläggningen i Dalby och försäljningsstället varierar alltså stort beroende på vilket transportsätt som väljs. Det transportsätt med störst kapacitet innebär att 511 transporter om året måste gå från anläggningen, medan det med lägst kapacitet resulterar i 3066 transporter per år. För att utvärdera vilket av dessa transportalternativ som skulle vara det bästa alternativet för anläggningen i Dalby skulle en mer omfattande analys behöva göras, med betoning på praktiska lösningar för av- och pålastning, samt en mer grundlig ekonomisk analys. I en ekonomisk jämförelse över distribueringsalternativ för biogas som Grontmij publicerade 2009 konstaterar de dock följande (Benjaminsson & Nilsson, 2009):

*”Distribution av komprimerad gas är kostnadseffektivt för både små och stora flöden, men det finns praktiska fördelar med att förse tankstationer med gas från gasnät i jämförelse med att alltid se till att fyllda lastväxlarflak finns till hands.”*

I sin studie konstaterar de att flakning från stora anläggningar, 100-1000 GWh/år, är billigare än att mata in på distributionsnätet om transportsträckan enkel väg är under åtta mil. För små anläggningar, 10 GWh/år, är det oberoende av transportsträckan alltid billigare att transportera gasen via distributionsnätet. Det är därför troligt att de kostnaderna som är förknippade med distributionen av gas från anläggningen i Dalby för flakning respektive inmatning på distributionsnätet med Grontmij's antaganden skulle resultera i kostnader som ligger på ungefär samma nivå som kostnaderna för inmatning på distributionsnätet. I figur 39 och figur 40 nedan finns kostnaderna för uppgradering och distribution via distributionsnätet (grön, streckad linje) och dito för flakning. (Benjaminsson & Nilsson, 2009)



Figur 39. Beräknad kostnad för uppgradering och distribution, 10 GWh-anläggning (Benjaminsson & Nilsson, 2009).



Figur 40. Beräknad kostnad för uppgradering och distribution, 100-1000 GWh-anläggning (Benjaminsson & Nilsson, 2009).

I fallet med anläggningen i Dalby skulle ett distributionssystem med flakning innebära att fördelen med att låta det befintliga naturgasnätet fungera som kapacitetsbuffert delvis gå förlorad. Även Energimarknadsinspektionen betonar i en rapport från 2010 fördelen med att mata in produceras biogas på befintligt nät då detta är möjligt.

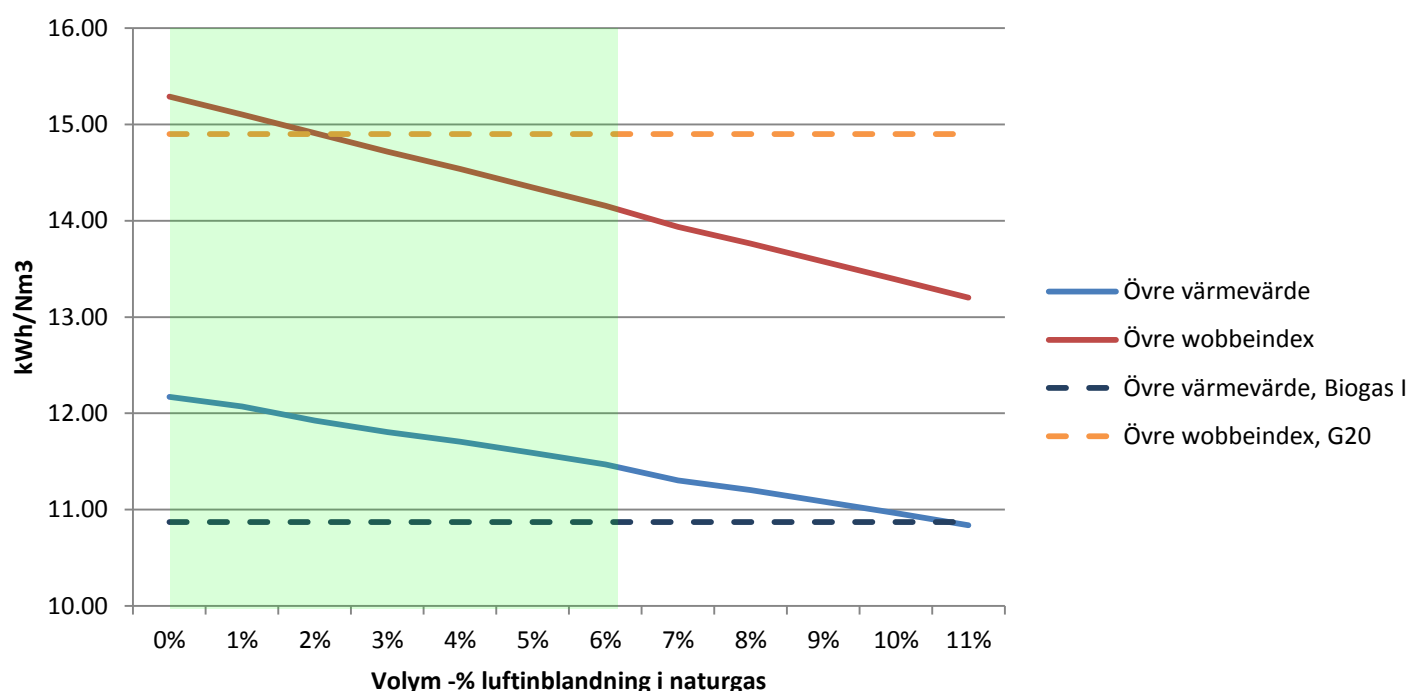
Att välja att flaka biogasen till försäljningsstället kan alltså ha potential att vara ett kostnadseffektivt alternativ, men att naturgasnätets förmåga att fungera som kapacitetsbuffert på tankstationerna skulle då delvis gå förlorad.

### 7.3 Luftinblandning i naturgas

En idé för hur ett underskott i det östra nätet ska hanteras, är genom att naturgas blandad med luft matas in från Lundahållet. Luftinblandning innebär att värmeverdet för naturgasen kan assimileras med biogasens, förutsatt att rätt mängd luft blandas in.

Ett problem i sammanhanget är dock att luftinblandning i naturgas inte bara påverkar naturgasens värmeverde, utan även dess wobbeindex. Med en ökande andel luft, sjunker wobbeindex snabbare än värmeverdet, och innan värmeverdena för biogas och naturgasen konvergerat har wobbeindex avvikit mer än 5 %, relativt G20. I figur 41 nedan beskrivs denna dynamik.

Luftinblandningens påverkan på värmeverde och wobbeindex



Figur 41. Luftinblandningens påverkan på naturgasens värmeverde och wobbeindex. Det orange området symboliserar det område för luftinblandning som innebär en avvikelse på mindre än 5 % från G20:s wobbeindex.

Det kan alltså konstateras att ungefär 6 volym-% luft kan blandas in i naturgasen innan wobbeindex avviker mer än vad som anses acceptabelt, förutsatt att gasapplikationerna som mottar gasen är injusterade på G20. Om gasapplikationerna som mottar gasen är injusterade på dansk naturgas kan ännu mindre andel luft blandas in, ca 4,5 volym-% luft, innan samma 5 %-gräns är nådd.

Enligt simuleringen konsumerade östra nätet år 2011 8,1 GWh gas under tiden då det var 100 % naturgas i nätet, och 15,4 GWh då det var blandad gas i nätet. En grov uppskattning på hur mycket naturgas som användes i östra nätet 2011 blir därmed  $8,1 + 15,4/2 = 15,8$  GWh. Med 6 % luftinblandning kommer den inkommande naturgasen ha

ett energiinnehåll på  $11,47 \text{ kWh/Nm}^3$ , men biogasen har endast ett värmevärde på  $10,87 \text{ kWh/Nm}^3$ .

Om, som i dagsläget, inget debiteringssystem finns som kan hantera ett varierande värmevärde, kommer den inkommande naturgasen troligen att tvingas säljas till biogaspris (Svensson B. , 2012). Därmed kommer endast  $10,87/11,47=94,8 \%$  av den inmatade energin från naturgasen att kunna säljas. Det innebär att  $5,2 \%$  av  $15,8 \text{ GWh} = 0,83 \text{ GWh}$  alltså inte kommer kunna säljas. Om denna gas istället hade sålts som fordonsgas till rådande stolppris,  $1018 \text{ kr/MWh}$ , skulle det motsvara förlorade intäkter motsvarande  $0,83 * 1000 * 1018 = 845000 \text{ kr}$ .

Slutsatsen man kan dra är alltså att luftinblandning skulle medföra förlorade intäkter från minst  $0,83 \text{ GWh}$  naturgas.

## 8 Ekonomisk analys

### 8.1 System med propanspetsning

#### 8.1.1 Beräkning av propanandel

I den ekonomiska analysen behövs mängden propan som ska tillsättas och syftet med detta avsnitt är att beräkna hur stor mängd propan som krävs för att höja värmevärdet på biogasen till naturgasens nivå. Naturgas Ref har ett undre värmevärde på 11,01 kWh/Nm<sup>3</sup> och Biogas I har ett undre värmevärde på 9,77 kWh/Nm<sup>3</sup>. Propan har ett undre värmevärde på 25,89 kWh/Nm<sup>3</sup>.

Anläggningen i Dalby kommer att producera 60 GWh och detta antas vara beräknat i det undre värmevärdet. Ur Dalbyanläggningen kommer då alltså  $60000000/9,77 = 6141250$  Nm<sup>3</sup> biogas om året att produceras. Den sökta mängden propan,  $x$  Nm<sup>3</sup>, som behöver tillsättas för att höja värmevärdet på gasen som ska matas in i nätet till detsamma som naturgasens ges alltså genom ekvationen:

$$\frac{6141250 * 9,77 + x * 25,89}{(6141250 + x)} = 11,01$$

Den sökta mängden propan,  $x$ , blir därmed 511771 Nm<sup>3</sup>, vilket motsvarar 13,25 GWh propan eller 8,3 volymprocent av den producerade mängden biogas. Den blandade gasen som matas in i nätet kommer därmed energimässigt att innehålla 18 % propan.

#### 8.1.2 Antaganden

Den ekonomiska analysen av den extra kostnaden som propanspetsning innebär har beräknats med följande antaganden:

Biogasanläggningen antas producera 60 GWh biogas samtliga år. Kostnaden per MWh propan har likställs med alternativkostnaden för att sälja propan istället för naturgas som fordonsgas. Om propan säljs som drivmedel så blir alternativkostnaden: [inköpspris naturgas + skatt, naturgas som drivmedel] – [inköpspris propan + skatt, propan som drivmedel + specifika kostnader för propan].

All producerad biogas med tillhörande mängd propan har antagit säljas som drivmedel. Lunds Energikoncernens nuvarande (december 2011) inköspriser för naturgas och propan har använts som utgångspris. Skatten för propan och naturgas som drivmedel har antagits ligga på 2012:s nivåer. Det finns en planerad höjning av både propan- och naturgasskatten för drivmedel fram till 2015 (Skatteverket, 2010), och i relativa tal motsvarar detta ca 2 öre/kWh. Effekterna av denna höjning finns med i kalkylen. Som en jämförelse har det även studerats hur det skulle påverka kalkylen om propanet såldes till värmeproduktion.



Biogasen har antagits uppgraderas till 98 % metaninnehåll, enligt Biogas I. Andelen propan som behöver tillsättas har antagits vara den mängd som krävs för att gasens värmevärde ska bli ekvivalent med den naturgas, Naturgas Ref, som importereras idag. Om det produceras 60 GWh biogas motsvarar detta 13,25 GWh propan.

De specifika kostnader som räknats med för propan är:

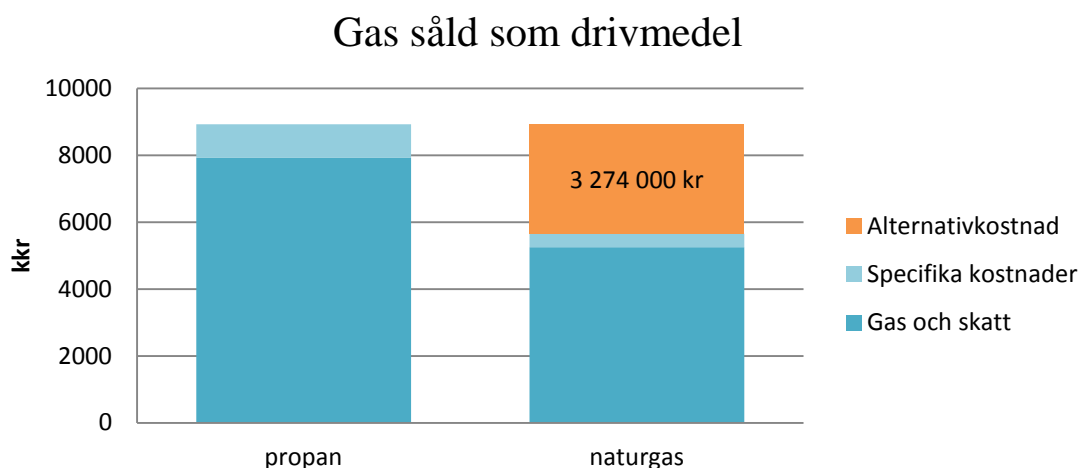
- Transport av propan till spetsningsstationen.
- Elkostnad för driften av spetsningsstationen (baserat på spotpriset för el).
- Hyra av propantank.

De specifika kostnaderna för naturgas är:

- Kostnader för överliggande nät, d.v.s. kostnader för att överföra gas från transmissionsnätet till distributionsnätet.

### 8.1.3 Resultat

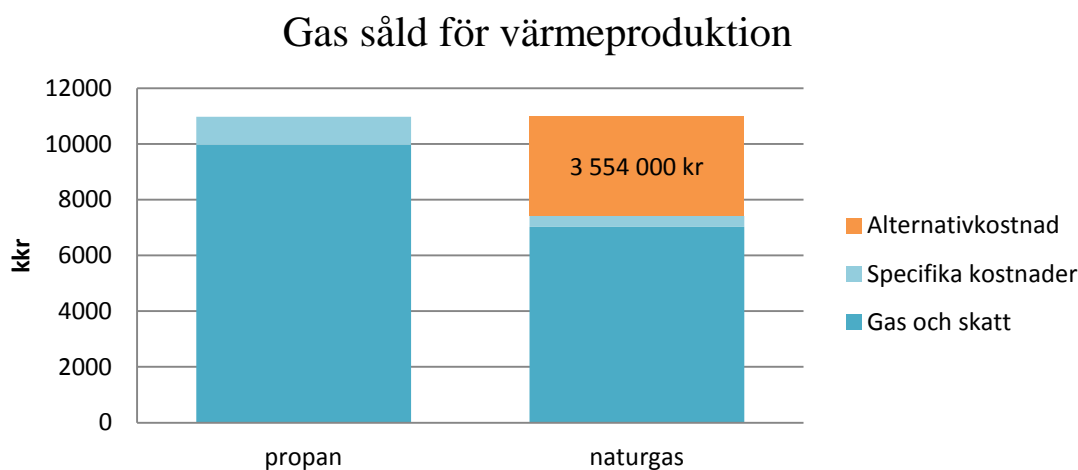
Utförda lönsamhetskalkyler visar att de extra kostnader som tillkommer för ett system med propanspetsning uppgår till 3,27 Mkr i rörliga kostnader första året om gasens säljs som drivmedel, se figur 42 nedan. Om det tillkommer extra kostnader för etableringen av själva propanspetsningsanläggningen så tillkommer de det första produktionsåret.



Figur 42. System utan propantillsats när gasen säljs som drivmedel.

I figur 42 kan man se att gas och skatt står för ca 90 % av kostnaderna för ett system med propantillsats, medan specifika kostnader endast står för ca 10 %. Till 2015 planeras skatten för propan som drivmedel att höjas relativt skatten för naturgas som drivmedel, vilket gör att alternativkostnaden kommer att öka, vilket motsvarar en alternativkostnadsökning på 265 kkr.

Om gasen istället säljs för värmeproduktion så blir alternativkostnaden redan idag 3,55 Mkr. Det sker ingen relativ förändring i skatt mellan propan och naturgas för värmeproduktion fram till 2015, och därför kommer ingen förändring att ske i alternativkostnad i det fallet. I figur 43 nedan visas alternativkostnaden då gasen säljs för värmeproduktion.



Figur 43. System utan propantillsats när gasen säljs för värmeproduktion.

Sammanfattningsvis kan det konstateras att den extra kostnad som tillkommer ett system med propantillsats med de förutsättningar som antagits i detta fall kommer att ligga runt 3,2–3,6 Mkr.

## 8.2 System utan propanspetsning

Kostnaderna för ett system utan propanspetsning är svåra att förutsäga, eftersom några sådana kända system i skrivande stund inte finns i drift. Genom att experter inom branschen uppskattat vissa av de utgiftsposter som tillkommer ett sådant system, och att författarna försökt uppskatta övriga kostnader, har de totala kostnaderna uppskattats.

Ett system utan propantillsats antas behöva ett välfungerade simuleringsprogram för gaskvaliteten i nätet, liknande det som utvecklats inom ramen för denna rapport. Detta simuleringsprogram måste sedan kunna vara synkroniserat med Lunds Energis nuvarande kunddatasystem. Under tiden som denna rapport skrivits, har det kommit till författarnas vetskap att ett system med potentialen att göra just detta nyligen har utvecklats i ett samarbete av E.ON Ruhrgas och Bochum Ruhr University i Tyskland. Uppskattningar av vad det skulle kosta att implementera det gasspårningssystem som E.ON Ruhrgas och Bochum Ruhr University utvecklade på Lunds gasnät har därför gjorts genom kontakt med experter inom branschen så långt det varit möjligt, och i annat fall så har egna uppskattningar av kostnaderna gjorts.

Uppskattningsvis skulle utvecklandet av ett fungerande system totalt kosta 2 Mkr och de rörliga kostnaderna för ett system utan propantillsats uppskattas uppgå till max 800 000 kr/år.

### 8.3 Debiteringssystem för varierande gaskvalitet

I detta avsnitt redovisas och diskuteras några alternativa debiteringsmodeller som skulle kunna vara möjliga att applicera på ett varierande gasnät i Lund.

#### 8.3.1 Debitering efter den blandade gasens lägsta energiinnehåll

Ett sätt att lösa debiteringsfrågan är att helt enkelt debitera kunderna efter biogasens energiinnehåll, oavsett vilken blandning de får. Enligt samma resonemang som i 7.3 Luftinblandning i naturgas skulle det innebära att endast  $10,84/12,17 = 89\%$  av energiinnehållet i gasen kan debiteras kund. Av de 272 GWh som matades in på nätet 2011 skulle alltså 30 GWh inte kunna debiteras kund, motsvarande fordonsgasintäkter på 30,5 Mkr. Denna form av debitering är alltså betydligt mer kostsam än ett system med propantillsats, och skulle innebära att Lunds Energi i praktiken skulle ge bort energi gratis.

#### 8.3.2 Debitering efter den blandade gasens medelvärde

Ett annat sätt att lösa debiteringsfrågan är att debitera kunderna efter medelenergiinnehållet i gasen i nätet. Det skulle alltså innebära att 60 GWh av den årliga förbrukningen på 272 GWh utgörs av biogas och resten utgörs av naturgas. Denna debiteringsmodell skulle, för Lunds Energis del, bli helt rättvis, eftersom företaget tagit betalt för exakt så mycket energi som det har sålt. Från avsnitt 6.2.2 Distribuerade biogasmängder i områden över året, kan man konstatera att andelen biogas som de olika undersökta områdena i östra nätet har fått inte skiljer sig särskilt mycket från varandra. Dock finns det anledning att misstänka att andelen biogas som enskilda kunder får skiljer sig väsentligt från kund till kund i det östra nätet. Hur andelen biogas kommer att variera i Lunds stadsnät har inte undersökts närmare i denna rapport, men så som inmatningen av naturgas sker i dagsläget med två inmatningspunkter, så är det troligt att nordvästra Lund kommer att få nästan uteslutande naturgas, medan sydöstra Lund får en relativt stor andel biogas. Debitering efter gasens medelvärde skulle alltså inte kunna ske rättvist, eftersom mottagen andel biogas kommer att variera stort från kund till kund.

#### 8.3.3 Debitering av naturgas de säkra timmarna

Det som vår modell syftar till är att fastställa vilka timmar som en kund har naturgas respektive biogas. En modell för debitering skulle kunna vara att debitera kund för naturgas endast de timmarna då man är helt säker på att kunden har 100 % naturgas. En

sådan beräkning skulle kunna göras om vår modell utökades med fördröjningar och sedan fokuserade på att urskilja just denna information. En sådan utökning, tillsammans med en installation av kalorimetrar på platserna för de definierade mätpunkterna, skulle kunna ge säkra mätningar över när olika områden haft 100 % naturgas.

För övriga timmar när kunden har en blandning eller 100 % biogas skulle kunden debiteras för biogas. Då vår modell inte tar hänsyn till fördröjningarna är det svårt att uppskatta exakt hur mycket energi Lunds Energi skulle ge bort med detta debiterings-system. Som exempel, om den blandade gasen i östra nätet säljs till biogaspris, trots att det i hälften av fallen varit naturgas, skulle intäkter för motsvarande 0,8 GWh gas gå förlorade. Det som talar för att den här modellen skulle vara både rättvis för kunden och lönsam för Lunds Energi, är att antalet timmar med blandad gas är få.

Om denna modell skulle kunna utvidgas så att den omfattar hela nätet, skulle den kunna ha potential att bli en välfungerande debiteringsmodell. Hur många kalorimetrar som behöver installeras i Lunds tätort har inte undersökts. Kostnaderna för kalorimetrar och intäktsbortfall i hela nätet får därför vägas mot kostnaden för ett system med propantillsats.

#### 8.3.4 Större kunder utrustas med kalorimetrar

Ett sätt att lösa debiteringsproblemet hade varit att utrusta alla större förbrukare med kalorimetrar som mäter värmevärdet i gasen. De största förbrukarna i Lunds gasnät är idag utrustade med timmätare, och deras exakta förbrukning kan därmed beräknas. Under året 2011 matades 272 GWh in till den delen av Lunds gasnät som kommer att beröras av biogasen, det vill säga förbrukningen i Bjärred och i gasturbinen i Gunnesbo är inte medräknad i denna summa. Av de 272 GWh användes 169 GWh av timmätta kunder, alltså motsvarade 62 %. Kostnaden för en kalorimeter uppskattas, enligt personer i branschen, uppgå till 100 000 kr. Om samtliga timmätta kunder antas kunna utrustas med kalorimetrar skulle den totala kostnaden uppgå till ungefär två miljoner kronor. Antingen skulle denna kostnad täckas genom egna investeringar hos respektive kund, alternativt genom att Lunds Energi står för hela kostnaden.

Om alla timmätta kunder skulle utrustas med kalorimeter så skulle det ändå innebära att 38 % av den gas som säljs inte mäts med avseende på värmevärde, vilket skulle innebära att dessa 38 % troligen skulle behöva debiteras som biogas. Enligt samma resonemang som i 8.1.3. Debitering efter den blandade gasens lägsta energiinnehåll skulle därmed 11,3 GWh inte att komma att kunna säljas, motsvarande fordonsgas-intäkter på 11,5 Mkr. Jämfört med de kostnader på ca 3,5 Mkr som ett system med propantillsats skulle innebära, blir detta alternativet alltså betydligt dyrare.

#### 8.3.5 Debitering enligt ett simulerat gasspårningssystem

Det optimala vore att utveckla ett smart gasnät som med hjälp av ett fåtal mätare och en matematisk modell förutsäger energiinnehållet i varje förgrening i nätet med hög

noggrannhet. Ett sådant system har utvecklats i Tyskland i samarbete mellan E.ON Ruhrgas och Bochum Ruhr Universitet. Modellen ser till stora delar ut som modellen i denna rapport, men tar även hänsyn till tryck och flödesmätningar och kan på så sätt beräkna fördröjningar och förbrukningar mer exakt. Kostnaden för ett gasspårningssystem har uppskattats till 2 Mkr med en rörlig kostnad på 800 000 kr. Ett sådant system bedöms vara det mest lönsamma alternativet för Lunds Energi, samtidigt som det skulle ge en rättvis debitering för både leverantör och konsument.

## 9 Diskussion

### 9.1 Diskussion om typkunder – del 1

I den här rapporten har de tekniska möjligheterna för att mata in biogas utan propantillsats i ett naturgasnät studerats. I detta avsnitt diskuteras vilka krav som skulle behöva ställas på biogasproducenten och typkunderna för att ett sådant system skulle fungera.

#### 9.1.1 Acceptabel biogaskvalitet

Variationen i gaskvalitet är det mest kritiska då biogas matas in på naturgasnätet, eftersom det kan uppstå både gastekniska problem och debiteringsproblem. De tekniska problem som kan uppstå är försämrad prestanda och förkortad livslängd på gasapplikationer, sotbildning, flaminstabilitet, kolmonoxidbildning och andra ökade utsläpp. Problemen uppstår i regel på grund av att blandningsförhållandet mellan bränsle och luft förändras när det kommer in en gas med lägre eller högre energiinnehåll.

Det är därför högst angeläget att veta vilken gas som matas in på nätet och vilken gaskvalitet den har. I den här rapporten har de två referensgaserna Biogas I och Biogas II, definierade i avsnitt 2.1.2 Biogas, undersökts. Det som framkommit är att båda referensgaserna klarar de lagliga kraven som ställs från Swedegas och Energigas Sverige. Däremot så skulle inte Biogas II uppfylla de tekniska kraven, vilket kan ses i figur 11 i avsnitt 4.2.3 Sammanfattning tekniska krav och råd. Biogas I klarar alla de tekniska gränser som angavs i avsnitt 4.2.3, men underkändes på en aspekt i Weavers utbytbarhetsteori. Weaversindex har dock konstaterats vara onödigt strikt enligt brittisk rapport.

Enligt författarna finns därmed en teknisk gräns i gaskvalitet för inmatning på gasnätet någonstans mellan Biogas I och Biogas II. Exakt var denna gräns skulle dras beror på vilken av de olika teorierna och aktörerna som anses mest tillförlitligt. De generella gränserna för gasapplikationer där wobbeindex tillåts variera  $\pm 5\%$  är något generösare än vad den brittiska rapporten kommit fram till med väl underbyggda empiriska studier. Samtidigt ger de danska kraven, som troligtvis också främst är baserade på empiriska studier, utrymme för ännu lägre gaskvaliteter. Danskarna får dock anses ha den situation som i det närmaste liknar den aktuella situationen i Lund, varför deras nya föreslagna gränser borde vara applicerbara även i Sverige.

Även om det är biogas av kvalitet Biogas I som anläggningen i Dalby siktar på att framställa kommer det att finnas en viss variation i den uppgraderade biogasens kvalitet. Magnituden av dessa variationer blir avgörande för om den uppgraderade biogasen kan matas in i naturgasnätet eller inte. Den lägsta kvaliteten som någon källa specificerat som acceptabel är Energinet.dk:s förslag på nya gränser. Enligt dessa får gas med

wobbeindex ned till 13,9 kWh/Nm<sub>3</sub>, vilket motsvarar gaskvalitet strax över Biogas II, matas på nätet. Troligtvis skulle dock en helt ny anläggning kunna hålla kvaliteten betydligt högre än denna gräns genom effektiva reglersystem. Ytterligare ett sätt att undvika för låg gaskvalitet skulle vara att ha en gasklocka efter uppgraderingsanläggningen.

### 9.1.2 Krav på typkunderna

Enligt resonemang i kapitel 5 Känslighet hos typkunder, krävs det ett antal åtgärder i förebyggande syfte för att typkunderna inte ska få problem när gaskvaliteten i nätet varierar. I Danmark fick vissa gasapparater problem med gas av kvaliteter strax under Biogas I, när de var injusterade på Naturgas Ref. För att vara på den säkra sidan och ge den uppgraderade biogasen lite större felmarginal har författarna rekommenderat att alla gasapplikationer ska justeras in på G20.

Samtliga resonemang kring wobbeindex förutsätter att direkta paralleller mellan naturgas och biogas kan göras. I denna rapport har wobbeindex varit den centrala parametern och den naturgas som importeras till Danmark från Tyskland har ett wobbeindex som ligger väldigt nära Biogas I. Om det finns andra aspekter som skiljer sig mellan gaserna kan detta ses som en brist i rapporten, då dessa inte har undersökts. De flesta studier som lästs använder dock wobbeindex som ett mått på utbytbarhet och författarna känner sig därför ganska säkra på att wobbeindex kan användas som en gemensam måttstock.

I rapporten har inga definitiva slutsatser om de enskilda intervjuade typkunderna gjorts. I fallet med industrikunder rekommenderas att dessa undersöks individuellt för optimal prestanda. Detta beror dels på att författarna inte har haft möjlighet att specialstudera varen typ av brännare och dels på att näringsidkare troligtvis vill optimera sin förbränning och inte justeras in efter en generell rekommendation.

Fordon med lean burn-motorer har identifierats som extra känsliga. De kunder som kör tunga transporter såsom bussar och sopbilar bör kontaktas för att undersöka om någon av dessa använder sig av lean burn-motorer. Vad gäller personbilar har inga märken med lean burn-motorer identifierats, och hur stort detta problem egentligen skulle vara för en bensinstation i Lund är svårt att uppskatta. Troligtvis finns det idag inte speciellt många lean-burn-motorer på marknaden.

## 9.2 Diskussion om biogasinmatningssystem – del 2

I den här rapporten har, genom simuleringar med modell, resultat för olika möjliga biogasinmatningssystem presenterats. I detta avsnitt diskuteras lämpligheten av dessa olika biogasinmatningssystem med hänsyn till all den insamlade information som omfattningen av det här examensarbetet inneburit.

### 9.2.1 Renodlat biogasnät

Ett möjligt system för biogasinmatning skulle vara att göra hela det östra nätet till ett renodlat biogasnät. Ur kundens perspektiv kan man förstå att det är önskvärt att veta vilken gas som levereras, speciellt för industrier och näringsidkare som gärna optimerar sin användning. Det skulle också vara fördelaktigt ur debiteringssynpunkt, då det är praktiskt med ett system där alla debiteras enligt samma tariff med dagens befintliga flödesmätare.

Studerar man de tekniska begränsningarna och förutsättningarna som det aktuella gasnätet har, finns det dock svårigheter med att skapa ett renodlat biogasnät. De två asfaltsverken kan tillsammans komma upp i effekter som är tre gånger större än effekten från biogasanläggningen. Det skulle, utgående från beräkningarna i avsnitt 7.1, krävas en tank motsvarande 850 000 kWh för att klara av alla effekttoppar och det är tveksamt om en så stor tank skulle vara lönsam. Samtidigt skulle de många timmarna med låg förbrukning i östra nätet kräva att man matar stora mängder biogas till Lund. Problemet med varierande gaskvalitet har då bara förskjutits från östra nätet till tätorten Lund.

Ett system med 100 % biogas i östra nätet skulle därmed vara kostsamt utan att lösa några problem för Lunds Energi. Det är därför inte lämpligt att investera i ett sådant system i detta fall, men i ett annat fall där kunderna på nätet har en jämnare förbrukning skulle situationen eventuellt bli annorlunda.

### 9.2.2 Inmatning utan propanntillsats i sydöstra Dalby

Det system som har undersökts mest ingående i denna rapport är inmatning av biogas utan propanntillsats i Dalby. Det krävs då att trycket i 10-barsledningen mellan Lund och Dalby sänks för att kunna transportera gas i båda riktningarna. Flödet tillåts variera och byta riktning helt beroende på effektuttaget i östra nätet, vilket medför att allt ifrån 100 % biogas till 100 % naturgas når de berörda kunderna.

Med ett system som varierar så kraftigt är det komplicerat med en rättvis debitering. Rapportens simuleringsmodell har syftat till att utreda just hur dessa variationer skulle se ut och bete sig. Det som framförallt framkommit i simuleringarna är att det östra nätet i huvudsak, 75 % av året, kommer att få biogas, men att det behövs matas in stora mängder naturgas under de timmar då asfaltsverken kör. Asfaltsverken bidrar till snabba omslag där gasen i rören behöver byta håll och accelereras kraftigt för att tillgodose behoven.

Frågan är om nätet klarar av dessa stora och häftiga variationer. I en situation där östra nätet haft överskott ett antal timmar och matat ungefär 5 MW biogas mot Lund, drar plötsligt asfaltsverken igång med full fart. Det som händer då är att biogasen i huvudledningen kommer att accelereras mot asfaltsverket. Detta påverkar gasen hela vägen till MR-stationen i Lund eftersom att trycket i 10-barsledningen har sänkts.



Skillnaden mellan den beskrivna situation och den situation, som råder på nätet idag, är att gasen idag aldrig matas mot Lund. Gasen behöver i dagsläget inte bromsas in innan den accelereras mot asfaltsverket, samtidigt som trycket i ledningen mellan Lund och Dalby är 10 bar, och tryckfallet börjar då vid MR-stationen i Dalby. Tryckfallet är en kritisk punkt eftersom de översiktliga tryckfallsberäkningar som gjordes i avsnitt 6.3.3 indikerar att tryckfallet skulle bli för stort vid maximal belastning från asfaltsverken.

För att detta system ska fungera behövs en bättre debiteringsmodell än den som finns idag. Att implementera en sådan bedöms möjlig, och den modell som utvecklats i Tyskland skulle mycket väl kunna fungera även för Lunds Energis nät. Det bör också utredas vidare om asfaltsverket någon gång kan komma upp i det maximala effektuttaget och i så fall om tryckfallet blir för stort. Är detta fallet kan 10-barsledningen inte sänkas och överskott från biogasanläggningen skulle behöva flakas bort, vilket skulle bli kostsamt.

### 9.2.3 Luft- och propaninblandning

En alternativ modell är ett system där värmevärdet tillåts skilja sig mellan nätet i Lund och nätet i Dalby. Det skulle innebära att biogas som går mot Lund spetsas med propan, samtidigt som naturgas som matas till Dalby blandas med luft. Författarna till rapporten ser dock flera nackdelar med detta system.

För det första är propanen dyr att köpa in, och av de olika ekonomiska analyser som gjorts i rapporten är propanspetsning det dyraste alternativet. Ett system med luft- och propaninblandning innebär dock inte att all biogas spetsas med propan, vilket var förutsättningen för den ekonomiska analysen. Själva propankostnaderna skulle då minska till ungefär hälften. Därför är även delvis propanspetsning troligtvis ett av de kostsammaste alternativen.

För det andra så kommer luftinblandningen av naturgasen inte kunna ske så att värmevärdet på luft/gasblandningen korrelerar med värmevärdet på biogasen, enligt diskussion i avsnitt 7.3 Luftinblandning i naturgas. Detta medför att Lunds Energi skulle förlora intäkter för en del av den naturgas de köper in, då de blir tvungna att sälja gasen till biogaspris i det östra nätet. Ett gasspårningssystem skulle ge Lunds Energi möjlighet att debitera korrekt, men att investera i både en propananläggning och ett gasspårningssystem är onödigt kostsamt.

Slutligen har ett system utan propantillsats potentialen att öka andelen förnybart i Lunds Energis energimix, vilket skulle gå i linje med Lunds Energis miljöpolicy. Att spetsa med propan ger inte upphov till någon skillnad med avseende på koldioxidutsläpp i en vanlig driftsituation då naturgas skulle distribueras till de kunder som biogasen inte räcker till istället för propan. Däremot finns det miljövinster att göra under låglastsituationer. Det anses troligt, även om Lunds gasnät inte studerats i rapporten, att biogasproduktionen skulle kunna leda till överproduktion för hela gasnätet under vissa perioder, t.ex. under industrisemestern på sommaren. Hur en överproduktion ska

hanteras är inte helt självklart, men tydligt är att det i dessa situationer blir ett större problem med propanspetsning eftersom tillsättandet av propan ökar volymen med 8,3 % och energiinnehållet med 23 %.

Överproduktion av biogas kan hanteras på minst tre olika sätt. Den skulle kunna facklas bort, vilket innebär att man eldar upp gasen och då förlorar alla intäkter den skulle kunna ge. Det är också möjligt att flaka bort överproduktionen. Kostnader för flakning studerades i avsnitt 7.2 Flakning av biogas och beroende på mängd och avstånd till tanken skulle detta kunna vara lönsamt. Slutligen skulle man över sommarhalvåret kunna sänka trycket i hela nätet och ge en marginal till det maximala trycket på 4 bar. Vid överproduktion skulle det då finnas möjlighet att trycka in överskottet i nätet genom så kallad "line packing". Om detta är möjligt för Lunds Energi går inte att säga utan vetenskap om hur stort överskottet på biogas är.

Det som talar för ett system med propan och luftinblandning är att det är en konventionell teknik som är lätt att implementera och att kunderna i varje område har en jämn energikvalitet, vilket gör det lätt att debitera. Den ekonomiska förlusten borde dock göra det intressant att undersöka mer okonventionella lösningar. Ur ett systemperspektiv är det dessutom naturligtvis bättre att anpassa gamla fossila energisystem till förnybar energi, än tvärt om.

#### 9.2.4 Alternativ inmatningspunkt

Det avslutande systemet skiljer sig från de övriga på så sätt att inmatningen av biogasen sker direkt in på 10-barsledningen. Detta medför att gasen kan matas både till Dalby och till Lund, utan att trycket i 10-barsledningen sänks. Systemet skulle då vara identiskt med dagens system med avseende på tryck, och det skulle innebära att eventuella risker med för stora tryckfall undviks.

Nackdelen med att mata in gas på 10-barsledningen är kostnaderna för framdragningen av gasledningen. Grundinvesteringen för detta system skulle bli nästan dubbelt så stor som grundinvesteringen för ett propanspetsningssystem, men däremot finns inga stora rörliga kostnader efter att installationen är färdig. Dessutom kan dessa två alternativ inte jämföras rakt av med varandra, då en trycksänkning troligen skulle krävas även i ett system med propanspetsning. Oavsett om biogasen är spetsad med propan eller inte så kommer ju överskottet i det östra nätet att behöva matas till Lund. Är då tryckfallet för stort med ett sänkt tryck skulle inmatning på 10-barsledningen behövas i båda alternativen.

Utöver en ny ledning skulle också ett gasspårningssystem behövas för att debiteringen av kunderna ska bli rättvis. I det östra nätet skulle detta system ge upphov till medströmsmatning och en blandad kvot, enligt resonemang i 6.2.6 Uppskalad asfaltverk. Däremot flyttas nu fronten och problematiken till Lund eftersom Lund matas från två håll. Den tyska debiteringsmodellen har dock en bra uppskattning av övergångszonerna i nätet och även ringmatning bör kunna hanteras.

Enligt författarna är inmatning av biogas utan propantillsats i 10-barsledningen i kombination med ett väl utvecklat gasspårningssystem det system som i förefaller vara mer lämpat för Lunds Energi.

## 10 Slutsatser

Slutsatser från del 1 utgående ifrån diskussionen:

- Biogas uppgraderad till 98 % metan, enligt specifikationer för Biogas I, kan matas in på naturgasnätet förutsatt att gasapplikationer, som inte automatiskt reglerar blandningsförhållandet mellan luft och bränsle, justeras in på referensgasen G20, enligt samtliga tekniska råd och krav som tagits upp i rapporten.
- Biogas uppgraderad till 96 % metan, enligt specifikationer för Biogas II, skulle inte accepteras för inmatning på gasnätet enligt några av de tekniska kraven och råden som tagits upp i rapporten.
- En acceptabel nedre gräns för wobbeindex, mellan Biogas I och Biogas II, måste specificeras för inmatad biogas och ett system som säkerställer att denna gräns aldrig underskrids måste etableras innan biogas matas in på nätet utan propantillsats.
- Noggranna rekommendationer som tagits fram till typkunder presenteras i tabell 10, men generellt bör alla typkunder injusteras på G20, alla industrikunder utvärderas individuellt och fordon med lean-burn-motorer bör inte tanka i Lund.

Slutsatser från del 2 utgående ifrån diskussionen:

- Möjligheten att göra östra nätet till ett renodlat biogasnät rekommenderas inte på grund av den stora bufferttank som då skulle krävas.
- Om en sänkning av 10-barsledningen till 4 bar sker, så kommer tryckfallet i vissa driftsituationer troligtvis innebära ett tryck på mindre än 1 bar vid Skanskas asfaltsverk.
- Ett system med luft- och propaniblandning har flera nackdelar. Propanen är dyr och luftinblandningen kommer aldrig kunna få ner värmevärdet på naturgasen till biogasens nivå utan att wobbeindex för naturgas/luft-blandningen riskerar att variera utanför acceptabla gränser.
- Propanspetsning ger en större överproduktion på sommarhalvåret.
- Inmatning av biogas utan propantillsats i 10-barsledningen i kombination med ett väl utvecklat gasspårningssystem är det system som i förefaller vara mest lämpat för Lunds Energi.

## 11 Behov av vidare studier

Denna rapport är en förstudie som undersökt möjligheten att mata in biogas utan propantillsats på nätet och det finns följaktligen många områden för vidare studier. Studierna kan delas upp i två grupper: De som behöver genomföras för att de berör det pågående projektet i Dalby och de som behöver göras för att fortsätta att undersöka möjligheterna för att mata in biogas utan propantillsats.

### 11.1 Vidare studier för inmatning utan propantillsats

För att det ska vara möjligt att mata in biogas utan propantillsats behöver följande aspekter studeras vidare:

- En vidareutveckling av simuleringsmodellen för att nå högre noggrannhet, alternativt att man köper in en mer avancerad modell externt.
- Huruvida tillverkaren av vattenskrubbern kan reglera uppgraderingsprocessen så att gaskvaliteten aldrig understiger den nivå som man specificerat som den lägsta acceptabla nivån.
- De kunder som identifierats som känsliga i denna rapport. Utöver dessa bör det undersökas om det finns känsliga kunder som denna rapport inte identifierat
- Vilka justeringar som de nya gränserna i Danmark förutsätter, samt vilka apparater som fallerade i Danmark som en följd av import av gas med lågt wobbeindex.
- Legala aspekter av att mata in biogas och att använda sig av en ny debiteringsmodell

### 11.2 Vidare studier för projektet i Dalby

De utredningar som berör gasnätet i stort och som inte är specifika för just inmatning utan propan är följande:

- Vad blir trycket hos Skanska asfaltsverk efter en utbyggnad på 9 MW och verket går för fullt, i ett scenario då 10-barsledningen mellan Lund och Dalby sänks till fyra bar?
- Om tryckfallet i nätet blir för stort: är det en bra lösning att en anslutande ledning istället läggs till 10-barsledningen från biogasanläggningen?
- Kommer det vara en överproduktion av biogas på sommaren, och i sådana fall hur mycket/hur ofta?
- Hur kan en eventuell överproduktion tas till vara? Kan till exempel trycket i Lunds stadsnät sänkas på sommaren och användas som en buffert?

## Referenslista

- Arrhenius, K., & Johansson, U. (2012). *Karakterisering av föroreningar i biogas före och efter uppgradering till fordonsgas*. Hämtat från SGC:  
<http://www.sgc.se/dokument/sgc246.pdf> den 1:a februari 2012
- Bengtsson, P.-E. (den 9:e februari 2012). Professor förbränningsfysik. (J. Lakso, & F. Luthman, Intervjuare)
- Benjaminsson, J., & Nilsson, R. (2009). *Distributionsformer för biogas och naturgas i Sverige*. Hämtat från Energigas Sverige:  
<http://www.energigas.se/Publikationer/Rapporter> den 25:e april 2012
- Chiu, J. P. (2005). *Paper study on the effect of varying fuel composition on fuel supplied to Detroit diesel gas engines*. Hämtat från SoCalGas:  
[http://www.socalgas.com/documents/business/gasquality/SWRI\\_PaperStudyOnTheEffectofVaryingFuelCompositionOn%20FuelSuppliedToDetroitDieselEngines.pdf](http://www.socalgas.com/documents/business/gasquality/SWRI_PaperStudyOnTheEffectofVaryingFuelCompositionOn%20FuelSuppliedToDetroitDieselEngines.pdf) den 14:e februari 2012
- Dahl, A. (den 16:e maj 2012). Civilingenjör. (F. Luthman, Intervjuare)
- Dahlgren, M., & Löfgren, C. (den 26:e januari 2012). Anställda Skanska asfaltsverk. (F. Luthman, & J. Lakso, Intervjuare)
- Dansk Gasteknisk Center. (2011a). *Gaskvalitet - værktøjer til indregulering*. Hämtat från DGC: [http://www.dgc.dk/tekniker/gaskval\\_indreg.htm](http://www.dgc.dk/tekniker/gaskval_indreg.htm) den 7:e februari 2012
- Dansk Gasteknisk Center. (2011b). *Vejledninger og faktablade*. Hämtat från DGC: <http://www.dgc.dk/publikationer/vejledninger.htm> den 7:e februari 2012
- Danska Energistyrelsen. (2010). *Olie og gasproduktion 2010*. Hämtat från ENS:  
[http://www.ens.dk/Documents/Netboghandel%20-%20publikationer/2011/Danmarksolie\\_og\\_gasproduktion\\_2010.pdf](http://www.ens.dk/Documents/Netboghandel%20-%20publikationer/2011/Danmarksolie_og_gasproduktion_2010.pdf) den 17:e maj 2012
- Energigas Sverige. (2011). *Energigasnormer 2011*. Stockholm: Energigas Sverige.
- Energimarknadsinspektionen. (2010). *Energimarknadsinspektionen*. Hämtat från Förändrade marknadsvillkor för biogasproduktion:  
[http://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter\\_och\\_pm/Rapporter%202010/Förändrade\\_marknadsvillkor\\_för\\_biogasproduktion\\_EIR\\_2010\\_17.pdf](http://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202010/Förändrade_marknadsvillkor_för_biogasproduktion_EIR_2010_17.pdf) den 17:e mars 2012
- Energimyndigheten. (2009). *Energiläget 2009*. Uppsala: Statens energimyndighet.
- Energimyndigheten. (2011). *Energiläget 2011*. Uppsala: Energimyndigheten.

- Energinet.dk. (2011). *Gas in Denmark*. Hämtat från Energinet: <http://www.energinet.dk/EN/GAS/Gassystemet/Sider/Gas-i-Danmark.aspx> den 21:e mars 2012
- Energinet.dk. (12 2011). *Gas in Denmark*. Hämtat från Energinet : <http://www.energinet.dk/EN/GAS/Gassystemet/Sider/Gas-i-Danmark.aspx> den 21 03 2012
- Energinet.dk. (2012). *Naturgas lige nu*. Hämtat från [http://energinet.dk/Flash/Forside/index.html?target=gas\\_now](http://energinet.dk/Flash/Forside/index.html?target=gas_now) den 18:e maj 2012
- Glans, G.-I. (den 14 maj 2012). Ingenjör. (F. Luthman, & J. Lakso, Intervjuare)
- Jarlsborg, K.-E. (den 27:e januari 2012). Ansvarig för teknik- och serviceenheten. (F. Luthman, & J. Lakso, Intervjuare)
- Johnson, F., & Rue, D. M. (2003). *Gas interchangeability tests - Evaluating the range of interchangeability of vaporized LNG and natural gas*. Des Plaines: Gas Technology Institute.
- Kimpton, S., & Brown, M. (2010). *Final WPI report on future gas profiles*. Hämtat från Gasqual: [http://www.gasqual.eu/copy\\_of\\_documents-link/final-deliverables-with-cen-references/CEN-BTWG197\\_N0231\\_Adopted\\_deliverable\\_D1-3-\\_Future\\_gas\\_profi.pdf/view?searchterm=easee](http://www.gasqual.eu/copy_of_documents-link/final-deliverables-with-cen-references/CEN-BTWG197_N0231_Adopted_deliverable_D1-3-_Future_gas_profi.pdf/view?searchterm=easee) den 15:e februari 2012
- Koch, B. (2011). *Observationer ved import af gas fra Tyskland*. Hämtat från Energinet: <http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Gas/Observationer%20ved%20import%20af%20gas%20fra%20Tyskland.pdf> den 16:e februari 2012
- Kristensson, I., Pettersson, A., & Johansson, K. (2007). *Biogas på gasnätet utan propantillsats*. Hämtat från SGC: <http://www.sgc.se/dokument/SGC176.pdf> den 23:e januari 2012
- Law, C. K. (2006). *Combustion Physics*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Liljegren, L. (den 6:e februari 2012). Verkstadsansvarig Veolia transport Kristanstad. (F. Luthman, Intervjuare)
- Linné, M., Ekstrandh, A., Engelsson, R., & Persson, E. (2008). *Den svenska biogaspotentialen från inhemska produktrester*. Hämtat från [http://www.google.se/url?sa=t&rct=j&q=biogaspotential%20i%20sk%20C3%A5ne%20linn%20C3%A8&source=web&cd=2&ved=0CHUQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.biomil.se%2Fpublications.html%3Ffile%3Dtl\\_files%2Fbiomil%2Fpublikationer%2Fbiogaspotential.pdf&ei=4ja7T6KaKYnP4QS8trmxCQ](http://www.google.se/url?sa=t&rct=j&q=biogaspotential%20i%20sk%20C3%A5ne%20linn%20C3%A8&source=web&cd=2&ved=0CHUQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.biomil.se%2Fpublications.html%3Ffile%3Dtl_files%2Fbiomil%2Fpublikationer%2Fbiogaspotential.pdf&ei=4ja7T6KaKYnP4QS8trmxCQ) den 18:e maj 2012
- Näslund, M. (2003). *Energigasteknik*. Stockholm: Svenska Gasföreningens Service AB.

Näslund, M. (den 9:e mars 2012). Projektledare på Dansk Gastekniskt Centrum. (F. Luthman, & J. Lakso, Intervjuare)

Nelson, C. (2011). *Gaskvalitet*. Hämtat från Energigas Sverige:  
[http://www.google.se/url?sa=t&rct=j&q=kippunkt%20corfitz&source=web&cd=1&ved=0CCIQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.energigas.se%2FAktuellt%2FKalendarium%2F~%2Fmedia%2FFiles%2Fwww\\_energigas\\_se%2FAktuellt%2FUtbildning%2FBesManSem2011%2F2\\_SGC\\_Gaskvalitet.ashx&ei=g\\_den 19:e mars 2012](http://www.google.se/url?sa=t&rct=j&q=kippunkt%20corfitz&source=web&cd=1&ved=0CCIQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.energigas.se%2FAktuellt%2FKalendarium%2F~%2Fmedia%2FFiles%2Fwww_energigas_se%2FAktuellt%2FUtbildning%2FBesManSem2011%2F2_SGC_Gaskvalitet.ashx&ei=g_den 19:e mars 2012)

Nelsson, C. (den 16:e december 2011). (F. Luthman, & J. Lakso, Intervjuare)

Nelsson, C. (2012). *Opublicerat verk*.

Nelsson, C. (2011). *Variierande gaskvalitet - gasförsörjning i Sverige 2011 och framåt*. Hämtat från SGC: <http://www.sgc.se/dokument/SGC242.pdf> den 7:e februari 2012

Nelsson, C. (2009). *Variierande gaskvalitet - Litteraturstudie*. Hämtat från SGC: <http://www.sgc.se/Dokument/SGC209.pdf> den 23:e januari 2012

NGC. (2005). *White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non-Combustion End Use*. NGC.

Norén, C., & Thunell, J. (2001). *SGC*. Hämtat från Hur bra är energigas?: <http://www.sgc.se/dokument/sgc116.pdf> den 12:e maj 2012

Norén, C., & Thunell, J. (2001). *SGC*. Hämtat från HUR BRA ÄR ENERGIGASER?: <http://www.sgc.se/dokument/sgc116.pdf> den 12 05 2012

Ohlsson, J. (den 12 januari 2012). Gasföreståndare Lunds Energi. (F. Luthman, & J. Lakso, Intervjuare)

Östborn, P., & Goldmann, M. (2009). *Gasbilsguide*. Hämtat från Östersund kommun: [http://www.ostersund.se/download/18.63d22a4d12631dd9bf380004361/Gasbilsguide\\_0210.pdf](http://www.ostersund.se/download/18.63d22a4d12631dd9bf380004361/Gasbilsguide_0210.pdf) den 9:e februari 2012

Persson, T. (den 16:e maj 2012). Tekn. Dr, programansvarig Biogasteknik, SGC. (F. Luthman, Intervjuare)

Pilskog, L. (den 10:e februari 2012). Director, Public Affairs, Volvo Lastvagnar. (F. Luthman, & J. Lakso, Intervjuare)

Schley, P., Schenk, J., & Hielscher, A. (2011). Hämtat från Gas Quality Tracking in Distribution Grids: [http://www.kgu.or.kr/download.php?tb=bbs\\_017&fn=P2-17\\_PeterSchley.pdf&rn=P2-17\\_PeterSchley.pdf](http://www.kgu.or.kr/download.php?tb=bbs_017&fn=P2-17_PeterSchley.pdf&rn=P2-17_PeterSchley.pdf) den 15:e maj 2012

SGC. (2000). *Avgaskondensering höjer verkningsgraden*. Hämtat från SGC : <http://www.sgc.se/dokument/demo023.pdf> den 22 februari 2012



- SGC. (2001). *Kvalitetskrav på biogas som fordonsbränsle*. Hämtat från SGC: <http://www.sgc.se/dokument/demo029.pdf> den 22:a februari 2012
- Skatteverket. (2010). *Förändringar avseende beskattning av bränsle och...* Hämtat från Skatteverket: [http://www.skatteverket.se/download/18.6fdde64a12cc4eee23080006350/Information\\_sammanst%C3%A4llning\\_%C3%A4ndringar\\_2011.pdf](http://www.skatteverket.se/download/18.6fdde64a12cc4eee23080006350/Information_sammanst%C3%A4llning_%C3%A4ndringar_2011.pdf) den 3:e februari 2012
- Svensson, B. (den 4:e maj 2012). Ingenjör Kraftringen nät. (F. Luthman, Intervjuare)
- Svensson, L. (den 7:e februari 2012). Vd Odena Engineering AB. (J. Lakso, & F. Luthman, Intervjuare)
- Svensson, M. (2011). *Utvärdering av svensk biogasstandard - underlag för en framtida revision*. Hämtat från SGC: <http://www.sgc.se/dokument/SGC229.pdf> den 13:e februari 2012
- Swedegas AB. (2011a). *Fakta om naturgas*. Hämtat från Swedegas: <http://www.swedegas.se/naturgas/naturgas/naturgasfakta> den 12:e januari 2012
- Swedegas AB. (2012). *Gaskvalité*. Hämtat från Swedegas: <http://www.swedegas.se/naturgas/naturgas/naturgasfakta/gaskvalite> den 12:e januari 2012
- Swedegas AB. (2011b). *Kvalitetsspecifikationer*. Hämtat från Swedegas: [http://beta.swedegas.se/sitecore/shell/Controls/Rich%20Text%20Editor/~/\\_/media/Files/Filer%20sidan/overforingsregler/bilaga-5-kvalitetsspecifikationer-rev-12.ashx](http://beta.swedegas.se/sitecore/shell/Controls/Rich%20Text%20Editor/~/_/media/Files/Filer%20sidan/overforingsregler/bilaga-5-kvalitetsspecifikationer-rev-12.ashx) den 15:e februari 2012
- Swedegas. (2012). *Gasnätet*. Hämtat från Swedegas: <http://www.swedegas.se/gasnatet/gasnatet> den 18:e maj 2012
- Volvo trucks. (2011). Informationsblad: Nya Volvo Metandiesel. Sverige.
- Wackertapp, H., & Klaas, U. (2004). *Erdgasbeschaffenheit*. Hämtat från GAT-DVGW: [http://www.gat-dvgw.de/fileadmin/gat/PDF\\_Vortragsarchiv\\_04/wackertapp.pdf](http://www.gat-dvgw.de/fileadmin/gat/PDF_Vortragsarchiv_04/wackertapp.pdf) den 17:e februari 2012
- Wågdahl, K. (1999). *Distribution av biogas i naturgasnätet*. Hämtat från SGC: <http://www.sgc.se/dokument/sgc101.pdf> den 2:a februari 2012

## Bilaga A: Lagstadgade och tekniska krav för wobbeindex

Tabell 13. Lagstadgade krav

<b>Lagstadgade krav</b>	Sveriges krav transmissionsnät enl. Swedgas	min	13,611	kWh/Nm <sup>3</sup>
		max	15,806	kWh/Nm <sup>3</sup>
	Sveriges krav distributionsnät enl. Energigas Sverige, Naturgas R + 0,69 / - 1,39	min	13,847	kWh/Nm <sup>3</sup>
		max	15,927	kWh/Nm <sup>3</sup>
<b>Rapportens referensgaser</b>	Naturgas Ref		15,237	kWh/Nm <sup>3</sup>
	Biogas I		14,375	kWh/Nm <sup>3</sup>
	Biogas II		13,846	kWh/Nm <sup>3</sup>
	Min naturgas 2008-2011		15,135	kWh/Nm <sup>3</sup>
	Max naturgas 2008-2011		15,287	kWh/Nm <sup>3</sup>

Tabell 14. Tekniska krav och råd.

<b>Tekniska krav och råd</b>	Generella krav rel G20 (+/- 5 %)	max	15,65	kWh/Nm <sup>3</sup>
		min	14,16	
	NGC rel G20 (+/- 4 %)	max	15,50	kWh/Nm <sup>3</sup>
		min	14,31	
	DANMARK GAMLA	max	15,50	kWh/Nm <sup>3</sup>
		min	14,10	
DANMARK NYA	max	15,50	kWh/Nm <sup>3</sup>	
	min	13,90		
<b>Rapportens referensgaser</b>	Naturgas Ref		15,237	kWh/Nm <sup>3</sup>
	Biogas I		14,375	kWh/Nm <sup>3</sup>
	Biogas II		13,846	kWh/Nm <sup>3</sup>
	G20		14,900	kWh/Nm <sup>3</sup>

## Bilaga B: Referensgaser

Tabell 15. Sammansättning, Naturgas Ref

Gasblandnings sammansättning	Molvolum (m <sup>3</sup> /kmol)	Naturgas Ref	
		volumprocent	molprocent
Metan CH <sub>4</sub>	22,3600	89,12%	90%
Etan C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	22,1874	5,99%	6%
Propan C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	21,9297	2,37%	2%
Butan C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	21,5205	0,92%	1%
Pentan C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	20,8907	0,21%	0%
Hexan C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	20,4995	0,06%	0%
Kvävgas N <sub>2</sub>	28,0134	0,36%	0%
Syrgas O <sub>2</sub>	31,9988	0,00%	0%
Koldioxid CO <sub>2</sub>	44,0098	0,90%	0%
Kolmonoxid CO		0,00%	
Vätgas H <sub>2</sub>	2,0158	0,00%	
Vatten H <sub>2</sub> O		0,00%	
Svavelväte H <sub>2</sub> S		0,00%	
Summa		99,93%	100%
H/C förhållande			3,74
MON			121,60
Metantal (MN)			78,38

Tabell 16. Kvalitetsparametrar, Naturgas Ref

Gasblandningens kvalitet	Naturgas Ref	
Densitet	0,824750734	kg/Nm <sup>3</sup>
Relativ densitet	0,637808935	(-)
Undre värmevärde	39,61856428	MJ/Nm <sup>3</sup>
Undre värmevärde	11,00515674	kWh/Nm <sup>3</sup>
Övre värmevärde	43,80656084	MJ/Nm <sup>3</sup>
Övre värmevärde	12,16848912	kWh/Nm <sup>3</sup>
Undre värmevärde	48,03701611	MJ/kg
Undre värmevärde	13,34361559	kWh/kg
Undre wobbeindex	49,60819596	MJ/Nm <sup>3</sup>
Undre wobbeindex	13,78005443	kWh/Nm <sup>3</sup>
Övre wobbeindex	54,85217584	MJ/Nm <sup>3</sup>
Övre wobbeindex	15,23671551	kWh/Nm <sup>3</sup>

Tabell 17. Sammansättning, Biogas I

Gasblandnings sammansättning	Biogas I	
	volymprocent	molprocent
Metan CH <sub>4</sub>	98,00%	98,70%
Etan C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,00%	0,00%
Propan C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,00%	0,00%
Butan C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,00%	0,00%
Pentan C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,00%	0,00%
Hexan C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,00%	0,00%
Kvävgas N <sub>2</sub>	0,80%	0,64%
Syrgas O <sub>2</sub>	0,20%	0,14%
Koldioxid CO <sub>2</sub>	1,00%	0,51%
Kolmonoxid CO	0,00%	
Vätgas H <sub>2</sub>	0,00%	
Vatten H <sub>2</sub> O	0,00%	
Svavelväte H <sub>2</sub> S	0,00%	
Summa	100,00%	100,00%
H/C förhållande		4,01
MON		140,56
Metantal (MN)		109,16

Tabell 18. Kvalitetsparametrar, Biogas I

Gasblandningens kvalitet	Biogas I	
Densitet	0,735	kg/Nm <sup>3</sup>
Relativ densitet	0,569	(-)
Undre värmevärde	35,16	MJ/Nm <sup>3</sup>
Undre värmevärde	9,77	kWh/Nm <sup>3</sup>
Övre värmevärde	39,02	MJ/Nm <sup>3</sup>
Övre värmevärde	10,84	kWh/Nm <sup>3</sup>
Undre värmevärde	47,82	MJ/kg
Undre värmevärde	13,28	kWh/kg
Undre wobbeindex	46,63	MJ/Nm <sup>3</sup>
Undre wobbeindex	12,95	kWh/Nm <sup>3</sup>
Övre wobbeindex	51,75	MJ/Nm <sup>3</sup>
Övre wobbeindex	14,37	kWh/Nm <sup>3</sup>

Tabell 19. Sammansättning, Biogas II

Gasblandnings sammansättning	Biogas II	
	volymprocent	molprocent
Metan CH <sub>4</sub>	96,00%	97,66%
Etan C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,00%	0,00%
Propan C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,00%	0,00%
Butan C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,00%	0,00%
Pentan C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,00%	0,00%
Hexan C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,00%	0,00%
Kvävgas N <sub>2</sub>	0,80%	0,65%
Syrgas O <sub>2</sub>	0,20%	0,14%
Koldioxid CO <sub>2</sub>	3,00%	1,55%
Kolmonoxid CO	0,00%	
Vätgas H <sub>2</sub>	0,00%	
Vatten H <sub>2</sub> O	0,00%	
Svavelväte H <sub>2</sub> S	0,00%	
Summa	100,00%	100,00%
H/C förhållande		4,02
MON		141,51
Metantal (MN)		110,71

Tabell 20. Kvalitetsparametrar, Biogas II

Gasblandningens kvalitet	Biogas II	
Densitet	0,761	kg/Nm <sup>3</sup>
Relativ densitet	0,588	(-)
Undre värmevärde	34,44	MJ/Nm <sup>3</sup>
Undre värmevärde	9,57	kWh/Nm <sup>3</sup>
Övre värmevärde	38,23	MJ/Nm <sup>3</sup>
Övre värmevärde	10,62	kWh/Nm <sup>3</sup>
Undre värmevärde	45,29	MJ/kg
Undre värmevärde	12,58	kWh/kg
Undre wobbeindex	44,91	MJ/Nm <sup>3</sup>
Undre wobbeindex	12,48	kWh/Nm <sup>3</sup>
Övre wobbeindex	49,85	MJ/Nm <sup>3</sup>
Övre wobbeindex	13,85	kWh/Nm <sup>3</sup>

## Bilaga C: Simuleringskod från MatLab

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
%           SIMULERING AV BIOGAS I DALBY           %
%           av Johanna Lakso och Fredrik Luthman   %
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% year      Aktuellst år, anger vilken kolumn i Excel som ska läsas
% day       Det aktuella året börjar med denna veckodag
%           - där 1 representerar måndag och 7 söndag
% leapyear  Är 1 om det aktuella året är ett skottår, annars 0
% A_effect  Anger hur många MW Skanska har uppgraderat med
% range     Anger hur många timmar det aktuella året har
%
% B         Profilen för biogasproduktionen för ett år per timme
% A_skanska Profilen för Skanskas årsförbrukning per timme
% V         Förbrukningsprofil för värmekundsområdena 1-3 samt S/R
% P1-P5    Mätpunkterna som beskriver gasflödet för varje timme
% Result    Resultatmatrisen som skrivs ut i Excel

%% Input variables
year = convertYear(xlsread('Simulering.xlsx','Input','G8'));
day = xlsread('Simulering.xlsx','Input','G12');
leapyear = xlsread('Simulering.xlsx','Input','G10');
A_effect = xlsread('Simulering.xlsx','Input','G14');

%% Calculate the range
if leapyear == 1
    range = 8784;
else
    range = 8760;
end

%% Input data
B = xlsread('Biogas Dalby.xlsx',year);
A_skanska = xlsread('Timmätning.xlsx','Skanska',year);
V = getV(year,day,range);

%% Beräknar A om Skanska skulle höja effekten med A_effekt watt
if A_effect > 0
    max = max(A_skanska)/1000;
    factor = (max + A_effect)/max;
    A_skanska = factor.*A_skanska;
end

%% Beräkningar
display('calculating biogas range...');
P1 = B(1:range)-A_skanska(1:range);
P2 = P1-V(:,1);
P3 = P2-V(:,2);
P4 = P3-V(:,3);
P5 = P4-V(:,4);
```

```

%% Extra Analyser

% Total mängd biogas till Lund
P5_tot = sum(P5(find(P5>0)));

% 100 % biogas i alla delar av nätet kWh/år och timmar/år
biogas = [sum(A_skanska(find(P1>0))) sum(V(find(P2>0),1))
          sum(V(find(P3>0),2)) sum(V(find(P4>0),3))
          sum(V(find(P5>0),4)); length(find(P1>0)) length(find(P2>0))
          length(find(P3>0)) length(find(P4>0)) length(find(P5>0))];

% 100 % Naturgas alla delar av nätet kWh/år och timmar/år
naturgas = [0 sum(V(find(P1<0),1)) sum(V(find(P2<0),2))
            sum(V(find(P3<0),3)) sum(V(find(P4<0),4)); 0
            length(find(P1<0)) length(find(P2<0)) length(find(P3<0))
            length(find(P4<0))];

% Varierande gas i alla delar av nätet kWh/år och timmar/år
A_bland = 0; % kWh/år
V1_bland = 0;
V2_bland = 0;
V3_bland = 0;
SR_bland = 0;
AT = 0; % Timmar/år
V1T = 0;
V2T = 0;
V3T = 0;
SRT = 0;

for i =1:range
    if P1(i)<0
        A_bland = A_bland + A_skanska(i);
        AT = AT+1;
    elseif P1(i)>0 && P2(i)<0
        V1_bland = V1_bland + V(i,1);
        V1T = V1T+1;
    elseif P2(i)>0 && P3(i)<0
        V2_bland = V2_bland + V(i,2);
        V2T = V2T+1;
    elseif P3(i)>0 && P4(i)<0
        V3_bland = V3_bland + V(i,3);
        V3T = V3T+1;
    elseif P4(i)>0 && P5(i)<0
        SR_bland = SR_bland + V(i,4);
        SRT = SRT+1;
    end
end

blandad = [A_bland V1_bland V2_bland V3_bland SR_bland;
           AT V1T V2T V3T SRT];

% Korrelation mellan Ncc, Skanska och Överskott
A_ncc = xlsread('Timmätning.xlsx','NCC',year);
Korr_A = zeros(range,1);
Korr_A(find(A_skanska>0)) = 1;
Korr_A(find(A_ncc>0)) = Korr_A(find(A_ncc>0))+2;
Korr_A_P5 = [Korr_A P5];

```

```

% Bufferttank
Buffer = zeros(range,1);
Buffer(1)=P5(1);
for i = 2:range
    Buffer(i) = Buffer(i-1)+P5(i);
    if Buffer(i) > 330000
        Buffer(i) = 330000;
    elseif Buffer(i) < 0
        Buffer(i) = 0;
    end
end

% Biogaskvot till Sandby/Revinge
SR_kvot = P4./V(:,4);
SR_kvot(find(SR_kvot > 1))=1;
SR_kvot(find(SR_kvot < 0))=0;

% Alternativ inmatningspunkt
TenBar = B(1:range)./(A_skanska(1:range)+V(:,1)+V(:,2)+V(:,3)+V(:,4));
TenBar(find(TenBar > 1))=1;
TenBar(find(TenBar < 0))=0;

%% Skriver till Excel-fil
Result = [find(P1) P1 P2 P4 P4 P5 A_skanska(1:range) B(1:range) V
SR_kvot.*100 TenBar.*100];
xlswrite('Simulering.xlsx',Result,'Output','B6:O8789');

% Skriver ut de extra analyserna till olika filer
xlswrite('Simulering.xlsx',P5_tot,'Analysis','G6');
xlswrite('Simulering.xlsx',biogas,'Analysis','G12:K13');
xlswrite('Simulering.xlsx',blandad,'Analysis','G16:K17');
xlswrite('Simulering.xlsx',naturgas,'Analysis','G20:K21');
xlswrite('Analys.xlsx',Korr_A_P5,'Korrelation Asf. ');
xlswrite('Analys.xlsx',Buffer,'Buffer','A1:A8784');

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

function Result = getV(year,day,range)
%GETV Beräknar den årliga förbrukningen per time I områdena V1, V2, V3
and S/R
%
% year      Aktuell år, anger vilken kolumn i Excel som ska läsas
% day       Det aktuella året börjar med denna veckodag
%           - där 1 representerar måndag och 7 söndag
% range     Anger hur många timmar det aktuella året har
%
% Vbos      Värmekund bostad förbrukning per dag
% Voff      Värmekund offentlig byggnad per dag
% Tdag      Timvis dygnsvariation för bostäder
% Toff      Timvis dygnsvariation för offentlig byggnad
%
% V         Resultat för timvis användning i procent
%           vanlig värmekund i kolumn 1 och offentlig byggnad i kolumn
%           2
% Result    Resultat för timvis användning i kWh
%           Kolumnerna innehåller: V1, V2, V3 och S/R

```



```

%% Hämta indata
if range == 8784
    Vbos = xlsread('Värmekunder.xlsx','Skottår','A1:A366');
else
    Vbos = xlsread('Värmekunder.xlsx','Ej skottår','A1:A365');
end
Voff = getVoff(Vbos,day);
Tbos = xlsread('Värmekunder.xlsx','Timmar bostad');
Toff = xlsread('Värmekunder.xlsx','Timmar offentlig');

%% Allokera minne
V = zeros(length(Vbos)*24,2);

%% Förbrukning per timme i procent (kolumn 1 vanlig kund, kolumn 2
offentlig)
count = 1;
% loop över årets alla dagar
for n=1:length(Vbos)
    % loop över dygnets alla timmar
    for k=1:24
        % if satsen sorterar ut lördagar och söndagar
        if mod(n,7)== mod(7-day,7) || mod(n,7)== mod(7-(day-1),7)
            V(count,1)=Vbos(n)*Tbos(k,2);
            V(count,2)=Voff(n)*Toff(k,2);
        else
            V(count,1)=Vbos(n)*Tbos(k,1);
            V(count,2)=Voff(n)*Toff(k,1);
        end
        count=count+1;
    end
end

%% Förbrukning per timme i kWh
annuCon = xlsread('Värmekunder.xlsx','Årsförbrukning','B2:C5');

A_ncc = xlsread('Timmätning.xlsx','NCC',year);
PC_dalby = xlsread('Timmätning.xlsx','TVA Dalby',year);
PC_sandby = xlsread('Timmätning.xlsx','TVA Sandby',year);
PC_revinge = xlsread('Timmätning.xlsx','Fort.verket Revinge',year);

% Olika kunders förbrukning multipliceras med motsvarande profil
V1 = annuCon(1,1)*V(:,1) + annuCon(1,2)*V(:,2) + PC_dalby(1:range);
V2 = annuCon(2,1)*V(:,1) + annuCon(2,2)*V(:,2);
V3 = annuCon(3,1)*V(:,1) + annuCon(3,2)*V(:,2);
SR = annuCon(4,1)*V(:,1) + annuCon(4,2)*V(:,2) + A_ncc(1:range) +
PC_sandby(1:range) + PC_revinge(1:range);
Result = [V1, V2, V3, SR];

end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

function R = getVoff(V,day)
%GETVOFF Returnerar en modifierad förbrukningsprofil för offentliga
byggnader
%
% V          Den årliga förbrukningsprofilen per dag för en vanlig
värmekund
% day       Det aktuella året börjar med denna veckodag
%          - där 1 representerar måndag och 7 söndag
%
% Offetliga byggnader har veckans förbrukning uppdelad så att
% 6/7 förbrukas på vardagar och 1/7 på helger.

R = zeros(length(V),1);

for n=1:length(V)
    % if satsen sorterar ut lördagar och söndagar
    if mod(n,7)== mod(7-day,7) || mod(n,7)== mod(7-(day-1),7)
        R(n) = ((V(mod(n-4,length(V))+1)+V(mod(n-
3,length(V))+1)+V(mod(n-2,length(V))+1)+V(mod(n-
1,length(V))+1)+V(mod(n,length(V))+1)+
V(mod(n+1,length(V))+1)+V(mod(n+2,length(V))+1))*1/7)/2;
    else
        R(n) = ((V(mod(n-4,length(V))+1)+V(mod(n-
3,length(V))+1)+V(mod(n-2,length(V))+1)+V(mod(n-
1,length(V))+1)+V(mod(n,length(V))+1)+
V(mod(n+1,length(V))+1)+V(mod(n+2,length(V))+1))*6/7)/5;
    end
end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

function string = convertYear( year )
%CONVERT YEAR konverterar ett specifikt år till korrekt kolumn
% 2006 är kolumn A
% 2007 är kolumn B
% ...
% 2015 är kolumn J
if year == 2006
    string = 'A2:A8785';
elseif year == 2007
    string = 'B2:B8785';
elseif year == 2008
    string = 'C2:C8785';
elseif year == 2009
    string = 'D2:D8785';
elseif year == 2010
    string = 'E2:E8785';
elseif year == 2011
    string = 'F2:F8785';
elseif year == 2012
    string = 'G2:G8785';
elseif year == 2013
    string = 'H2:H8785';
elseif year == 2014
    string = 'I2:I8785';
elseif year == 2015
    string = 'J2:J8785';
end
end

```