

EI R2010:17

Förändrade marknadsvillkor för biogasproduktion

Energimarknadsinspektionen
Box 155, 631 03 Eskilstuna
Energimarknadsinspektionen EI R2010:17
Författare: Sigrid Colnerud Granström, Henrik Gäverud och Alexandra Glimhall
Copyright: Energimarknadsinspektionen
Rapporten är tillgänglig på www.ei.se
Tryckt i Eskilstuna 2010

Förord

Biogas har möjlighet att utgöra en viktig del i Sveriges omställning till ett förnybart energisystem. Potentialen för svensk biogasproduktion i Sverige överstiger vida Sveriges nuvarande förbrukning av såväl naturgas som biogas. På sikt kan inhemsk biogas således bidra till att göra Sverige mindre beroende av fossil energi. Detta är i linje med det långsiktiga energipolitiska målet att biogas på sikt ska fasa ut naturgasen från den svenska gasmarknaden.

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.

Energimarknadsinspektionen utredde 2009 en rad åtgärder rörande hur en successiv övergång till biogasen i naturgasnätet skulle kunna genomföras. Ett av åtgärdsförslagen innebar ett förändrat gränssnitt med avseende på renings- och spetsningsförfarandet. Mot bakgrund av detta har regeringen gett Energimarknadsinspektionen i uppdrag att analysera alternativa gränstragningar mellan biogasproduktion och nätverksamhet samt komplettera naturgaslagen med särskilda bestämmelser som tar hänsyn till inmatning och överföring av biogas.

Eskilstuna 18 oktober 2010



Yvonne Fredriksson
Generaldirektör



Sigrid Colnerud Granström
Projektledare

Innehåll

1	Sammanfattning	6
2	Inledning	9
2.1	Uppdraget	10
2.2	Projektorganisation	10
3	Natur- och biogasmarknaderna i Sverige	12
3.1	Naturgas i Sverige	12
3.1.1	Användning av naturgas	12
3.1.2	Försörjningstrygghet	14
3.1.3	Utbyggnadsplaner för naturgasnätet	15
3.2	Biogas i Sverige	15
3.2.1	Produktion och förbrukning	16
3.2.2	Potentialen för biogasproduktion	17
3.3	Kostnader för produktion och distribution av biogas	18
3.3.1	Produktionskostnad	18
3.3.2	Uppgraderingskostnader	18
3.3.3	Transport- och distributionskostnad	20
3.3.4	Totalkostnad för biogas	20
4	Uppgradering av biogas	21
4.1	Uppgraderingen bekostas av biogasaktörerna	21
4.2	Uppgraderingsprocessen	22
4.2.1	Biogasens väg från röt-kammare till naturgasnätet	23
4.2.2	Gasrening	24
4.2.3	Spetsning med propan och anslutning till naturgasnätet	26
4.2.4	Inmatning av gas till transmissionsnätet	27
5	Gränsdragning mellan biogasproduktion och nätverksamhet för uppgraderingsanläggningar	29
5.1	Alternativa gränsdragningar	30
5.1.1	Lika kostnadsfördelning mellan produktion och nätverksamhet - alternativ 1	30
5.1.2	Gränsdragning mellan rening och spetsning –alternativ 2	31
5.2	Analys av huvudalternativens påverkan för marknaden och dess aktörer	33
5.2.1	Påverkan på den allmänna gasmarknadsutvecklingen och försörjningstryggheten	33
5.2.2	Påverkan för marknadens aktörer	35
5.2.3	Praktiska överväganden	36
6	Sammanfattande analys, slutsatser och förslag	38
7	Författningsförslag med kommentarer	42
7.1	Förslag till lag om ändring av naturgaslagen (2005:403)	42
7.2	Författningskommentarer	45
8	Konsekvensanalys	47
8.1	Administrativa konsekvenser	47

8.1.1	Nätägare	47
8.1.2	Biogasproducenter	47
8.1.3	Gaskunder	47
8.2	Ekonomiska konsekvenser	48
8.2.1	Nätägare	48
8.2.2	Biogasproducenter	48
8.2.3	Gaskunder	48
8.3	Miljömässiga konsekvenser	49
Bilaga 1 Beräkningar av fyra potentiella scenarier rörande prisbildning på gasmarknaden		52

1 Sammanfattning

Biogas har stor potential i Sverige och kan utgöra en viktig del i energiomställningen

Biogas är ett miljömässigt attraktivt energislag och det finns en politisk vilja att skapa förutsättningar för att biogasen ska bli ett konkurrenskraftigt energislag. Energimarknadsinspektionen bedömer att biogasen har potential att spela en viktig roll i den kommande energiomställningen som bland annat innebär att förnybara energislag ska ersätta fossil energi.

Mot bakgrund av den övergripande omställningen till ett förnybart energisystem är det önskvärt att öka andelen biogas i det svenska naturgasnätet. För att detta ska kunna ske krävs korrekta marknadsvillkor för biogas på den svenska gasmarknaden.

Den svenska gasmarknaden består idag i huvudsak av det naturgasnät som sträcker sig genom sydvästra Sverige, samt av lokala biogasmarknader. Biogasens andel på den svenska gasmarknaden ökar kontinuerligt. Att den svenska gasmarknaden är begränsad och dessutom fragmenterad utgör ett hinder för att biogasen ska kunna expandera. Att gasmarknaden som helhet, naturgasen inkluderad, utvecklas och expanderar är således en förutsättning för att den stora potential som finns för svensk biogas ska kunna realiseras. Detta står inte i kontrast med det långsiktiga målet att biogas helt ska kunna ersätta naturgas på den svenska gasmarknaden. Vid förändringar som görs i syfte att stödja biogasen men som kan ha en negativ effekt för naturgasens konkurrenskraft gentemot andra energislag är det avgörande för biogasens långsiktiga konkurrenskraft att dessa förändringar inte får effekten att naturgasmarknaden hindras att utvecklas. Ett sådant scenario skulle i förlängningen innebära att också biogasens utvecklingsmöjligheter försämras.

Tre huvudsakliga problem för en utveckling mot en förnybar gasmarknad

Biogasverksamheten möter tre huvudproblem som hindrar eller försvårar dess expansion på gasmarknaden. För det första måste möjligheterna till lönsamhet i biogasproduktion förbättras. För det andra måste natur- och biogasmarknaderna integreras mer sinsemellan. För det tredje måste biogasen kunna distribueras på ett kostnadseffektivt sätt. Genom att hantera dessa tre problem kan korrekta marknadsvillkor skapas för biogas och dess konkurrenskraft kan stärkas. Denna utredning syftar till att komplettera naturgaslagen med särskilda bestämmelser som tar hänsyn till inmatning och överföring av biogas.

Korrekta marknadsvillkor avgörande för biogasens utveckling

Biogasproducenternas villkor för tillgång till infrastruktur är helt utformade efter naturgasens förutsättningar. Det faktum att nätet är byggt och utvecklat för

naturgasens förutsättningar får inte innebära ett orimligt hinder för biogasproducenter som önskar distribuera sin produktion via nätet. I dagsläget innebär distribution i gassystemet en merkostnad för biogasproducenter.

Det är avgörande att biogasen inte strukturellt missgynnas av att villkoren på gasmarknaden är framarbetade innan biogas blev ett realistiskt alternativ till den fossila naturgasen. Energimarknadsinspektionen ser korrekta marknadsvillkor som en förutsättning för att biogasen ska kunna utvecklas och öka sin konkurrenskraft.

Energimarknadsinspektionen ser det som rimligt att gränssnittet för rening, spetsning och nätanslutning avseende ansvar och kostnad förändras för att möjliggöra en framtida successiv övergång till biogas i naturgasnätet.

Flera alternativ till gränsdragning mellan biogasproduktion och nätverksamhet föreligger

Utöver själva produktionen av biogas åligger det idag producenten att rena gasen från vattenånga, svavelväte och koldioxid, att höja biogasen till dansk naturgaskvalitet genom propanspetsning samt att se till att fysisk anslutning till nätet finns tillgänglig. Det finns således ett antal alternativ till en förändrad gränsdragning mellan biogasproduktion och nätverksamhet.

Gränsdragningsproblematiken består i att söka finna ett på lång sikt för samhället optimalt gränssnitt för ansvar- och kostnadsfördelning av renings- och spetsningsprocesserna för att förbättra biogasens möjligheter på gasmarknaden utan att riskera naturgasens konkurrenskraft gentemot andra energislag.

För att finna en tillfredställande lösning på gränsdragningsproblematiken har denna analyserats utifrån i) hur en förändring påverkar den allmänna gasmarknadsutvecklingen och försörjningstryggheten på gasmarknaden, ii) vad effekterna blir för de olika marknadsaktörerna, dvs. biogasproducent, nätägare och gaskund och iii) de praktiska aspekter som en förändring skulle innebära.

Ansvar för propanspetsning bör åläggas nätägaren

Kortsiktigt skulle biogasens konkurrenskraft stärkas mest om såväl rening som spetsning och anslutning ålades nätägare. På längre sikt är det emellertid inte självklart att en sådan förändring skulle vara till gagn för biogasen eftersom en sådan förändring kan få långsiktigt negativa effekter för naturgasens konkurrenskraft gentemot övriga energislag. En minskad naturgasmarknad är inte önskvärt utifrån ett biogasperspektiv eftersom biogasen inom överskådlig framtid kommer att vara beroende av naturgasen för att den svenska gasmarknaden ska kunna expandera och utvecklas. Energimarknadsinspektionen bedömer det därför inte som önskvärt att både reningen och spetsningen samt anslutningen åläggs nätägaren.

Propanspetsningen och själva anslutningen till nätet kan, till skillnad från reningsprocessen, däremot betecknas som en naturlig del av nätverksamheten. 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. Energimarknadsinspektionen anser således att det är rimligt att nätverksamheten åläggs ansvar för propanspetsning. Nätägaren har då även möjlighet att avstå från propanspetsning av biogas och istället sänka värmevärdet på den danska naturgasen – ett fördelaktigt alternativ om naturgasimport från andra länder skulle komma att bli aktuellt. Då biogasproduktionen befrias från denna delprocess är biogasverksamhetens marknadsvillkor att betrakta som mer korrekta då anpassning inte behöver ske till en tidigare ensam marknadsaktör. Vidare föreslår inspektionen att de merkostnader förslaget innebär påförs nätkollektivet på stamnätsnivå. Spridningen blir på så sätt större varvid merkostnad per kund blir mindre. Vidare undviks att biogasrika lokala nät åläggs orimligt hög merkostnad till följd av att stor volym biogas matas in i just de delarna av nätet.

Energimarknadsinspektionen betraktar en gränsdragning mellan rening och spetsning avseende ansvar och kostnad som ett steg mot förbättrade marknadsvillkor för biogas utan att naturgasmarknaden riskerar en allvarligt hämmad utveckling. Detta är en förutsättning för att biogasmarknaden ska kunna växa och förbättra sin konkurrenskraft gentemot andra fossila energislag, på sikt fasa ut naturgasen ur de svenska gasnäten och bidra till en omvandling mot en förnybar energiförsörjning.

Ytterligare stöd till biogas kan vara nödvändigt

Ett mål utifrån ett marknadsperspektiv är att stöd eller subventioner inte ska vara nödvändiga för att marknaden ska kunna utvecklas, marknadens prissignaler ska vara tillräckliga. Biogasen har dock vissa konkurrensnackdelar gentemot redan etablerade energikällor. Eftersom biogasen är ett miljömässigt fördelaktigt bränsle, som kan komma att spela en viktig roll i den kommande energiomställningen., kan det finnas skäl att under en övergångsperiod stödja biogasen.

Energimarknadsinspektionen har dock konstaterat att det finns ett antal hinder för en väsentligt expanderad biogasmarknad. De åtgärdsförslag som presenteras i denna rapport är främst avsedda att bidra till att skapa korrekta marknadsvillkor för att möjliggöra en framtida utveckling av biogasproduktion. Situationen med bristande lönsamhet i biogasproduktion kommer att förbättras om förslaget realiserar med Energimarknadsinspektionen bedömer att det inte kommer vara tillräckligt för att inom överskådlig framtid göra biogasen konkurrenskraftig gentemot exempelvis naturgas.

Energimarknadsinspektionen föreslår att regeringen överväger att ta initiativ till en utredning av ett marknadsbaserat stödssystem för biogasproduktion. Ett sådant system skulle exempelvis kunna utformas utifrån ett långsiktigt planeringsmål kombinerat med avgifter från lämpliga energislag och bränslen som finansierar ett produktionsstöd för biogasproducenter i likhet med elcertifikatsystemet.

2 Inledning

Naturgasmarknaden i Sverige är lokaliserad till de sydvästra delarna av landet¹. Anledningen till att marknaden för naturgas är geografiskt begränsad är att övriga delar av landet saknar en infrastruktur för naturgas, ett naturgasnät. Sverige har ingen egen utvinning av naturgas utan all naturgas som förbrukas i Sverige importeras från Danmark. Naturgasanvändningen i Sverige uppgår till drygt 14 TWh vilket är ungefär två procent av Sveriges totala energianvändning. I de drygt trettio kommuner där naturgas finns tillgänglig utgör naturgasanvändningen cirka tjugo procent av den totala energianvändningen. På lång sikt ser regeringen emellertid inte naturgasen som en hållbar energikälla då denna är ett fossilt och ändligt bränsle. Men naturgas "kan ha betydelse under en omställningsperiod, främst i anläggningar inom industrin och för kraftvärme" (prop. 2008/2009:163).

Parallellt med naturgasmarknaden har under senare år en marknad för inhemskt producerad biogas² börjat växa fram. Biogasproduktion finns i hela landet men är störst i de områden där naturgasmarknaden är etablerad. Totalt produceras cirka 1,4 TWh biogas i Sverige idag. Produktion sker främst i avloppsreningsverk, deponier och i samrötningsanläggningar. Vanliga användningsområden för biogas är som bränsle vid uppvärmning och som fordonsbränsle. Cirka 14 procent (0,2 TWh) av biogasproduktionen förs in på naturgasnätet.

Regeringens önskan är att andelen biogas i naturgasnätet successivt ska öka och på lång sikt är visionen att naturgasen ska kunna fasas ut helt från den svenska gasmarknaden. Utöver miljövinster innebär en ökad andel biogas i naturgasnätet också en ökad försörjningstrygghet för den svenska gasmarknaden eftersom antalet tillförselpunkter ökar genom den inhemska biogasproduktionen. Regeringen ser också synergivinster med att använda naturgasnätet för att bygga upp en marknad för biogasen. Regeringen bedömer vidare att infrastrukturen som finns för naturgas kan "utvecklas på kommersiella villkor och på ett sätt som understödjer en successiv introduktion av biogas" (prop. 2008/2009:162).

Regeringen gav i 2009 års regleringsbrev Energimarknadsinspektionen ett övergripande uppdrag att analysera förutsättningarna för en framtida successiv övergång till biogas i naturgasnätet. Inspektionen konstaterade att biogasen har tre huvudsakliga problem som måste hanteras för att biogasen ska kunna expandera kraftigt; bristande lönsamhet för biogasproducenter, begränsade och fragmenterade gasmarknader samt en brist på infrastruktur. För att gasmarknaden ska kunna utvecklas i en riktning som stöder en kraftigt ökad andel biogas föreslog inspektionen att ett system för ursprungsgarantier för gas införs, att gaslagstiftningen ses över och revideras i enlighet med gasmarknadens nya förutsättningar med en växande andel biogas, att regeringen ger Svenska Kraftnät i uppdrag att ansvara för en övergripande infrastrukturuppbyggnad med fokus på

¹ Delar av Skåne-, Hallands-, Västra Götalands- och Jönköpings län, se Figur .

² Med biogas avses i denna rapport såväl biogas framställd genom rötning som biometan framställd genom förgasning av biobränslen.

biogasens förutsättningar samt att uppgradering av biogas bör utgöra en del av nätverksamheten snarare än att vara en del av produktionsverksamheten. Mot bakgrund av det sistnämnda förslaget gav regeringen Energimarknadsinspektionen i uppdrag att under 2010 närmare analysera förutsättningarna för att låta delar av uppgraderingsprocessen utgöra en del av nätverksamheten.

2.1 Uppdraget

Mot bakgrund av Energimarknadsinspektionens förslag att låta uppgradering av biogas utgöra en del av gasnätverksamheten gav regeringen i 2010 års regleringsbrev inspektionen följande utredningsuppdrag:

I syfte att skapa förutsättningar för en framtida successiv övergång till biogas i naturgasnätet kan naturgaslagen (2005:403) behöva kompletteras med särskilda bestämmelser som tar hänsyn till inmatning och överföring av biogas. Energimarknadsinspektionen ska analysera behovet av detta och vid behov lämna förslag på författningsändringar. Till författningsförslagen ska en konsekvensutredning bifogas.

2.2 Projektorganisation

Projektledare har varit Sigrid Granström. Utöver detta har Alexandra Glimhall och Henrik Gåverud deltagit i arbetet.

Som en del i en löpande dialog med relevanta aktörer har en referensgrupp följt arbetet och getts möjligheter att löpande lämna synpunkter avseende projektets metod och upplägg, analys, slutsatser och förslag. Referensgruppen har haft följande sammansättning:

- Ann-Marie Lindell, Göteborg Energi AB
- Hans Åkesson, Energigas Sverige
- Johan Klinga, Öresundskraft
- Kaj Rydberg, Varberg Energi
- Magnus Bruno, Fortum
- Max Thagesson, E.ON
- Patrick Farran-Lee, Swedegas
- Sigvard Trönell, E.ON
- Ulf Molén, E.ON
- Zarah Andersson, SVK

Utöver avstämningar med referensgrupp har Energimarknadsinspektionen även inhämtat synpunkter från andra aktörer på gasmarknaden genom:

- Helena Gyrulf, biogasansvarig Energigas Sverige
- Lars-Erik Jansson, affärsrådgivare energi LRF Konsult
- Christer Setterdahl, f.d. VD Svensk Biogas
- Jan Bech-Sörensen, Industry Park of Sweden (Kemira Kemi AB)
- Anders Heldemar, Stora Enso
- Conny Johansson, Stora Enso

I syfte att brett belysa vilka alternativa gränsdragningar som står till buds gav Energimarknadsinspektionen under våren 2010 Grontmij AB i uppdrag att analysera frågan ur rad en olika perspektiv. Uppdraget innefattade:

- Kvalitet på naturgas, biogas, biometan och biogas av naturgaskvalitet
- Teknisk beskrivning av uppgraderingsanläggningar
- Ekonomi för uppgradering
- Analys över gränser mellan produktion och nätverksamhet
- Kostnadsanalys över alternativa gränsdragningar
- Förslag till gränsdragning mellan produktion och nätverksamhet.

Konsulten Johan Benjaminsson har sammanställt den rapport som Grontmij AB levererat till Energimarknadsinspektionen. Den externa referensgruppen har tagit del av och lämnat synpunkter på rapporten.

3 Natur- och biogasmarknaderna i Sverige

Natur- och biogasmarknaderna kan betecknas som två fristående gasmarknader som till viss del interagerar med varandra. Denna interaktion sker främst genom att naturgasnätet kan användas för distribution också av biogas. Under de rätta förutsättningarna³ är det för gaskunderna ingen teknisk skillnad att använda natur- eller biogas. Biogas kan således föras in på naturgasnätet utan några tekniska implikationer för befintliga naturgasanvändare såsom t.ex. industri. På samma sätt kan naturgas användas för de ändamål som man i dagsläget i huvudsak använder biogas. Idag är andelen biogas i naturgasnätet på årsbasis en till två procent men det finns en politisk ambition att på kort sikt öka denna andel samt att på lång sikt helt kunna ersätta naturgasen med biogas.⁴

3.1 Naturgas i Sverige

Naturgas är en organisk produkt som bildades i jordskorpan för flera miljoner år sedan genom förmultning av levande organismer. Naturgas består vanligen av 90-99 procent metan. Naturgas innehåller dessutom mindre mängder etan, propan, butan samt koldioxid och kväve⁵. Naturgas är brännbart och ger till skillnad från kol och olja inga utsläpp av svavel och tungmetaller vid förbränning. Utsläppen av koldioxid vid förbränning av naturgas är 40 respektive 25 procent lägre än vid förbränning av kol och olja⁶. Naturgas är således betydligt renare och har mindre miljöpåverkan än andra fossila energislag.

3.1.1 Användning av naturgas

Naturgas introducerades i Sverige 1985. Sverige har ingen egen naturgasproduktion utan all naturgas som förbrukas importeras från Danmark via en ledning till Klagshamn söder om Malmö. Naturgasnätet sträcker sig huvudsakligen från Trelleborg i söder till Stenungsund i norr, med ett antal grenledningar, se Figur .

³ Givet att biogasen uppgraderas till naturgaskvalitet. För mer information se avsnitt 4

⁴ Prop. 2008/2009:163

⁵ ÅF-Consult AB (2008).

⁶ Energimyndigheten (2008)



Figur 1 Naturgasnätets utbredning i Sverige. Källa: Gasföreningen

Den svenska importen av naturgas uppgår sedan mitten av 1990-talet till 8-14 TWh årligen. Den svenska naturgasanvändningen har således varit relativt stabil under en längre period. Under 2009 driftsattes gaskombikraftverket Öresundsverket i Malmö vilket, tillsammans med gaskombikraftverket Ryaverken i Göteborg, väntas öka den totala naturgasanvändningen i Sverige med någon eller några TWh, i synnerhet från och med 2010 när dessa verk närmar sig full kapacitet. Naturgasnätet har emellertid högre kapacitet och skulle i befintligt skick kunna överföra cirka 20 TWh per år. Fram till och med 2008 stod industrin för den största delen av den svenska naturgasanvändningen; 54 procent år 2008, medan värmeverken samma år stod för 29 procent av förbrukningen. Resterande del förbrukades av övrig näringsverksamhet (13 procent) och hushåll (4 procent).⁷ I och med att nya värmeverk därefter tagits i bruk förväntas fördelningen ändras.

På nationell nivå är naturgasanvändningen förhållandevis liten, motsvarande cirka två procent av landets totala energianvändning. I de trettio total kommuner där naturgasnät finns för distribution motsvarar den dock cirka tjugo procent av energianvändningen, vilket är i paritet med övriga europeiska länder med väl utbyggda naturgasnät.⁸

⁷ Energimarknadsinspektionen (2009a)

⁸ För mer detaljerad information kring användningen av naturgas i Sverige samt det svenska naturgassystemet, se t.ex. Energimarknadsinspektionen (2009a).

3.1.2 Försörjningstrygghet

För att en marknad ska fungera effektivt och kunderna vilja köpa de varor och tjänster som erbjuds är det viktigt att de kan förlita sig till att marknaden verkligen kan leverera, dvs. det krävs att försörjningstryggheten är hög. När det gäller naturgasmarknaden har försörjningstryggheten historiskt sett varit mycket hög, trots att Sverige bara har en tillförselpunkt.

Även om försörjningstryggheten varit hög kan den svenska naturgasmarknaden sägas vara sårbar, både på kort och på lång sikt. Situationen med en tillförselpunkt tillsammans med det faktum att Sverige inte har någon egen produktion av naturgas gör den svenska naturgasmarknaden på kort sikt känslig för yttre störningar. Den kvantitet gas som är möjlig att lagra räcker bara för att täcka förbrukningen en kortare tid. Detta innebär att yttre störningar potentiellt kan få konsekvenser i form av ett totalt leveransstopp av naturgas till hela den svenska naturgasmarknaden.

På längre sikt kommer vi att se minskade leveranser från de danska naturgasfälten då tillgången på gas i de danska fälten minskar. Givet att efterfrågan på naturgas i Sverige består torde det vara möjligt att tillgodose den svenska marknadens behov av naturgas, även med en framtid utan leveranser från de danska gasfälten. Den enda tillförselpunkten för naturgas till Sverige är förvisso från Danmark, men det är dock inte den enda möjliga leverantören av naturgas via denna tillförselpunkt. Svenskt naturgasnät är indirekt ihopkopplat med det tyska naturgasnätet då det finns en förbindelse mellan Danmark och Tyskland. I dagsläget är det dock inte möjligt att fysiskt transportera gas från Tyskland, via Danmark, till Sverige. Orsakerna är huvudsakligen underdimensionerade rörledningar och kompressorstationer. Vid minskande leveranser från de danska gasfälten skapas ett utbudsunderskott av naturgas i Sverige. Detta innebär att det finns en marknad som behöver mättas och att det finns pengar att tjäna för de företag som kan sälja naturgas till Sverige. Det torde därmed i framtiden bli mer intressant att föra gasen från Tyskland, via Danmark, till Sverige. Redan idag finns investeringsplaner för ytterligare en ledning mellan Danmark och Tyskland samt kompletterande kompressorkapacitet för att möjliggöra en högre gasöverföring mellan dessa länder.

Även om naturgasleveranserna genom den befintliga rörledningen från Danmark tryggas genom överföring av gas via t.ex. Tyskland kvarstår problem med försörjningstryggheten på kort sikt. Dansk gas kan komma att sina innan en effektiv förbindelse med exempelvis Tyskland är etablerad. En enda tillförselpunkt innebär även i fortsättningen problem vid t.ex. rörledningsbrott. Ett alternativ för att lösa de potentiella problemen med försörjningstryggheten är genom ytterligare tillförselpunkter till det svenska naturgasnätet. Ett andra alternativ är fler tillförselpunkter för biogas till naturgasnätet kombinerat med en ökad kvantitet tillförd biogas. Ett tredje alternativ vore att skapa ett antal anläggningar med flytande naturgas, s.k. LNG, som backup. Ett fjärde, mindre troligt, alternativ är introduktionen av en inhemsk naturgasproduktion.⁹

⁹ Shell Exploration and Production driver dock för närvarande ett projekt i Skåne där förekomsten av naturgas undersöks. Detaljer kring projektet finns på Shells hemsida.

3.1.3 Utbyggnadsplaner för naturgasnätet

Utbyggnadsplanerna för naturgasnätet i Sverige kan delas in i i) planer för att bygga ut det inhemska naturgasnätet och ii) planer att skapa ytterligare tillförselpunkter till det befintliga svenska naturgasnätet. Vad gäller utbyggnadsplaner för det inhemska naturgasnätet så har koncessionsansökningar lämnats in för förlängning av ledningen från Gislaved/Gnosjö till Oxelösund via Jönköping. En ledning planeras också upp till Örebro. Koncessionsansökan från Gislaved/Gnosjö till Jönköping har tillstyrkts av Energimarknadsinspektionen och bereds för närvarande för beslut på regeringskansliet. Koncessionsansökningarna för resterande sträckning har inte kommit lika långt. Koncessionsansökan för sträckan Jönköping-Oxelösund har skickats ut på remiss men E.ON har valt att avvakta resultatet på sträckan Gislaved/Gnosjö till Jönköping innan man går vidare i processen. Samma sak gäller sträckan upp till Örebro. När det gäller att skapa ytterligare tillförselvägar till det svenska naturgassystemet har E.ON Gas Sverige AB i samarbete med Verbundnetz Gas och DONG Energy planer på att bygga en transmissionsledning som ska förbinda Tyskland med Danmark och Sverige. Projektet kallas för Baltic Gas Interconnector. Samtliga länder har beviljat tillstånd. Dock är arbetet tills vidare bordlagt i brist på lönsamhet.

Ett annat projekt för att skapa fler tillförselvägar till Sverige är den koncessionsansökan som det norska statliga bolaget Gassco och Swedegas¹⁰ lämnade den 14 januari 2008 till Energimarknadsinspektionen. Ansökan gäller en gasledning (Skanled) som är tänkt att förbinda naturgasnäten mellan Norge, Danmark och Sverige. Energimarknadsinspektionen har berett ansökan och i eget yttrande tillstyrkt att regeringen beviljar koncessionen. Med anledning av kreditoron och det allmänna osäkra ekonomiska läget som präglade 2009 har dock Skanledprojektet stoppats tills vidare. Det är dock möjligt att projektet kan komma att återupptas när förutsättningarna förbättras.¹¹

3.2 Biogas i Sverige

Biogas bildas vid nedbrytning av biologiskt material i en syrefri miljö, så kallad rötning, och består i huvudsak av metan och koldioxid samt lägre halter svavelväte, kväve och syre. Metanhalten är vanligtvis mellan 50 och 75 procent, att jämföras med naturgasens metanhalt på 90-99 procent¹². Utöver naturgasens miljöfördelar gentemot andra fossila bränslen har biogasen ytterligare en fördel genom att den är ett biobränsle, vilket innebär att förbränning av biogas inte medför något nettotillskott av koldioxid till atmosfären.

Biogas framställs i huvudsak i anläggningar där biologiskt avfall rötas samt på deponier som ger upphov till deponigas. Biogas kan även framställas genom förgasning av biobränslen. Förgasning innebär partiell förbränning av bränsle med begränsad tillgång till syre, vilket ger upphov till en gas. Förgasning kan ske både från fossila bränslen som kol och från biobränslen som skogsavfall. Förgasningstekniken för att göra biogas av biobränslen är dock ännu inte helt utvecklad för storskalig kommersiell drift. I Österrike finns det dock försöksanläggningar för förgasning och i Sverige har E.ON och Göteborg Energi

¹⁰ Swedegas ingår i EQT:s infrastrukturfond.

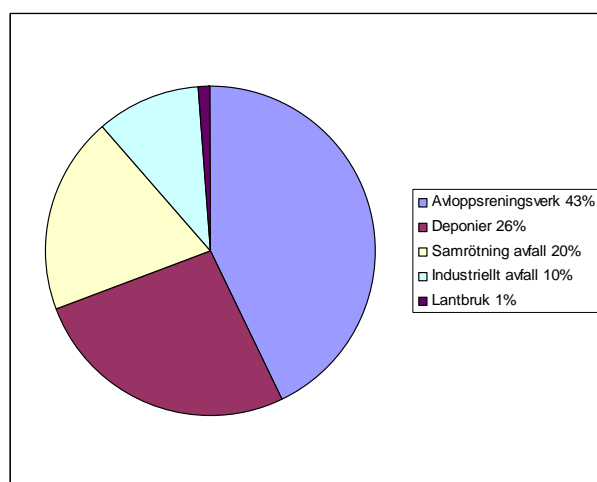
¹¹ Swedegas

¹² Gasföreningen (2006).

långtgående planer på anläggningar som använder en teknik där lågkvalitativa skogsråvaror förgasas.¹³

3.2.1 Produktion och förbrukning

Den totala produktionen av biogas i Sverige uppgick under 2008 till cirka 1,4 TWh. Biogas framställdes vid 227 anläggningar. I Figur 1 ses fördelningen i produktion från olika anläggningstyper.



Figur 1 Fördelning av biogasproduktion på anläggningstyp 2008, procent. Källa: Gasföreningen

Som Figur 1 visar är avloppsreningsverk den vanligaste typen av produktionsanläggning. Näst vanligast är biogasproduktion vid deponier. Lantbrukets bidrag till biogasproduktionen är än så länge marginell. Orsakerna till att biogasproduktionen i Sverige är fördelad på det sätt som visas i Figur 1 har till stor del att göra med politiska agendor och effekterna av en restproduktproblematik. Kommuner har traditionellt varit ägare till både avfallsstationer och avloppsreningsverk. För deponier har det varit viktigt att minska metanutsläppen till atmosfären¹⁴. För avloppsreningsverk har det varit viktigt med en restproduktshantering som uppfattas som positiv för miljön och inte som ett miljöproblem. Biogasproduktionen är störst i storstadsområdena; mer än hälften av biogasen produceras i Stockholms-, Västra Götalands- och Skånes län.

Biogasens främsta användningsområden är för produktion av värme, antingen till kund eller för uppvärmning av egna lokaler och processer, 50 procent. Knappt 25 procent av biogasen används som fordonsgas. Fordonsgasanvändningen sker främst i städer som satsat på att använda detta bränsle för sina stadsbussar (t.ex. Stockholm, Göteborg, Linköping och Eskilstuna). I takt med att fordonsgas som

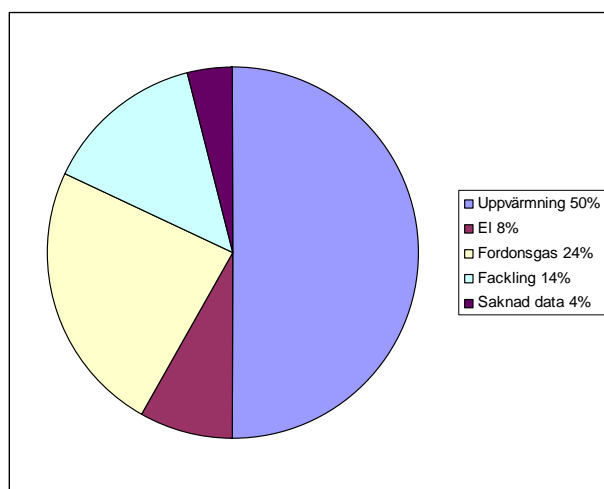
¹³ Göteborgs Energi AB och E.ON Gas samarbete syftar att bygga en 20 MW biogasanläggning baserad på förgasningsteknik i Göteborg. Anläggningen beräknas producera cirka 0,15 TWh per år. Anläggningen kan ses som en försöksanläggning och beräknas stå klar år 2012. Beslut om projektstart förväntas under första kvartalet 2010. Göteborg Energi AB planerar även för att bygga en förgasningsanläggning på 100 MW om försöksanläggningen faller väl ut. E.ON Gas Sverige AB planerar för en förgasningsanläggning i storleksordningen 200MW (1,5 TWh per år). Projektet är fortfarande i ett inledande stadium, tänkt driftsättning av anläggningen är 2015.

¹⁴ I och med förordning (2001:512) om deponering av avfall är deponering av organiskt avfall inte längre tillåten varför andelen biogas framställd genom deponi successivt kommer att försvinna.

bränsle etablerats har också biogasanvändningen i personbilar ökat och tankstationsnätet har byggts ut.

Närmare femton procent av den producerade biogasen facklas bort vilket visar att utbud och efterfrågan på biogas fortfarande inte alltid överrensstämmer, bl.a. beroende på att produktion och efterfrågan geografiskt kan befinna sig på olika platser och att det i dagsläget är svårt att på ett ekonomiskt försvarbart sätt transportera biogas till områden där det råder efterfrågeöverskott.

Cirka 14 procent av den producerade biogasen förs in på naturgasnätet¹⁵. I Figur 2 illustreras fördelningen i användningsområden för biogasen.



Figur 2 Biogasanvändningen i Sverige 2008. Källa: Gasföreningen

3.2.2 Potentialen för biogasproduktion

Idag finns ett flertal planerade projekt för biogasproduktion, såväl inom naturgasnätets utbredningsområde som på andra ställen i landet. Enligt bedömning från Energigas AB finns det ett femtiotal biogasprojekt runt om i landet där nya anläggningar för närvarande byggs eller befintliga anläggningar byggs ut. Om alla pågående och planerade projekt realiserats kommer den svenska biogasproduktionen år 2013 att uppgå till närmare 3,8 TWh.

Den långsiktiga potentialen för svensk biogasproduktion uppskattas i en rapport från 2008¹⁶. I rapporten uppskattas begränsad och total potential från rötning samt från förgasning. Den begränsade potentialen bygger på de ekonomiska och tekniska förutsättningar som gäller idag. Den totala potentialen från rötning bedöms till 15,2 TWh per år medan potentialen med begränsningar bedöms till 10,6 TWh per år. Potentialen från förgasning av skogsråvara är betydligt större; begränsad potential på cirka 59 TWh biogas per år och en framtida total potential på cirka 74 TWh per år.

Den potential som hittills diskuterats gäller för biogasproduktion i hela Sverige. Givet uppdraget är det av intresse att söka bedöma den potential som finns i nära

¹⁵ Enligt Svenska Kraftnäts avräkningssystem matades det in 167,6 GWh under 2008.

¹⁶ Biomil AB och Envium AB (2008).

anslutning till det existerande gasnätet (se Figur). Held (2007) skattar denna potential för biogasproduktion till närmare 25 TWh per år, där gasframställning från rötning av gödsel och energigrödor potentiellt kan bidra med 2,98 TWh, rötning av avloppsslam, hushållsavfall och industriellt avfall har en produktionspotential på 0,89 TWh och förgasningsteknikens potential är över 20 TWh per år¹⁷.

Flera distributionsnät har en låg uttagen gaseffekt under sommartid vilket kan vara en begränsande faktor för anslutning av biogas naturgasnätet. Biogasanläggningen har en jämn gasproduktion över året och för en god produktionsekonomi behövs kontinuerlig avsättning. En möjlighet för att avsätta gas under låglastperioder kan vara sammankoppling mellan ledningsnät så att en större marknad nås.

3.3 Kostnader för produktion och distribution av biogas

Kostnaderna förknippade med att framställa och distribuera biogas kan delas in i tre delar: 1) produktionskostnader, 2) distributions- och transportkostnader och 3) kostnader för uppgradering till naturgaskvalitet.

3.3.1 Produktionskostnad

Produktionskostnaden för biogas är i många fall hög jämfört med produktionskostnaden för andra energislag såsom el, olja och naturgas. I E.ON m.fl. (2007) uppskattas potentialen störst för biogasproduktion genom rötning då stordriftsfördelar här relativt lätt går att utnyttja. Dessutom betraktas rötning av grödor ha stor framtida utvecklingsmöjlighet. Det idag mest kostnadseffektiva sättet att producera biogas är rötning av avloppsslam i anslutning till avloppsreningsverk då rötkammare är nödvändig oberoende av biogasproduktion. Merkostnader för biogasproduktion för ett avloppsreningsverk består därmed endast av kostnaden för uppgradering och distribution¹⁸.

3.3.2 Uppgraderingskostnader

Biogasen måste uppgraderas för att kunna föras vidare in i naturgasnätet. Nedan redovisade kostnadsuppskattningar kommer från Grontmij och gäller för investering och drift av den tekniska anläggningsutrustningen. Overheadkostnader, vinstpålägg och administrativa påslag för organisationen kring biogas- och nätverksamheten är inte inkluderade.

I **Tabell 1** redovisas kostnader för gasrening, spetsning, nätanslutning och överföring av gas till transmissionsnätet. I första kolumnerna jämförs investeringskostnad för anläggningsdelar och därefter jämförs totalkostnad där

¹⁷ Beräkningarna baseras på data från början av 2000-talet och kan relateras till att rapporten skattade den totala biogaspotentialen för Sverige till cirka 14 TWh per år exklusive förgasning. Den siffran ligger ganska nära de 15,2 TWh per år som Biomil och Envirum skattade år 2008. Utifrån att de totala potentialerna ligger relativt nära varandra kan det ses som troligt att potentialen för biogasproduktion i närhet till existerande nät bör vara nära sanningen.

¹⁸ När biogas började produceras i avloppsreningsverk användes gasen oftast till det egna värmebehovet samt till att producera el. På senare år har emellertid avloppsreningsverken börjat sälja biogasen istället, framförallt som fordonsgas. En merkostnad som då uppstår av att sälja biogasen är energikostnaden som uppstår av att sälja biogas som man hade kunnat använda själv, t.ex. kostnaden för fjärrvärme- eller värmepumpsuppvärmning.

även drift och underhållskostnader inkluderats. Teknikval för gasrening bestäms av parametrar som el- och värmekostnad samt krav på metanhalt i biometan. I **Tabell 1** redovisas uppskattade kostnader för gasrening med vattenskrubbteknik¹⁹ som är den vanligaste gasreningstekniken i Sverige. Gasrening har stor stora skalfördelar; en gasreningsanläggning för 50 GWh biogas per år har endast cirka 30 procent högre investeringskostnad än en anläggning som renar 10 GWh biogas per år.

Spetsningsanläggningen har två huvudsakliga kostnader; kapitalkostnad för anläggningen och merkostnad för propan för skillnad mellan inköps- och försäljningskostnad. Det är inte alltid säkert att propan innebär en merkostnad, men i beräkningsexemplet antas att propan har en merkostnad på 0,1 kr/kWh. För fallet med 10 GWh/år utgör spetsningsanläggningens kapitalkostnad drygt dubbelt så mycket som merkostnaden för propan, medan det är tvärt om för systemet med 50 GWh/år.

För nätanslutning visas ett exempel där anslutningsledningen är 5 km.

Avsättning för gas under låglastperioder kräver antingen sammanlänkning med ett annat gasnätssystem där avsättning finns eller tryckhöjning till transmissionsnätet. I Tabell 1 ges kostnader för tryckhöjning till transmissionsnätet, med särredovisade kostnader för el då det främst är denna kostnad som minskar då en större mängd gas kan avsättas i distributionsnätet.

Systemen med 10 GWh/år och 50 GWh/år har enligt Tabell 1 totalkostnaderna 0,56 respektive 0,20 kr/kWh biometan. Här ingår att det finns kapacitet att tryckhöja all gas till transmissionsnätet. Elförbrukning vid tryckhöjning till transmissionsnivån motsvarar en kostnad om 0,01 kr/kWh, en kostnad som inte behövs för gas som avsätts i distributionsnätet. Dock kvarstår kostnaden för kapacitet att överföra gasen till transmissionsnätet.

Tabell 1 Bedömda kostnader för gasrening, spetsning, nätanslutning och överföring av gas till transmissionsnät. Källa: Grontmij

Biogasflöde	Investering Mkr		kr/kWh biometan inkl drift och underhåll		% av totalkostnad	
	10 GWh/år	50 GWh/år	10 GWh/år	50 GWh/år	10 GWh/år	50 GWh/år
Gasreningsanläggning	16	21	0,30	0,11	54	55
Spetsningsanläggning	2,2	2,5	0,049	0,012	9	6
Merkostnad propan			0,023	0,023	4	12
Nätanslutning, 5 km	5,5	5,5	0,085	0,017	15	9
Tryckhöjning till transmissionsnät	5,5	8,3	0,09	0,027	16	14
Elkostnad för tryckhöjning till transmissionsnät			0,01	0,01	2	5
Summa	29	37	0,56	0,20	100	100

¹⁹ Se avsnitt 4.2.2

3.3.3 Transport- och distributionskostnad

Den uppgraderade biogasen transporteras till kund via naturgasnätet. För detta finns två huvudsakliga metoder, i) transport via rörledning eller ii) s.k. flakning på lastbil (alternativt tåg). I broschyren *Biogas på gården – en introduktion* anger LRF att flakning endast är ekonomiskt försvarbart för en sträcka upp till fem mil.

Beräkning av kostnader för olika transportsätt av bio- och naturgas har också gjorts av Grontmij (2009). Grontmij konstaterar att vid transport av måttliga mängder gas (10 GWh på årsbasis) är flakning av komprimerad gas ett ekonomiskt alternativ medan lokala gasnät är konkurrenskraftiga för transport av större volymer gas. Det är t.ex. motiverat med en gasledning upp till 5 mil vid transport av 100 GWh på årsbasis. Det bör i sammanhanget poängteras att det oavsett volym alltid är fördelaktigt att transportera gasen i befintliga rörledningssystem, när så är möjligt.

3.3.4 Totalkostnad för biogas

Tabell 2 visar exempel på totalkostnader för biogas vid olika typer av rötningsprocesser. Kostnaden för uppgradering skiljer sig beroende på hur biogasproducenten väljer att sköta uppgraderingen. En liten rötningsanläggning med egen uppgradering får höga kostnader medan tillgång till en större uppgraderingsanläggning medför lägre kostnader för uppgraderingen. I kostnaderna för transport görs antagandet att biogasproducentens avsättningsområde är inom fem mils radie från produktionsanläggningen och att gasen transporteras i komprimerad form via flakning.

Tabell 2 Exempel på bedömda totalkostnader för biogas vid olika typer av rötningsprocesser, kronor per kWh, exklusive moms. Källa: EI R2009:12

	Produktionskostnad per kWh	Kostnad för uppgradering per kWh	Kostnader för transport och distribution per kWh	Totalkostnad per kWh
Rötning, röt-kammarvolym 200 m ³ , gödsel	0,40	0,10- 0,28	0,20	0,70- 0,88
Rötning, röt-kammarvolym 1600 m ³ , gödsel	0,13	0,10- 0,28	0,20	0,43- 0,61
Rötning, röt-kammarvolym 200 m ³ , grödor	0,70	0,10- 0,28	0,20	1,00- 1,18
Rötning, röt-kammarvolym 1600 m ³ , grödor	0,38	0,10- 0,28	0,20	0,68- 0,86

Tabell 2 visar att priset per producerad kWh biogas kan varieras avsevärt, skillnaden mellan billigaste och dyraste totalkostnad i exemplet är nästan 300 procent. Lägger man till att kostnaderna för transport kan variera, ökar variationen än mer.

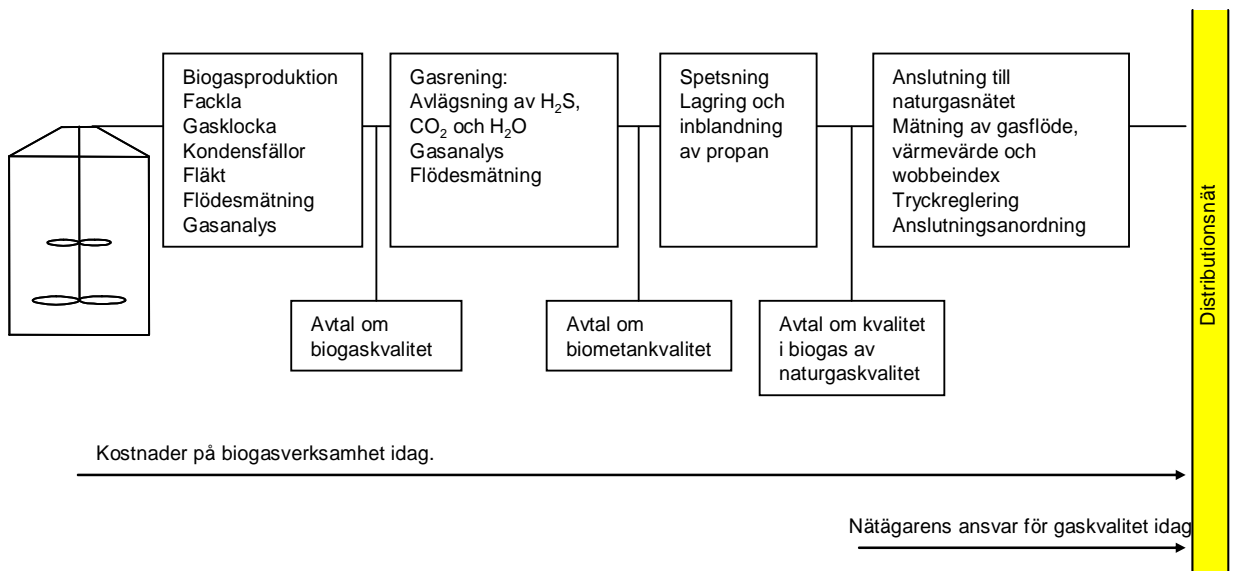
4 Uppgradering av biogas

Biogas och naturgas är sinsemellan utbytbara, givet att vissa förutsättningar är uppfyllda. Biogas har, som nämndes i avsnitt 3.2 ett lägre metaninnehåll än naturgas. Det faktum att innehavaren av en naturgasledning har rätt att ställa kvalitetskrav på den gas som ska matas in i ledningen²⁰ i kombination med att innehavaren av en naturgasledning har skyldighet att på skäliga villkor ansluta andra naturgasledningar, lagrings- och förgasningsanläggningar samt att överföra gas²¹ leder till att biogasen måste uppgraderas innan den matas in på naturgasnätet.

4.1 Uppgraderingen bekostas av biogasaktörerna

Som framgick av tabell 2 i föregående kapitel utgör uppgraderingskostnaden en inte obetydlig del av biogasproduktionens totala kostnad. Det finns idag ingen enhetlig struktur för vilka aktörer som äger, driver och bekostar biogasproduktion, gasrening, spetsning och nätanslutning. När anläggningsdelar drivs av olika aktörer avtalas om gaskvalitet vid leveransgränser avseende biogas, biometan och biogas av naturgaskvalitet, vilket åskådliggörs i **Figur 3**.

Samtliga kostnader mellan röt-kammare och distributionsnät betalas idag av biogasverksamheten. Ansvar för att den uppgraderade biogasen som matas in i naturgasnätet har rätt kvalitet ligger hos nätägaren, medan kostnaden för denna uppgradering alltså åläggs produktionsverksamheten.



Figur 3. Avtal mellan aktörer vid uppgradering av biogas till naturgaskvalitet

²⁰ Prop. 2004/2005:62

²¹ 3 kap 5-6 § naturgaslagen

I Sverige finns idag fem olika ägarförhållanden mellan anläggningsdelar där biogas av naturgaskvalitet matas in på naturgasnätet:

- Biogasanläggningarna Laholm Biogas, Ryaverket, Sjölunda, Källby ARV och Söderåsens Biogas producerar biogas med systemgräns före gasreningsanläggning. Gasrening, spetsning och nätanslutning sker därefter av E.ON respektive Göteborg Energi.
- Falkenberg Biogas AB ansvarar för biogasens rening och spetsning ända fram till nätanslutning där E.ON tar över gasdistributionen.
- Avfallsbolaget NSR AB ansvarar för biogasproduktion, gasrening och förgasningsutrustning för propanblandning med biometan. Öresundskraft Företagsmarknad AB bekostar propantank och påfyllning av propan. Öresundskraft AB köper biometan efter gasrening.
- Helsingborgs avloppsreningsverk ansvarar för biogasproduktion och rening medan Öresundskraft Företagsmarknad AB är ansvarig för spetsning och Öresundskraft AB nätanslutning.
- Naturgasnätet i Göteborg, som ägs av Göteborg Energi Gasnät AB (GEGAB), fungerar som distributionsnät av renad och propanspetsad biogas.

4.2 Uppgraderingsprocessen

Varierande energiinnehåll hos de gaser som transporteras i nätet ger användare problem med störningar. Dessutom baseras debiteringen av kunden på den volym (Nm^3) gas som kunden använt, inte på det exakta energiinnehållet. Med det varierande energiinnehållet riskerar kunderna därmed att feldebiteras.

Biogas från rötkammare består huvudsakligen av metan och koldioxid. Biogas renas till fordonsgaskvalitet i en gasreningsanläggning. Gaskvalitet regleras av Svensk standard.²² Enligt denna standard ska fordonsgas som når förbrukare vara odoriserad vilket innebär att en gasblandning med luft som uppgår till högst 20 procent av undre brännbarhetsgränsen kan uppfattas av en person med normalt luktsinne. Biogas av fordonsgaskvalitet uppgraderas till naturgaskvalitet genom tillsats av gasol. Då gasol består normalt av minst 95 procent propan benämns ofta gasol och propan synonymt.

Propan utgör cirka 8 procent av det volymflöde biogas av naturgaskvalitet som matas in i naturgasnätet. Då propan har ett relativt högt värmevärde motsvarar det omkring 19 procent av den energi som matas in på naturgasnätet. Tabell 3 visar en översikt över volymsandel respektive energiandel propan i biogas av naturgaskvalitet.

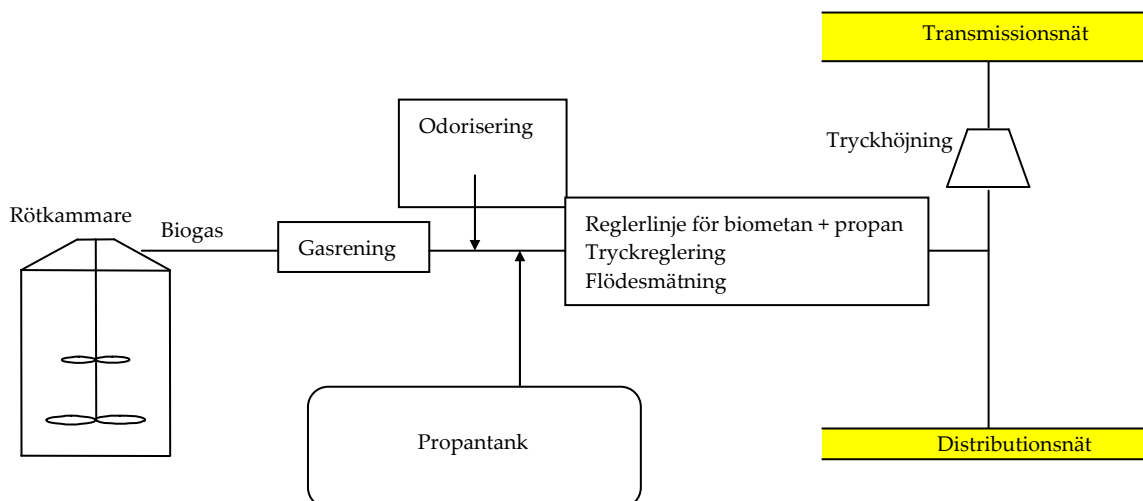
²² SS 15 54 38

Tabell 3 Volymsandel respektive energiandel propan i biogas av naturgaskvalitet

	Biogas av fordonsgaskvalitet	Propan	Biogas av naturgaskvalitet
Värmevärde, kWh/Nm ³	9,7	26	11,0
Volymsandel, %	92	8	100
Energiandel, %	81	19	100

4.2.1 Biogasens väg från röttkammare till naturgasnätet

En översikt över biogasens väg från röttkammare till inmatad gas på distributions- respektive transmissionsnät ges av **Figur 4**. Idag förekommer ingen inmatning på transmissionsnätet utan alla distributionsnät dit gas matas in har under hela året kapacitet att motta inmatad volym biogas av naturgaskvalitet.



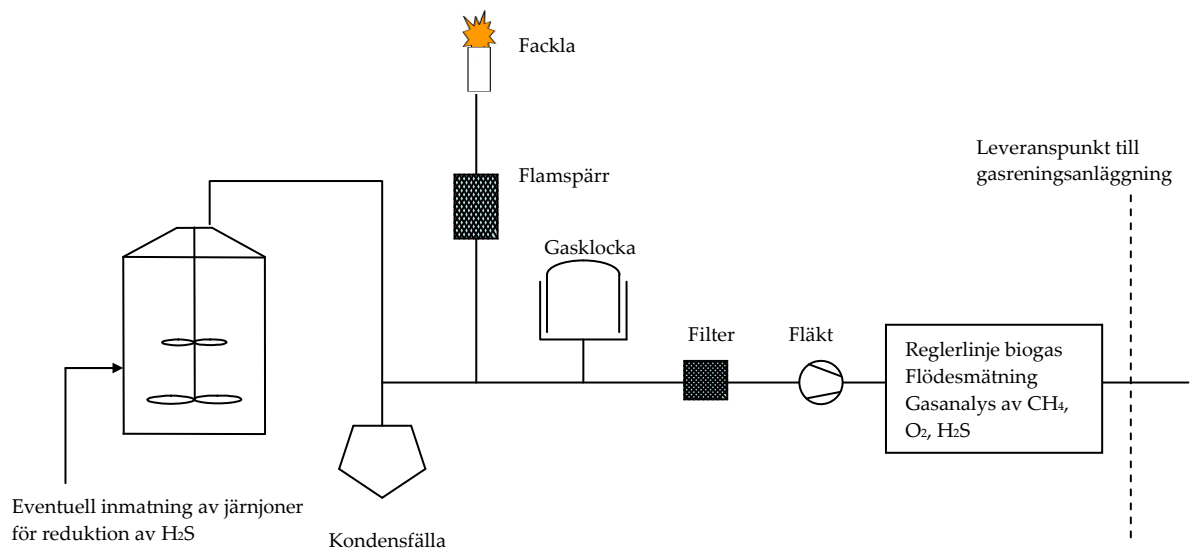
Figur 4 Biogasens väg från röttkammare till naturgasnätet

Gassystem mellan röttkammare och gasreningsanläggning **Figur 5** visar biogasens väg från röttkammare till reningsanläggning. Då biogas från röttkammaren är mättad på vatten behövs kondensavtappning mellan uttag från röttkammare fram till gasreningsanläggning. Om gasreningsanläggningen inte kan ta emot all inkommande gas finns en fackla ansluten, vilken hindrar biogas att, utan att först förbrännas, släppas ut i atmosfären. Gasklockan fungerar som buffert för att gasflödet till gasreningsanläggningen ska bli jämnare genom att tillfälligt öka/minska lagrad biogasvolym vid ökad/minskad produktionsvolym biogas. Därtill homogeniserar gasklockan gaskvaliteten genom att kontinuerligt blanda producerad biogas. Det finns gassystem även utan gasklocka, dock kan flöde och gaskvalitet till gasreningsanläggningen hållas jämnare med gasklocka.

Biogas levereras vanligen till gasreningsanläggningen vid ett tryck om 25 – 50 mBar (e). Om det är långt mellan produktionsanläggning och gasreningsanläggning behövs en fläkt för effektiv distribution. Denna bekostas i vissa fall av gasreningsanläggningen.

Anläggningsutrustning från röttkammare till gasreningsanläggning är nödvändig oavsett om gasen ska förbrännas eller matas in på naturgasnätet. Något som påverkas av biogasens användningsområde är inmatning av järnjoner till röttkammaren. Dessa tillförs för att reducera svavelvätehalten i biogasen vilket leder till en lägre kostnad för separation av svavelväte i gasreningsanläggningen.

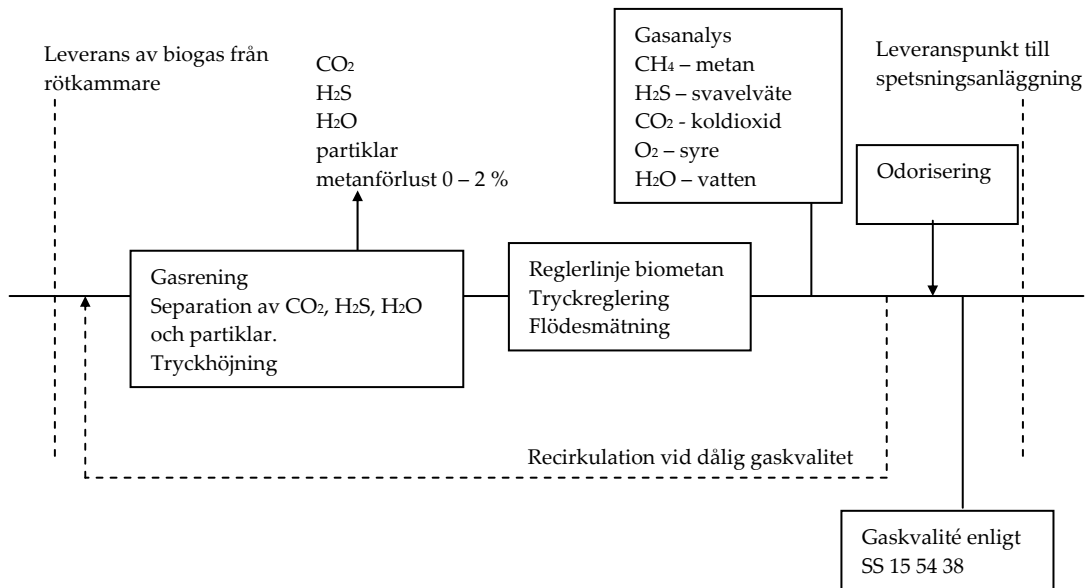
Mätning utförs av biogas avseende flöde och gaskvalitet. Flödesmätning av biogas är dock inte tillförlitlig och exakt på grund av biogasens vatteninnehåll samt på grund av pulsationer i biogasflödet som kan uppstå av tryckhöjningsutrustning för transport av gas till gasrening och av kompressor i gasrening.



Figur 5 Gassystem mellan röttkammare och anslutning till gasreningsanläggning

4.2.2 Gasrening

Gasreningsanläggningen renar biogas till biometan, det vill säga biogas av fordonsgaskvalitet. Den tryckhöjning som här sker varierar beroende på vilken gasreningsteknik som används. Biogas renas från svavelväte (H₂S), koldioxid, vatten och partiklar. Beroende på gasreningsteknik sker en förlust av metangas om 0 – 2 procent då koldioxid avskiljs. Efter gasrening sker flödesmätning och gasanalys varvid gas som inte har tillräckligt hög kvalitet recirkuleras till gasreningsanläggningens inlopp. Renad gas odoriseras och blandas med propan. Se **Figur 6** för översikt av gasrening



Figur 6 Rening av biogas till fordonsgaskvalitet

I Sverige används idag tre olika reningstekniker för att skapa biogas av fordonsgaskvalitet; i) vattenskrubber, ii) kemisk absorption och iii) PSA (Pressure Swing Adsorption). Med vattenskrubbteknik tvättas gasen med vatten ren från svavelväte och koldioxid varefter den torkas till biometan. Kemisk absorption fungerar på liknande sätt då en kemikalie tvättar bort koldioxid. Med PSA används kolonner innehållandes ett packmaterial i vilket koldioxid fastnar. Svavelväte avskiljs separat med PSA och kemisk absorption medan det vid vattenskrubbning sker samtidigt som koldioxid.

I **Tabell 4** jämförs gasrening med vattenskrubbteknik, PSA och kemisk absorption för respektive gasflöde i anläggningssystem med biogasflöden om 10 GWh/år respektive 50 GWh/år. Metanförlusterna är relativt höga för vattenskrubbteknik och PSA. Vid kemisk absorption förbrukas biogas under processen. Som ett resultat av detta blir utgående gasflöden av biometan från gasreningssystemen olika, trots lika ingående biogasflöde. Ett större nettoflöde av biometan från vattenskrubber- och PSA-anläggningen samt en större propanåtgång vid spetsning (som ett resultat av en relativt låg metanhalt) blir flödet av biogas av naturgaskvalitet större från dessa två gasreningstekniker.

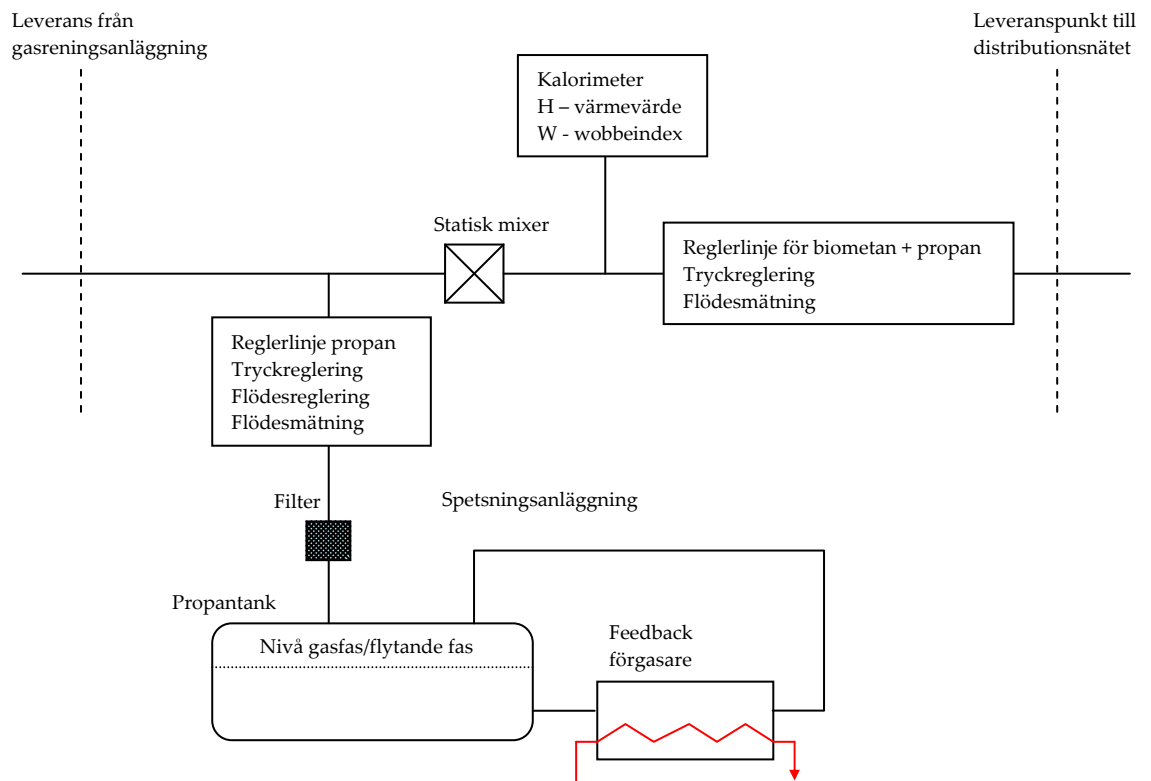
Tabell 4 Produktion av biometan och tillsats av propan för respektive system

Gasrening	Vattenskrubber, PSA		Kemisk absorption		
	10	50	10	50	
Biogas	10	50	10	50	GWh/år
Metanförlust	0,1	0,5	0,01	0,05	GWh/år
Biogas till uppvärmning	0	0	1,2	5,9	GWh/år
Biometan	9,9	49,5	8,8	44,0	GWh/år
Spetsning					
Metanhalt i biometan	97	97	99	99	vol.%
Propan	2,2	11,6	1,7	8,4	GWh/år
Biogas av naturgaskvalitet	12,2	61,1	10,5	52,4	GWh/år

En förutsättning för gasrening är att eventuella metanutsläpp från anläggningen destrueras genom termisk oxidation, något som belastar vattenskrubber- och PSA-tekniken medan kemisk absorption besparas detta. Det antas att ingen avsättning för spillvärme från anläggningsdelar föreligger.

4.2.3 Spetsning med propan och anslutning till naturgasnätet

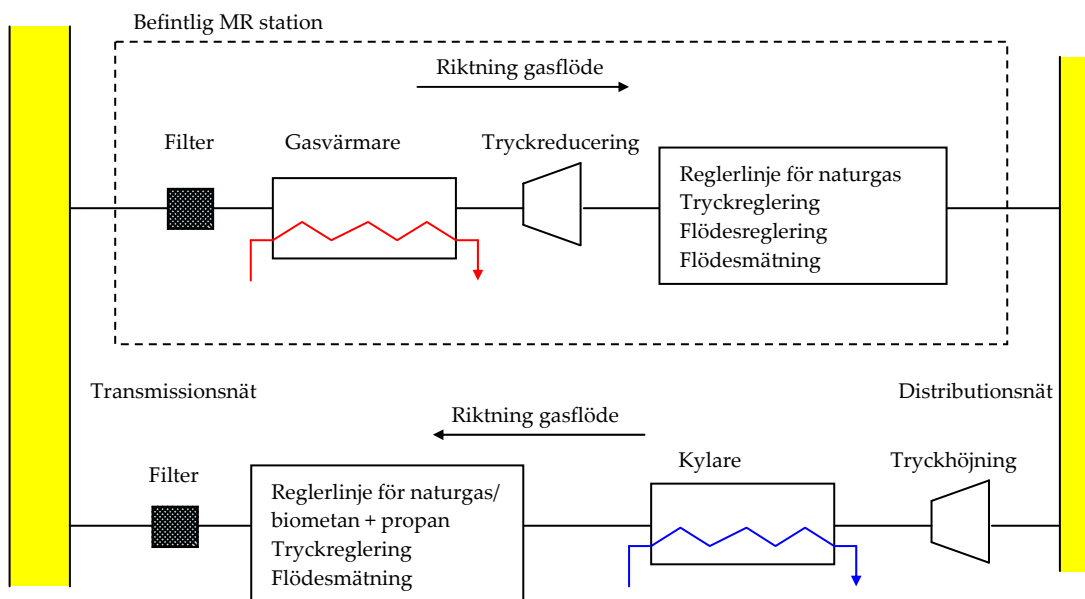
Efter rening blandas biometan med propan med hjälp av en statisk mixer (se **Figur 7**). Propan förvaras i flytande form under tryck. Genom trycksänkning och uppvärmning övergår propan i gasform och förgasning utförs med en feedbackförgasare enligt **Figur 7**. Flytande propan tappas från tanken och den förgasade gasen leds tillbaka in i propantanken. Från tankens övre del hämtas propan i gasform för beblandning med biometan. En alternativ teknik innebär att propan leds direkt från förgasare till inblandning i biometan. Nätägaren ansvarar för mätning av wobbeindex, värmevärde och flöde innan gasen matas in på naturgasnätet.



Figur 7 Spetsningsanläggning för spetsning av biometan med propan till biogas av naturgaskvalitet

4.2.4 Inmatning av gas till transmissionsnätet

Biogas av naturgaskvalitet matas i dagsläget inte in till transmissionsnätet. I övre delen av **Figur 8** visas principen för en MR-station med överföring av naturgas från transmissionsnätet till distributionsnätet. I nedre delen av figuren visas hur gas från distributionsnätet kan tryckhöjas och matas in på transmissionsnätet för tidpunkter då avsättning för all gas i distributionsnätet inte föreligger. Detta system är energieffektivt då endast biogas av naturgaskvalitet som inte finner avsättning i distributionsnätet behöver tryckhöjas.



Figur 8 Påbyggnad av MR-station för att hantera överproduktion till distributionsnätet

Det är även möjligt att mata in biogas av naturgaskvalitet direkt till transmissionsnätet. Det är dock mer energieffektivt att mata in gas till distributionsnätet än till transmissionsnätet då det krävs avsevärt högre tryck för inmatning i transmissionsnätet.

5 Gränsdragning mellan biogasproduktion och nätverksamhet för uppgraderingsanläggningar

Trots sina miljömässiga fördelar är biogasproduktion och biogaskonsumtion liten i förhållande till naturgas. Energimarknadsinspektionen identifierade i 2009 års rapport tre huvudsakliga problem för en utveckling mot en förnybar gasmarknad:

- Bristande lönsamhet till följd av bl.a. höga investeringskostnader för biogasverksamhet och brist på prismässig konkurrenskraft gentemot naturgas
- Fragmenterade och begränsade marknader för biogas och naturgas begränsar möjligheten till handel då det är svårt att geografiskt matcha utbud och efterfrågan. Försörjningstryggheten begränsas till lokala marknader vilket begränsar potentialen för biogasproduktion och etablering av en fungerande konkurrens
- Brist på infrastruktur försvårar integrationen mellan natur- och biogasmarknaderna och därmed en ökad biogasproduktion

Dessa tre problem är integrerade och bör behandlas parallellt. Ett åtgärdsförslag i 2009 års rapport innebar att uppgradering av biogas till naturgaskvalitet åtminstone delvis bör åläggas nätägaren. Genom en marknadseffektiv gränsdragning mellan biogasproduktion och nätverksamhet för uppgraderingsanläggningar kan lönsamheten för biogasverksamheten öka, marknaderna integreras och infrastrukturen utvecklas utifrån biogasverksamhetens förutsättningar. Detta i sin tur är en förutsättning för en stark svensk gasmarknad även i framtiden. Som nämnts i inledning avser regeringen att på sikt fasa ut naturgasen. Denna föresats gör det osannolikt att nya naturgaskunder ansluter sig till marknaden. För att gasmarknaden ska överleva och kunna växa spelar således biogasen en viktig roll. Gaskunder vill ha säker framtida försörjning, nätägare vill även i fortsättningen kunna hålla hög kapacitet i sina nät och biogasproducenter vill ha möjlighet att avsätta sin gas. För att så ska kunna ske krävs en effektiv gränsdragning mellan biogasproduktion och nätverksamhet. Ansvarsfördelningen av de olika delarna i uppgraderingsprocessen bör vara sådan att det ligger i alla inblandade parter intresse att på effektivt sätt producera och leverera högkvalitativa produkter; biogasen ska lämna reningsanläggningen som biometan av hög kvalitet, propantillsättning i spetsningsanläggningen ska resultera i biogas med ett värmevärde som tillfredställer gaskundernas behov. Kostnadsfördelningen bör vara sådan att samtliga inblandade parter har möjlighet, skyldighet och intresse i att bedriva verksamhet på detta önskvärda sätt. En korrekt gränsdragning med avseende på ansvars- och kostnadsfördelning av uppgraderingsprocessen mellan biogasproducent och nätägare torde resultera i skalfördelar för båda parter, vilket innebär marknadsmässig effektivitet som kommer kunderna till gagn. Redan idag

finns möjligheten att effektivt distribuera biogas i det befintliga naturgasnätet. Potential finns för att utveckla de befintliga distributionsnäten för att infrastrukturellt stärka gasmarknaden, i synnerhet ur ett biogasperspektiv. Gränsdragningsproblematiken består således i att söka finna ett för samhället optimalt gränssnitt för ansvar- och kostnadsfördelning av uppgraderingsprocessen för att förbättra biogasens möjligheter på gasmarknaden utan att riskera naturgasens konkurrenskraft gentemot andra energislag.

5.1 Alternativa gränsdragningar

I syfte att identifiera alternativa gränsdragningar avseende ansvarsfördelningen i uppgraderingsprocessen uppdrog Energimarknadsinspektionen under våren 2010 till konsultföretaget Grontmij AB att analysera gränsdragningsproblematiken mellan biogasproduktion och nätverksamhet.

Resultatet ligger till grund för den teoretiska delen i kapitel 4 och delar av avsnitt 3.3.

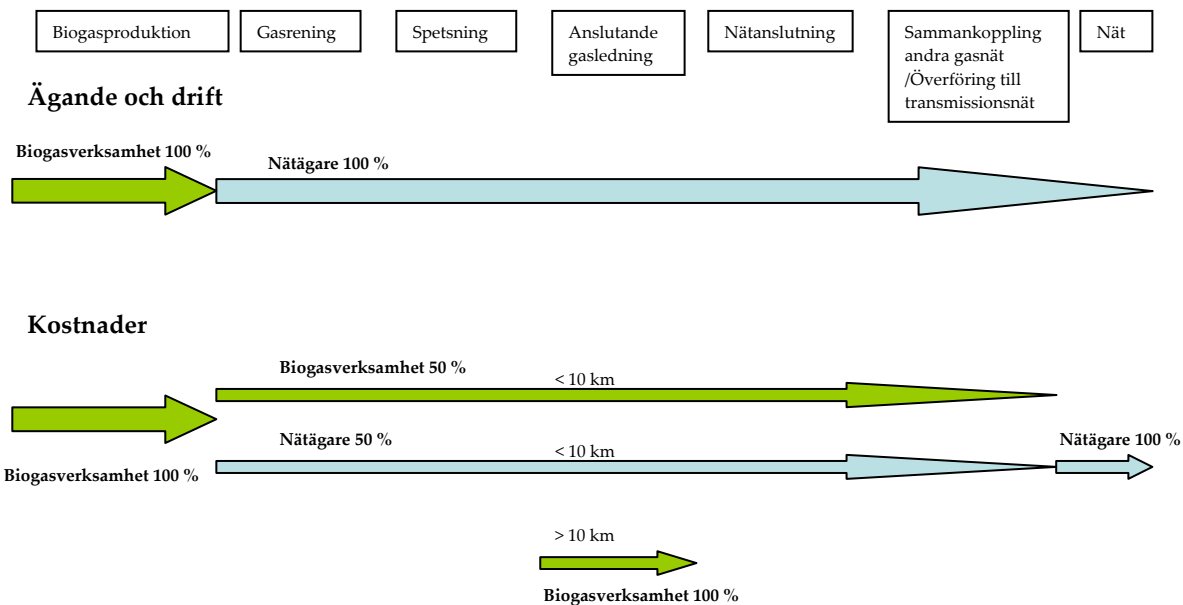
Analysen resulterade i förslag till gränssnitt för fördelning mellan biogas- och nätverksamhet avseende ägaransvar, drift och kostnader för uppgradering av biogas samt inmatning på gasnätet. Båda alternativen syftar till att med effektiv kostnadsfördelning mellan biogas- och naturgasnät öka produktionen av biogas för införsel på naturgasnätet. Detta genom incitament rörande skalfördelar, geografiskt strategisk placering av anläggningar samt anpassning av produktionskapacitet. Båda alternativen innebär att delar av verksamhetskostnaderna från biogasproduktion överförs till nätverksamheten där dessa kostnader slås ut på samtliga gaskunder.

5.1.1 Lika kostnadsfördelning mellan produktion och nätverksamhet -alternativ 1

Förslaget innebär lika fördelning av kostnader för uppgradering och inmatning av biogas på naturgasnätet mellan biogas- och nätverksamhet medan samtliga anläggningsdelar ägs och drivs av nätägaren.

Denna fördelning skapar självreglerande incitament för kostnadseffektivitet hos både biogasverksamhet och nätägare. Då kostnader för spetsning och överföring till transmissionsnät belastar samma aktör finns incitament att minimera propaninblandning för på så sätt minska kostnader vid överföring till gasnätet. Överföring till transmissionsnät eller alternativ sammanlänkning med närliggande gasnät där större avsättning för gas föreligger bekostas av både biogas- och nätverksamhet. På så vis förläggs biogasanläggningar i större utsträckning i anslutning till distributionsnätet.

Ledningssystem från biogasproduktionen utgörs av gasledning mellan gasrening och spetsningsanläggning samt mellan spetsningsanläggning och gasnät. Den totala längden anslutande gasledningar bekostas i alternativ 1 till lika delar mellan biogasverksamhet och nätverksamheten upp till 10 km. Gasledningen över 10 km bekostas helt av biogasverksamheten. Detta skapar ytterligare ett incitament till att förlägga biogasanläggningarna i närheten av gasnätet.



Figur 9 Fördelning av ägande, drift och kostnader för uppgradering av biogas till naturgaskvalitet enligt alternativ 1

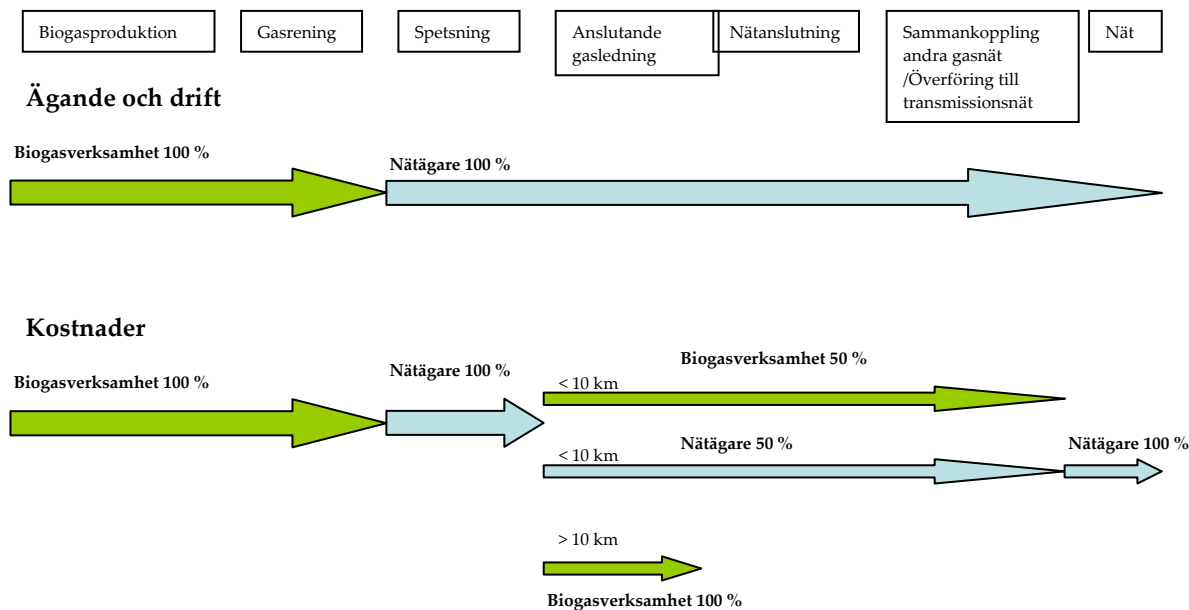
5.1.2 Gränsdragning mellan rening och spetsning –alternativ 2

Ägande, drift och bekostnad av gasrening ligger till 100 % hos biogasverksamhet medan spetsning till 100 % åläggs nätverksamhet. Kostnader för anslutningsledningar och inmatning till gasnätet fördelas lika mellan biogas- och nätverksamhet medan ansvar och drift åläggs nätverksamheten, i likhet med alt. 1.

Gasreningsanläggningen drivs, ägs och bekostas helt av biogasverksamheten medan nätverksamheten helt bekostar anpassningen av värmevärde i biometan till energiinnehållet i naturgas. Förslaget liknar i sin utformning den tyska uppdelningen av biogas- och nätverksamhet²³.

För alternativ 2 krävs föreskrivna krav på biometan för att nå en systemeffektiv spetsning och nätanslutning, vilket för alternativ 1 sker genom självreglering.

²³ www.gesetze-im-internet.de/gasnzv/index.html

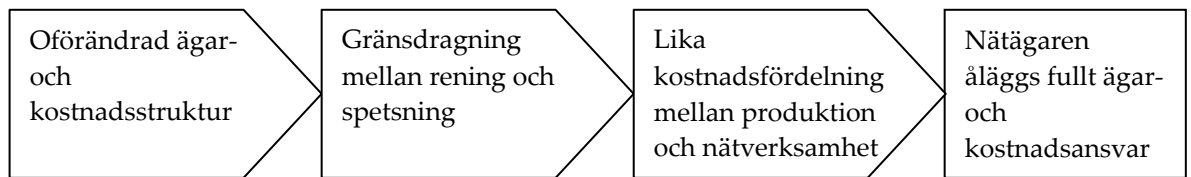


Figur 10 Fördelning av ägande, drift och kostnader för uppgradering av biogas till naturgaskvalitet enligt alternativ 2

För båda alternativen bör föreskrifter reglera ersättningsfrågor för biogas och biometan. Det kan exempelvis röra betalning för biogas, ersättning till nätägare för tillhandahållande av kapacitet som garant för att naturgas alltid finns eller ersättning för minskade kostnader i överliggande nät som följd av att gas matas in. Nätägare bör publicera tariffer för översiktlig respektive detaljerad projektering för anslutning av biogasanläggningar till nätet. På så vis blir det klart för biogasproducenten vilka kostnader som är förknippade med att uppgradera och inmata gas till naturgasnätet.

Nätverksamhetens pålagda kostnad blir enligt alternativ 1 uppskattningsvis 0,10 – 0,28 kr/kWh inmatad biometan och för alternativ 2 uppskattningsvis 0,06 – 0,16 kr/kWh biometan. I enlighet med rekommendation i inspektionens rapport från 2009 bör kostnader som pålagts nätverksamheten läggas på översta nivån i gasnätet, det vill säga på transmissionsnivå. Kostnaderna fördelas då på samtliga naturgasanvändare. Utslaget på alla naturgasanvändare ger alternativ 1 och 2 en kostnad på 1,3 öre/kWh respektive 0,7 öre/kWh naturgas per inmatad TWh biometan.

Utöver de två ovan presenterade alternativen finns ytterligare två möjligheter; i) oförändrad ägar- och kostnadsstruktur, dvs. biogasproducenten ansvarar även i fortsättningen för hela uppgraderingsprocessen och anslutningen till distributionsnätet och ii) nätägaren åläggs ägar- och kostnadsansvar för hela uppgraderingsanläggningen, dvs. både rening och spetsning, samt anslutning till distributionsnät. Dessa två alternativ är att betrakta som extremer. Grontmijs förslag till alternativa gränsdragningar analyseras i nästkommande avsnitt i jämförelse med en oförändrad struktur varvid detta alternativ automatiskt blir en del av analysen. Att nätägaren åläggs fullt ansvar för uppgradering av biogas är att betrakta som ohållbar då detta innebär ett alltför stort ansvar och en alltför stor kostnadsbelastning för nätägaren. En schematisk bild av alternativen ses i figur 12 nedan.



Figur 11 Gradvis ansvars- och kostnadsförändring för alternativa gränsdragningar

5.2 Analys av huvudalternativens påverkan för marknaden och dess aktörer

De två olika alternativen medför en rad konsekvenser för marknadsaktörer. Därutöver innebär förändrade villkor både risker och möjligheter för gasmarknaden i sin helhet och dess utveckling. Vidare för de olika alternativen med sig både praktiska och legala överväganden. I det följande analyseras huvudalternativen som presenterats i 5.1.

5.2.1 Påverkan på den allmänna gasmarknadsutvecklingen och försörjningstryggheten

En förändring i linje med alternativen ovan, dvs. att nätägaren kostnads- och ansvarsmässigt tar över delar av uppgraderingsprocessen, skulle innebära att biogasen blir mer konkurrenskraftig gentemot alla övriga energislag (inkl. naturgas). Därmed ökar även möjligheten att nå lönsamhet i biogasproduktion. Den konkreta effekten blir att den svenska biogasproduktionen kommer att öka, tillika andelen biogas som förs in på naturgasnätet och som därigenom kan distribueras på ett kostnadseffektivt sätt. Detta sammantaget torde bidra till en positiv utveckling av den svenska gasmarknaden.

I dagsläget består gasmixen i det svenska naturgassystemet till 98-99 procent av dansk naturgas, som via en naturgasledning från Danmark förs in i det svenska systemet, och av 1-2 procent inhemskt producerad biogas. Eftersom nästan all gas förs in i systemet via en enda anslutningspunkt kan, som konstaterades i avsnitt 3.1.2, försörjningstryggheten på den svenska gasmarknaden betecknas som något sårbar. En ökad andel inhemskt producerad biogas i naturgasnätet innebär fler tillförselpunkter och ökad leveranstrygghet för gassystemet som helhet. Förändringar som innebär att biogasen blir mer konkurrenskraftig stärker därmed på lång sikt försörjningstryggheten i det svenska gasnätet.

Försörjningstryggheten förbättras även då förbättrade möjligheter för biogasen innebär förbättrade möjligheter att utveckla infrastrukturen utifrån biogasens förutsättningar, som att bygga nya och utveckla befintliga lokala nät vilka kan anslutas till naturgasnätet. På mycket lång sikt kan även tänkas att transmissionsnätet byggs ut till följd av en stärkt gemensam gasmarknad.

Båda huvudalternativen innebär en kostnadsökning för gasnätföretagen och allt annat lika även en förväntad prishöjning på överföring av naturgas. Å ena sidan, om mängden överförd naturgas förblir konstant och/eller att överföringstariffen för naturgas ligger fast är kostnadsökningen något som påverkar naturgasens konkurrenskraft negativt gentemot andra energislag (t.ex. olja och kol). Om denna

negativa effekt blir för påtaglig föreligger en risk att befintliga naturgaskunder substitueras till andra, billigare energislag. Detta är inte ett önskvärt scenario för gasmarknadens utveckling eftersom följden av ett minskat antal naturgaskunder blir större kostnadsökning per kund. Därmed riskeras ytterligare kundförluster. Denna negativa spiral riskerar i slutändan att äventyra gasmarknadens hela existens. Å andra sidan, om en ökad kvantitet biogas på den svenska marknaden istället innebär en vidgad svensk gasmarknad med en ökad efterfrågan också på naturgas kan kostnaden för de delar av uppgraderingen som omfattas av nätverksamheten fördelas på ett större kundkollektiv. Prisökningen till följd av kostnaden för delar av uppgraderingsprocessen torde då avta och överföringstariffen kan till och med komma att minska.

För att åskådliggöra olika utvecklingsmöjligheter för överföringskostanden på gasmarknaden har inspektionen genomfört schablonmässiga beräkningar²⁴ för olika presumtiva scenarier, utifrån antagandet att kostnaden för propanspetsning och delar av anslutningskostanden påförs överföringstariffen. Fullständiga beräkningar återfinns i bilaga 1.

- i) En oförändrad situation innebär att den totala mängden överförd gas ligger omkring 14 TWh där biogasen utgör 0,2 TWh. Den genomsnittliga överföringstariffen skulle för en liten respektive stor spetsningsanläggning²⁵ bli 5,74 respektive 5,64 öre/kWh, att jämföra med dagens genomsnittliga kostnad på 5,5 öre/kWh när ingen del av uppgraderingsprocessen inkluderas i överföringstariffen.
- ii) En ökad mängd biogas som substituerar naturgas och därmed lämnar totala mängden överförd gas oförändrad innebär en prisökning. Baserat på 2009 års totala konsumtion om 14 TWh skulle en ökning av överförd biogas med 1 TWh, från dagen 0,2 TWh till 1,2 TWh, innebära en prisökning från 5,74 till 7,00 öre/kWh för en liten spetsningsanläggning och en ökning från 5,64 till 6,39 öre/kWh för en stor anläggning. Detta innebär en genomsnittlig prisökning på 1,005 öre/kWh.
- iii) Ett scenario där både natur- och biogas minskar i överförd kvantitet, från 14 respektive 0,2 TWh till 10 respektive 0 TWh innebär oundvikligen en prisökning. Denna skulle bli som störst (8,09/7,94 öre/kWh för en liten/stor anläggning) om naturgasen sjunker till 10 TWh medan biogasen ligger kvar på 0,2 TWh. Om biogasen exkluderas hamnar priset för 10 TWh naturgas på 7,70 öre/kWh.
- iv) I ett scenario där både natur- och biogas ökar i överförd mängd beror prisförändringen på den relativa ökningen mellan dessa båda gaser. Beräkningar visar att om biogasen ökar med 0,5 TWh och den totala ökningen av mängden överförd gas uppgår till 1,0 TWh kommer den

²⁴ Fasta kostnader antas vara konstanta och dominerade utgiftspost varvid det antas att överföringstariffen faller med ökad mängd överförd gas. Genomsnittlig överföringstariff är beräknad baserad på särredovisade uppgifter från E.ON, Göteborg Energi Gasnät, Lunds Energi, Swedegas, Varberg Energi och Öresundskraft.

²⁵ Med stor respektive liten anläggning avses spetsningsanläggning med biogasflöde om 50 respektive 10 GWh/år

genomsnittliga överföringstariffen för en stor anläggning att ligga omkring 5,5 öre/kWh, vilket är den genomsnittliga överföringstariffen idag. Om biogasen utgör en mindre del av den totala ökningen kan överföringstariffen komma att sjunka avsevärt. Endast i situationen där biogasen utgör närmare hela den totala ökningen, likt det andra scenariot presenterat ovan, blir prisökningen anmärkningsvärt hög.

Sammanfattningsvis, för att kunna realisera en stor del av den potential inom biogasproduktion som finns i Sverige och därmed också förbättra försörjningstryggheten i det svenska gassystemet, krävs en vidgad svensk gasmarknad. Det är därför av största vikt att gasnätsföretagen inte belastas med orimliga kostnadsökningar till följd av att uppgraderingen av biogas delvis utgör en del av nätverksamheten.

5.2.2 Påverkan för marknadens aktörer

De två alternativen presenterade i 5.1 skiljer sig åt med avseende både på kostnadsfördelning och på ägaransvar. Alternativ 1; Lika kostnadsfördelning mellan produktion och nätverksamhet, innebär att nätägaren och producenten tillsammans och lika fördelat finansierar hela uppgraderingsprocessen. Alternativ 2; Gränsdragning mellan rening och spetsning, innebär att biogasproducenten ansvarar för reningsprocessen medan nätägaren ansvarar fullt ut för spetsning. Dock delar producenten och nätägaren, i likhet med alternativ 1, kostnad för nätanslutning.

De båda föreslagna gränssnitten ger incitament till stordrift i och med möjlighet till skalfördelar, vilket åskådliggörs i tabell 1. En förändring av gränsdragning med ansvars- och kostnadslättnader för biogasproducenten skulle innebära att även aktörer med mindre storskalig biogasproduktion skulle kunna dra nytta av dessa stordriftsfördelar och på så sätt komma att få avsättning för sin produktion.

Alternativ 1 innebär att nätägaren till fullo ansvarar för drift och ägande av uppgraderingsanläggningarna. Detta kan i ett första skede ses som positivt för biogasproducenten då denna befrias från ansvar i fråga om ägande och drift av renings- och spetsningsanläggning. Dock innebär detta också minskat inflytande över hur uppgraderingen ska skötas i fråga om bl.a. dimensionering, placering, kostnadsfördelning. Kortsiktigt innebär alternativ 1 kraftigt sänkta kostnader och ansvarslettning för biogasproducenten. Den långsiktiga effekten för biogasproducenten beror på om nätägarens ökade kostnader kommer att hämma den generella marknadsutvecklingen för gas eller inte. Om så sker går det inte med säkerhet fastställa nettoeffekten för biogasproducenterna. Det är dock inte orimligt att tro att nettoeffekten även för biogasverksamheten blir negativ. Om kostnadsökningen inte hämmar marknaden är nettoeffekten odelat positiv.

Alternativ 2 innebär att biogasproducenten befrias från kostnaden för spetsning och delar kostnaden för anslutning med nätägaren. Kostnadslättnaden blir avsevärt mindre än i alternativ 1 då biogasproducenten ensam står för reningen vilket utgör den avgjort största kostnadsposten i uppgraderingsprocessen. Dock innebär alternativ 2 att biogasproducenten får större inflytande och kontroll över delar av verksamheten. Kostnadsökningen för nätägaren blir mindre än i alternativ 1 varvid detta alternativ kan anses ha mindre risk för långsiktigt negativ effekt. En

gränsdragning enligt detta alternativ innebär att biogasproducenten fortfarande har möjlighet att sälja sin reade gas som fordonsgas istället för att föra in den på nätet, vilket med alternativ 1 sker per automatik. Ett gränssnitt mellan rening och spetsning skapar lika villkor för produktion av biogas för nätet och biogas som fordonbränsle. Marknadskrafter och lönsamhet blir istället faktorer som styr hur gasen avsåts.

Sammanfattningsvis innebär båda alternativen ett ökat ansvar och ökade kostnader för nätägaren. Förändringen i jämförelse med nuvarande ansvars- och kostnadsfördelning blir för nätägaren mindre i alt. 2 än i alt. 1. Omvänt gäller för biogasproducenten.

Med ett förändrat gränssnitt är förhoppningen att biogasproduktionen ska öka och med denna ökning även kundunderlaget. För hela gaskollektivet är detta i stora drag att betrakta som positivt. Biogasproducenterna blir mer delaktiga och bidrar till ett effektivt utnyttjande av det befintliga nätet och när fler använder nätet kan kostnaderna också fördelas på fler.

Kundernas kostnad för överföring av gas (bio- och naturgas) i naturgassystemet blir med båda alternativen sannolikt högre i ett första skede, men höjningen blir mindre påtaglig i alternativ 2. Eftersom biogasproducenterna får lägre kostnader för uppgradering blir den totala produktionskostnaden för biogas lägre. En följd av detta blir att biogaskunderna försäkras att även i framtiden kunna konsumera biogas. Lägre produktionskostnader för biogas innebär således ökad försörjningstrygghet för biogaskunderna. Lägre produktionskostnader, vidgad marknad och ökad konkurrens i kombination med skalfördelar kan på längre sikt även resultera i att priset på biogas sjunker.

För en biogaskund ansluten till naturgassystemet förväntas en förändring resultera i en övergripande positiv effekt. Förvisso kan överföringsavgiften öka även för biogaskunden, men med säkrad framtida försörjning som följd. På lång sikt torde nettot av en förändring bli ett totalt lägre pris för gas och överföring eftersom en del av det som idag bekostas enbart av biogasproducenten i och med förändringen kommer att bekostas delvis av nätägaren, en kostnad som i slutändan läggs på gaskundskollektivet. Antas oförändrad mängd överförd naturgas förblir priset på naturgas opåverkat av förändringen och nettot för naturgaskunder blir därmed en högre kostnad för gas och överföring. Blir denna prishöjning för hög finns risk för kundavhopp med följd effekt i form av ännu högre pris för kvarvarande kunder. Detta kan vara förödande för hela gasmarknadens existens. Antas framtida ökad mängd överförd naturgas förväntas priset på naturgas sjunka med ökad kvantitet, förutsatt stor andel fasta kostnader. Om så är fallet blir priset förändringen uppåt mindre. Priset kan till och med komma att sjunka. Prisförändringen blir för alla kunderna mindre i alternativ 2 än alternativ 1.

5.2.3 Praktiska överväganden

En ny gränsdragning medför ett förändrat administrativt system för såväl biogasproducent som nätägare. Förutom en administrativ engångskostnad i samband med den förändrade ägarstrukturen finns, enligt branschen, orsak att tro att systemet även permanent får en mer komplicerad utformning. Systemet torde bli mindre komplicerat med alternativ 2 än alternativ 1.

Den del i alternativ 2 som avser delad kostnad för anslutande gasledning och nätanslutning bedömer Energimarknadsinspektionen komplicerad ur flera synpunkter. Förutom de rent administrativa beräkningarna som måste ske för att fakturera biogasproducenten nätägarens drift- och kapitalkostnad så kan denna del av förslaget ge upphov till svåra tekniska och ekonomiska tvister.

Oberoende av val av alternativ kommer en merkostnad att åläggas nätägaren. Detta kommer i sin tur innebära en kostnadsökning för nätkunderna. Denna kostnadsökning bör lyftas till översta nivån, till stamnätsnivå, för att på så sätt fördela kostnaderna på hela nätkollektivet. Om så inte sker skulle det innebära orimliga tariffökningar för kunder i lokala distributionsnät där biogasproduktionen är hög. Då ökad mängd biogas i nätet gynnar hela gasmarknaden är det rimligt att kostnaden slås ut på kollektivet. En mekanism för att göra så riskerar att bli komplicerad och betungande både för transmissions- och distributionsnätägare, beroende på utformning.

Förändring i fråga om kostnads- och ägaransvar kommer att ge incitament för att placera uppgraderingsanläggningar i anslutning till naturgasnätet. För alternativ 1 kommer hela uppgraderingsprocessen att omfattas men för alt. 2 inte nödvändigtvis reningsprocessen. Det är dock inte orimligt att tro att reningsanläggningen oavsett ägaransvar placeras i anslutning till spetsningsanläggning för att minska aktuell ledningssträckning.

Den danska gas som idag dominerar och därmed satt standard på den svenska gasmarknaden är ändlig och beräknas sitta inom en överskådlig framtid. Det finns dock flera alternativ till den danska gasen. Naturgas kan importeras från Norge och den kan via den danska ledningen tas från bl.a. Ryssland och Tyskland. Dock innebär detta att värmevärdet kommer variera och även den importerade naturgasen kommer behöva anpassas till det svenska nätet. Det är orimligt att biogasproducenten ska åläggas att anpassa värmevärdet på biogasen när även den importerade naturgasen kommer behöva bearbetas innan införsel på det svenska gasnätet. Således är det rimligt att värmevärdesanpassning, spetsning med propan eller luftinblandning, åläggs nätägaren. Gränssnittet för ansvarsfördelningen i uppgraderingsprocessen bör därmed gå mellan rening och spetsning, dvs. enligt alt. 2. Genom ägande och drift av spetsningsanläggningen är det nätägaren som ansvarar för att önskvärd kvalitet uppnås. Alternativ 1 skulle för nätägaren innebära ansvar även för rening, en process som inte självklart faller inom dess verksamhetsområde då biogasen måste rensas oavsett om den ska användas till fordonsgas eller matas in i nätet.

6 Sammanfattande analys, slutsatser och förslag

Biogas har stor potential i Sverige och kan utgöra en viktig del i energiomställningen

Biogas är ett miljömässigt attraktivt energislag och det finns en politisk vilja att skapa förutsättningar för att biogasen ska bli ett konkurrenskraftigt energislag. Energimarknadsinspektionen bedömer att biogasen har potential att spela en viktig roll i den kommande energiomställningen som bland annat innebär att förnybara energislag ska ersätta fossil energi.

Den svenska gasmarknaden idag utgörs till stor del av naturgasmarknaden i sydvästra Sverige. Biogasens andel ökar emellertid kontinuerligt. Energimarknadsinspektionen har i en övergripande utredning under 2009 konstaterat att det faktum att den svenska gasmarknaden är begränsad och dessutom fragmenterad utgör ett hinder för att biogasen ska kunna expandera. Att gasmarknaden som helhet, naturgasen inkluderad, utvecklas och expanderar är således en förutsättning för att den stora potential som finns för svensk biogas ska kunna realiseras. Detta står inte i kontrast med det långsiktiga målet att biogas helt ska kunna ersätta naturgas på den svenska gasmarknaden. Vid förändringar som görs i syfte att stödja biogasen men som kan ha en negativ effekt för naturgasens konkurrenskraft gentemot andra energislag är det avgörande för biogasens långsiktiga konkurrenskraft att dessa förändringar inte får effekten att naturgasmarknaden hindras att utvecklas. Ett sådant scenario skulle i förlängningen innebära att också biogasens utvecklingsmöjligheter försämras.

Tre huvudsakliga problem för en utveckling mot en förnybar gasmarknad

Trots miljömässiga fördelar är biogasproduktion och biogaskonsumtion liten i förhållande till övriga energislag. Potentialen för en ökad andel biogas i energimixen är dock stor. Energimarknadsinspektionen identifierade i en tidigare utredning tre huvudproblem som hindrar eller försvårar en expansion av biogasen som energislag. För det första måste möjligheterna till lönsamhet i biogasproduktion förbättras. För det andra måste natur- och biogasmarknaderna integreras mer sinsemellan. För det tredje måste biogasen kunna distribueras på ett kostnadseffektivt sätt. Denna utredning syftar till att komplettera naturgaslagen med särskilda bestämmelser som tar hänsyn till inmatning och överföring av biogas. Genom en sådan hanteras nämnda huvudproblem för biogasen parallellt; natur- och biogasmarknaderna integreras mer och förbättrade möjligheter till distribution i naturgasnätet innebär förbättrade möjligheter till kostnadseffektivitet. Däremot uppnås endast en marginell lönsamhetsförbättring för biogasproducenter.

Korrekt marknadsvillkor avgörande för biogasens utveckling

Energimarknadsinspektionen har till uppgift att säkerställa att energimarknaderna är väl fungerande marknader med tillfredsställande konkurrensvillkor. För en väl fungerande svensk gasmarknad där biogas kan konkurrera med övriga energislag är det därför avgörande för biogasens utveckling att denna får tillgång till den effektiva distributionskanal som naturgasnätet innebär. Andelen biogas som förs in på naturgasnätet ökar och ambitionen är att andelen ska öka än mer under de närmaste åren. Det faktum att nätet är byggt och utvecklat för naturgasens förutsättningar får inte innebära ett orimligt hinder för biogasproducenter som önskar distribuera sin produktion via nätet. Biogasproducenternas villkor för tillgång till infrastruktur är helt utformade efter naturgasens förutsättningar. I dagsläget innebär distribution i gassystemet en orimlig merkostnad för biogasproducenter.

Det är avgörande att biogasen inte strukturellt missgynnas av att villkoren på gasmarknaden är framarbetade innan biogas blev ett realistiskt alternativ till den fossila naturgasen. Energimarknadsinspektionen ser korrekta marknadsvillkor som en förutsättning för att biogasen ska kunna utvecklas och öka sin konkurrenskraft.

Energimarknadsinspektionen ser det som rimligt att gränssnittet för uppgradering och nätanslutning avseende ansvar och kostnad förändras för att möjliggöra en framtida successiv övergång till biogas i naturgasnätet.

Flera alternativ till gränsdragning mellan biogasproduktion och nätverksamhet föreligger

Utöver själva produktionen av biogas åligger det idag producenten att rena gasen från vattenånga, svavelväte och koldioxid, att genom propanspetsning uppgradera biogasen till dansk naturgaskvalitet samt att se till att fysisk anslutning till nätet finns tillgänglig. Det finns således ett antal alternativ till en förändrad gränsdragning mellan biogasproduktion och nätverksamhet. I syfte att finna en ny tillfredsställande gränsdragning har ett antal aspekter analyserats. För det första hur förändringen påverkar den allmänna gasmarknadsutvecklingen och försörjningstryggheten på gasmarknaden. För det andra vad effekterna blir för de olika marknadsaktörerna. För det tredje de praktiska aspekter som förändringen skulle innebära.

Ansvar för propanspetsning bör åläggas nätägaren

Kortsiktigt skulle biogasens konkurrenskraft stärkas mest om såväl rening som spetsning och anslutning ålades nätägare. På längre sikt är det emellertid inte självklart att en sådan förändring skulle vara till gagn för biogasen eftersom en sådan förändring kan få långsiktigt negativa effekter för naturgasens konkurrenskraft gentemot övriga energislag. En minskad naturgasmarknad är inte önskvärt utifrån ett biogasperspektiv eftersom biogasen inom överskådlig framtid kommer att vara beroende av naturgasen för att den svenska gasmarknaden ska kunna expandera och utvecklas. Ett scenario där naturgasen kraftigt minskar i marknadsandelarna på energimarknaden skulle således kraftigt försämra förutsättningarna för en storskalig utbyggnad av biogasproduktion och därigenom

försämra möjligheterna till att realisera den stora potentialen som finns för svensk biogasproduktion. Energimarknadsinspektionen bedömer det därför inte som önskvärt att både reningen och spetsningen samt anslutningen åläggs nätägaren.

Det finns även andra argument för att reningsprocessen också fortsättningsvis bör vara ålagd biogasproducenten. Framförallt kan denna delprocess, till skillnad från propanspetsning och nätanslutning, betecknas som en naturlig del av produktionsprocessen. Detta eftersom rening av biogas måste göras oavsett om producenten väljer att föra in gasen på gasnätet eller om denne säljer den som exempelvis fordonsgas eller använder den för uppvärmningsändamål. Reningsprocessen är således en förutsättning för att energin i biogasen överhuvudtaget ska kunna tillvaratas. Energimarknadsinspektionen bedömer det därför som orimligt att påföra nätverksamheten kostnaden för reningen av biogas och reningsprocessen bör därför också fortsättningsvis vara en uppgift för biogasproducenten.

Propanspetsningen kan, till skillnad från reningsprocessen, däremot betecknas som en naturlig del av nätverksamheten. 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 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. Då biogasproduktionen befrias från denna delprocess är biogasverksamhetens marknadsvillkor att betrakta som mer korrekta då anpassning inte behöver ske till en tidigare ensam marknadsaktör. Vidare föreslår inspektionen att de merkostnader förslaget innebär påförs nätkollektivet på stamnätsnivå. Spridningen blir på så sätt större varvid merkostnad per kund blir mindre. Vidare undviks att biogasrika lokala nät åläggs orimligt hög merkostnad till följd av att stor volym biogas matas in i nätet, något som kan hämma utveckling. Om så skulle ske blir effekten motsatt föresatsen.

Energimarknadsinspektionen betraktar en gränsdragning mellan rening och spetsning avseende ansvar och kostnad som ett steg mot förbättrade marknadsvillkor för biogas utan att naturgasmarknaden riskerar en allvarligt hämmad utveckling. Detta är en grundläggande förutsättning för att biogasmarknaden ska kunna ges möjlighet att växa och förbättra sin konkurrenskraft gentemot andra fossila energislag, på längre sikt fasa ut naturgasen ur de svenska gasnäten och bidra till en omvandling mot en förnybar energiförsörjning.

Ytterligare stöd till biogas kan vara nödvändigt

Ett mål utifrån ett marknadsperspektiv är att stöd eller subventioner inte ska vara nödvändiga för att marknaden ska kunna utvecklas, marknadens prissignaler ska vara tillräckliga. Biogasen har dock vissa konkurrensnackdelar gentemot redan etablerade energikällor. Eftersom biogasen är ett miljömässigt fördelaktigt bränsle, som kan komma att spela en viktig roll i den kommande energiomställningen, kan det finnas skäl att under en övergångsperiod stödja biogasen. På så sätt kan biogasmarknaden mogna och utvecklas till att på lång sikt bli konkurrenskraftig utan stöd.

Energimarknadsinspektionens övergripande roll utgörs av tillsyn över energimarknaderna och inspektionens mål är väl fungerande energimarknader. Det är inte inspektionens uppgift att avgöra om ett visst energislag ska stödjas ytterligare och inte heller att arbeta fram och föreslå nya direkta stödprogram till separata energislag. Energimarknadsinspektionen har dock konstaterat att det finns ett antal hinder för en väsentligt expanderad biogasmarknad. De åtgärdsförslag som presenteras i denna rapport är främst avsedda att bidra till att skapa korrekta marknadsvillkor för att möjliggöra en framtida utveckling av biogasproduktion. Situationen med bristande lönsamhet i biogasproduktion kommer att förbättras om förslaget realiserar men Energimarknadsinspektionen bedömer att det inte kommer vara tillräckligt för att inom överskådlig framtid göra biogasen konkurrenskraftig gentemot exempelvis naturgas.

Energimarknadsinspektionen föreslår att regeringen överväger att ta initiativ till en utredning av ett marknadsbaserat stödsystem för biogasproduktion. Ett sådant system skulle exempelvis kunna utformas utifrån ett långsiktigt planeringsmål kombinerat med avgifter från lämpliga energislag och bränslen som finansierar ett produktionsstöd för biogasproducenter i likhet med elcertifikatsystemet.

7 Författningsförslag med kommentarer

7.1 Förslag till lag om ändring av naturgaslagen (2005:403)

Härigenom föreskrivs i fråga om naturgaslagen (2005:403)

dels att det ska införas fem nya paragrafer 1 kap. 6a och 6b §§, 3 kap. 1a och b §§ samt 6 kap. 3 a §,

dels att 3 kap. 5 § ska ha följande lydelse

samt att rubriken närmast före 3 kap. 1 § ska lyda "Inledande bestämmelser"

1 kap. Inledande bestämmelser

Definitioner

<i>Nuvarande lydelse</i>	<i>Föreslagen lydelse</i>
	<p>6 a § Med spetsning av biogas avses i denna lag anpassning av värmevärde i biogas till energiinnehållet i den gas som överförs i naturgasnätet.</p> <p>6 b § Med renad biogas avses i denna lag biogas som renats från svavelväte (H₂S), koldioxid, vatten och partiklar.</p>

3 kap. Skyldigheter för innehavare av naturgasledningar

Inledande bestämmelser

<i>Nuvarande lydelse</i>	<i>Föreslagen lydelse</i>
<p data-bbox="325 1921 804 2022"><i>5 § Den som innehar en naturgasledning är skyldig att på skäliga villkor ansluta andra naturgasledningar samt</i></p>	<p data-bbox="845 443 1318 544"><i>1a § Ett företag som bedriver överföring av naturgas är skyldig att mata in och spetsa renad biogas.</i></p> <p data-bbox="845 584 1337 869"><i>1 b § Den som bedriver överföring av naturgas på en transmissionsledning som är ansluten till utlandsförbindelse är skyldig att ersätta en innehavare av naturgasledning som har kostnader för spetsning av biogas med belopp som regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, tillsynsmyndigheten meddelar i föreskrifter.</i></p> <p data-bbox="845 909 1281 1048"><i>Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, tillsynsmyndigheten får meddela föreskrifter om rapportering av kostnader för spetsning av biogas.</i></p> <p data-bbox="845 1088 1337 1406"><i>5 § Den som innehar en naturgasledning är skyldig att på skäliga villkor ansluta andra naturgasledningar, lagringsanläggningar, förgasningsanläggningar samt anläggningar för produktion av biogas. Detsamma gäller vid en återinkoppling av en befintlig naturgasledning, ändring av den avtalade kapaciteten i anslutningspunkten samt ändring av tiden för överföringen.</i></p> <p data-bbox="845 1447 1318 1585"><i>Skyldighet föreligger inte om den först nämnda ledningen saknar kapacitet för den begärda åtgärden eller om det annars finns särskilda skäl.</i></p> <p data-bbox="845 1626 1345 1727"><i>Skyldigheten gäller inte den som innehar en naturgasledning som uteslutande används för egen räkning.</i></p>

<p><i>lagringsanläggningar och förgasningsanläggningar. Detsamma gäller vid en återinkoppling av en befintlig naturgasledning, ändring av den avtalade kapaciteten i anslutningspunkten samt ändring av tiden för överföringen.</i></p> <p><i>Skyldighet föreligger inte om den först nämnda ledningen saknar kapacitet för den begärda åtgärden eller om det annars finns särskilda skäl.</i></p> <p><i>Skyldigheten gäller inte den som innehar en naturgasledning som uteslutande används för egen räkning.</i></p>	
--	--

6 kap. Anslutningsavgifter och tariff

Tariffer för överföring, lagring och förgasning

<p><i>Nuvarande lydelse</i></p>	<p><i>Föreslagen lydelse</i></p> <p><i>3a § Överföringstariffer för transmissionsledningar som är anslutna till utlandsförbindelser ska utformas så att de även innefattar kostnader för spetsning av biogas som matas in i naturgassystemet.</i></p>
---------------------------------	---

Övergångsbestämmelser

Denna lag träder i kraft den xx

7.2 Författningskommentarer

1 kap.

6 a § Med spetsning av biogas avses i denna lag anpassning av värmevärde i biogas till energiinnehållet i den gas som överförs i naturgasnätet.

I paragrafen anges vad som avses med spetsning av biogas. Biogas har ett lägre metaninnehåll än naturgas. Debiteringen av kunder baseras på den volym gas som kunden använt och inte på det exakta energiinnehållet. Med varierande energiinnehåll riskerar kunderna att feldebiteras om energiinnehållet i gasen varierar. För att höja biogasens energiinnehåll till samma nivå som den naturgas som överförs i ledningarna blandas (spetsas) biogasen med propan.

6 b § Med renad biogas avses i denna lag biogas som renats från svavelväte (H₂S), koldioxid, vatten och partiklar.

I paragrafen anges vad som avses med rening av biogas. Det faktum att innehavaren av en naturgasledning har rätt att ställa kvalitetskrav på den gas som ska matas in i ledningen och till att biogasen inte har samma kvalitet som den naturgas som överförs i ledningarna leder till att biogasen måste renas till biometan innan gasen kan matas in i systemet.

3 kap.

1 a § Ett företag som bedriver överföring av naturgas är skyldig att mata in och spetsa renad biogas.

I paragrafen regleras att den som överför naturgas har en mottagningskyldigheten av renad biogas och att innehavaren därefter har en skyldighet att spetsa och överföra den mottagna biogasen i sina ledningar.

1 b § Den som bedriver överföring av naturgas på en transmissionsledning som är ansluten till utlandsförbindelse är skyldig att ersätta en innehavare av naturgasledning som har kostnader för spetsning av biogas med belopp som regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, tillsynsmyndigheten meddelar i föreskrifter.

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, tillsynsmyndigheten får meddela föreskrifter om rapportering av kostnader för spetsning av biogas.

I första stycket anges att den som bedriver överföring på en transmissionsledning som är ansluten till en utlandsförbindelse är skyldig att ersätta de innehavare av naturgasledningar för kostnader som de har för att spetsa biogas med det belopp som regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, tillsynsmyndigheten bestämmer.

I andra stycket finns ett bemyndigande för regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, tillsynsmyndigheten att meddela föreskrifter om hur den rapportering av de uppgifter som krävs för att innehavare av naturgasledningar

ska kunna få ersättning för kostnader för spetsning som de har rätt till enligt första stycket.

5 § Den som innehar en naturgasledning är skyldig att på skäliga villkor ansluta andra naturgasledningar, lagringsanläggningar, förgasningsanläggningar samt produktionsanläggningar för biogas. Detsamma gäller vid en återinkoppling av en befintlig naturgasledning, ändring av den avtalade kapaciteten i anslutningspunkten samt ändring av tiden för överföringen.

Skyldighet föreligger inte om den först nämnda ledningen saknar kapacitet för den begärda åtgärden eller om det annars finns särskilda skäl.

Skyldigheten gäller inte den som innehar en naturgasledning som uteslutande används för egen räkning.

I första stycket utökas den redan befintliga anslutningsskyldigheten för innehavare av naturledningar till att även omfatta anläggningar för produktion av biogas. Anslutningsskyldigheten för dessa anläggningar regleras på samma villkor som redan gäller för anslutning av andra naturgasledningar, lagringsanläggningar, förgasningsanläggningar.

Andra och tredje stycket är oförändrade

6 kap.

3 a § Överföringstariffer för transmissionsledningar som är anslutna till utlandsförbindelser ska utformas så att de även innefattar kostnader för spetsning av biogas som matas in i naturgassystemet.

I paragrafen anges att den som har transmissionsledningar som är anslutna till utlandsförbindelser ska utforma sina tariffer så att de även inkluderar de kostnader för spetsning av biogas som innehavaren är skyldig att ersätta andra innehavare av naturgasledningar för i enlighet med 3 kap. 1 b § första stycket. För det fall att innehavare av transmissionsledningar som är anslutna till utlandsförbindelser har egna kostnader för spetsning av biogas ska även dessa kostnader beaktas i tarifferna.

Övergångsbestämmelser

Denna lag träder i kraft den xx

8 Konsekvensanalys

Energimarknadsinspektionen föreslår att gränssnittet mellan biogasproduktion och nätverksamhet förläggs mellan reningsanläggning och spetsningsanläggning. Biogasverksamheten ansvarar för och bekostar reningsanläggningar där biogas genom rening från bland annat vattenånga, koldioxid och svavelväte blir biometan. Nätverksamheten ansvarar för spetsningsanläggningar där biometan spetsas med propan för att uppnå det värmevärde som krävs för inmatning på gasnätet. Anslutande ledning bekostas och ägs av biogasproducenten. Förändringen genomförs genom en lagändring. Den föreslagna förändringen påverkar framförallt biogasproducenter, nätägare och gaskunder. Förändringen påverkar även samhällsnyttan framförallt ur ett miljömässigt perspektiv. Inspektionen anser det nödvändigt att integrera och vidga hela gasmarknaden och för att detta ska ske bedöms bland annat att den förändring som förslaget innebär genomförs.

8.1 Administrativa konsekvenser

Den föreslagna gränsdragningen innebär vissa administrativa förändringar, i synnerhet för nätägarna.

8.1.1 Nätägare

För nätägaren innebär en förändring enligt förslaget att nätverksamheten utvidgas till att inkludera spetsning av biometan. Då detta inte tidigare varit en del av verksamheten krävs att nätägaren inhämtar ny kunskap för att kunna bedriva även denna process. Ett nytt gränssnitt innebär även förändrade administrativa rutiner i fråga om bland annat fakturering. Detta förväntas skapa dels en engångskostnad vid implementering, men kan även innebära att systemet kompliceras permanent beroende på utformning.

8.1.2 Biogasproducenter

Ett förändrat gränssnitt i enlighet med förslaget innebär för biogasproducenterna en ansvarslättning då en del av deras tidigare verksamhet åläggs nätverksamheten. Förslaget innebär dock att biogasproducenten tar ansvar för tydlig kvalitetsredovisning av den reade biogasen för att denna problemfritt ska kunna föras vidare till spetsning, något som kan regleras i anslutningsvillkoren mellan producent och nätägare.

8.1.3 Gaskunder

Gaskunderna påverkas inte administrativt av den föreslagna förändringen. Den förändrade strukturen avseende ägar- och kostnadsansvar för uppgradering av biogas innebär en inbördes förändring mellan biogasproduktion och nätverksamhet vilken därmed inte administrativt förväntas påverka gaskunderna.

8.2 Ekonomiska konsekvenser

Ett förändrat gränssnitt inom uppgraderingsprocessen innebär förändrade ekonomiska villkor för alla inblandade parter; nätägare, biogasproducenter och gaskunder. Syftet med förändringen är att hela gasmarknaden ska gagnas. Förändrade marknadsvillkor för biogas ska inte ligga naturgasmarknaden till last utan de ekonomiska konsekvenserna förväntas på lång sikt bli positiva för hela den svenska gasmarknaden.

8.2.1 Nätägare

Förslaget innebär att nätägaren får ökade kostnader i och med att spetsningsförfarandet flyttas till nätverksamheten. I och med det föreslagna gränssnittet kan nätägaren själv i viss utsträckning avgöra huruvida det blir aktuellt att propanspetsa biogasen eller låta biogasen utgöra standard för värmevärdet i näten. Det förändrade gränssnittet innebär således inte för nätägaren per automatik en kostnadsökning baserad på propanspetsning. I dagsläget är det dock troligt att propanspetsning är det mest aktuella alternativet varvid en kostnadsökning är att vänta. Det föreslagna gränssnittet ger incitament till stordriftsfördelar vilket innebär att den enskilda kostnaden för spetsning kan komma att minska jämfört med dagens läge. Nätägaren har möjlighet att påföra sina kunder den kostnadsökning som spetsningsförfarandet innebär.

8.2.2 Biogasproducenter

Biogasproducenterna möter med det föreslagna gränssnittet en kostnadslättnad då en del av uppgraderingsprocessen som tidigare legat inom biogasproducentens ansvarområde i och med förändringen åläggs nätägaren. Reningsanläggningen, som utgör den största kostnaden i uppgraderingsprocessen, ligger fortfarande inom biogasproduktionens ansvarsområde. Den kostnadslättnad som det föreslagna gränssnittet innebär kan få biogasproducenter med produktion i mindre skala att ansluta sig till distributionsnät. Stordriftsfördelar inom reningsverksamheten kan ytterligare bidra till en sådan effekt. Stordriftsfördelar antas även att sänka den enskilda kostnaden för rening. Då fler biogasproducenter får möjlighet till avsättning för sin gas i distributionsnätet kan nätkapaciteten utnyttjas effektivare, kundunderlaget vidgas och hela gasmarknadens konkurrenskraft öka.

8.2.3 Gaskunder

För gaskunden innebär det föreslagna gränssnittet en sannolik initial kostnadsökning. Eftersom den ökade kostnaden för nätägare utjämnas över hela gasnätskollektivet via transmissionsnätnivån innebär förslaget en kostnadsökning för hela nätkollektivet, såväl hushållskunder som industrikunder. Detta i sin tur innebär att påslaget per kund blir mindre då den sammantagna kostnadsökningen slås ut på ett större kundunderlag än om så skulle ske på lokal distributionsnätnivå. Förutsatt att den föreslagna förändringen innebär en vidgad gasmarknad, med både natur- och biogas, är det rimligt att anta att överföringstariffen för gas kan komma att sjunka med ökad mängd överförd gas, något som skulle komma gaskunderna till gagn genom ett effektivare utnyttjande av nätet. Det är dock av vikt att belysa risken för kundavhopp i samband med en initial kostnadsökning. Denna risk gäller i synnerhet industri- och kraftvärmekunder vilka kan komma att byta till alternativa bränslen så som

exempelvis olja. Det är dessa kunder som bedöms vara känsligast för prisförändringar. Även hushållskunder kan komma att substituera gas mot andra alternativ även om denna risk bedöms som något mindre än vad gäller industrikunder. Det kan till och med tänkas att hushållskunder, i synnerhet flerbostadshus och bostadsrättsföreningar, kan komma att använda biogasen och dess miljömässiga fördel för att höja attraktionskraften på boendet.

8.3 Miljömässiga konsekvenser

Energimarknadsinspektionen bedömer att biogasen har en viktig roll att spela i den kommande energiomställningen som bland annat innebär att förnybara energislag ska ersätta fossil energi. Den föreslagna förändringen innebär förändrade marknadsvillkor för biogas vilket förväntas gynna den eftersträvade omställningen till förnybar energi. De miljömässiga konsekvenserna av den föreslagna förändringen är således positiva. Det är dock av vikt att poängtera att för att biogasen ska ha möjlighet att på sikt ta över den marknad som idag domineras av naturgas krävs att hela den svenska gasmarknaden växer. Den föreslagna förändringen syftar till att förändra biogasens marknadsvillkor för att vidga en gemensam gasmarknad där både natur- och biogas förväntas växa.

Den föreslagna förändringen för korrekta marknadsvillkor för biogas innebär att om biogasproduktionen ökar och biogasens konkurrenskraft på gasnätet växer kan detta ge spill-overeffekter även till andra användningsområden såsom fordonsgas. Biogas som drivmedel är miljömässigt avsevärt bättre än fossila alternativ. Positiva miljömässiga effekter finns således inom flera områden.

Den föreslagna förändringen syftar till att stärka produktionsmöjligheterna för biogas för att öka mängden biogas i det svenska gasnätet. Biogasens övriga verksamhetsområden, till exempel som fordonsgas, har i denna utredning inte berörts mer än i periferin. Energimarknadsinspektionen vill också poängtera att den föreslagna förändringen inte är tillräcklig för att trygga en framtida biogasmarknad. Ytterligare stödåtgärder inom biogasverksamhetens alla områden kommer med största sannolikhet att behövas för att den önskvärda övergången till förnybara energislag ska kunna genomföras.

Referenslista

Artiklar och rapporter

Biomil AB och Envirum AB (2008), Den svenska biogaspotentialen från inhemska restprodukter

E.ON, Gasföreningen och LRF (2007), Gårdsproduktion av biometan – en jämförelse av produktionskostnader och marknadsvärde för olika avsättningsalternativ, rapportutgiven av Gasföreningen

Energimarknadsinspektionen (2009:12), Ökad andel biogas och en utvecklad gasmarknad – analys över förutsättningarna för och förslag till en ökad andel biogas på den svenska marknaden

Energimarknadsinspektionen (2009a), Energimarknadsinspektionens årsrapport 2008, EIR2009:05

Energimyndigheten (2008), Energiläget, ER 2008:15

Energimyndigheten (2010), Förslag till en sektorövergripande biogasstrategi, ER 2010:23

Gasföreningen (2006), Basdata om biogas 2006

Grontmij (2010), Gränsdragning mellan biogas- och nätverksamhet

Prop. 2004/2005:62, Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas m.m.

Prop. 2008/2009:162, En sammanhållen klimat- och energipolitik – Klimat

Prop. 2008/2009:163, En sammanhållen klimat- och energipolitik – Energi

ÅF-Consult AB (2008), Naturgasen – en bro in i biogassamhället, rapport utgiven av Gasföreningen

Elektroniska källor

LRF, Biogas på gården,

<http://www.lrf.se/medlem/foretagande/energi/biogas-pa-garden---varfordet/biogasaffarer-pa-garden/> 2010-09-24

Statistiska centralbyrån;

http://www.scb.se/Pages/TableAndChart____229796.aspx, 2010-09-09

http://www.scb.se/Pages/TableAndChart____262221.aspx, 2010-09-09

http://www.shell.com/home/content/se-sv/shell_for_businesses/exploration_production/naturgas/sv/welcome_skane_naturgas_sv.html 2010-09-24

Bilaga 1 Beräkningar av fyra potentiella scenarier rörande prisbildning på gasmarknaden

I denna bilaga presenteras de beräkningar på vilken delar av analysen i avsnitt 5.2.1 bygger. Samtliga beräkningar utgår från antagandet att nätverksamhetens dominerande kostnadspost idag utgörs av fasta kostnader varvid det antas att överföringstariffen för naturgas faller med ökad kvantitet överförd gas. För överskådlighet används här två decimaler.

Scenario 1 – Oförändrad situation, mängden överförd natur – och biogas avviker inte från tidigare år

Förbrukning och överföringskostnad för 2009, särredovisade uppgifter (Swedegas):

Bolag	Källa för intäkter som kommer från slutanvändare	Intäkter 2009 i kkr	TWh	öre/kWh
E.ON Gas Sverige	Transiteringsintäkter enligt Not Resultaträkning	436 507	6,2	7,0
Göteborg Energi Gasnät	Transiteringsintäkter enligt Not Resultaträkning	139 873	3,6	3,9
Lunds Energi	Transiteringsintäkter enligt Not Resultaträkning	41 715	0,4	9,5
Swedegas	Intäkter avseende uttagspunkter enl. Särskild rapport	24 701	1,4	1,7
Varberg Energi	Transiteringsintäkter enligt Not Resultaträkning	7 805	0,1	12,7
Öresundskraft	Transiteringsintäkter enligt Not Resultaträkning	63 370	0,9	7,1
	Summa	713 971	12,7	5,6

Förbrukning 2009 (SCB):

Naturgas: 14 TWh

Biogas: 0,2 TWh

Genomsnittlig överföringstariff, baserat på särredovisade uppgifter ovan och biogasförbrukning 2009, beräknas till 5,5 öre/kWh (1)

Total överföringstariff: 7 700 000 000 000,00 kr (2)

Uträkningen för spetsningskostnad (öre/kWh) för stor respektive liten anläggning baserar sig på siffror från Grontmiljs rapport, här redovisade i tabell 1. Med stor respektive liten anläggning avses spetsningsanläggning med biogasflöde om 50 respektive 10 GWh/år. Spetsningskostnad för stor respektive liten anläggning:

$((\text{Spetsningskostnad} + \text{merkostnad propan} + \text{nätanslutning}) * \text{mängd biogas}) / (\text{total mängd gas})$

$((1,2 + 2,3 + 0,85) * 0,2 \text{ TWh}) / 14 \text{ TWh} = 0,06 \text{ öre/kWh}$ (3)

$$((4,9+2,3+4,25)*0,2\text{TWh})/14\text{TWh}= 0,16 \text{ öre/kWh} \quad (4)$$

Total genomsnittlig tariff, spetsningskostnad inkluderad för stor respektive liten spetsningsanläggning:

(Total överföringstariff naturgas)/(mängd överförd naturgas)+(spetsningskostnad biogas)

$$7\,700\,000\,000\,000,00 \text{ kr}/(14-0,2 \text{ TWh})+0,06=5,74 \text{ öre/kWh} \quad (5)$$

$$7\,700\,000\,000\,000,00 \text{ kr}/(14-0,2 \text{ TWh}) +0,16=5,64 \text{ öre/kWh} \quad (6)$$

Scenario 2 – Ökad mängd biogas, oförändrad total mängd gas

Beräkningarna har utförts enligt samma princip som ovan, men med varierande mängd biogas vilket ökar spetsningskostnad och total genomsnittlig överföringstariff.

Total mängd gas, TWh	Biogas, TWh	Spetsningskostnad, öre/kWh		Total genomsnittlig tariff, öre/kWh	
		Liten anläggning	Stor anläggning	Liten anläggning	Stor anläggning
14	0,2	0,16	0,06	5,74	5,64
14	0,2	0,16	0,06	5,74	5,64
14	0,3	0,25	0,09	5,87	5,71
14	0,4	0,33	0,12	5,99	5,79
14	0,5	0,41	0,16	6,11	5,86
14	0,6	0,49	0,19	6,24	5,93
14	0,7	0,57	0,22	6,36	6,01
14	0,8	0,65	0,25	6,49	6,08
14	0,9	0,74	0,28	6,61	6,16
14	1,0	0,82	0,31	6,74	6,23
14	1,1	0,90	0,34	6,87	6,31
14	1,2	0,98	0,37	7,00	6,39
14	1,3	1,06	0,40	7,13	6,47
14	1,4	1,15	0,44	7,26	6,55
14	1,5	1,23	0,47	7,39	6,63
14	1,6	1,31	0,50	7,52	6,71

Scenario 3 – minskad total mängd gas, varierande förändrad mängd biogas

Beräkningarna har utförts enligt samma princip som för scenario 1 ovan. Här varierar dock både mängden överförd naturgas och biogas. Naturgaspriset förväntas öka med fallande mängd överförd naturgas då den totala överföringsavgiften antas konstant, se (2). Den totala prisökningen som ett resultat av fallande mängd överförd gas varierar med andelen överförd biogas.

Total mängd gas, TWh	Biogas, TWh	Spetsningskostnad, öre/kWh		Total genomsnittlig tariff, öre/kWh	
		Liten anläggning	Stor anläggning	Liten anläggning	Stor anläggning
14	0,2	0,16	0,06	5,74	5,64
14	0,1	0,08	0,03	5,62	5,57
14	0	0,00	0,00	5,50	5,50
13	0,2	0,18	0,07	6,19	6,08
13	0,1	0,09	0,03	6,06	6,00
13	0	0,00	0,00	5,92	5,92
12	0,2	0,19	0,07	6,72	6,60
12	0,1	0,10	0,04	6,57	6,51
12	0	0,00	0,00	6,42	6,42
11	0,2	0,21	0,08	7,34	7,21
11	0,1	0,10	0,04	7,17	7,10
11	0	0,00	0,00	7,00	7,00
10	0,2	0,23	0,09	8,09	7,94
10	0,1	0,11	0,04	7,89	7,82
10	0	0,00	0,00	7,70	7,70

Scenario 4 – Ökad mängd natur- och biogas

I detta scenario ökar både mängd överförd natur- och biogas. Överföringstariffen för naturgas förväntas falla med ökande mängd överförd gas då den totala överföringsavgiften antas konstant, se (2). Förändringen i total genomsnittlig tariff beror på den inbördes fördelningen mellan natur- och biogas i den totala mängden överförd gas.

Total mängd gas, TWh	Biogas, TWh	Spetsningskostnad, öre/kWh		Total genomsnittlig tariff, öre/kWh	
		Liten anläggning	Stor anläggning	Liten anläggning	Stor anläggning
14	0,2	0,16	0,06	5,74	5,64
15	0,2	0,15	0,06	5,36	5,26
15	0,4	0,31	0,12	5,58	5,39
15	0,5	0,38	0,15	5,69	5,46
15	1	0,76	0,29	6,26	5,79
15	1,5	1,15	0,44	6,85	6,14
15	2	1,53	0,58	7,45	6,50
16	0,2	0,14	0,05	5,02	4,93
16	0,4	0,29	0,11	5,22	5,04

Total mängd gas, TWh	Biogas, TWh	Spetsningskostnad, öre/kWh		Total genomsnittlig tariff, öre/kWh	
		Liten anläggning	Stor anläggning	Liten anläggning	Stor anläggning
16	0,5	0,36	0,14	5,33	5,10
16	1	0,72	0,27	5,85	5,41
16	1,5	1,07	0,41	6,38	5,72
16	2	1,43	0,54	6,93	6,04
17	0,2	0,13	0,05	4,72	4,63
17	0,4	0,27	0,10	4,91	4,74
17	0,5	0,34	0,13	5,00	4,79
17	1	0,67	0,26	5,49	5,07
17	1,5	1,01	0,38	5,98	5,35
17	2	1,35	0,51	6,48	5,65
18	0,2	0,13	0,05	4,45	4,37
18	0,4	0,25	0,10	4,63	4,47
18	0,5	0,32	0,12	4,72	4,52
18	1	0,64	0,24	5,17	4,77
18	1,5	0,95	0,36	5,62	5,03
18	2	1,27	0,48	6,08	5,30
18	2,5	1,59	0,60	6,56	5,57
18	3	1,91	0,73	7,04	5,86
18	3,5	2,23	0,85	7,54	6,16
18	4	2,54	0,97	8,04	6,47
19	0,2	0,12	0,05	4,22	4,14
19	0,4	0,24	0,09	4,38	4,23
19	0,5	0,30	0,11	4,46	4,28
19	1	0,60	0,23	4,88	4,51
19	1,5	0,90	0,34	5,30	4,74
19	2	1,21	0,46	5,73	4,99
19	2,5	1,51	0,57	6,17	5,24
19	3	1,81	0,69	6,62	5,50
19	3,5	2,11	0,80	7,08	5,77
19	4	2,41	0,92	7,54	6,05
20	0,2	0,11	0,04	4,00	3,93
20	0,4	0,23	0,09	4,16	4,02
20	0,5	0,29	0,11	4,23	4,06
20	1	0,57	0,22	4,63	4,27
20	1,5	0,86	0,33	5,02	4,49
20	2	1,15	0,44	5,42	4,71
20	2,5	1,43	0,54	5,83	4,94
20	3	1,72	0,65	6,25	5,18
20	3,5	2,00	0,76	6,67	5,43
20	4	2,29	0,87	7,10	5,68

Kungsgatan 43
Box 155
631 03 Eskilstuna
Tel 016-16 27 00
www.ei.se